

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

**ORGANIZACION INSTITUCIONAL
DEL SECTOR DEL GAS**

1991

República de Colombia

ORGANIZACION INSTITUCIONAL

DEL SECTOR DEL GAS

— LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL —

Seminario

Santa Marta, diciembre 5 al 7 de 1991
Centro de Convenciones Hotel Santamar

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION
ECOPETROL
COMUNIDAD ECONOMICA EUROPEA

COMISION NACIONAL DE ENERGIA
OLADE
BANCO MUNDIAL-PROGRAMA ESMAP
EURCOGAS

LAS ESTRUCTURAS INSTITUCIONALES

DEL

MUNDO GASISTA

Por

JAIME ELGSTRÖM

Noviembre 1991.

	Pág.
1. Evolución histórica y motivaciones de su existencia	-4-
2. Tipos de asociaciones y organismos; objetivos	-6-
2.1. Objetivos de las asociaciones de técnicos	-6-
2.2. Objetivos de las asociaciones empresariales	-7-
2.3. Objetivos de los organismos gubernamentales	-8-
2.4. Objetivos de las asociaciones mixtas	-8-
2.5. Objetivos de los organismos de normalización	-9-
2.6. Objetivos de las asociaciones de investigación y desarrollo	-10-
3. Estructuras de asociaciones y organismos	-12-
3.1. Asociaciones técnicas	-12-
3.1.1. Nacionales	-12-
3.1.2. Internacionales	-15-
3.2. Asociaciones empresariales	-20-
3.2.1. Nacionales	-20-
3.2.2. Internacionales	-22-
3.3. Organismos internacionales a nivel gubernamental ...	-24-
3.3.1. AIE	-24-
3.3.2. CEPE	-25-
3.4. Asociaciones mixtas	-26-
3.5. Asociaciones y organismos de normalización	-26-
3.5.1. Nacionales	-27-
3.5.2. Internacionales	-28-

3.6. Asociaciones de investigación y desarrollo	-30-
3.6.1. Nacionales	-30-
3.6.2. Internacionales	-31-
4. Referencias de asociaciones y organismos gasistas	-32-
4.1. Nacionales	-32-
4.2. Internacionales	-41-

1. Evolución histórica y motivaciones de su existencia.

Las estructuras gasistas, tanto nacionales como internacionales, han ido naciendo a lo largo de los años a medida que se iba desarrollando la industria gasista, básicamente debido a la necesidad de coordinar las actividades del sector, de defender sus intereses, de normalizar y legislar, o también debido a circunstancias externas.

Las primeras empresas gasistas se establecieron a principios del siglo XIX para la producción y distribución de gas manufacturado, tanto para el alumbrado de calles y locales como para cubrir las necesidades de calor y para cocinar en los hogares. A medida que se multiplicaron las empresas, se observó la necesidad y ventaja de unificar la tecnología, establecer especificaciones, normalizar, intercambiar experiencias y unificar acciones frente a terceros en defensa de sus intereses. Como foro y medio para atender estas necesidades nacieron, en primer lugar, las asociaciones técnicas gasistas nacionales. En Europa esto empezó a suceder a mediados del siglo XIX, y concretamente en 1859 nace en Alemania la DVGW, en 1863 la IGE en Gran Bretaña, y en 1874 la ATG en Francia, etc.

A principios del siglo XX las asociaciones nacionales no limitaban su actividad al campo puramente nacional sino que empezaron a establecer contactos y lazos de unión con otras asociaciones fuera de sus fronteras para, en principio, intercambiar experiencias. Viendo la necesidad de encontrar una vía de acción común, se creó en 1930 la UIIG -Unión Internacional de las Industrias del Gas- que en la actualidad agrupa a todas las asociaciones de técnicos gasistas a nivel mundial que en estos momentos son 46, abarcando casi el 90% de la industria del sector.

Ya unos años antes, en 1925, se creó la Conferencia Mundial de la Energía -WEC- (actualmente CONSEJO MUNDIAL DE LA ENERGIA). En un principio fue una asociación de técnicos eléctricos de 24 países. A lo largo de los años se fueron incluyendo otras energías, cosa que se institucionalizó en 1968, en el Consejo de Moscú. Dicho Organismo agrupa, a nivel mundial, los comités nacionales a nivel

gubernamental (actualmente 104) y las empresas energéticas de todos los países, y en su seno se desarrollan temas que afectan a todas las energías, como electricidad, petróleo, carbón, gas, energías alternativas, etc. Precisamente el año 1992 se celebrará durante los días 20 al 25 de septiembre en Madrid el XV Congreso Mundial de la Energía bajo el lema "Energía y Vida".

Inmediatamente después de la Segunda Guerra Mundial nace en 1947 la Comisión Económica para Europa de las Naciones Unidas con sede en Ginebra (Suiza). En su origen se deseaba que fuese un foro para coordinar las políticas energéticas, para la transferencia de tecnología, así como para el estudio de los problemas económicos y de financiación de los proyectos energéticos. Con ello se quería ayudar a los países europeos devastados por la guerra y promover la colaboración entre países desarrollados con libertad de mercado y los de economía planificada. Actualmente dicho Organismo lo integran 38 países.

En 1954 nace COMETEC GAZ, asociación empresarial que, a nivel europeo, agrupa y defiende los intereses de las empresas gasistas y que, de forma similar a la UIIG que agrupa a las asociaciones de técnicos gasistas, en este caso lo hace con las asociaciones de empresas gasistas nacionales. Recientemente COMETEC GAZ ha cambiado su nombre por EUROGAS.

Con los descubrimientos de los grandes yacimientos de gas natural de 1951 en Lacq, de 1962 en Groningen, sin olvidar los del norte de Italia y los de Gran Bretaña y Noruega, se inicia un desarrollo considerable de la industria gasista en general, sintiéndose la necesidad de iniciar la normalización de materiales, equipos, instalaciones, aparatos, etc. y así nace en 1961 el CEN -Centro de Normalización Europeo- que integra a todos los centros de normalización nacionales. En 1968 nace MARCOGAZ, que inició la normalización de los aparatos a gas de los países del Mercado Común. Ya con anterioridad, en 1946, se había creado la ISO -International Standards Organization- que, a nivel mundial, inició la normalización de materiales, equipos y accesorios para todas las ramas de la industria.

Prácticamente al mismo tiempo que nacen los centros de normalización lo hacen los de investigación y desarrollo de las técnicas gasistas. Así aparece, en 1960, el GERG -Groupe Européen des Recherches Gazieres- que agrupa las actividades de I+D de 9 países europeos; unos años más tarde se crea el AGRE -Atlantic Gas Research Exchange- y, más recientemente, en 1988, el EARTH -European Association for Research and Technology on Hydrocarbons-.

2. Tipos de asociaciones y organismos; objetivos.

Básicamente podemos dividirlos en 6: técnicos, empresariales, gubernamentales, mixtos, de normalización y de investigación.

2.1. Objetivos de las asociaciones de técnicos.

Los objetivos de estas asociaciones son normalmente los siguientes:

a) Estudio e investigación de medios técnicos apropiados para fomentar el desarrollo de la industria gasista.

b) Difusión e intercambio de técnicas y experiencias.

c) Impulsar el intercambio técnico con otras asociaciones.

d) Colaborar en la redacción de normas, reglamentos técnicos, realización de dictámenes, homologación, investigación, etc.

e) Establecimiento de centros de documentación.

Como ejemplos de asociaciones nacionales de técnicos gasistas más significativas, podemos enumerar:

* SEDIGAS Asociación Española (Barcelona)

* ATG Asociación Francesa (París)

- * IGE Asociación Inglesa (Londres)
- * DVGW Asociación Alemana (Frankfurt)
- * KVGN Asociación Holandesa (Apeldoorn)
- * ARGB Asociación Belga (Bruselas), etc.

En el apartado 4 se relacionan todas y cada una de ellas.

El ejemplo más significativo de asociación internacional es la UIIG -Unión Internacional de las Industrias del Gas- con sede actualmente en Zurich (Suiza).

2.2. Objetivos de las asociaciones empresariales.

Los objetivos de estas asociaciones son los siguientes:

- a) Colaborar con la Administración en la reglamentación y legislación sectorial.
- b) Colaborar con los departamentos de la Administración encargados de las tarifas.
- c) Colaborar con la Administración en el establecimiento de políticas energéticas.
- d) Realizar estudios técnico-económicos.
- e) Defender la imagen del producto y del sector.
- f) Realizar las estadísticas del sector.
- g) Mantener las relaciones internacionales con los organismos supranacionales de carácter económico-empresarial relacionados con el gas.

Como ejemplos significativos de estas asociaciones, podemos enumerar:

- * UNIGAS Asociación Española (Madrid)
- * BVGW Asociación Alemana (Bonn)
- * VEGIN Asociación Holandesa (Apeldoorn)
- * FIGAZ Asociación Belga (Bruselas), etc.

No existen asociaciones similares ni en Francia ni en Gran Bretaña ya que tanto Gaz de France como British Gas dominan el mercado gasista de sus países y, por ello, representan a los mismos en las asociaciones internacionales.

Como ejemplo más significativo de asociación internacional está EUROGAS, con sede en Bruselas, dadas las necesarias relaciones con el Mercado Común.

2.3. Objetivos de los organismos gubernamentales.

Estos tienen, en general, los siguientes objetivos básicos:

- a) Unificar la legislación y la normalización.
- b) Coordinar las políticas energéticas.
- c) Unificar criterios de tarifas, tasas, etc.

Como ejemplos significativos, podemos enumerar:

- * CEPE Comisión Económica para Europa de las Naciones Unidas (Ginebra)
- * AIE Agencia Internacional de la Energía (París).

Un año después de la primera crisis energética, nace la Agencia en 1974 para establecer un programa general de cooperación en materia energética, y ocuparse de promover la colaboración entre los países productores y consumidores de petróleo para mejorar la estructura de la oferta y la demanda de la energía a corto y largo plazo.

2.4. Objetivos de las asociaciones mixtas.

En los casos en que exista una única asociación gasista nacional o internacional que integre los intereses técnicos y empresariales, los objetivos son los mismos que los de dichas dos asociaciones (2.1. y 2.2.).

Como ejemplo de nacional tenemos:

* AGA American Gas Association (Arlington - EEUU).

y como internacional:

* AIGPL Asociación Iberoamericana de Gas Licuado de Petróleo (Madrid).

* AEGPL Asociación Europea de GLP (París).

2.5. Objetivos de los organismos de normalización.

Los objetivos de estas asociaciones y/u organismos son los siguientes:

- a) Recopilar las características y especificaciones que deben cumplir los bienes y servicios producidos por distintos sectores.
- b) Fomentar la coordinación de los trabajos de normalización y la elaboración de normas, procurando armonizarlos con normas reconocidas internacionalmente.
- c) Promover la certificación de bienes y servicios.
- d) Colaborar con la Administración con el fin de lograr la mayor implantación posible de la normalización y certificación.
- e) Promover la participación en los organismos internacionales de normalización y certificación.

Como ejemplos de asociaciones y organismos nacionales de normalización tenemos:

- * AENOR Asociación Española de Normalización.
- * DIN Instituto Alemán de Normalización.
- * AFNOR Asociación Francesa de Normalización.
- * ANSI Instituto de Normalización Americano.
- * IBN Instituto de Normalización Belga.
- * NNI Instituto de Normalización Holandés.
- * BSI Instituto de Normalización Británico; etc.

Como ejemplos de asociaciones internacionales existen:

- * ISO Organización Internacional de Estandarización (Ginebra).
- * CEN Comité Europeo de Normalización (Bruselas).
- * MARCOGAZ Organismo para la Normalización de Equipos de Gas para los Países del Mercado Común (Bruselas), etc.

2.6. Objetivos de las asociaciones de I+D.

En este campo existe una gran diversidad de instituciones según cada país y sus intereses, así como la importancia de alguna empresa gasista dentro del sector. En otras palabras, en aquellos países donde casi existe un monopolio en el sector gasista, es la misma empresa que realiza el I+D, no existiendo una asociación y organismo real que coordine toda la actividad en este campo. En otros casos existen institutos de gran prestigio, como el GRI de Chicago, que realizan grandes trabajos y que, de hecho, representan la I+D de su país a nivel internacional.

En los casos donde existen muchas empresas gasistas, la coordinación de la actividad de I+D se hace mediante una organización específica para ello; por ejemplo el VEG-GASINSTITUUT de Holanda, OCIGAS de España, GERG de Bélgica, OGTC de Dinamarca, etc., pero también en estos casos existe una diferenciación ya que el VEG-GASINSTITUUT tiene todos los medios y

realiza las investigaciones en Apeldoorn, en cambio OCIGAS coordina sólo la actividad a nivel nacional y asigna los presupuestos pero no dispone de laboratorios. Como puede verse, existen muchas alternativas pero los objetivos son siempre los mismos:

- a) Identificar y resolver los problemas técnicos y científicos.
- b) Desarrollar nuevos equipos y aparatos.
- c) Hacer estudios sobre calidad de materiales.
- d) Emitir dictámenes.
- e) Facilitar el intercambio de información técnica.
- f) Crear un centro o centros de documentación.

Las asociaciones internacionales no abarcan normalmente muchos países ya que son más una comunidad de intereses para coordinar la actividad en este campo, por ejemplo:

GERG.- Grupo europeo de investigación gasista integrado por 10 centros de I+D europeos de 8 países.

NGC.- Centro nórdico de tecnología gasista que agrupa a 9 compañías de los 4 países escandinavos.

AGRE.- Intercambio de información sobre investigación a nivel Atlántico integrado por un instituto americano y 2 empresas europeas, o sea, 3 países.

EARTH.- Asociación europea para la investigación tecnológica de hidrocarburos. La integran compañías de países europeos.

3. Estructuras de asociaciones y organismos.

3.1. Asociaciones técnicas.

3.1.1. Asociaciones técnicas nacionales.

Las estructuras de las asociaciones son todas muy similares, estando constituidas por:

a) Un Consejo formado por más o menos miembros, según la importancia del sector, y que eligen entre ellos a un Presidente, uno o dos Vicepresidentes, un Secretario y Vocales. Los cargos son normalmente para un período de dos años.

b) Un Comité de Dirección, Comisión Delegada, o similar, que es el órgano que realmente gestiona la actividad de la asociación y está restringido a pocos miembros, normalmente no más de 9.

c) Un Director responsable de la actividad de la asociación, ayudado por secretarias, personal técnico, etc. La cantidad de personas es variable según la importancia de la asociación, dándose valores entre mínimos de 6 a máximos de 50 (ó incluso más).

d) Comisiones técnicas específicas sobre temas de producción, almacenamiento, transporte, distribución, utilización, marketing, seguridad, normalización, etc. También varía su cantidad según el tamaño del sector. Cada comisión tiene un Presidente responsable de su actividad, y que es un experto en el tema, elegido entre personas del sector, asistido por un secretario, normalmente en plantilla de la asociación. Las comisiones las integran especialistas de la industria en cantidad variable según el tema y el tamaño de la industria.

Como ejemplos de estructuras de asociaciones nacionales podrían servir las de SEDIGAS, de España, de tamaño mediano, y la DVGW, de Alemania, grande y compleja:

ESTRUCTURA DE SEDIGAS

Consejo (20 miembros)

|
Comisión Delegada (9 miembros)

|
|----- Director de SEDIGAS (14 empleados)

|
|----- Comisión de Transporte

|
|----- Comisión de Distribución

|
|----- Comisión de Utilización

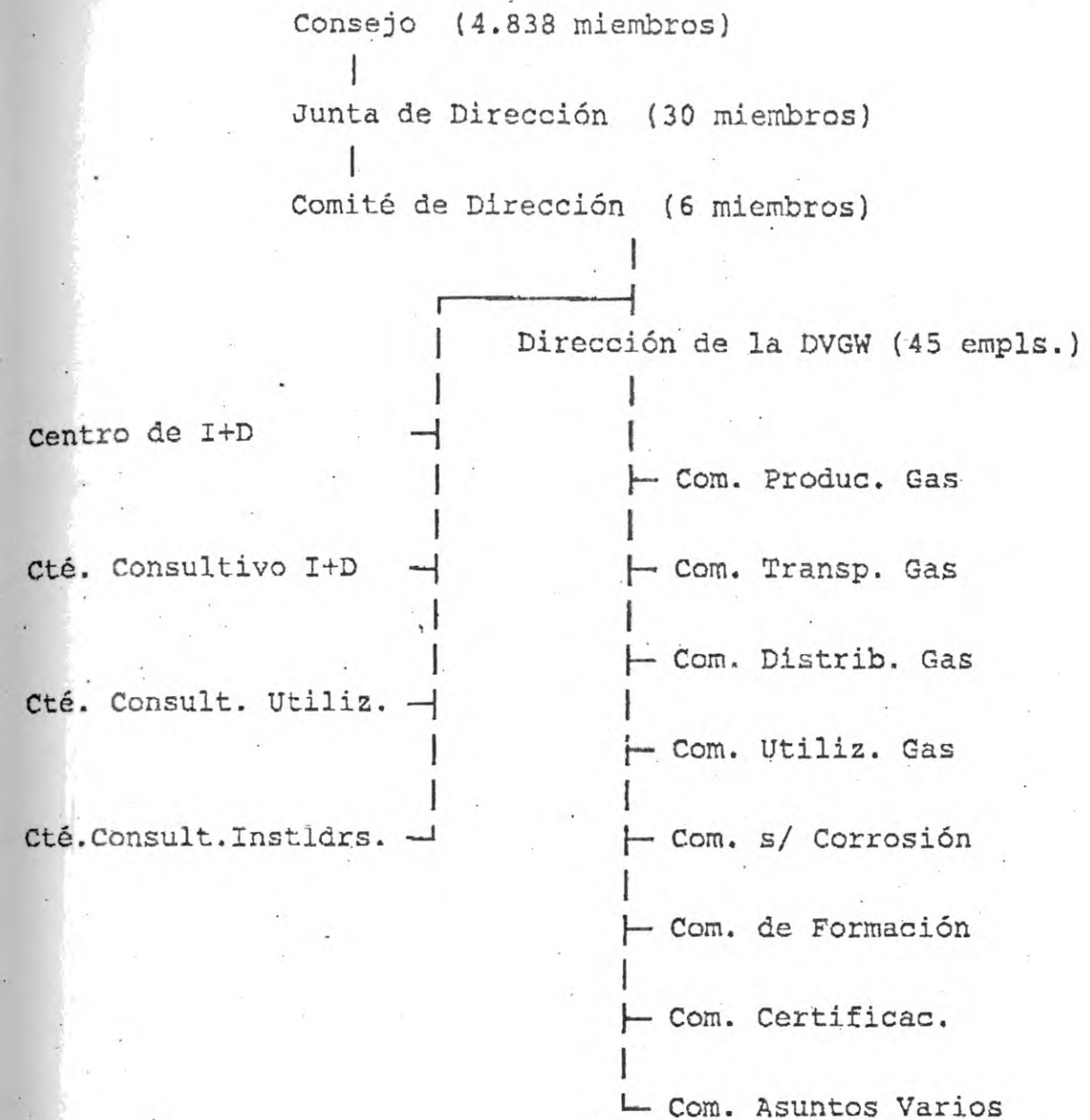
|
|----- Comisión de Seguridad

|
|----- Comisión de Marketing

El Consejo se reúne dos veces por año y lo forman 20 personas, las cuales eligen los miembros de la Comisión Delegada por un período de 4 años.

Las comisiones técnicas específicas están formadas por técnicos especializados del sector quienes eligen a los Presidentes de las mismas, siendo el Secretario de la plantilla de SEDIGAS.

ESTRUCTURA DE LA DVGW



El Consejo se reúne cada dos años y elige los 30 miembros de la Junta de Dirección por un período de 4 años.

La Junta de Dirección se reúne 3 veces por año y entre sus miembros eligen los 6 miembros del Comité de Dirección por un año.

El Comité de Dirección es el que realmente lleva la gestión de la Asociación y para ello se reúne 6 veces por año.

Los Comités Consultivos, como indica su nombre, asesoran al Comité de Dirección en los temas específicos de I+D, utilización e instaladores.

3.1.2. Asociaciones técnicas internacionales.

En general están estructuradas en:

a) Un Consejo o Plenario, en el que están presentes representantes de todas las asociaciones nacionales.

b) Organos consultivos que preparan los temas específicos para su decisión por parte del Consejo.

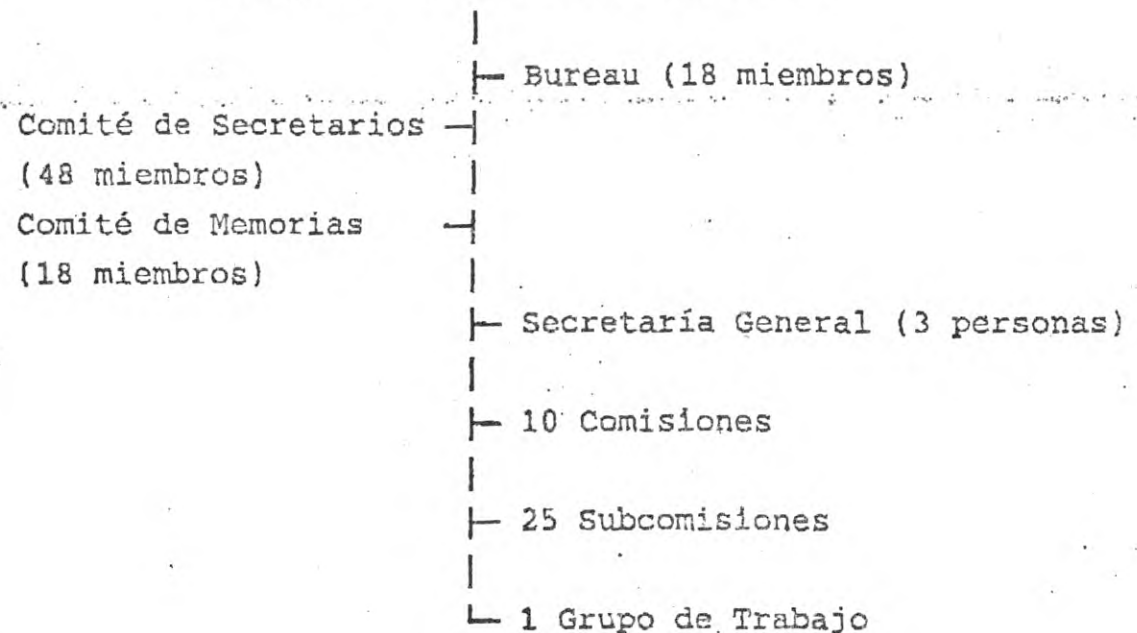
c) Comisiones técnicas que desarrollan temas específicos a nivel internacional, que son expuestos durante un congreso, normalmente cada tres años.

d) Una secretaría reducida que controla la marcha de la asociación.

Como ejemplos de asociaciones internacionales podemos poner la UIIG y el WEC.

ESTRUCTURA DE LA UIIG/IGU

Consejo de la UIIG (170 miembros)



El Consejo está formado por 3 representantes titulares de cada asociación técnica nacional. Además están el Presidente, el Vicepresidente, Ex-Presidentes, Secretario, Vicesecretario, y Ex-Secretario de la UIIG, así como un representante de los diferentes organismos internacionales relacionados con la industria gasista y los Presidentes de las 10 Comisiones y el Grupo de Trabajo. En su conjunto, aproximadamente 170 personas.

El Bureau es el órgano supremo que establece las políticas y las líneas operativas que deben ser aprobadas por el Consejo.

El Comité de Secretarios hace la coordinación y seguimiento de los temas administrativos y económicos de la UIIG.

El Comité de Memorias aprueba los temas técnicos a desarrollar por las distintas Comisiones, hace su seguimiento, y define y organiza el congreso de cada tres años.

Las Comisiones y los Grupos de Trabajo las forman los especialistas de las diferentes asociaciones, con un Presidente y un Secretario propuesto por el país responsable de la Comisión.

COMISION A: Producción, tratamiento y almacenamiento subterráneo del gas natural.

Subcomisión A.1: Captación y tratamiento del gas.

Subcomisión A.2: Almacenamiento subterráneo del gas en formaciones geológicas.

Subcomisión A.3: Tecnología de la producción del gas natural.

COMISION B: Producción de gases manufacturados.

Subcomisión B.1: Producción de gases a partir de combustibles fósiles por procedimientos convencionales en instalaciones de superficie.

Subcomisión B.2: Producción de gases, procedimientos no convencionales.

Subcomisión B.3: Control de calidad de gases y materias primas para prod. de gas.

COMISION C: Transporte de gas.

Subcomisión C.1: Sistemas de reparación de los gasoductos submarinos.

Subcomisión C.2: Medición de la energía.

Subcomisión C.3: Fiabilidad de los sistemas de transporte.

COMISION D: Distribución de gas.

COMISION E: Utilización doméstica y colectiva de los gases.

Subcomisión E.1: Reglamentación, normalización y reglas del arte.

Subcomisión E.2: Utilización racional del gas y nuevas aplicaciones.

COMISION F: Utilización industrial y comercial de los gases.

Subcomisión F.1: Utilización del gas natural como com-

bustible en los hornos y estufas industriales y comerciales.

Subcomisión F.2: Aspectos generales de la utilización industrial y comercial de los gases.

Subcomisión F.3: Utilización del gas natural como materia prima y procesos asociados.

Subcomisión F.4: El gas natural en la transformación de la energía.

COMISION G: Información y comunicación.

Subcomisión G.1: Estadísticas.

Subcomisión G.2: Documentación.

Subcomisión G.3: Diccionario.

COMISION H: Gases licuados.

Subcomisión H.1: Gas natural licuado.

Subcomisión H.2: Gases licuados del petróleo.

COMISION J: Oferta y demanda de gas a nivel mundial.

Subcomisión J.1: Oferta.

Subcomisión J.2: Demanda.

COMISION K: Técnica informática, estudios médicos y recursos humanos.

Subcomisión K.1: Técnica informática.

Subcomisión K.2: Estudios médicos.

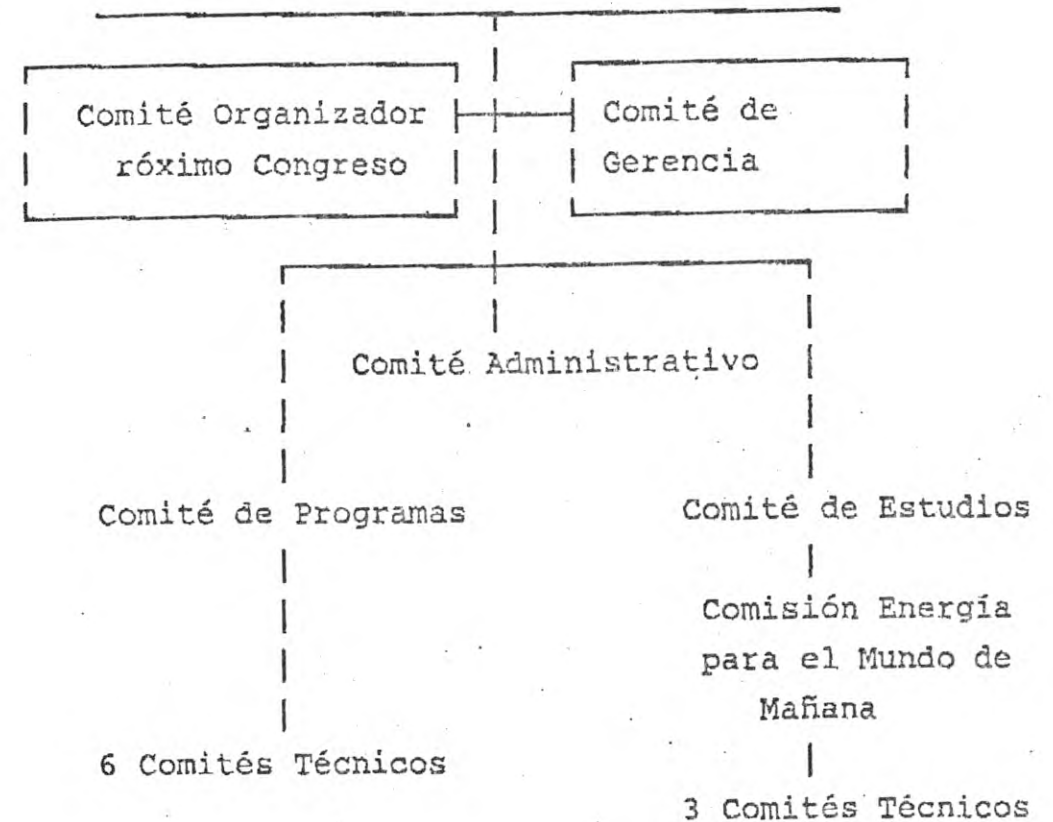
Subcomisión K.3: Recursos humanos y formación.

WG.1: Gas y medio ambiente.

ESTRUCTURA DEL CONSEJO MUNDIAL DE LA ENERGIA

La compleja estructura de este organismo, dada la gran cantidad de países involucrados y de comités técnicos en continua evolución, es la siguiente:

Consejo Ejecutivo Internacional



La administración del Consejo Mundial de la Energía está confiada a un Consejo Ejecutivo Internac. que se reúne al menos una vez al año. El Consejo, cuyo Presidente se elige por votación entre sus miembros, está compuesto por representantes designados por cada Comité Nacional, hasta un máximo de 4 por país.

El Consejo elige además 4 Vicepresidentes y le asisten en su actividad un Director Ejecutivo y un Secretario General.

El Comité de Gerencia está formado por el Presidente, Vicepresidentes, Director y Secretario General, actuales y precedentes.

Existen 3 comités permanentes: el de Programas, el Administrativo y el de Estudios.

El Comité de Programas es responsable de la actividad técnica del Consejo Mundial de la Energía y actualmente tutela 6 Comités.

El Comité Administrativo se ocupa de los temas económicos y administrativos.

El Comité de Estudios se ocupa de la realización de estudios específicos y en la actualidad supervisa la actividad de la Comisión Energía para el Mundo de Mañana y de 3 Comités Técnicos.

3.2. Asociaciones empresariales.

3.2.1. Asociaciones empresariales nacionales.

Similar a las asociaciones técnicas, se estructuran en:

a) Consejo con representantes de todas las empresas gasistas.

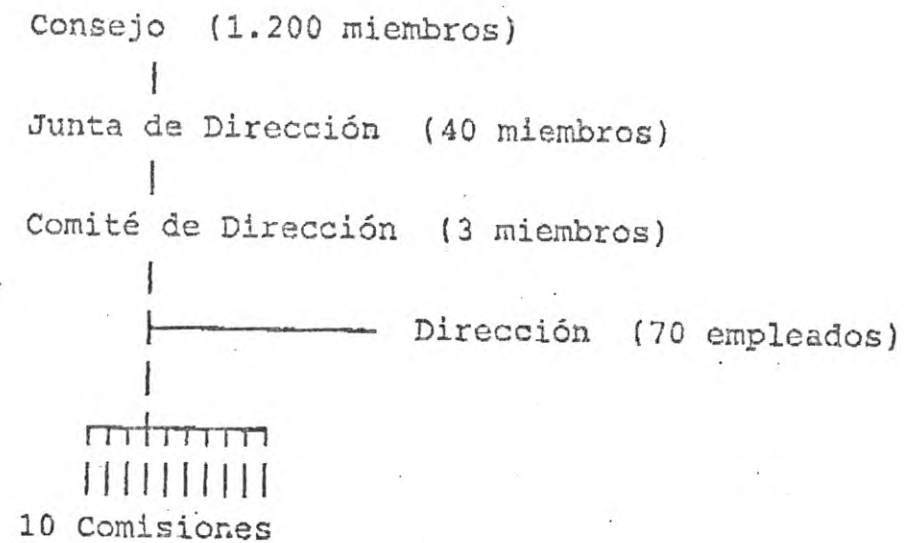
b) Comité de Dirección restringido que lleva la gestión de la asociación.

c) Personal propio de la asociación, generalmente un Director, Letrados, Secretarías, etc.

d) Comisiones técnicas de estudio, generalmente de legislación, tarifas, estadísticas, etc.

Como ejemplo representativo de este tipo de asociaciones tenemos la alemana BGW:

ESTRUCTURA DE LA BGW



El Consejo lo forman todos los miembros de la Asoc. y dado su elevado número, la admón. de la Asoc. se delega a la Junta de Dirección compuesta por 40 miembros elegidos por el Consejo. El Presidente, el Vicepresidente y el Dir. de la Asoc. forman el Comité de Direc. que supervisa más estrechamente la marcha de la Asoc.

Las Comisiones formadas y presididas por especialistas de las empresas junto con un Secretario de la Asociación, desarrollan los temas siguientes:

- Precios del gas
- Economía
- Marketing
- Utilización del gas
- Estadísticas
- Ventas y Aprovisionamientos
- Impuestos
- Legislación
- Formación
- Finanzas.

3.2.2. Asociaciones empresariales internacionales.

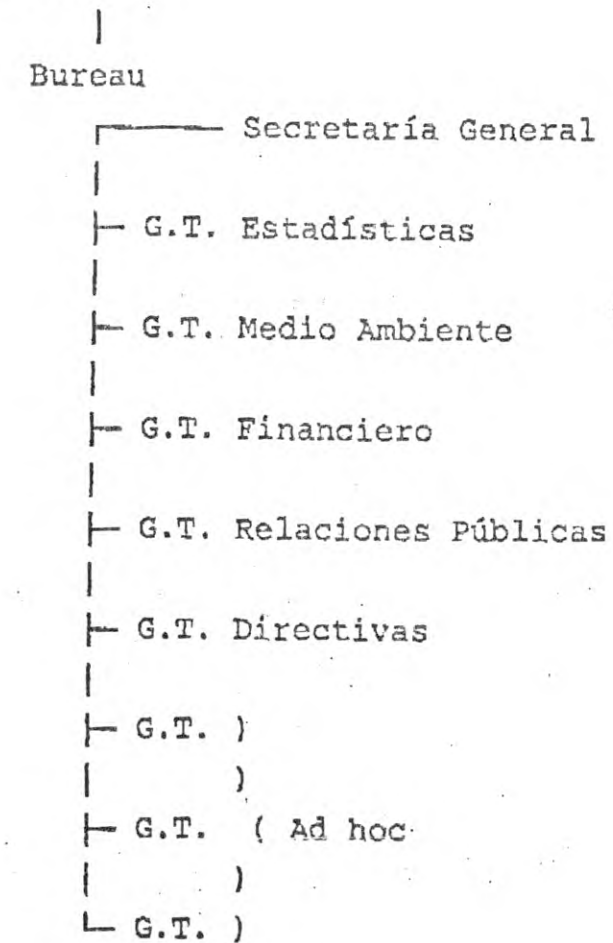
Básicamente se estructuran en:

- a) Consejo con representación de todos los miembros y que se reúne dos veces por año.
- b) Comité de Dirección que supervisa la actividad de la Asociación.
- c) Secretario con personal de plantilla de la asociación que lleva todos los temas representando al Comité de Dirección.
- d) Finalmente existen distinto número de comisiones que tratan temas específicos.

Como ejemplo más representativo tenemos EUROGAS que abarca 14 países europeos.

ESTRUCTURA EUROGAS

Asamblea General



La Asamblea, que se reúne dos veces por año, la integran de 3 a 5 personas por país y representantes al más alto nivel de la industria gasista.

El Bureau es el que realmente lleva la gestión de EUROGAS y lo forman 6 personas en el caso del Bureau restringido, que se reúnen de 4 a 6 veces al año, según lo requieran los temas y las necesidades del momento. A requerimiento del Presidente se puede reunir un Bureau ampliado, integrando la persona del más alto nivel de cada delegación que no es componente del Bureau restringido.

Existe un secretariado permanente en Bruselas para mantener los contactos con la CEE y es donde también se celebran la mayoría de las reuniones.

Por debajo existen distintos grupos de trabajo, algunos permanentes como los de estadísticas, financiero, medio ambiente, directivas y relaciones públicas, y otros "ad hoc", que se forman cuando existen temas puntuales que así lo requieren.

3.3. Organismos internacionales a nivel gubernamental.

Dada la complejidad de este tipo de organismos, expondremos de forma restringida dos ejemplos, el de la Agencia Internacional de la Energía y el de la Comisión Económica para Europa de las Naciones Unidas.

3.3.1. Agencia Internacional de la Energía (AIE).

La AIE es un organismo autónomo creado, en el marco de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico, para ejecutar el Programa Internacional de la Energía adoptado por los países miembros el 18.11.1974.

Actualmente integran la AIE 21 países de la OECD y se estructura en una Junta de Gobierno que está compuesta por los Ministros de los países que integran la AIE. Dicha Junta de Dirección es la que adopta todas las decisiones.

Por debajo de la Junta de Dirección existe el Secretariado, con sede en París, que con expertos de los distintos países, colabora para dar el soporte necesario a la Junta.

Existen 4 grupos de trabajo permanentes:

a) Cooperación a largo plazo.

b) Mercado de petróleo.

c) Relaciones con los países productores y con los consumidores.

d) Cuestiones urgentes.

Finalmente, existe un comité especial para promover la I+D en materia energética.

3.3.2. Comisión Económica para Europa de las Naciones Unidas (CEPE)

La CEPE al ser un organismo de las Naciones Unidas con sede en Ginebra, tiene una estructura considerable y compleja, por lo que nos limitaremos a reseñar exclusivamente la parte que se refiere a la energía, y más concretamente al gas.

NACIONES UNIDAS

CEPE

Comisión de la Energía

División de la Energía

Comité del Gas | Comité del Carbón

Comité de Electricidad

Grupo Expertos Recursos G.N.

G.E. Utilización y Distribución

G.E. Transporte y Almacenamiento

G.E. Estadísticas

El Comité del Gas lo integran representantes de los 36 Gobiernos que integran la CEPE con asesores nombrados por los distintos Gobiernos. También están presentes representantes de los organismos internacionales que tratan el tema gasista. Se reúnen anualmente para tomar las decisiones políticas, aprobar los programas de trabajo y hacer el seguimiento de los grupos de expertos.

Los grupos de expertos los forman a su vez representantes de los distintos Gobiernos, con expertos en la materia de su país y que a lo largo de dos reuniones anuales desarrollan temas técnico-económicos que interesan a la colectividad de países y que varían según las circunstancias.

En Ginebra existen asimismo, para el apoyo logístico de la actividad que genera la Comisión de la Energía, un Director de la División Energía y un responsable a nivel de Departamento para el apoyo de cada comité, con su secretaría, traductores, etc.

3.4. Asociaciones mixtas.

Se estructuran de forma similar a las técnicas, por lo que nos abstendremos de desarrollar este punto al haber sido expuesto con anterioridad.

3.5. Asociaciones y organismos de normalización.

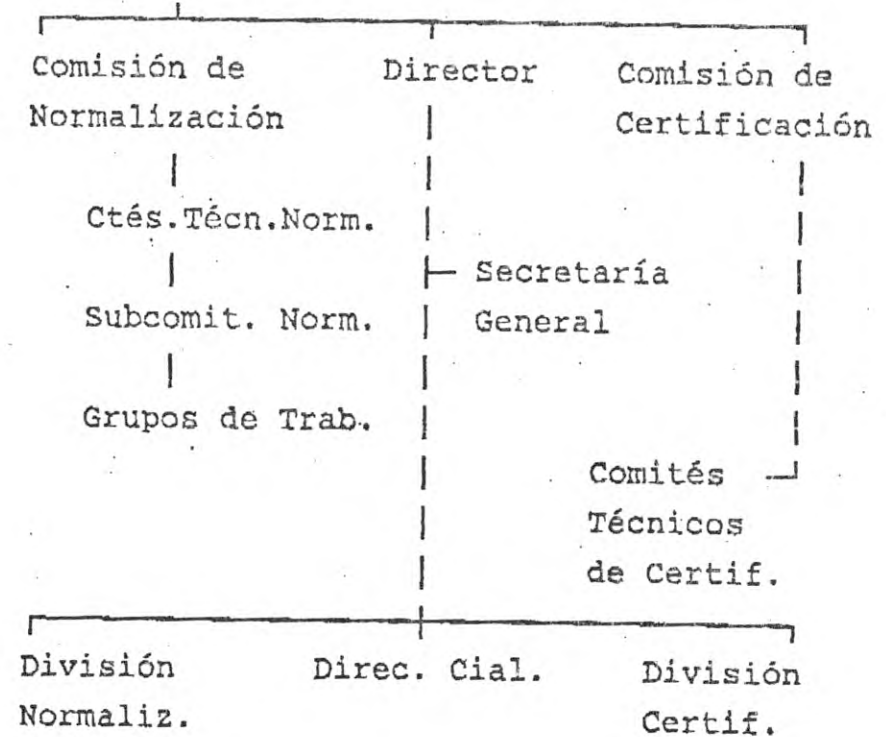
La estructura operativa es similar a otros organismos y normalmente se compone de un Consejo, una Junta Directiva, un Comité Ejecutivo, una Secretaría Gral. y los Comités de Normaliz. y Certificac. Para comprenderlo mejor expondremos dos casos típicos uno de organismo nacional y otro internac.

3.5.1. Nacionales.

Desarrollaremos esquemáticamente la estructura de AENOR, la Asoc. Española de Normalización y Certificación.:

ESTRUCTURA DE AENOR

Asamblea General
Junta Directiva
Comité Ejecutivo



La Asamblea General la componen todos los miembros de AENOR más representantes de la Administración y normalmente se reúne una vez al año.

La Junta Directiva, compuesta por 55 miembros, es la que dirige la marcha de la Asociación, para lo que se reúne al menos 4 veces por año. Sus miembros son elegidos por 4 años.

El Comité Ejecutivo es el órgano que supervisa la marcha diaria de la Asociación. Está compuesto por 10

personas elegidas entre los miembros de la Junta Directiva y de él dependen directamente tanto el Director de AENOR como las Comisiones de Normalización y la Comisión de Certificación. El Comité Ejecutivo se reúne mensualmente.

La Comisión de Normalización y la de Certificación están integradas por 6 miembros de la Junta de Dirección, 6 representantes de la Administración y representantes de las Areas Sectoriales de Normalización o de los Comités de Certificación, según el caso.

Como información adicional, podemos indicar que en la actualidad existen cerca de 100 comités de normalización.

3.5.2. Internacionales.

Como ejemplo de una estructura operativa de un organismo internacional de normalización, expondremos la de CEN, Centro Europeo de Normalización:

ESTRUCTURA DEL CEN

Asamblea General

Consejo de Administración

Consejo Certificac. (CENCER) Consejo Téc. (CEN BT)

Comités de Certificación Comités Técnicos (TC)

Comité de Programa 1 Edificación (CEN PC1)

Comité de Programa 2 Seguridad de Maquinar. (CEN PC 2)

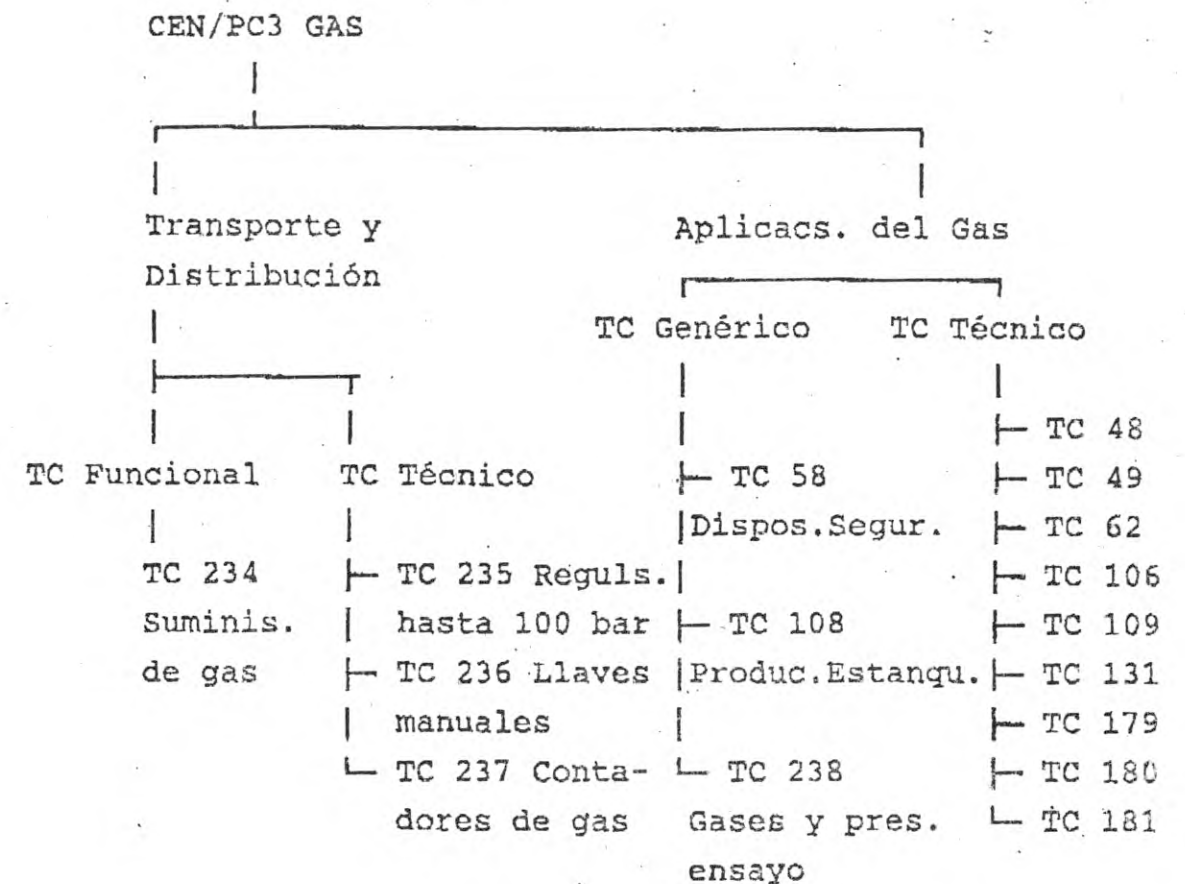
Comité de Programa 3 Gas (CEN PC 3)

Existe una estructura similar de CENELEC que es la parte que entiende en la normalización eléctrica, pero dado que lo que se pretende es desarrollar la parte que afecta al gas, nos abstendremos de entrar en este tema.

La Asamblea la constituyen los representantes de los organismos de normalización de todos los países europeos, en la actualidad 16. Se reúne anualmente.

El Consejo de Administración es el que dirige la marcha de la Asociación, y por debajo de él existen dos tipos de organismos, el CENCER, responsable de los Comités de Certificación, y el CEN/BT responsable de los Comités Técnicos y de los Comités de Programa. Los BT son Consejos Técnicos Sectoriales, existiendo uno por sector.

Toda la normalización técnica gasista se desarrolla dependiendo del Comité de Programa 3, según la estructura siguiente:



Aparte de estos Comités Técnicos con dependencia directa del PC3, existen otros interrelacionados dependientes de otros BT y concretamente los de Edificación, Ingeniería y Medio Ambiente que normalizan equipos, materiales y accesorios diversos.

3.6. Asociaciones de investigación y desarrollo.

En el apartado 2.6. ya indicábamos que las asociaciones de I+D son muy distintas según el país, por lo que optamos por desarrollar las estructuras de OCIGAS, más sencilla, como ejemplo nacional, y del GERG, como internacional:

3.6.1. Nacionales: OCIGAS.

La Asociación Gestora para la Investigación y Desarrollo Tecnológico del Gas (OCIGAS) es la que coordina la actividad de I+D del sector y administra los fondos económicos destinados a este fin.

ESTRUCTURA DE OCIGAS

Consejo Directivo

|-----| Comité Mixto

Director General

|

Proyectos de I+D

El Consejo Directivo está formado por 6 Directivos de diferentes empresas del sector gasista que con el Director de OCIGAS llevan la responsabilidad de la marcha de la Asociación.

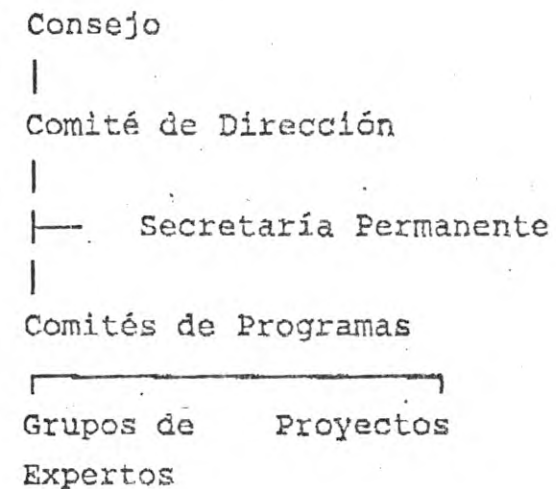
El Comité Mixto está formado por los 6 miembros del Consejo más 6 representantes de la Administración para asegurarse de la buena gestión de los fondos que provienen de la Administración para realizar proyectos de I+D.

Los proyectos en fase de terminación actualmente son 30, estando 45 en marcha y 15 más en estudio.

3.6.2. Internacionales: GERG.

El Grupo Europeo de Investigación Gasista es la institución de más renombre. Reúne los intereses de diferentes centros de I+D y se estructura de la forma siguiente:

ESTRUCTURA DEL GERG



En el Consejo están representados todos los centros de investigación y desarrollo nacionales, concretamente 10.

El Comité de Dirección, formado por la mitad de los miembros del Consejo, es el órgano responsable de una actividad eficaz en el campo de I+D.

Los 5 Comités de Programas existentes en la actualidad son:

PC 1 Estudios Básicos para la Industria Gasista.

PC 2 Transporte y Almacenamiento.

PC 3 Distribución.

PC 4 Utilización Residencial.

PC 5 Utilización Industrial y Cial.

A los Grupos de Expertos se les encarga el desarrollar temas específicos y/o directamente relacionados con proyectos de I+D, que son desarrollados por equipos establecidos para cada proyecto de I+D y que son supervisados por el Comité de Programas.

4. Referencias de asociaciones y organismos gasistas.

En este apartado se reseñan las asociacs. y organismos gasistas tanto nacionales como internacionales más representativos relacionados con la industria gasista.

4.1. Asociaciones y organismos gasistas nacionales.

4.1.1. Alemania.

DVGW (Deutscher Verein
des Gas und Wasser-
faches e.V.)

Hauptstrasse 71-79

Postfach 5240

D-6236 Eschborn 1.

Tel. 49-6196-70170

Fax. 49-6196-481152

BGW (Bundesverband der
Deutschen Gas- und
Wasserwirtschaft)

Josef-Wirmerstr. 1-3

5300 Bonn 1.

Tel. 49-228-52080

Fax. 49-228-5208120

4.1.2. Argelia.

Union Algérienne
du Gaz

Inmeuble Ghermoul

80 Avenue A. Ghermoul

Alger.

Tel. 213-2-663300

4.1.3. Argentina.

Instituto Argentino
del Petróleo

Maipú 645 - 3er. Piso

1006 Buenos Aires.

Tel. 392-3244-3935494

Tlx. 65092, 65094

4.1.4. Australia.

The Australian Gas Association
7 Moore Street
Gas Industry House
G.P.O. Box 323
Canberra, ACT 2601.
Tel. 61-62-473955
Tlx. 62137

4.1.5. Austria.

Fachverband der Gas
und Wärmeversorgungs-
unternehmungen
Schubertring 14
1010 Wien.
Tel. 43-1-51315880

Österreichische Verei-
nigung für das Gas-
und Wasserfach
Schubertring 14
1010 Wien.
Tel. 43-1-51315880
Fax. 43-1-513158825

4.1.6. Bangla-Desh.

Petrobangla (Bangladesh
Oil, Gas & Mineral
Corporation)
122-124 Motijheel C.A.
Chamber Building
Dacca 2.
Tel. 253131 33
Tlx. 65725

4.1.7. Belgica.

FIGAZ (Federation de
l'Industrie du Gaz)
Avenue Palmerston 4
1040 Bruxelles.

Association Royale
des Gaziers Belges
Avenue Palmerston 4
1040 Bruxelles.

Tel. 32-2-2371111

Tlx. 64432

4.1.8. Brasil.

Associação Brasileira

de Gas - ABG

Av. Paulista, 590 -

conjs. 1113/1114

01311 Sao Paulo.

Tel. 55-11-2890344

Tlx. 21831

4.1.9. Bulgaria.

National Gas Committee

Ministry of Chemical

Industry

2 Trijaditsa str-cent.

BU - 1000 Sofia.

Tel. 359-2-8601

Tlx. 22369

4.1.10. Canadá.

Canadian Gas Assoc.

55, Scarsdale Road

Don Mills, ON,

Canada M3B 2R3

Tel. 1-416-4476465

Tlx. 06-524569

4.1.11. China, People's Rep.

City Gas Society of

China

Ministry of Urban &

Rural Construction

and Environmental

Protection

Baiwangzhuang

Beijing.

Tel. 86-1-8992958

Tlx. 222303

China.

The Chinese Taipei

Gas Association

5th Fl. 123, Sec. 2

Nanking E. Rd.

Taipei, Taiwan.

Tel. 886-2-5810981

4.1.12. Korea, DPR.

The Gas Industry

Korea.

The Korea Gas Union

Association of Korean
General Federation of
Science and Technology
Chunsong-dong
Zung Gu Yek Sungri Street
Pyongyang.

Haesung Bldg.
942 Daechi-Dong
Kangnam-ku.
135-283 Seoul.
Tel. 82-2-7838371

4.1.13. Checoslovaquia.

Czechoslovak Gas
Association
Mosnova 21
CSFR-150 00 Praha 5
SMICHOV.
Tel. 42-2-205684

4.1.14. Dinamarca.

Dansk Naturgas A/S
Agern Allee 24-26
2970 Hørsholm.
Tel. 45-2-42571022
Fax. 45-2-42571299

Dansk Gasteknisk
Forening
Postboks 242
DK-2970 Hørsholm.
Tel. 45-2-571022
Tlx. 37322

4.1.15. Egipto.

Egyptian Gas Association
2, Midan Kasr El-Doubara
Garden City
Cairo.
Tel. 20-2-861366/869019
Tlx. 92771

4.1.16. España.

UNIGAS (Unión de
Distribuidoras de Gas
Canalizado)

OCIGAS
Agustín de Foxá, 29
28036 Madrid.

Pº Castellana, 123
28046 Madrid.
Tel. 34-1-5561861
Fax. 34-1-5561901

Tel. 34-1-3159745
Fax. 34-1-3143296

AENOR
Fernández de la Hoz, 52
28010 Madrid.
Tel. 34-1-4104851

SEDIGAS
Balmes, 357
08006 Barcelona.
Tel. 34-3-4172804
Tlx. 93295

4.1.17. EEUU de América.

4.1.18. Finlandia.

American Gas
Association
1515 Wilson Boulevard
Arlington, VA 22209.
Tel. 1-703-8418624
Tlx. 9559848

The Finnish Gas Ass.
Kansakoulukatu 1 B
P.O. Box 392
SF-00101 Helsinki.
Tel. 358-0-44712
Fax. 358-0-447960

4.1.19. Francia.

4.1.20. Gran Bretaña.

Association Technique
de l'Industrie du Gaz
en France
62, rue de Courcelles
F-75008 Paris.
Tel. 33-1-47543434
Fax. 33-1-42274943

The Institution of Gas
Engineers
17, Grosvenor Crescent
GB-London SW1X 7ES.
tel. 44-1-2459811

4.1.21. Hong Kong.

4.1.22. Hungría.

The Hong Kong & China
Gas Co. Ltd.
24th Floor,
Leighton Centre
77, Leighton Road
Causeway Bay

Hungarian Scientific
Society of Energetics
(Section Gas)
Kossuth Lajos tér 6
Postafiók 451
H-1372 Budapest.

Hong Kong.
Tel. 852-5-7901433
Tlx. 86086

Tel. 36-1-532751
Tlx. 225792

4.1.23. India.

Gas Authority of
India Ltd.
Samrat Hotel,
5th Floor
Chanakyapuri,
Kautilya Marg
New Delhi 110 021.
Tel. 91-11-603030
Tlx. 315241

4.1.24. Indonesia.

Indonesian Gas Asso-
ciation (IGA)
c/o PERTAMINA Pusat
Jalan Perwira no 6
Jakarta Pusat.
Tel. 62-21-343710
Tlx. 44152

4.1.25. Iran.

National Iranian
Gas Company (NIGC)
315 Ostad-Mottahari Ave.
P.O. Box 2232
Tehran.
Tel. 98-21-821031
Tlx. 212831

4.1.26. Irak.

4.1.27. Irlanda.

Irish Gas Board
Little Island
P.O. Box 51
Co. Cork.
Tel. 353-21-353621
Fax. 353-21-353487

Irish Gas Association
Corporate Section
(South)
Cork Gas Co.
Albert Road
Cork.
Tel. 353-21-275252
Tlx. 75418

4.1.28. Italia.

Associazione Tecnica
Italiana del Gas (ATIG)
c/o Eniricerche
Via Maritano 26
I-20097 S. Donato
Milanese.
Tel. 39-6-8125242

4.1.29 Japón.

The Japan Gas Assoc.
15-12, Toranomom
1-chome
Minato-ku
Tokyo 105.
Tel. 81-3-5020111

4.1.30. Libia.

Gas Projects of the
National Oil Corp.
(SPLAJ)
P.O. Box 12221 Dahra
Tripoli - SPLAJ.
Tel. 39723-44487
Tlx. 20270-61508

4.1.31. Malasia.

Malaysian Gas Assoc.
c/o Malaysia
LNG SDN BHD
14th Floor
Menara Dayabumi
Jalan Sultan
Hishamuddin
P.O. Box 12712
50786 Kuala Lumpur.
Tel. 2749232

4.1.32. Noruega.

Norwegian Petroleum
Society (NPF)
Gas Group
Drammensveien 10
P.O. Box 1897 Vika
N-0124 Oslo 1.
Tel. 47-2-207025
Tlx. 77322

4.1.33. Nueva Zelanda.

Gas Association of
New Zealand (Inc.)
IBM Centre, 7th Floor
155-161 The Terrace
P.O. Box 10-340
Wellington 1.
Tel. 64-4-725850
Tlx. 31412

4.1.34. Países Bajos.

VEGIN

KVGN (Koninklijke

Wilmersdorf 50
7300 AC Apeldoorn.
Tel. 31-55-494949
Fax. 31-55-418963

Vereniging Van Gas-
fabrikanten in
Nederland)
Wilmersdorf 50
Postbus 137
NL-7300 AC Apeldoorn.
Tel. 31-55-494210
Fax. 31-55-418963

4.1.35. Pakistán.

Petroleum Institute
of Pakistan
G.P.O. Box 236
PIDC House Annexe
4th Floor
Dr. Ziauddin Ahmed Road
Karachi-4.
Tel. 510391
Tlx. 2824

4.1.36. Perú.

Petróleos del Perú
(PETROPERU)
Paseo de la
República 3361
Apartados 3126-1081
Lima.
Tel. 51-14-411919
Tlx. 25592

4.1.37. Polonia.

Polskie Zrzeszenie
Inzynierow i Technikow
Sanitarnych (PZITS)
ul. Czackiego 3/5
PL-00-043 Warszawa.
Tel. 48-22-262894
Tlx. 813225

4.1.38. Portugal.

Associação Portuguesa
dos Gases Combustiveis
Rua A Particular
Quinta do Figo Maduro
P-2685 Sacavem.
Tel. 351-1-2517475
Tlx. 12130

4.1.39. Suecia.

Svenska Gasföreningen
Norrtullsgatan 6
Box 6405
S-113 82 Stockholm.
Tel. 46-8-340985
Fax. 46-8-7288635

4.1.40. Suiza.

VSG (Verband der
Schweizerischen
Gasindustrie)
Grütlistrasse
CH-8027 Zürich.
Tel. 34-1-3159745
Fax. 34-1-3143296

Société Suisse de
l'Industrie du Gaz
et des Eaux
Grütlistrasse 44
Case Postale 658
CH-8027 Zürich
Tel. 34-1-2028075
Fax. 41-1-2017803

4.1.41. Taiwan.

4.1.42. Tailandia.

Petroleum Authority
of Thailand
14 Vibhavadi Rangsit
Road
Bangkok 10900.
Tel. 66-2-27950109
Tlx. 87940

4.1.43. URSS.

4.1.44. Venezuela.

Scientific and Tech-
nical Society of the
Petroleum and Gas In-
dustry of the USSR
Gas Section NTO-NGP
Leninsky Prospekt 63
117876 GSP-1
Moscow W-296.
Tel. 1357956
Tlx. 411467

Petróleos de Venezue-
la SA
Apartado 169,
Los Teques
Caracas 1010-A.
Tel. 58-2-742032
Tlx. 21672

4.1.45. Yugoslavia.

General Association of
Oil Industry of Yugoslavia
Terazijske 23

YU-11000 Beograd.
Tel. 38-11-339294
Tlx. 11638

4.2. Asociaciones y organismos gasistas internacionales.

- | | |
|---|--|
| 4.2.1. UIIG/IGU
Grütlistrasse, 44
8027 Zürich (Suiza)
Tel. 41-1-2028075
Fax. 41-1-2027803 | 4.2.2. EUROGAS
Avenue Palmerston 4
1040 Bruxelles
(Bélgica)
Tel. 32-2-2371111
Fax. 32-2-2304480 |
| 4.2.3. MARCOGAZ
Avenue Palmerston 4
1040 Bruxelles.
(Bélgica)
Tel. 32-2-2371111
Fax. 32-2-2304480 | 4.2.4. INTERGAS MARKETING
23, rue Philibert
Delorme
75840 Paris Cedex 17.
(Francia) |
| 4.2.5. AEGPL
6, rue de Galilée
75782 Paris Cedex 16.
(Francia)
Tel. 33-1-47235274
Fax. 33-1-47235279 | 4.2.6. AIGPL
Arcipreste de Hita, 10
28015 Madrid (España).
Tel. 34-1-4492475
Tlx. 27358 |
| 4.2.7. World Forum LPG
12, rue de Tilsitt
75008 Paris (Francia).
Tel. 33-1-44090156
Fax. 33-1-44090032 | 4.2.8. AGRE (Atlantic Gas
Research Exchange)
148 Grosvenor Road
London SW1V 5JL.
(Gran Bretaña) |
| 4.2.9. GERG
VEG - Gasinstituut
P.O. Box 137
7300 AC Apeldoorn.
(Países Bajos) | 4.2.10. EARTH
4, rue Las Cases
F-75007 Paris.
(Francia)
Tel. 33-1-47631625 |

Tel. 55-494949

Fax. 55-418963

Tlx. 260034

4.2.11. NGC (Nordisk
Gasteknisk Center)
Dr. Neergaards Vej 5 A
2970 Hørsholm.
(Dinamarca)
Tel. 45-4-5766995
45-4-2571644

4.2.12. CECOR
2 rue Armand Stévant
4000 Lieja (Bélgica).

4.2.13. CEN
Rue Stassart 36
B-1050 Bruxelles.
(Bélgica)
Tel. 32-2-5196811
Fax. 32-2-5196819
Tlx. 172210097

4.2.14. ISO
1 rue de Varembe
1211 Genève (Suiza).
Tel. 41-22-7490111
Fax. 41-22-7333430

4.2.15. WEC (World Energy
Council)
34 St. James' Street
London SW1 1HD.
(Gran Bretaña)
Tel. 44-1-9303966
Fax. 44-1-9250452

4.2.16. CEPE (Commission Éco-
nomique pour l'Europe)
Palais des Nations
1211 Genève (Suiza).
Tel. 41-22-7346011
Fax. 41-22-7349825

4.2.17. AIE
2, rue André Pascal
75775 Paris Cedex 16.
(Francia)

**EL GAS NATURAL EN AMERICA LATINA:
ESTRUCTURA DEL MERCADO Y PERSPECTIVAS FUTURAS**

CHAKIB KHELIL

BANCO MUNDIAL

MAY 1990

EL GAS NATURAL EN AMERICA LATINA:

ESTRUCTURA DEL MERCADO Y PERSPECTIVAS FUTURAS

CHAKIB KHELIL
BANCO MUNDIAL

RESUMEN

En este trabajo examino la evolución de los principales mercados de gas natural en los países consumidores de América Latina y el Caribe en el período de 1971-87, presento un panorama probable del uso y la oferta de gas natural en el año 2000 y describo los principales factores que obstaculizan el desarrollo más rápido del sector de gas natural de la región. Hay nueve países de América Latina y el Caribe que cuentan con reservas propias de gas y que tienen un largo historial de utilización de ese combustible en los sectores residencial/comercial, industrial y de energía eléctrica: Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Chile, México, Perú, Trinidad y Tabago y Venezuela. Desde 1971 el consumo de gas natural en estos países ha experimentado una alta tasa de crecimiento, que se asemeja a la registrada en el sector de energía eléctrica y es mucho más elevada que la correspondiente a la demanda total de sustitutos competitivos, entre ellos el carbón y los derivados de petróleo, como fuel oil, gas de petróleo licuado (GPL) y queroseno.

En particular, durante el período ha sido enorme la penetración del gas natural (el crecimiento de su participación en el mercado) en el sector industrial; al mismo tiempo, el gas natural mantuvo su participación en el mercado del sector residencial/comercial y sufrió un ligero descenso en su participación en el de energía eléctrica. Sin embargo, existen variaciones en el nivel y la tasa de crecimiento de la penetración del gas natural entre los distintos países considerados y los diversos sectores. Por otra parte, al mismo tiempo que la Argentina, México y Venezuela han seguido siendo los principales consumidores de gas natural, la participación de Bolivia, el Brasil, Colombia, Chile, Perú y Trinidad y Tabago en el consumo total de la región de América Latina y el Caribe aumentó del 13% en 1971 al 18% en 1987. Existe gran incertidumbre en lo que respecta al nivel de crecimiento económico de los países de América Latina y el Caribe durante el decenio de 1990, y además hay numerosos obstáculos de política en el plano jurídico, institucional y gubernamental que podrían influir directamente en la oferta y la demanda de gas natural. El efecto de estos obstáculos, que se describen en forma más detallada en el trabajo, merece ser objeto de un análisis separado.

No obstante la incertidumbre existente, en los países que tienen importantes reservas propias las perspectivas para el crecimiento del consumo de gas natural parecen ser muy prometedoras, particularmente en el sector industrial. Con excepción del Brasil y Colombia, todos los demás países aquí mencionados parecen contar con reservas de gas natural suficientes para atender la demanda prevista para el año 2000. Es necesario, sin embargo, que todos los países examinen cuidadosamente su estrategia relativa al gas

natural con miras a asegurar que propicie la ampliación de las reservas y la oferta, el control de la demanda y la aceleración de la penetración del gas en los mercados de los distintos sectores. El mayor desafío que encararán los países de la región en el próximo siglo radicará en impulsar el desarrollo tanto del comercio intrarregional de gas natural, particularmente entre los países del Cono Sur, como de las exportaciones a países extrarregionales. A los organismos regionales, como la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y la Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana (ARPEL), les corresponde cumplir una importante función en la promoción del uso de gas natural a nivel de los países y en el fomento del comercio intrarregional.

INTRODUCCION

Ultimamente ha surgido un renovado interés en el uso de gas natural, que ha sido consecuencia en gran medida de las fórmulas competitivas y flexibles para la fijación de los precios que aplican algunos importantes exportadores de gas natural licuado (GNL) (Argelia) y de la presión creciente que ejercen los grupos ambientales y antinucleares, los que han influido en importantes decisiones de política energética tomadas por algunos países (Italia) y en el favorable crecimiento económico que los países con los principales mercados de gas natural (Estados Unidos, los países de Europa Occidental y el Japón) han experimentado durante el pasado decenio. La preocupación por la protección del medio ambiente ha despertado de nuevo el interés en el gas natural y, en particular, en los combustibles para vehículos de él derivados, como gas natural comprimido (GNC), gas de petróleo licuado (GPL) y metanol (derivado del metano). Asimismo, en muchos países en desarrollo (particularmente en la Argentina y Venezuela) se están preparando planes para establecer plantas de metilterbutil éter (MTBE) con miras a satisfacer la gran necesidad que habrá en el futuro en los países europeos de productos amplificadores del octanaje de los combustibles para vehículos con objeto de facilitar la conversión de la gasolina con plomo a la sin plomo.

La mayor parte de los países en desarrollo que tienen importantes reservas de gas natural las han explotado a fin de satisfacer parcialmente sus necesidades de energía (Argentina, México, Pakistán y Venezuela). Otros (Argelia e Indonesia) también han podido aprovechar sus considerables superávits para hacer exportaciones a los mercados de Estados Unidos, los países de Europa Occidental y el Japón, en forma tanto gaseosa como líquida. En la región de América Latina y el Caribe, Bolivia exporta gas natural a la Argentina (aproximadamente 1,7 millones de toneladas de equivalente en petróleo (MTEP) al año). Durante un corto período a principios del decenio de 1980, México también hizo algunas exportaciones de gas natural a Estados Unidos. Recientemente Bolivia firmó un contrato para empezar a suministrar al Brasil en 1992 electricidad generada a base de gas natural. En el pasado la Argentina también ha discutido con el Brasil y Chile planes de exportarles gas natural, y estudios realizados han demostrado la viabilidad de construir un gasoducto entre la Argentina y Uruguay. Por último, Chile está exportando metanol principalmente a Corea y el Japón; en la Argentina se están haciendo

planes para establecer otras plantas de metanol (Enron, Total), y Venezuela ha estado considerando la posibilidad de exportar GNL y metanol al mercado estadounidense.

En vista de las dificultades económicas que enfrenta la mayor parte de los países en desarrollo y de la escasez de divisas, que se necesitan para muchos proyectos relacionados con la energía, esos países están examinando más cuidadosamente todas sus opciones en esa esfera. En particular, están estudiando la forma de ampliar el suministro autóctono de gas natural, y en ciertos casos de complementarlo con algunas importaciones, así como de lograr una utilización óptima del gas natural en la combinación de energéticos que utilizan. La región de América Latina y el Caribe contiene el 6,3% de las reservas de gas comprobadas del mundo, que al 1 de enero de 1989 ascendían a 96.500 millones de toneladas de equivalente en petróleo (TEP). Sin embargo, la producción comercial de gas natural de la región sólo representó el 4% del total mundial en 1988. Para fines comparativos, cabe señalar que en ese año a los países de América Latina y el Caribe les correspondió aproximadamente el 13% de las reservas de petróleo comprobadas del mundo, con un volumen total de 123.200 millones de toneladas (al 1 de enero de 1988), mientras que su producción de petróleo crudo equivalió al 11% del total. La producción de electricidad de la región representa el 5% del total mundial.

En este trabajo se analiza la evolución de los principales mercados nacionales de gas natural de la región de América Latina y el Caribe en el período de 1971-87, y se presenta un panorama posible del consumo y la oferta de gas natural en la región en el año 2000. Aunque se exponen muchos factores importantes que frenan el desarrollo del sector de gas, particularmente los relacionados con la oferta de gas natural y la expansión de la red de distribución, no se ha tratado de analizar esas cuestiones ni de presentar otras opciones, aspecto que va más allá de su ámbito. El panorama posible de la oferta y el consumo de gas presentado se fundamenta en el supuesto de que persista la situación que ha prevalecido hasta ahora, a saber, que los precios del gas natural se mantengan en un nivel inferior o aproximadamente igual a los del fuel oil para fines industriales y de generación de energía eléctrica, y en general en un nivel inferior al de los de otros sustitutos para fines residenciales/comerciales. Si bien esta es la situación que existe en general, las políticas de precios difieren de un país a otro. Dado que a corto plazo la inelasticidad-precios e ingresos de la demanda residencial e industrial es alta 1/, el efecto de la posible demanda de gas natural sólo sería importante después del final del decenio, en el supuesto de que los gobiernos adoptasen políticas racionales de fijación de los precios del gas natural y los derivados del petróleo hacia mediados de los años noventa. El análisis que sigue se basa en datos publicados por OLADE 2/ y el Organismo Internacional de Energía (OIE) 3/.

EVOLUCION DE LA DEMANDA EN EL PERIODO DE 1971-87

Consumo final de energía. En los países de América Latina y el Caribe, el consumo final de energía (Figura 1) aumentó a una tasa media del 4,98% anual en el período de 1971-87. Durante dicho período, se registró un rápido crecimiento del consumo en los sectores residencial/comercial e industrial,

que absorben una considerable proporción del gas natural, de aproximadamente el 5,2% y el 5,8% anual, respectivamente, en comparación con un incremento de sólo el 4,2% anual en el sector de transportes. Como consecuencia de ello, la energía utilizada para fines de transportes representó únicamente el 37% del consumo total en 1986, frente a un nivel del 41% en 1971, mientras que el consumo de energía para fines industriales subió del 34% del total en 1971 al 38% en 1987. Como contraste, en los países de América Latina y el Caribe el consumo de gas natural (Figura 2) se elevó a una tasa media anual del 8,49% durante el período de 1971-87: en el sector residencial/comercial la tasa de aumento anual fue del 8,14% y en el sector industrial del 9,05%. En el sector de energía eléctrica, el consumo de gas natural subió a razón del 6,88% anual, frente a un aumento anual del 7,64% en las actividades de generación. La distribución por sectores del consumo de gas natural fue, pues, la siguiente:

Año	Distribución (%)		
	Residencial/ comercial	Energía eléctrica	Industria
1971	13	24	53
1987	13	27	60

En el Cuadro 1 puede observarse la evolución del consumo de gas natural en la región y también por países, así como su penetración en los mercados de los sectores residencial/comercial, industrial y de energía eléctrica. La participación del gas natural en el mercado de los nueve países de América Latina y el Caribe considerados aumentó del 18% en 1971 al 22% en 1986, correspondiéndoles al Brasil y Colombia las tasas más altas de crecimiento de la región.

Sustitución entre combustibles. El crecimiento global del consumo de energía (Figura 1) no revela, sin embargo, la considerable sustitución entre combustibles que hubo como consecuencia de las dos conmociones de los precios del petróleo ocurridas a principios de los decenios de 1970 y 1980. En el Cuadro 2 y en la Figura 3 pueden observarse los importantes cambios registrados en las necesidades de diversos combustibles y de energía eléctrica de los países de América Latina y el Caribe desde 1971, en comparación con los cambios correspondientes en las necesidades totales de energía.

El aumento de la demanda de petróleo crudo y derivados de petróleo no estuvo a la altura del incremento total registrado en la energía primaria. El crecimiento del consumo de gasolina y queroseno fue el más afectado por la competencia entre combustibles. El alcohol y el diesel han desplazado a la gasolina como combustible para fines de transportes. En el sector residencial/comercial, el queroseno ha sido desplazado sobre todo por el GPL, el gas natural y la electricidad. Durante el período, el consumo de electricidad, gas natural y GPL ha experimentado una similar tasa de crecimiento muy elevada en relación con el consumo total de energía, mientras que la tasa de aumento del carbón y el fuel oil, que se utilizan sobre todo en los sectores industrial y de energía eléctrica, ha sido de un nivel relativamente promedio. Si bien su tasa relativa de crecimiento ha sido espectacular, el alcohol sólo ha revestido importancia en el Brasil.

CUADRO 1

MERCADO PARA EL GAS NATURAL
CONSUMO (MTEP)* Y PARTICIPACION EN EL MERCADO** (%)

País	1971		1975		1980		1985		1986		1987		Tasa de crecimiento 1971-87 %
	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	
Argentina	4,1	19	6,2	26	7,8	28	12,1	43	12,6	44	N.D.	N.D.	7,8
Bolivia	0,0	0	0,1	10	0,3	18	0,2	15	0,2	15	0,3	23	7,1
Brasil	0,1	0,3	0,2	0,4	0,3	0,5	2,0	3	2,0	3	2,3	3	21,7
Colombia	0,4	6	0,8	10	1,9	18	2,5	23	2,5	21	2,7	21	12,7
Chile	0,1	2	0,1	2	0,1	2	0,1	2	0,1	2	0,1	2	0
México	5,2	19	8,0	20	15,1	24	17,7	23	15,9	21	17,5	23	7,9
Perú	0,3	6	0,5	8	0,5	5	0,6	9	0,6	9	0,6	8	4,4
Trinidad y Tabago	0,8	80	0,8	83	1,5	88	3,1	99	3,2	99	3,3	99	9,3
Venezuela	3,4	36	5,5	40	7,6	37	10,3	45	10,4	42	11,5	44	7,9
Total parcial	14,4	18	22,4	20	35,8	22	49,3	23	47,4	22	N.D.	N.D.	8,3

* MTEP: millones de toneladas de equivalente en petróleo.

** Abarca el mercado de los sectores residencial/comercial, industrial y de energía eléctrica.

CUADRO 2

	SUSTITUCION ENTRE COMBUSTIBLES EN LOS PAISES DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE									
	<u>1971</u>	<u>1973</u>	<u>1975</u>	<u>1977</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1982</u>	<u>1984</u>	<u>1986</u>	<u>1987</u>
Alcohol	100	137	172	283	991	1.237	1.638	2.791	3.650	N.D.
Energía hidro-eléctrica/nuclear	100	125	153	187	230	253	283	334	374	386
Electricidad (todas las fuentes)	100	119	137	159	191	204	219	244	268	281
Gas natural (electricidad)	100	118	140	146	195	199	219	234	261	294
Carbón (electricidad)	100	98	83	105	129	137	166	209	274	283
Fuel oil (electricidad)	100	115	137	165	185	205	202	212	200	N.D.
Diesel (electricidad)	100	114	174	182	233	242	201	171	140	N.D.
Gas natural*	100	131	137	159	207	219	251	276	291	314
Carbón*	100	106	124	143	160	165	170	208	237	249
Toda la energía primaria	100	120	132	148	172	180	187	193	206	217
<hr/>										
Petróleo crudo*	100	119	128	141	158	160	164	158	166	173
GPL	100	117	139	152	187	206	246	283	319	N.D.
Diesel*	100	118	148	173	202	214	216	220	229	N.D.
Fuel oil*	100	116	139	156	171	172	149	165	204	N.D.
Gasolina	100	119	119	127	142	147	153	138	138	N.D.
Queroseno	100	111	120	132	143	139	140	124	121	N.D.

* Para todos los usos, incluida la generación de energía eléctrica.

El crecimiento de la energía hidroeléctrica y nuclear fue mucho más rápido que el de la electricidad generada de todas las fuentes. Entre las fuentes de generación distintas de la energía hidroeléctrica y nuclear, el gas natural y el carbón experimentaron un similar crecimiento rápido, siguiéndoles el fuel oil y el diesel. El uso de este último combustible para la generación de electricidad aumentó rápidamente hasta 1980, pero después disminuyó a un ritmo veloz, probablemente como consecuencia de la interconexión de los sistemas de energía eléctrica.

Las Figuras 8-18 ilustran el alcance de la sustitución entre combustibles en los distintos países, consecuencia, sobre todo, del considerable crecimiento de la electricidad y el gas natural, combustibles que han desplazado a los derivados de petróleo en los tres sectores: residencial/comercial, industrial y de energía eléctrica.

Mercado del sector residencial/comercial. En el Cuadro 3 y en la Figura 4 puede observarse el consumo de gas natural para fines residenciales/comerciales y las tasas de penetración en los mercados de los países de América Latina y el Caribe.

CUADRO 3

MERCADO PARA EL GAS NATURAL EN EL SECTOR RESIDENCIAL/COMERCIAL													
CONSUMO (MTEP) Y PARTICIPACION EN EL MERCADO (%)													
País	1971		1975		1980		1985		1986		1987		Tasa de crecimiento 1971-87 %
	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	
Argentina	1,2	27	1,7	31	2,5	38	4,3	56	4,8	59	N.D.		9,7
Brasil	0,1	3	0,2	3	0,2	2	0,2	2	0,2	2	0,2	2	4,4
Colombia	-	-	-	-	-	-	0,03	1	0,04	1	0,06	2	41,4
México	0,1	2	0,2	3	0,4	3	0,6	4	0,7	5	0,7	4	12,9
Venezuela	0,4	23	0,3	18	0,4	12	0,4	10	0,4	11	0,5	11	1,4
Total parcial	1,8	11	2,4	11	3,5	11	6,5	14	6,1	15	N.D.		8,5

El consumo de gas natural del sector residencial/comercial de todos los países aumentó considerablemente en términos absolutos. La tasa media de crecimiento registrada durante el período, 8,5% anual, es mucho mayor que la tasa media del 5,2% correspondiente al uso de energía en dicho sector durante el mismo período, lo que explica que como promedio la participación del gas natural en el mercado haya aumentado del 11% en 1971 al 15% en 1986. En la

Argentina, Colombia y México hubo un aumento sustancial en el consumo de gas natural, que resultó en la expansión de su participación en el mercado del sector, como se indicó antes. Por otra parte, la participación del gas natural en el mercado del sector no cambió en el Brasil, y en Venezuela incluso disminuyó. Es interesante comparar estos datos con los correspondientes a los países de Europa Occidental, en los que la participación del gas natural en el mercado del sector residencial/comercial en 1987 era la siguiente: República Federal de Alemania (24%), Bélgica (31%), Francia (26%), Italia (36%), Países Bajos (75%) y Reino Unido (52%). El Reino Unido y los Países Bajos, que son los únicos países del grupo que tienen reservas propias de gas, son los que muestran tasas más altas de penetración. Por otra parte, en Argelia y el Pakistán la participación del gas natural en el mercado del sector fue del 30% y el 32%, respectivamente, en 1986.

Mercado para el gas natural en el sector industrial. En el Cuadro 4 y en la Figura 5 se ilustra la evolución del consumo de gas natural en el sector industrial durante el período de 1971-87.

CUADRO 4

MERCADO PARA EL GAS NATURAL EN EL SECTOR INDUSTRIAL
CONSUMO (MTEP) Y PARTICIPACION EN EL MERCADO (%)

País	1971		1975		1980		1985		1986		1987		Tasa de crecimiento %
	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	
Argentina	1,7	24	2,5	35	2,9	36	4,1	48	4,1	48	N.D.		6,0
Bolivia	0,03	18	0,1	37	0,2	56	0,1	43	0,1	53	0,2	73	12,6
Brasil	0,04	-	0,3	2	0,8	3	1,6	5	1,8	6	2,1	7	28,1
Colombia	0,1	4	0,3	10	0,6	18	0,8	21	0,8	20	0,8	20	13,9
Chile	0,06	3	0,05	3	0,07	3	0,06	3	0,07	3	0,07	3	1,0
México	3,4	37	5,7	39	11,9	52	15,1	46	12,7	41	14,1	43	9,3
Perú	0,3	24	0,4	20	0,4	19	0,5	22	0,5	21	0,5	19	3,2
Trinidad y Tabago	0,5	89	0,4	86	0,9	87	2,1	94	2,2	94	2,2	93	9,7
Venezuela	1,6	58	3,4	74	4,7	67	6,0	69	6,3	67	6,9	68	9,6
Total parcial	7,7	22	13,1	26	22,5	30	30,3	35	28,6	33	N.D.		9,1

En el sector industrial el consumo de gas natural experimentó un espectacular aumento del 9,1% anual durante el período, superior al incremento medio del 5,8% registrado en el consumo total de energía. Esto resultó en una sustancial expansión de la participación media del gas natural

en el mercado de ese sector en 1986 (33%) en relación con 1971 (22%). Las tasas más altas de crecimiento del consumo de gas natural en el sector industrial fueron las correspondientes a Bolivia, el Brasil y Colombia, siendo Chile y el Perú los dos únicos países en que dichas tasas fueron inusualmente bajas. La razón principal del considerable aumento en el consumo de gas natural en la región fue el desplazamiento hacia el uso de ese combustible en vez de fuel oil a principios de los decenios de 1970 y 1980; en el caso de algunos países, esto se hizo para evitar las importaciones de fuel oil (Argentina, Brasil) y en otros (Colombia, México, Venezuela), para poder exportarlo cuando aumentaron los precios del petróleo crudo y los derivados de petróleo. Además de alentar la constitución de reservas propias de gas natural mediante la fijación de precios racionales, el Brasil también consideró necesario establecer bajas tarifas especiales para la electricidad a fin de estimular a las industrias a que la utilizaran como combustible en vez de fuel oil. Este programa cesó de aplicarse en 1985. Para fines comparativos, cabe señalar que la participación del gas natural en el mercado del sector industrial de los países de Europa Occidental fue como sigue en 1987: República Federal de Alemania (25%), Bélgica (24%), Francia (27%), Italia (30%), Países Bajos (48%) y Reino Unido (30%). En Argelia, Nigeria y el Pakistán, las cifras correspondientes fueron el 47%, el 11% y el 53%, respectivamente, en 1986.

Mercado del sector de energía eléctrica para el gas natural. El Cuadro 5 y la Figura 6 ilustran la evolución del consumo de gas natural en el sector de energía eléctrica.

CUADRO 5

País	MERCADO PARA EL GAS NATURAL EN EL SECTOR DE ENERGIA ELECTRICA CONSUMO (MTEP) Y PARTICIPACION EN EL MERCADO (%)*												Tasa de creci- miento %
	1971		1975		1980		1985		1986		1987		
	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	
Argentina	1,2	14	2,0	18	2,4	17	3,7	23	3,7	22	4,6	21	8,8
Bolivia	-	-	-	-	0,09	19	0,06	13	0,07	13	0,07	12	-3,5
Colombia	0,3	9	0,5	11	1,3	18	1,7	19	1,7	18	1,8	17	11,9
Chile	0,02	1	0,03	1	0,04	1	0,06	1	0,06	1	0,06	1	7,1
México	1,7	19	2,1	14	2,8	16	2,0	9	2,5	9	2,7	10	2,9
Perú	-	-	0,06	2	0,06	2	0,08	2	0,09	2	0,09	2	3,4
Trinidad y Tabago	0,3	96	0,4	98	0,6	96	1,0	99	1,0	98	1,1	99	8,5
Venezuela	1,4	37	1,8	30	2,5	21	3,9	24	3,7	22	4,1	22	7,0
Total parcial	4,9	17	6,9	17	9,8	17	12,5	16	12,8	15	14,5	14	7,0

* Porcentaje de la generación total de energía eléctrica producido utilizando gas natural como combustible.

Aunque la tasa de aumento anual del consumo de gas natural en el sector de energía eléctrica (6,88%) fue elevada, no alcanzó a la tasa más alta de crecimiento (7,6%) registrada en las actividades de generación. En consecuencia, el gas natural perdió parte de su participación en el mercado de energía eléctrica, que bajó del 17% en 1971 al 14% en 1987. Sin embargo, en términos absolutos todos los países registraron un aumento significativo en el uso de gas natural por el sector de energía eléctrica (con excepción de Bolivia, donde hubo una pequeña disminución a causa de la contracción económica). El crecimiento más alto ocurrió en la Argentina, Colombia y Trinidad y Tabago. En este último país la mayor parte de la generación de electricidad corresponde actualmente a turbinas a gas. Si bien en la mayoría de los países el crecimiento del consumo de gas natural fue mayor que el de la generación de energía eléctrica, como lo indica el hecho de que en 1987 la participación en el mercado fuera más alta que en 1971, hubo dos excepciones en este sentido: México y Venezuela. En estos dos países el gas natural no mantuvo su participación en el mercado del sector de energía eléctrica debido a que ejecutaron proyectos de energía hidroeléctrica y nuclear, así como de fuel oil y energía térmica a partir del carbón. Para fines comparativos, cabe mencionar la participación del consumo de gas natural en el sector de energía eléctrica de los países de Europa Occidental en 1987: República Federal de Alemania (6%), Bélgica (3,5%), Francia (0,3%), Italia (15%), Países Bajos (58%) y Reino Unido (0,7%).

En general, los países de Europa Occidental han seguido la política de no utilizar gas natural para la generación de energía eléctrica. Pero ahora se está modificando esa política, particularmente en Bélgica, Italia y el Reino Unido. En otros países en desarrollo que han utilizado gas natural para la generación de energía eléctrica, su participación en dicho mercado en 1987 fue la siguiente: Argelia (83%), Nigeria (72%) y el Pakistán (26%).

EVOLUCION DE LA DEMANDA PREVISTA PARA EL AÑO 2000

En el Cuadro 6 y en la Figura 7 se resumen las tendencias de la demanda de gas natural en los sectores residencial/comercial, industrial y de energía eléctrica de los países de América Latina y el Caribe durante el periodo de 1971-87, y se muestra el consumo de gas natural y su participación en el mercado de cada sector.

Durante el periodo de 1971-86, el consumo total de gas natural se triplicó con creces, aumentando a una tasa media del 8,3% anual, mientras que en los mismos países la tasa media de aumento del consumo de energía fue del 6,8% anual y la de la energía final, del 4,98%. Esto hizo aumentar la participación del gas natural en el mercado conjunto de los sectores residencial/comercial, industrial y de energía eléctrica, de un promedio del 18% en 1971 al 22% en 1986. Como se señaló más arriba (Cuadros 3-5), las tendencias históricas del consumo de gas natural varían de un país a otro y de un sector a otro. Los siguientes factores explican las diferencias en el aumento del consumo de gas natural:

- La participación inicial del gas natural en la combinación de energéticos utilizada en cada sector;
- Las tasas de crecimiento económico de cada uno de los países considerados. Todos los países tuvieron un elevado crecimiento económico durante el período de 1971-80, y posteriormente la mayoría sufrió una profunda recesión (con excepción de Colombia), de la cual algunos todavía están tratando de recuperarse (Argentina, Bolivia, México, Perú y Trinidad y Tabago);
- El ritmo de industrialización, que fue rápido en la mayoría de los países de la región considerados en este estudio;
- La diversificación de las fuentes de energía;
- El uso de carbón autóctono o importado;
- Los precios y los impuestos sobre los derivados de petróleo y gas;
- La disponibilidad y precios del gas natural autóctono, y
- El crecimiento de la población.

CUADRO 6

MERCADO PARA EL GAS NATURAL EN LOS PAISES DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE,
POR SECTOR
CONSUMO (MTEP) Y PARTICIPACION EN EL MERCADO (%)

SECTOR	1971		1975		1980		1985		1986		1987		Tasa de crecimiento %
	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	
Residencial/comercial (%)	1,8 (12,5)	11	2,4 (10,7)	11	3,5 (9,8)	11	6,5 (13,2)	14	6,1 (12,9)	15	N.D.		8,5
Industrial (%)	7,7 (53,5)	22	13,1 (58,5)	26	22,5 (62,9)	30	30,3 (61,5)	35	28,5 (60,1)	33	N.D.		9,1
Energía eléctrica (%)	4,9 (34,0)	17	6,9 (30,8)	17	9,8 (27,3)	17	12,5 (25,3)	16	12,8 (27,0)	15	14,5	14	7,0
Total	14,4	18	22,4	20	35,8	22	49,3	23	47,4	22	N.D.		8,3

País	TASA DE CRECIMIENTO ANUAL DEL PIB (%)		
Argentina	1971-1980 (2,66)	1980-1987 (-0,72)	1971-1987 (1,17)
Bolivia	1971-1980 (3,88)	1980-1988 (-0,86)	1971-1988 (1,43)
Brasil	1971-1980 (8,41)	1980-1988 (2,48)	1971-1988 (5,67)
Colombia	1971-1980 (5,43)	1980-1988 (3,36)	1971-1988 (4,45)
Chile	1971-1980 (2,66)	1980-1988 (2,04)	1971-1988 (1,92)
México	1971-1980 (6,77)	1980-1988 (1,06)	1971-1988 (4,05)
Perú	1971-1980 (3,73)	1980-1988 (0,61)	1971-1988 (2,24)
Trinidad y Tabago	1971-1980 (5,29)	1980-1988 (-3,93)	1971-1988 (0,85)
Venezuela	1971-1979 (3,80)	1979-1988 (0,33)	1971-1988 (1,95)

Estos factores seguirán influyendo en el aumento de la demanda de gas natural hasta el año 2000. Sin embargo, sólo cuatro de los países considerados cuentan con un mercado maduro para el gas natural, teniendo en cuenta el alcance de los sistemas de transmisión/distribución, el nivel de penetración del gas en el mercado de los diversos sectores y la trayectoria y experiencia con las operaciones correspondientes. Los cuatro países son la Argentina, México, Trinidad y Tabago y Venezuela, que representan aproximadamente el 89% del volumen total de gas natural consumido en 1987 por los países de América Latina y el Caribe, que se estima en 54 MTEP. La participación en la demanda total de gas de la región de algunos de los demás países considerados --Bolivia, Brasil, Colombia, Chile y Perú-- sólo aumentará a un ritmo lento debido a los estrangulamientos existentes en la infraestructura de transmisión/distribución (Bolivia, Brasil, Colombia, Perú), que actualmente se está ampliando, y debido a la limitada disponibilidad o ubicación inadecuada de las reservas de gas natural (Brasil, Chile), razón por la cual más adelante pudieran tener que hacer importaciones de países vecinos (Argentina, Bolivia, Perú). Por otra parte, el Ecuador y el Uruguay también podrían convertirse en usuarios marginales de gas natural, pues el Ecuador tiene reservas probadas en el Golfo de Guayaquil y el Uruguay podría realizar importaciones de la Argentina. En ambos países, además, el sector industrial constituye un mercado potencial para el gas natural (Figuras 8-18).

Varios estudios ^{4/} realizados por el Banco han demostrado que a largo plazo el costo marginal del gas natural suele ser más bajo que el de otros combustibles competitivos a los que desplazaría, a saber, el GPL y el queroseno en el caso del mercado del sector residencial, y el fuel oil en el del mercado de los sectores industrial y de energía eléctrica. En algunos casos específicos, la electricidad generada utilizando gas natural podría ser competitiva con la hidroelectricidad.

En las Figuras 8-18 se describe la penetración del gas natural en el mercado de los sectores residencial/comercial, industrial y de energía eléctrica en cada uno de los países considerados en este estudio, así como en el Ecuador y el Uruguay, en el período de 1971-87, y se presentan

proyecciones hasta el año 2000, comparándolas con las correspondientes a otros combustibles y a la electricidad. Las proyecciones de la penetración del gas natural en el mercado se basaron en correlaciones desarrolladas entre el aumento de la demanda de gas natural y de energía en cada sector, por una parte, y el crecimiento económico, por la otra.

PANORAMA PARA EL MERCADO DEL SECTOR RESIDENCIAL Y COMERCIAL EN EL AÑO 2000

Debido a que la construcción de un sistema de gasoductos para la transmisión y distribución de gas a fin de atender la demanda del sector residencial/comercial tiene un uso bastante intensivo de capital, se prevé que la demanda de ese sector se concentrará en países que no necesiten hacer importantes inversiones adicionales para abastecer a los usuarios. Estas condiciones propias de los mercados maduros se dan sobre todo en la Argentina, país donde el 38% de todo el gas natural utilizado ha sido absorbido por el sector residencial/comercial y la tasa de penetración subió del 27% en 1971 al 59% en 1986. La razón es que en la Argentina se utiliza gas natural para fines de calefacción doméstica durante la fría estación invernal. Bolivia y Chile son los únicos otros países de la región de América Latina y el Caribe en que puede necesitarse calefacción doméstica durante largos períodos en los meses de invierno. Chile utiliza una mezcla de propano y aire para ese fin en Santiago, que fácilmente podría sustituirse con gas natural si la Argentina lo suministrase. El Uruguay también podría ser un usuario de gas natural para calefacción doméstica si importase gas natural argentino.

En general, es razonable prever que la demanda del sector residencial/comercial se ajuste a las tendencias del crecimiento de la población urbana y del ingreso disponible de los hogares en los países en que el gas natural ya ha alcanzado un alto grado de penetración en este sector. Este es el caso de la Argentina. En los otros países considerados en este estudio, existe un amplio mercado potencial (que ahora se atiende con GPL y queroseno y, en pequeño grado, también con electricidad) en el sector residencial/comercial que sólo podrá abastecerse más activamente que en el pasado si se cuenta con una reglamentación adecuada en materia de precios y remuneración de los inversionistas. Se prevé, pues, que en los demás países distintos de la Argentina el aumento del consumo de gas natural por el sector residencial/comercial se ajuste en general a la tendencia de los últimos años, a saber, que el crecimiento de la demanda de gas natural guarde relación con el crecimiento de la economía y el crecimiento relativo del uso de gas natural en comparación con el de otros combustibles en dicho mercado (Figuras 8-18).

Ha habido, por consiguiente, una correlación entre el crecimiento del consumo de energía en el mercado del sector residencial/comercial y el crecimiento del PIB. Las proyecciones de la demanda futura de gas se han basado en las hipótesis utilizadas por el Banco Mundial para proyectar el crecimiento económico. Este modelo, que no toma en cuenta el precio relativo del gas natural, constituye un supuesto razonable, ya que en la mayoría de los países las autoridades gubernamentales han fomentado el uso de gas natural por considerar que es un recurso relativamente barato y abundante. Incluso si se fijase el precio del gas natural en el mismo nivel del de otros

combustibles sobre la base del equivalente en energía, los usuarios residenciales/comerciales seguirían prefiriéndolo porque no necesita instalaciones de almacenamiento como sucede con el GPL. Como puede observarse en las Figuras 8-18, el modelo parte del supuesto de que a nivel de los consumidores el gas natural sólo sustituiría al carbón y a los combustibles derivados del petróleo, y que no reemplazaría a la electricidad que se utiliza, por ejemplo, para producir agua caliente y cocinar. Por consiguiente, el mercado potencial para el gas natural en el sector residencial/comercial se define como el no atendido por la electricidad. En el Cuadro 7 se presenta una estimación, basada en este enfoque, de la demanda de gas natural de este sector en el año 2000.

CUADRO 7

DEMANDA DE GAS NATURAL Y MERCADO POTENCIAL
DEL SECTOR RESIDENCIAL/COMERCIAL

País	Demanda del sector residencial/comercial en el año 2000 MTEP	Mercado <u>potencial</u>		Mercado para el gas natural en el año 2000 Participación en el mercado (%)
		% del total	MTEP	
Argentina	14,1	80	8,5	60
Bolivia	0,8	80	0,05	5
Brasil	39,0	50	0,4	1
Colombia	6,0	40	0,3	5
Chile	1,5	60	0,3	19
México	34,2	80	2,4	7
Perú	2,6	70	0,05	2
Trinidad y Tabago	0,3	10	-	-
Venezuela	7,8	60	0,5	6
Total	106,3	65	12,5	11

PERSPECTIVAS PARA EL MERCADO DEL SECTOR INDUSTRIAL EN EL AÑO 2000

Las estimaciones de la demanda de gas natural del sector industrial están relacionadas con las tasas de crecimiento económico previstas, los cambios estructurales en la economía tal como se reflejan en el PIB industrial y la competitividad en materia de precios frente al fuel oil y el carbón. En el sector industrial el gas natural ha logrado una penetración rápida, con un crecimiento anual medio del 9,05%, que se compara con el del 5,8% registrado por la energía total en el período de 1971-87. Debido a que el costo marginal a largo plazo del gas natural es menor que el costo de

oportunidad estimado para el fuel oil en todos los países considerados, parece razonable predecir que la industria del gas podrá mantener el nivel global de sus ventas a los usuarios industriales y ampliar su participación en ese mercado desplazando en particular al fuel oil, combustible que se podría exportar (al Brasil, Colombia, México, Venezuela) o cuya importación podría evitarse (como en la Argentina y Chile) (Figuras 8-18). Si bien para ampliar su participación en el mercado industrial es importante que el gas tenga un precio competitivo, la existencia de equipo a gas con combustión que produzca poca contaminación y que sea fácil de controlar constituye una ventaja adicional al respecto. Los datos disponibles también respaldan esta afirmación 5/, pues demuestran que la elasticidad-precio a largo plazo del gas natural cruzada con el precio del fuel oil se aproxima a 0,9 (Argentina). Sin embargo, también es posible que la penetración del gas natural pueda verse frenada por la falta de mercados adecuados y precios razonables para el fuel oil que quede desplazado en las condiciones de reglamentación del mercado que se dan actualmente en la mayoría de los países de la región. En los casos en que no resulte lucrativo exportar el fuel oil, será necesario estudiar la viabilidad, por ejemplo, de mejorar las refinerías locales para convertir el fuel oil en fracciones más livianas. No obstante estos elementos de incertidumbre, en el Cuadro 8 se presenta una estimación de la demanda probable de gas natural en el sector industrial.

CUADRO 8

DEMANDA DE GAS NATURAL Y MERCADO POTENCIAL DEL SECTOR INDUSTRIAL				
País	Mercado del sector industrial		Demanda de gas natural en el año 2000	
	en el año 2000 MTEP	Mercado potencial % del total	MTEP	% del mercado total
Argentina	10,8	77	7,8	72
Bolivia	0,9	85	0,8	85
Brasil	74,2	62	6,7	9
Colombia	6,9	80	2,8	40
Chile	2,9	64	0,1	3
México	86,5	90	42,7	49
Perú	3,5	70	0,7	21
Trinidad y Tabago	6,7	93	6,3	93
Venezuela	32,0	80	26,0	80
Total	224,4	78	93,9	42

PERSPECTIVAS PARA EL MERCADO DEL SECTOR DE ENERGIA ELECTRICA
EN EL AÑO 2000

El uso de gas natural para la generación de energía eléctrica aumentó considerablemente en los países de América Latina y el Caribe en el período de 1971-87, a razón de aproximadamente el 6,88% al año, tasa que sin embargo fue algo inferior a la del 7,64% registrada en la generación de energía eléctrica de todas las fuentes. Por esta razón, la utilización de gas natural para generar energía eléctrica no mantuvo su participación en el mercado total de gas natural, que creció a una tasa anual del 8,49% durante el período; esa participación bajó del 34% en 1971 al 27% en 1987. Esta tendencia refleja la disminución de la participación del gas natural en la generación de energía eléctrica en dos importantes países consumidores de gas natural: México y Venezuela. El pronóstico relativo a la demanda del sector de energía eléctrica se ha derivado de un estudio que está realizando actualmente el Banco sobre la situación financiera del sector de energía eléctrica de los países de América Latina y el Caribe en colaboración con OLADE y otras entidades regionales. Se ha utilizado un modelo sencillo, basado en datos correspondientes a 1981-87, para establecer una correlación entre la tasa de crecimiento del sector de generación de energía eléctrica y el consumo de gas natural con la tasa de crecimiento económico, a fin de pronosticar la utilización de gas natural en el sector de energía eléctrica teniendo presentes las hipótesis de crecimiento económico del Banco. Las Figuras 8-18 indican el aumento de la participación del uso de gas natural en el mercado del sector de generación de energía eléctrica. En el Cuadro 9 se presentan las estimaciones preparadas.

CUADRO 9

DEMANDA DE GAS NATURAL Y MERCADO POTENCIAL
DEL SECTOR DE ENERGIA ELECTRICA

País	Mercado del sector de generación de energía eléctrica en el año 2000 (TWH)	Mercado potencial para el gas natural % del total	Demanda de gas natural en el año 2000	
			MTEP	% del mercado total
Argentina	79,0	24	10,0	24
Bolivia	2,8	37	0,1	12
Brasil	420,0	10	-	-
Colombia	62,3	22	4,9	22
Chile	17,9	10	-	-
México	215,0	78	4,6	6
Perú	19,0	20	0,3	5
Trinidad y Tabago	5,1	98	1,8	98
Venezuela	140,8	36	5,6	11
Total	961,9	30	24,1	7

PANORAMA DE LA DEMANDA GLOBAL DE GAS NATURAL EN EL AÑO 2000

En el Cuadro 10 y en la Figura 19 se resume la demanda de gas natural prevista en el año 2000 y el mercado potencial correspondiente a todos los sectores y países considerados:

CUADRO 10

DEMANDA DE GAS NATURAL EN EL AÑO 2000
Y MERCADO POTENCIAL
CONSUMO (MTEP) Y PARTICIPACION EN EL MERCADO (%)

País	Residencial			Industrial			Energía eléctrica			Total		
	Mercado potencial*	Demanda	%	Mercado potencial	Demanda	%	Mercado potencial	Demanda	%	Mercado potencial	Demanda	%
Argentina	11,3	8,5	60	8,3	7,8	72	6,8	6,8	24	26,4	23,1	41
Bolivia	0,6	0,05	5	0,8	0,8	85	1,0	0,1	12	2,4	0,9	34
Brasil	19,5	0,4	1	46,0	6,7	9	15,1	-	-	80,6	7,1	8
Colombia	2,4	0,3	5	5,5	2,8	40	4,9	4,9	22	12,8	8,0	23
Chile	0,9	0,3	19	1,9	0,1	3	0,6	-	-	3,4	0,4	8
México	27,4	2,4	7	77,8	42,7	49	60,4	4,6	6	165,6	49,7	22
Perú	1,8	0,05	2	2,4	0,7	21	1,4	0,3	5	5,6	1,05	9
Trinidad y Tabago	-	-	-	6,2	6,2	93	1,8	1,8	98	8,0	8,0	94
Venezuela	4,7	0,5	6	25,6	25,6	80	18,2	5,6	11	48,5	32,1	35
Total	68,6	12,5	11	174,5	93,8	42	110,2	24,1	7	353,3	130,4	18

El mercado que potencialmente podría atenderse con gas natural en un sector específico. Por demanda se entiende la demanda de gas natural en el año 2000. El porcentaje corresponde al mercado del sector respectivo (no al mercado potencial).

PERSPECTIVAS PARA LA OFERTA DE GAS NATURAL EN EL AÑO 2000

Todos los países considerados en este estudio cuentan con importantes reservas de gas. Como se indica en el Cuadro 11, en 1987 la vida de esas reservas oscilaba entre 32 años en el caso de Colombia y 121 años en el de Venezuela; estas cifras excluyen las reservas de Chile, que tienen una vida sumamente larga que en realidad refleja su ubicación remota en relación con el principal mercado. La existencia de reservas adecuadas no constituye una garantía del suministro, puesto que hay que explotarias cuando se necesitan y el gas tiene que suministrarse a precios que sean competitivos con los de

otros combustibles. También es posible que la ubicación de las reservas no sea apropiada para abastecer a mercados importantes. Por ejemplo, en Chile las reservas están situadas en la región meridional del país, mientras que el mercado principal se encuentra en la zona de Santiago. Para poder determinar con mayor precisión la vida económica de las reservas, sería preciso realizar un estudio más detallado que tome en cuenta su distribución y tamaño. Por lo que respecta a las exportaciones, también es necesario que exista la voluntad política de exportar los recursos nacionales, que se cuente con la tecnología apropiada de producción y transportes y que se brinden incentivos económicos y comerciales adecuados. Dado el nivel más bajo en que se sitúa el costo marginal a largo plazo del gas natural en relación con los precios de otros combustibles, en estos momentos las perspectivas en materia de oferta de la región son prometedoras a pesar de la incertidumbre existente en torno de los precios del petróleo crudo. Sin embargo, diversas limitaciones internas en materia de políticas y reglamentos impuestos por los distintos gobiernos han frenado la penetración del gas natural en el mercado y la expansión de la oferta. Las proyecciones de la demanda parten del supuesto de que en el futuro previsible persistirán las mismas limitaciones existentes en el período de 1971-87; incluso si esas limitaciones se eliminasen a mediano plazo, ello no tendría un efecto significativo en las estimaciones para el año 2000 hechas en este trabajo.

Los datos sobre las reservas se obtuvieron de Degolyer & McNaughton 6/, fuente que se considera fidedigna según las normas de la industria. Las estimaciones de las reservas adicionales que se descubran en el futuro se basaron en la correlación histórica del crecimiento de las reservas. Desde luego, cualquier mejora que se haga en los incentivos para la exploración de petróleo y gas que resulte en la realización de mayores inversiones por las compañías petroleras internacionales y/o nacionales llevaría a un mayor incremento de las reservas adicionales. Las estimaciones de las necesidades en materia de oferta se basaron en estimaciones de la demanda de gas natural, y tomaron en cuenta las necesidades para uso propio de cada país determinadas a través de la compañía petrolera nacional o de otras compañías de operaciones, las pérdidas de distribución y de otra índole y cualquier necesidad para fines de refinación. La correlación de la demanda con la oferta total se fundamentó en los datos históricos, y después se utilizó como base para proyectar las necesidades en materia de oferta en el año 2000, que son como se indica en el Cuadro 11.

Respecto de los países considerados, la Figura 20 ilustra el nivel de las reservas y su vida restante en 1987 y en el año 2000. Con excepción del Brasil y Colombia, el nivel de las reservas y su posible incremento a través del tiempo parecen ser adecuados en los demás países para atender la demanda y hacer frente a las exportaciones previstas para el año 2000. Parece ser necesario que el Brasil y Colombia formulen una estrategia más activa para la exploración de gas natural, controlen la demanda de ese combustible mediante la fijación de tarifas apropiadas y la realización de esfuerzos de conservación, y estudien la viabilidad de hacer importaciones de países vecinos. Sin embargo, cuando las necesidades en materia de oferta de gas natural se consideran desde la perspectiva del enorme mercado potencial para ese producto, se perfila la necesidad de que todos los países interesados preparen una estrategia orientada a fomentar la expansión de sus reservas de gas natural mediante el aumento de las inversiones de las compañías de petróleo y gas tanto públicas como privadas.

CUADRO 11

NECESIDADES DE OFERTA DE GAS NATURAL
NIVEL DE LAS RESERVAS (MMC)* Y VIDA (AÑOS)

País	Oferta (MMC)		Reservas (MMC)	Reservas (MMC)		Coeficiente reservas/oferta= vida (años)	
	1987	2000		Anual	1987	2000	1987
Argentina /1	20,7	31,2	15,2	682	542	33	17
Bolivia /2	2,4	3,5	2,9	144	143	41	41
Bolivia /3	2,4	5,9	2,9	144	128	41	22
Brasil	3,2	11,7	10,8	106	107	33	9 /4
Colombia	3,4	10,7	3,0	109	56	32	5 /4
Chile	0,2	0,5	1,4	142	156	710	312
México	27,4	73,4	88,0	2.166	2.655	79	36
Perú	0,7	1,3	15,4	24	211	34	162
Trinidad y Tabago	4,9	11,5	5,9	297	267	61	23
Tabago							
Venezuela	21,8	61,1	217,4	2.646	4.933	121	81
Total	84,7	215,6	360,0	6.316	9.266	75	43

* Miles de millones de metros cúbicos de gas natural.

/1 Esta hipótesis parte del supuesto de que las importaciones de Bolivia continuarán después de 1992, pero no comprende la posibilidad de exportar ni al Brasil ni a Chile.

/2 Esta hipótesis comprende las exportaciones actuales a la Argentina, pero no al Brasil.

/3 Esta hipótesis comprende volúmenes iguales de exportaciones a la Argentina y al Brasil.

/4 Este nivel de vida de las reservas no se considera adecuado de acuerdo con las normas de la industria.

PRINCIPALES PROBLEMAS QUE ENFRENTA EL SECTOR DE GAS NATURAL

Ausencia de planes de desarrollo basados en incentivos. El sector de gas natural suele asimilarse en el sector petrolero debido a que el gas o se produce en asociación con el petróleo o se encuentra separadamente en forma libre. En el proceso de refinación del petróleo crudo o de nafta, también se produce gas de ciudad con bajo BTU. Aunque las primeras operaciones en el sector de gas natural (exploración, explotación, producción, elaboración) tienen características y condiciones jurídicas y contractuales semejantes a

las del sector petrolero, las operaciones de elaboración secundarias (transporte por los gasoductos principales, distribución a los consumidores de los sectores residencial/comercial, industrial y de energía eléctrica) se asemejan mucho más a las del sector de energía eléctrica, ya que entrañan el uso de instalaciones comunes para la transmisión a granel y la gestión de las operaciones por una empresa de servicios públicos con un monopolio para atender a los consumidores de una zona dada. Con excepción del contrato de importación de gas natural existente entre la Argentina y Bolivia, el gas natural es un producto no comercializable, con características muy parecidas a las de la electricidad, cuya evolución depende de la demanda local existente. Como se señala en este trabajo, el gas natural compite con prácticamente todas las demás fuentes de energía en los sectores residencial/comercial, industrial y de energía eléctrica. A causa de su complejidad, el sector de gas natural no tiene una situación jurídica bien definida en la mayor parte de los países de América Latina y el Caribe.

En la legislación relativa al petróleo suele incluirse el gas natural como parte del sector petrolero. Por lo general, los contratos de riesgo sobre el petróleo no son muy específicos acerca de los términos y condiciones en que se explotará y producirá gas natural debido a la falta de mercados y, en consecuencia, no abarcan la fijación de precios y la comercialización del gas. Esta cuestión suele abordarse mediante la celebración de negociaciones después de que se descubren reservas. Al mismo tiempo, los mercados no se desarrollan debido a la insuficiencia de reservas. Todo esto lleva a un círculo vicioso que sólo puede romperse si la estrategia energética gubernamental establece explícitamente la función que se espera que cumpla el gas natural en la satisfacción de las necesidades de energía del país y las medidas de política necesarias para brindar los incentivos adecuados para que las compañías petroleras públicas y privadas procedan a la exploración, explotación y producción de gas natural, y para que las empresas de servicios públicos lo transporten y distribuyan. A través de las medidas de política, sería necesario abordar la fijación de precios de los derivados de petróleo y la electricidad, productos con los que competiría el gas natural.

A nivel de la producción, los inversionistas por lo general no perciben sobre sus inversiones un rendimiento razonable que esté en consonancia con los riesgos técnicos y financieros involucrados. Los precios que rigen en boca de pozo suelen ser inferiores al valor económico del gas natural. Algunos países han eliminado los controles sobre los precios del gas natural y los derivados de petróleo para permitir que compitan entre sí y que los inversionistas asuman el riesgo relacionado con los cambios de los precios de los derivados de petróleo. Sin embargo, en la región de América Latina y el Caribe --ni siquiera en aquellos países que han tomado medidas para liberalizar los precios de los derivados del petróleo-- no se han eliminado por completo los controles sobre el precio del gas natural. El precio del gas natural sigue estando controlado aun en países en que está vinculado, por ejemplo, al del fuel oil (Argentina). En el pasado, en la Argentina los precios en boca de pozo del gas natural se negociaban individualmente con cada productor privado. En otros países que tenían reglamentos apropiados para establecer el precio del gas natural en un nivel equivalente al del

combustible sustitutivo (Brasil), el precio de entrega seguía negociándose con la compañía privada que hubiera descubierto el gas y vinculándose con el del fuel oil en Rotterdam.

Estructura institucional. En general, no existe una estructura institucional adecuada para promover el desarrollo del sector de gas natural y asegurar la asignación adecuada de recursos para ese fin. El sector de gas natural suele considerarse como un subsector del sector petrolero, razón por la cual, a diferencia de la electricidad, no está integrado en el sistema nacional de planificación energética como un sector separado. La función de los organismos oficiales encargados del gas natural no está claramente definida porque suelen ser al mismo tiempo los responsables de las políticas y los encargados de la reglamentación. En general, estos organismos no cuentan con la organización y dotación de personal adecuados para cumplir sus responsabilidades en el sector de gas, entre otras, la realización de análisis independientes de la legislación pertinente, la celebración de acuerdos contractuales, el estudio del potencial de producción, la reglamentación en materia de instalaciones de transmisión comunes y el estudio de mercados.

Desincentivos para la participación del sector privado y las inversiones del sector público. Por regla general, se subvencionan los precios de los combustibles que compiten con el gas natural. Los precios del GPL, el queroseno y el fuel oil suelen ser bajos, lo que impide la penetración del gas natural en los mercados u obliga a los gobiernos a permitir que el nivel de sus precios sea inferior a su costo económico. En esferas en que el gas natural podría competir con la electricidad, como son la producción de agua caliente y la preparación de alimentos por consumidores residenciales, las tarifas de electricidad se mantienen en un nivel bajo que se justifica por razones de bienestar social o como medio de evitar que aumente la inflación. Los gobiernos también introducen cambios imprevisibles en los precios, lo que no favorece una buena planificación por las entidades que operan en el sector de gas, las que, por ejemplo, tienen que esperar entre cuatro y seis años para que rindan frutos sus actividades de exploración. Los precios del gas natural en boca de pozo deberían ser tan predecibles como los que rigen en el mercado para el petróleo o el costo marginal a largo plazo del gas natural, según si el país tiene superávit o déficit de ese combustible; además, a nivel de los consumidores, las tarifas del gas natural deben reflejar el costo marginal a largo plazo apropiado o los precios de los combustibles competidores, también según cuál sea la situación de reservas del país. Por otra parte, a veces los gobiernos no aprueban a tiempo los aumentos de los precios y las tarifas. Particularmente si la economía atraviesa por una situación inflacionaria, este "desfase reglamentario" socava la viabilidad financiera de las inversiones tanto públicas como privadas. Es preciso que se ajusten las tarifas y los precios. Entonces los inversionistas tendrán que decidir si les conviene ampliar sus operaciones futuras en el sector de gas natural. Aunque un gobierno siempre podría decidir ir adelante con ciertos proyectos de gas natural a pesar de que no tengan la debida justificación económica, antes de tomar esa decisión tendrá que saber cuál sería el costo para la economía y determinar si está dispuesto

o no a subvencionar a los usuarios. Por último, puesto que el gas natural no es un producto comercializable, las compañías petroleras privadas internacionales no tienen incentivos para explotar reservas de gas con destino al mercado nacional si la legislación vigente no permite la convertibilidad directa o indirecta de sus utilidades.

Autonomía de las empresas del sector público. A través de sus diversos organismos, los gobiernos son responsables de las políticas y la reglamentación de las empresas públicas y también son sus accionistas. Como consecuencia de las leyes laborales, estas empresas carecen de autonomía administrativa para fijar los sueldos y salarios y contratar o despedir empleados. Cuando los gobiernos fijan las tarifas y los precios bastante por debajo del costo de oportunidad o del costo marginal a largo plazo, las empresas públicas no tienen la autonomía financiera necesaria para asegurar que podrán obtener una tasa de rendimiento adecuada y financiar una proporción importante de sus inversiones con sus recursos propios. Como se hizo recientemente en el caso de PetroEcuador, es necesario que los gobiernos separen su función de responsables de las políticas y la reglamentación en el sector de su función como accionistas de las empresas públicas, y que otorguen autonomía técnica, administrativa y financiera a esas empresas. En su calidad de responsables de las políticas, los gobiernos están encargados de establecer la política energética general y, en el marco de ésta, la relativa al gas natural. Esta función se cumple a través de los organismos estatales pertinentes. Los gobiernos también reglamentan las operaciones del sector de gas natural mediante la fijación de tarifas apropiadas y la adopción de normas relativas a las instalaciones de transmisión comunes y a la distribución, cerciorándose al mismo tiempo de que se observen las directrices establecidas en materia de seguridad y diseño de las instalaciones. Es necesario que los gobiernos tomen medidas para eliminar en la mayor medida posible la incertidumbre respecto de las operaciones de gas, pues la incertidumbre hace aumentar los costos de capital y de suministro de los servicios públicos.

Estrategia para el sector de energía. A través de su estrategia energética, los países procuran suministrar energía a la economía al costo más bajo posible. El gas natural debería ser un importante componente de esta estrategia porque en la mayor parte de los países de América Latina y el Caribe considerados es un energético de bajo costo, y también porque les permitiría a los países diversificarse y evitar una dependencia excesiva de los derivados del petróleo. Sin embargo, hasta ahora no se han aprovechado las ventajas que brinda el gas natural, porque no se han integrado en los procesos de planificación de los distintos países todos los costos económicos, sociales y ambientales de las modalidades de energía competidoras ni se ha tomado en cuenta el costo adecuado de capital de los proyectos competidores.

CONCLUSIONES

En los nueve países de América Latina y el Caribe aquí considerados, y también en el Ecuador y el Uruguay, existe un importante mercado potencial para el gas natural en los sectores residencial/comercial, industrial y de energía eléctrica. Aunque la penetración del gas natural ha alcanzado un

nivel importante en el sector industrial de cuatro países --Argentina, México, Trinidad y Tabago y Venezuela--, semejante al que tiene en los países en desarrollo con importantes reservas y en los países europeos importadores, la penetración de gas en el mercado de los sectores residencial/comercial y de energía eléctrica es baja, con excepción de la Argentina.

Salvo en el caso del Brasil y Colombia, todos los demás países considerados en este trabajo parecen tener reservas suficientes para atender las necesidades de suministro y exportación previstas hasta el año 2000. Sin embargo, dado que el mercado potencial para el gas natural es de enormes dimensiones, todos los países tendrán que analizar, en el marco de su estrategia energética global, la estrategia relativa al gas natural, con miras a fomentar la constitución de reservas adicionales para ampliar el suministro y, al mismo tiempo, aplicar políticas tendientes a la conservación de ese recurso y estudiar la viabilidad de hacer importaciones de países vecinos. Hay un importante potencial para el comercio intrarregional de gas natural, particularmente entre la Argentina, Bolivia, el Brasil y el Uruguay, y también existen perspectivas muy buenas de exportar gas natural, en forma de GNL o metanol, a los Estados Unidos y los países del Lejano Oriente.

Sin embargo, existen numerosas limitaciones que, si no se eliminan, seguirán frenando el desarrollo del sector de gas natural de la región. Esas limitaciones se relacionan con:

i) en el plano de las políticas, la función que el gas natural debería cumplir en la estrategia energética nacional y en el comercio intrarregional, el papel del sector privado y la necesidad de asegurar el establecimiento de un marco estable y predecible;

ii) en el plano jurídico y contractual, el mejoramiento de los incentivos para la exploración de gas y el desarrollo de las reservas;

iii) en el plano reglamentario, la desreglamentación de los precios del gas natural y de los combustibles y energéticos competidores, así como la formulación de normas relativas a las instalaciones de transmisión comunes;

iv) en el plano institucional, el fortalecimiento de la organización, dotación de personal y función de los organismos encargados de las políticas y la reglamentación, y

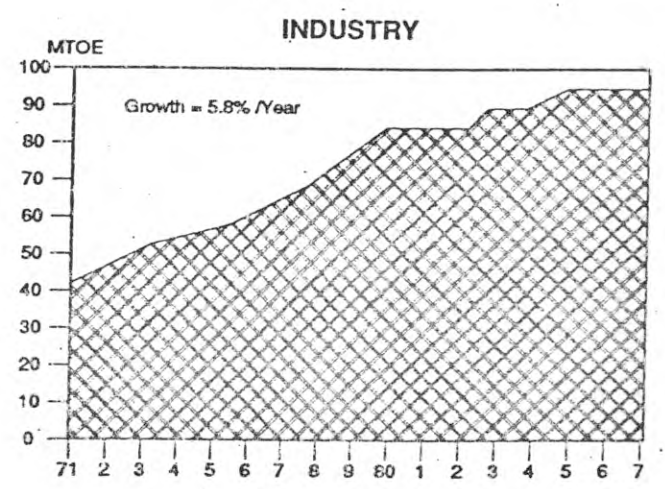
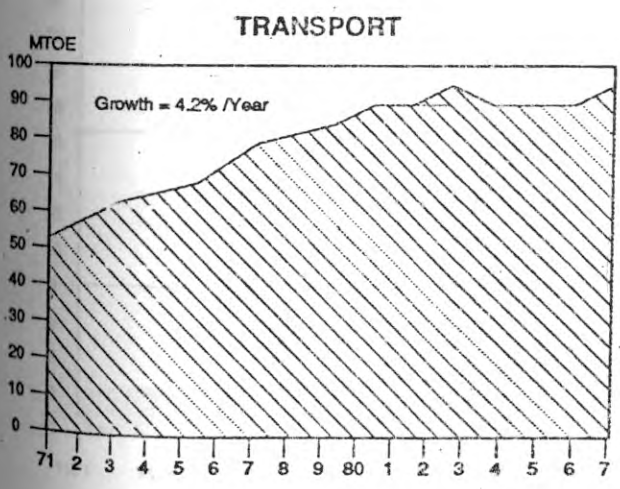
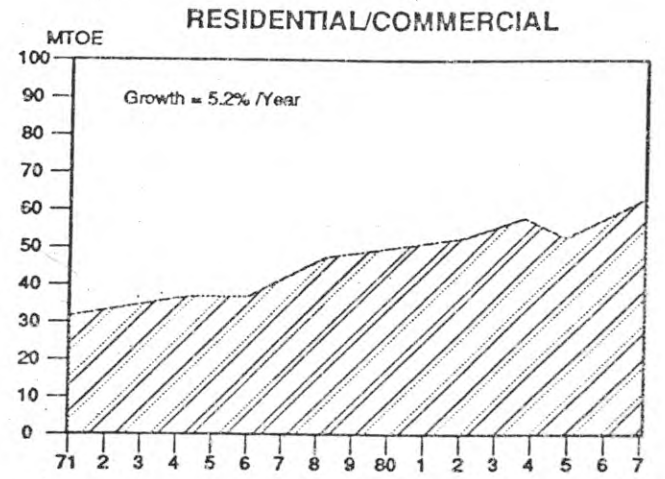
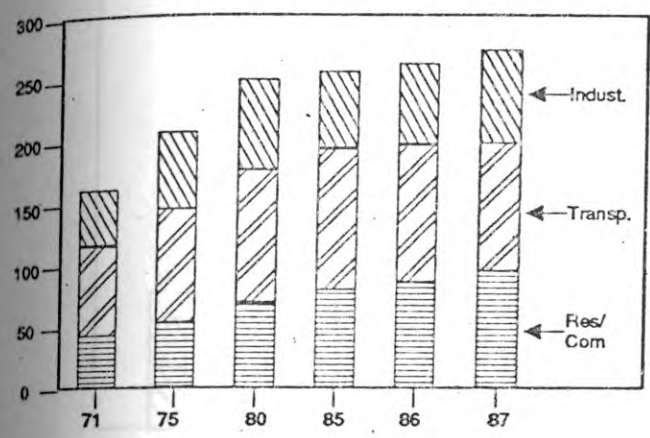
v) en el plano de la reestructuración del sector público, la autonomía administrativa que precisan las entidades del sector público.

Respecto del desarrollo del sector de gas natural, es importante destacar la significativa función que los organismos energéticos regionales, como OLADE y ARPEL, deben cumplir en la promoción de condiciones propicias para la expansión del comercio intrarregional y el intercambio entre los países miembros de las lecciones derivadas de la experiencia en este sector.

REFERENCIAS

1. "The Demand of Natural Gas: A Survey of Price and Income Elasticities", M.A. Al-Sahlawi. The Energy Journal, Volumen 10, número 1, enero de 1989.
2. OLADE, Annual Energy Statistics (1986).
3. International Energy Agency World Statistics (1989).
4. "Marginal Cost of Natural Gas in Developing Countries: Concepts and Applications". Documento No. 10 del Departamento de Energía del Banco Mundial, agosto de 1983.
5. Estudio sobre el sector energético de la Argentina. Banco Mundial. 26 de febrero de 1989.
6. DeGoyler & McNaughton: Twentieth Century Petroleum Statistics. 1980-88.

Figure 1
FINAL ENERGY CONSUMPTION
BY MARKET SECTORS IN LAC



MTOE Million Tons of Oil Equivalent

Figure 2
NATURAL GAS CONSUMPTION BY SECTORS
IN LAC

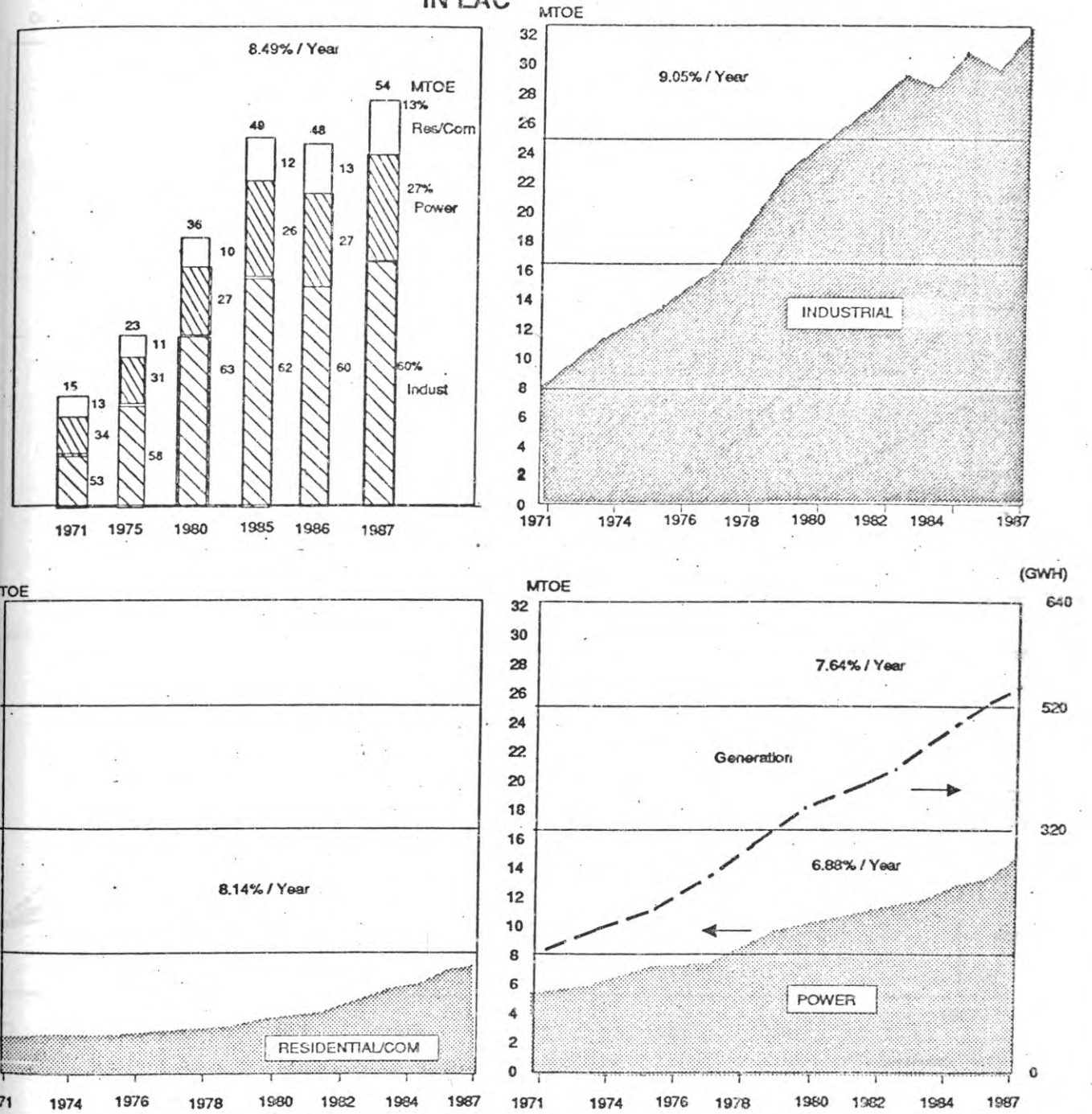
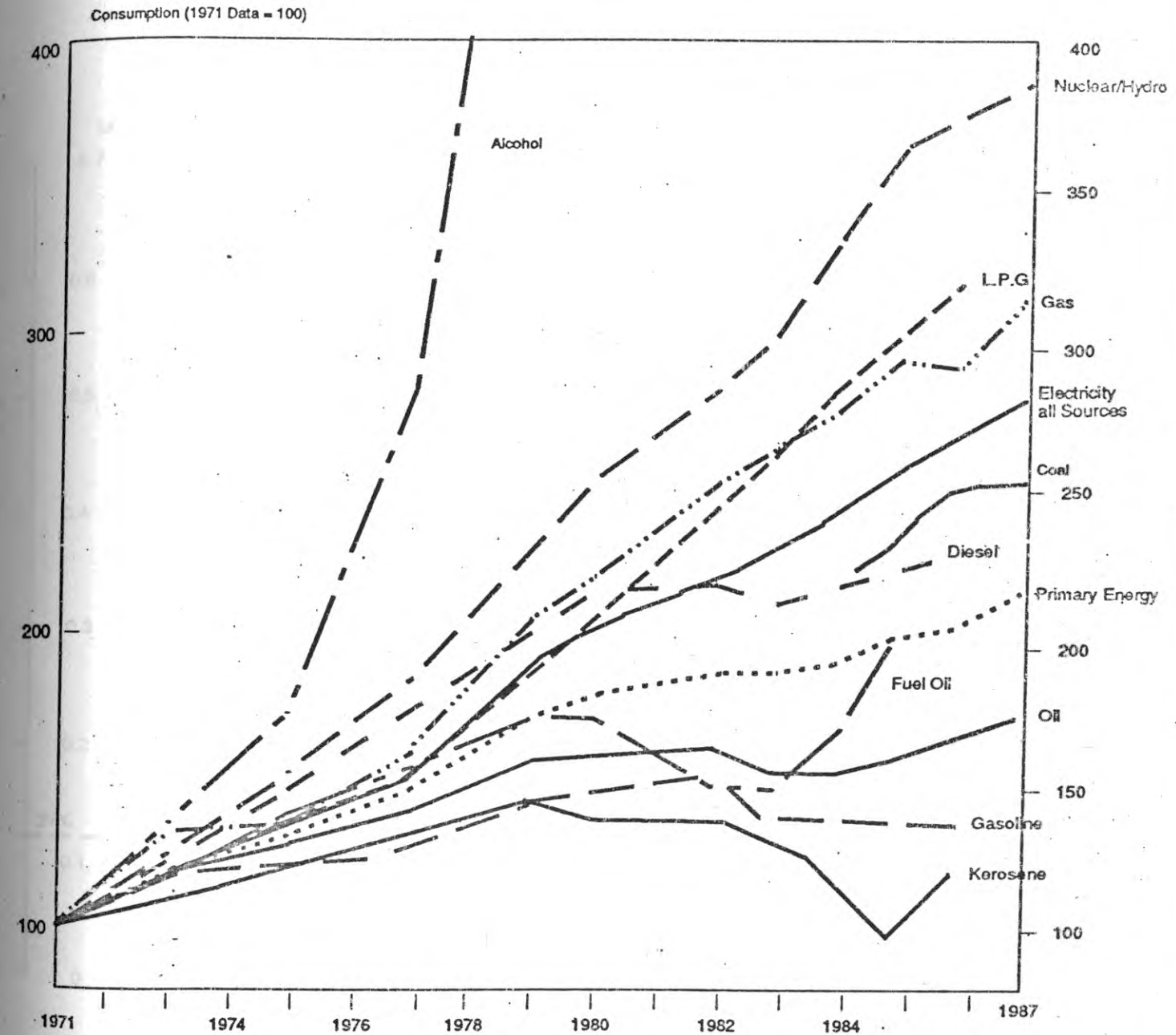


Figure 3
INTERFUEL SUBSTITUTION IN LAC



EKW47165D

Figure 4
RESIDENTIAL AND COMMERCIAL GAS SALES (MTOE)
AND PENETRATION RATES (%) IN LAC

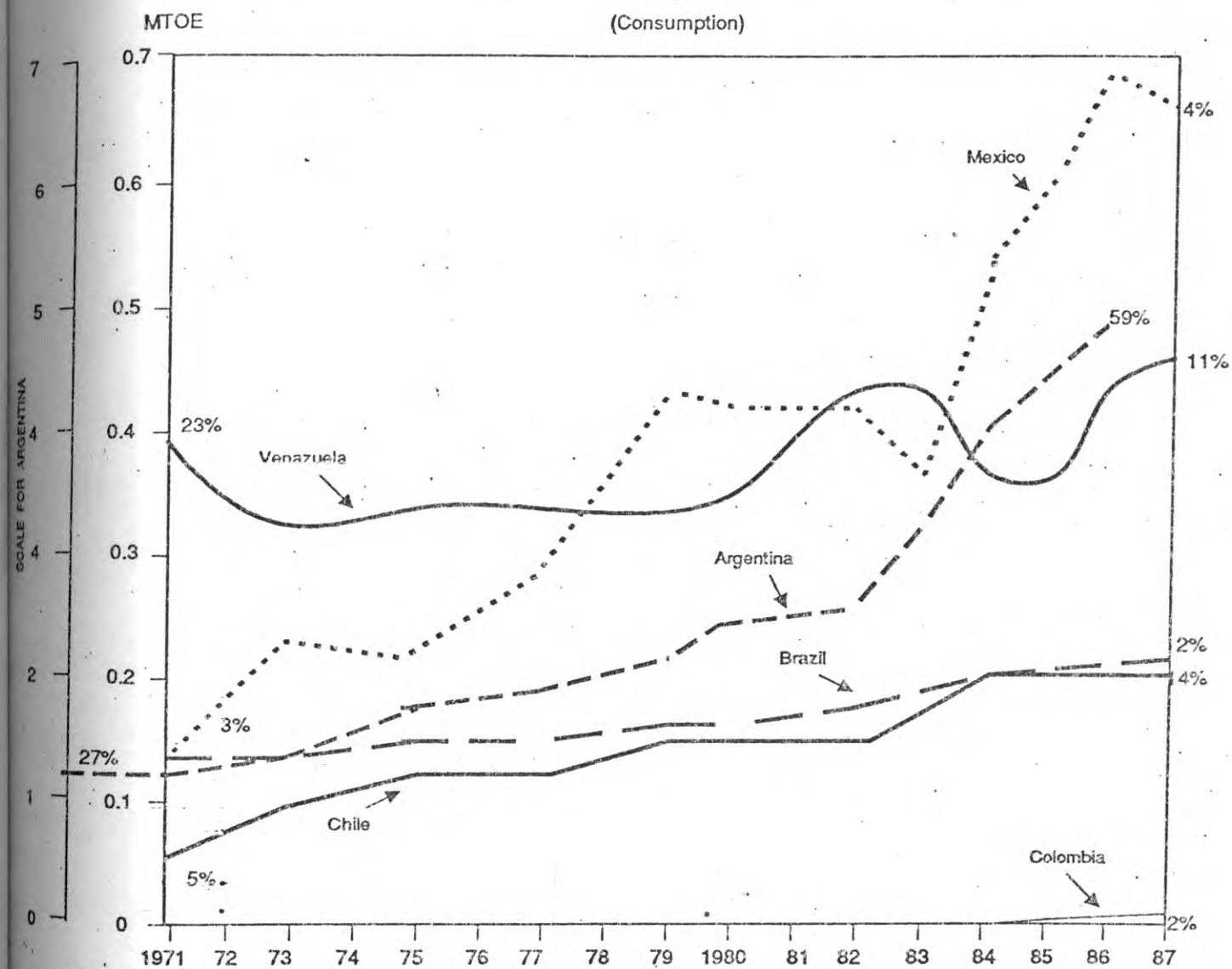


Figure 5
 INDUSTRIAL GAS SALES
 AND PENETRATION RATES IN AC
 (Mtoe and % Market Share)

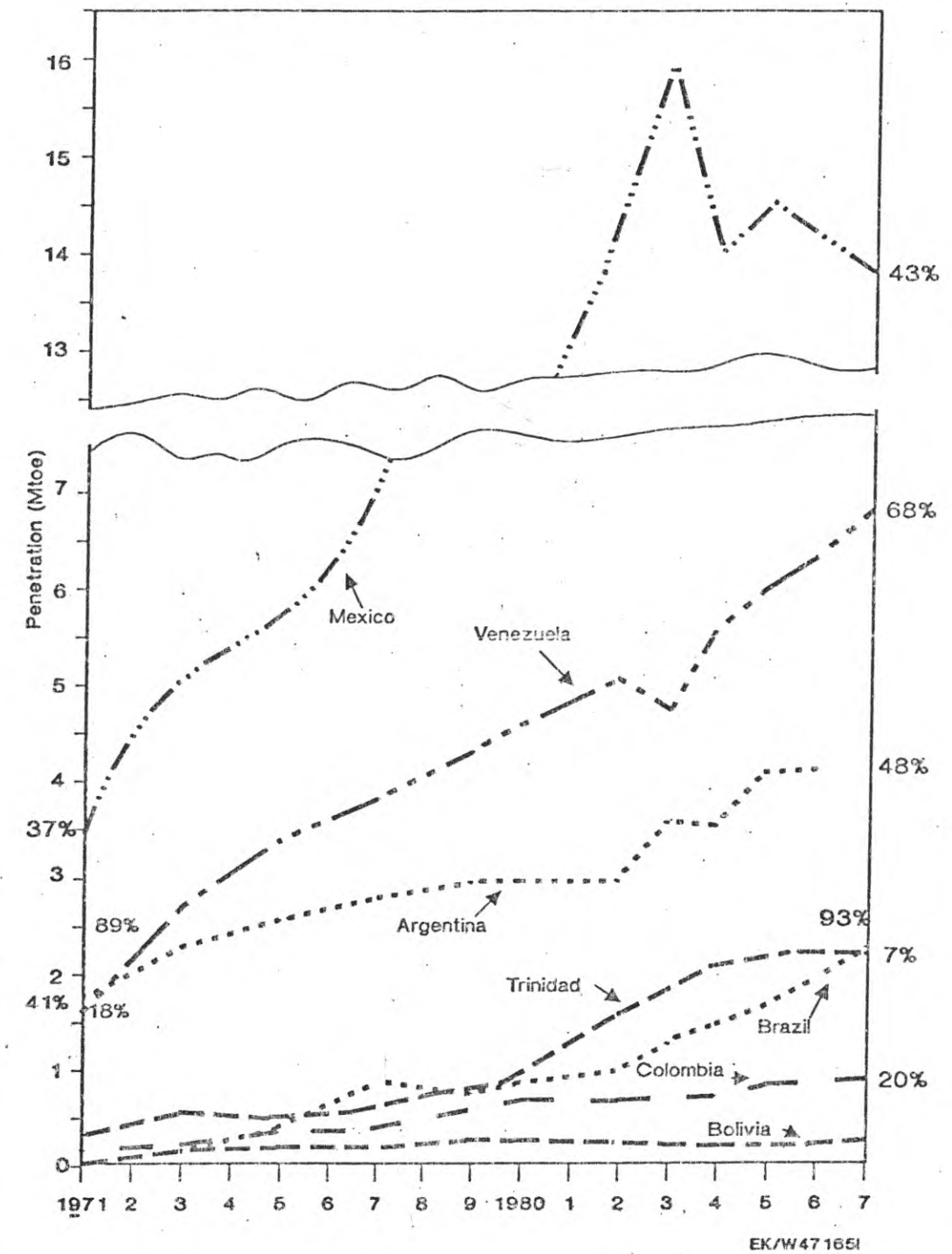
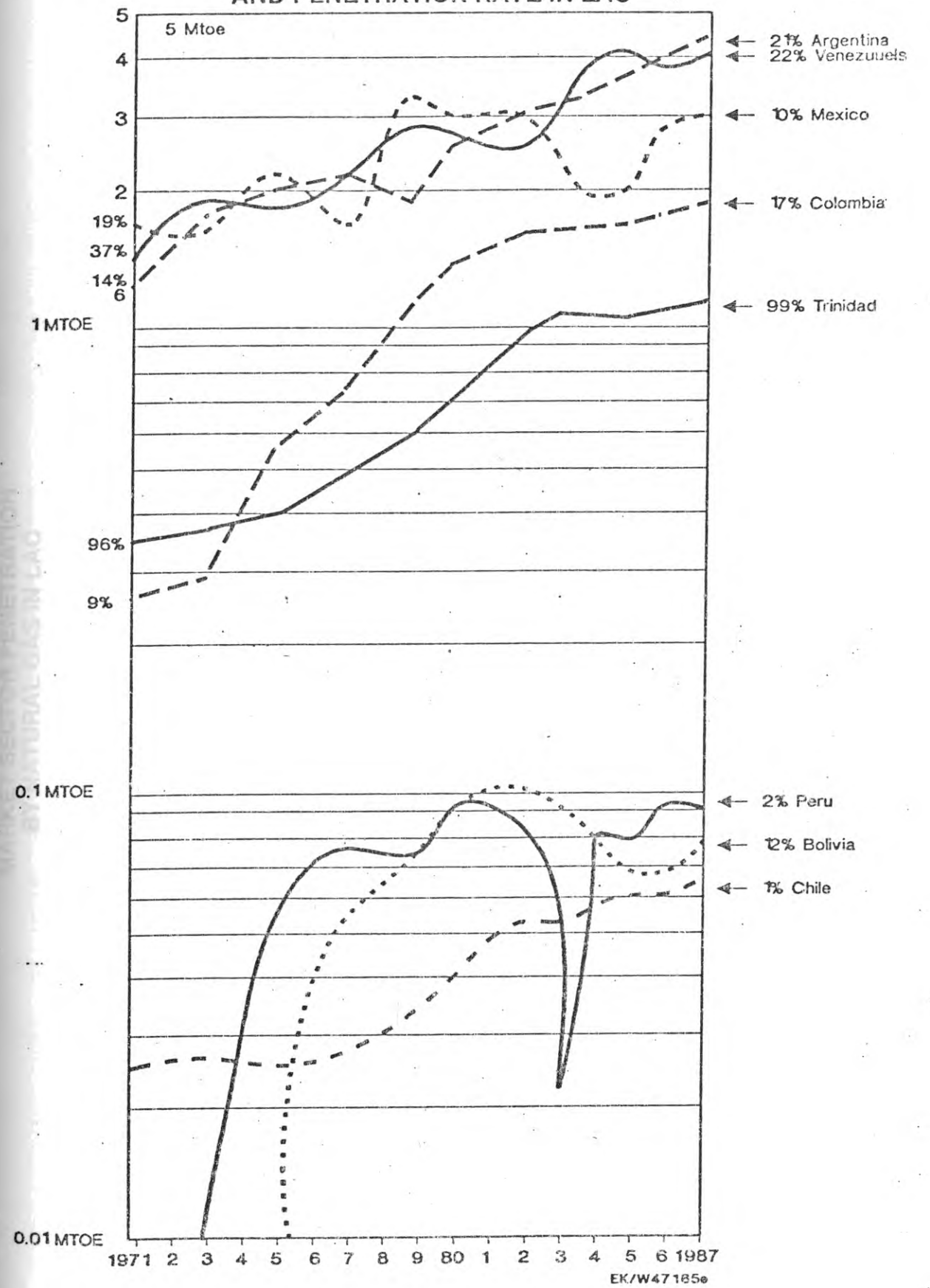


Figure 6
POWER STATION GAS USE
AND PENETRATION RATE IN LAC



POWER STATION PENETRATION
 BY NATURAL GAS IN LAC

Figure 7
 MARKET SECTOR PENETRATION
 BY NATURAL GAS IN LAC

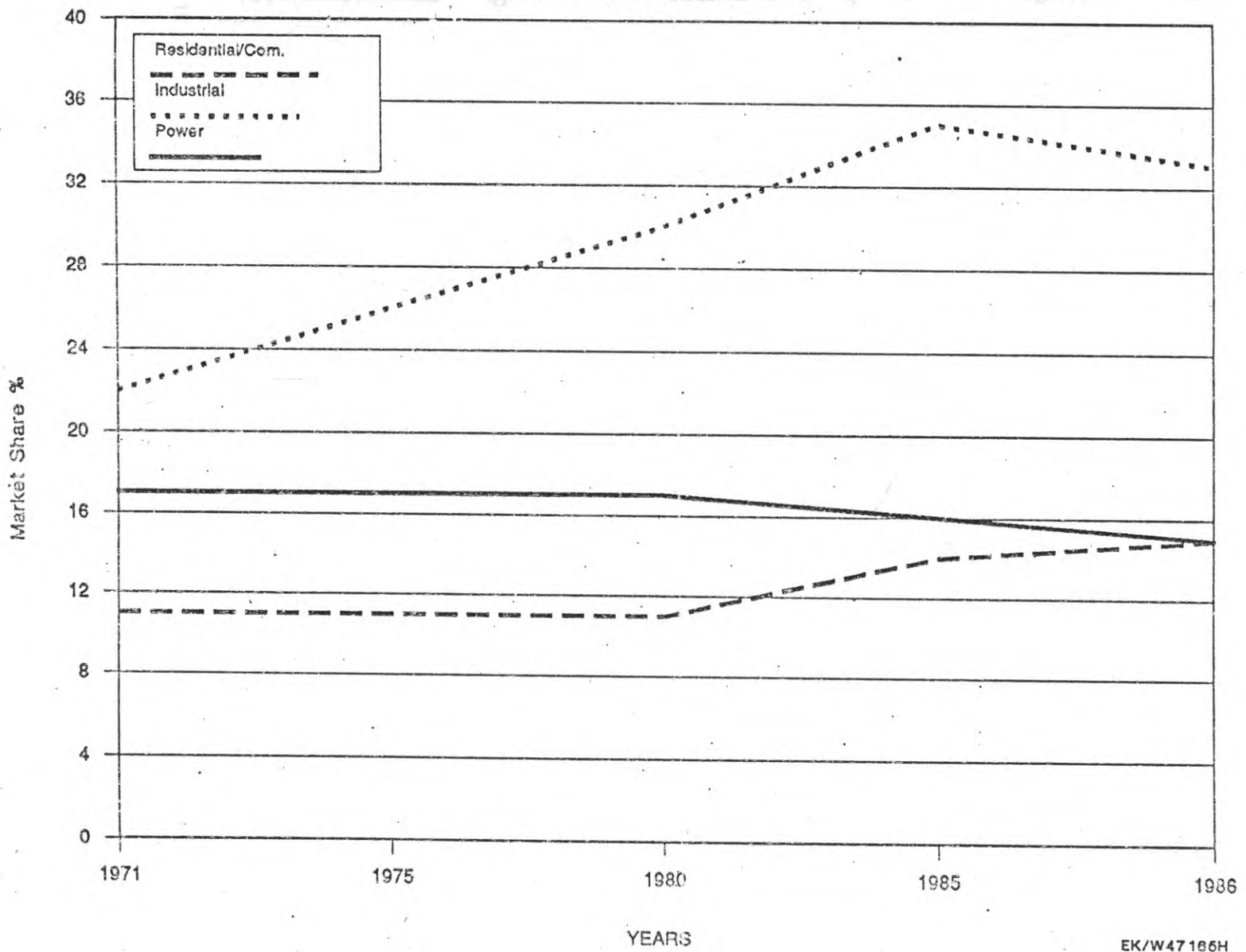


Figure 8
ARGENTINA INTERFUEL SUBSTITUTION

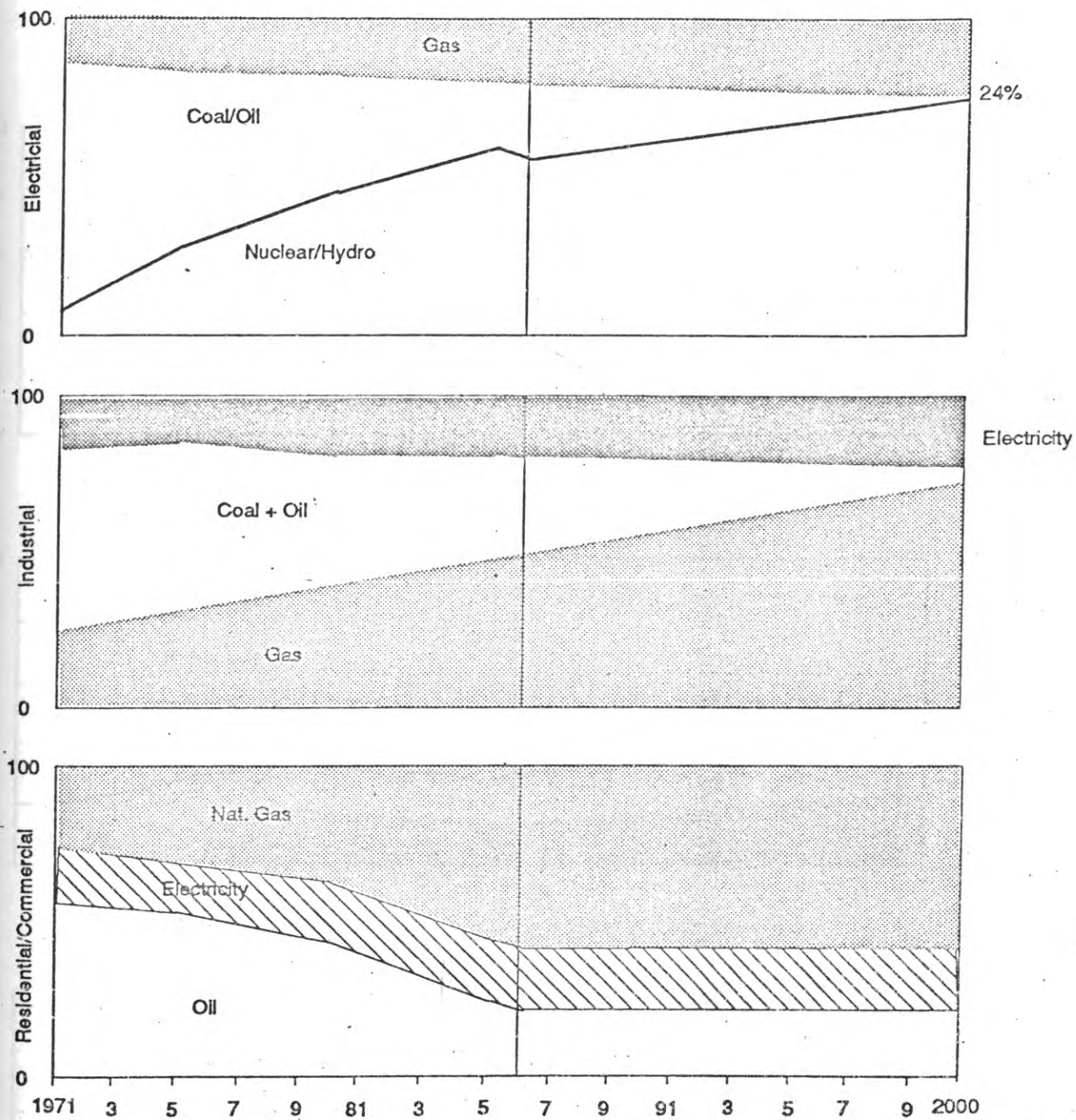


Figure 9
BOLIVIA INTERFUEL SUBSTITUTION

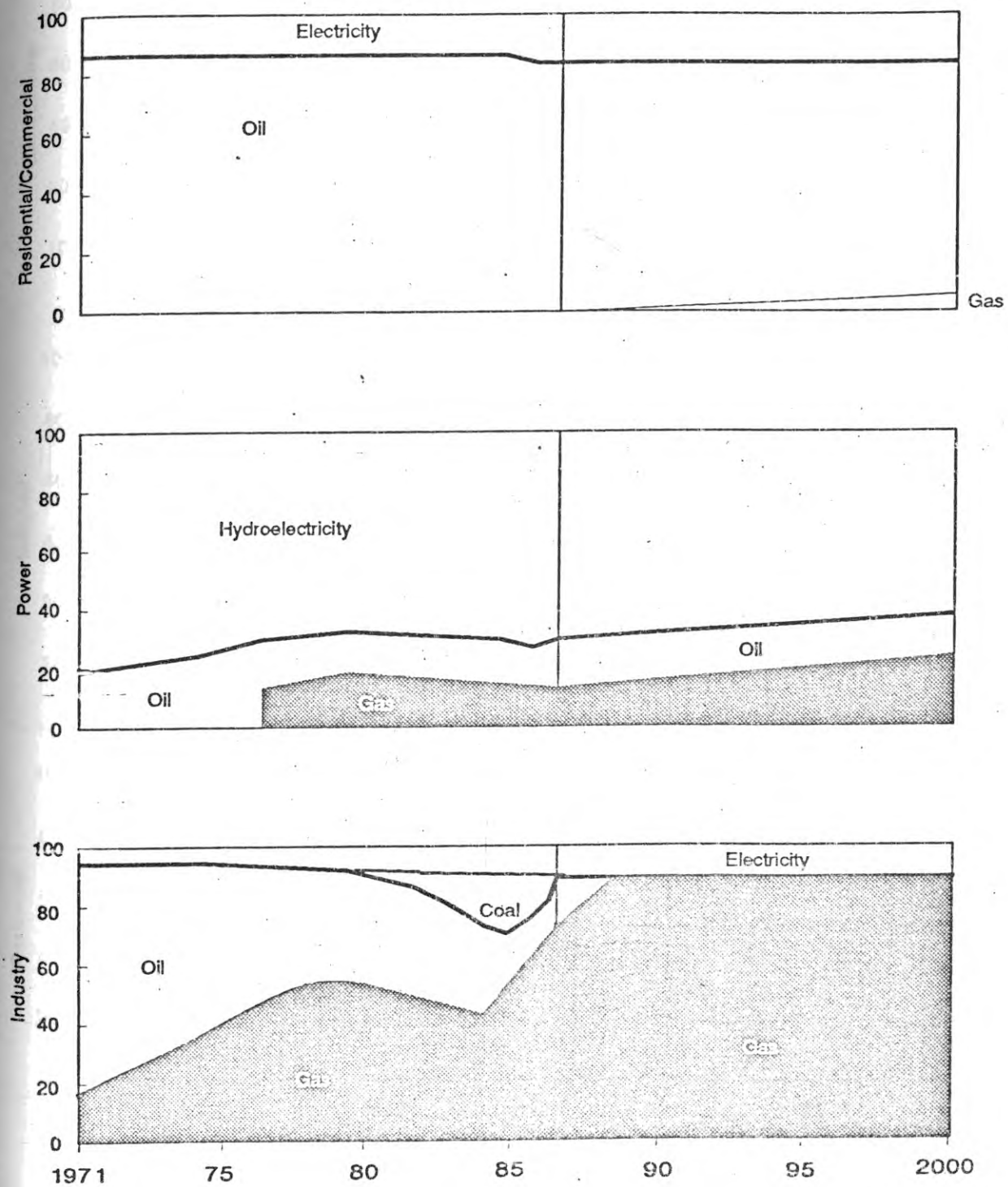


Figure 10
BRAZIL INTERFUEL SUBSTITUTION

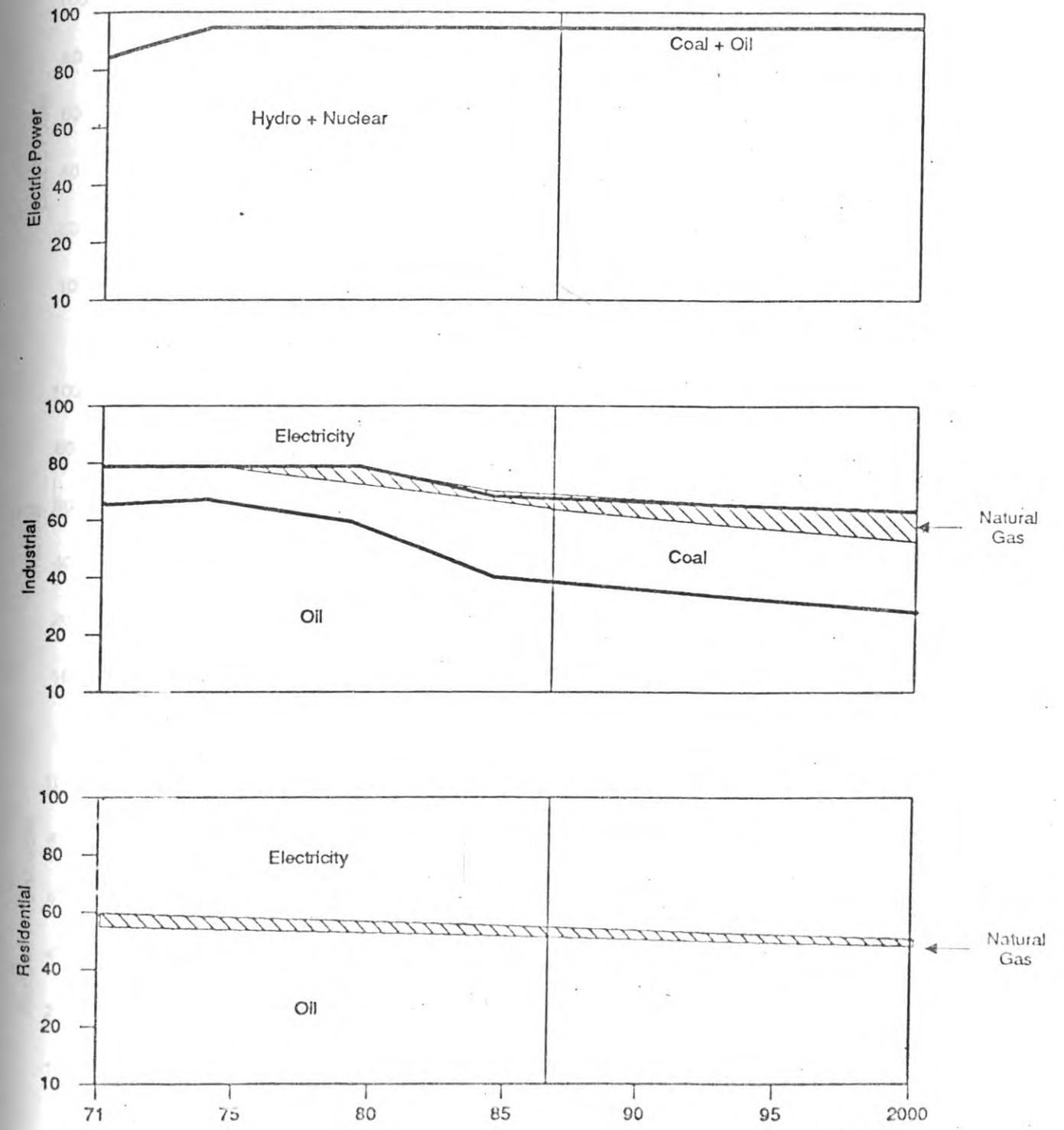


Figure 11
CHILE INTERFUEL SUBSTITUTION

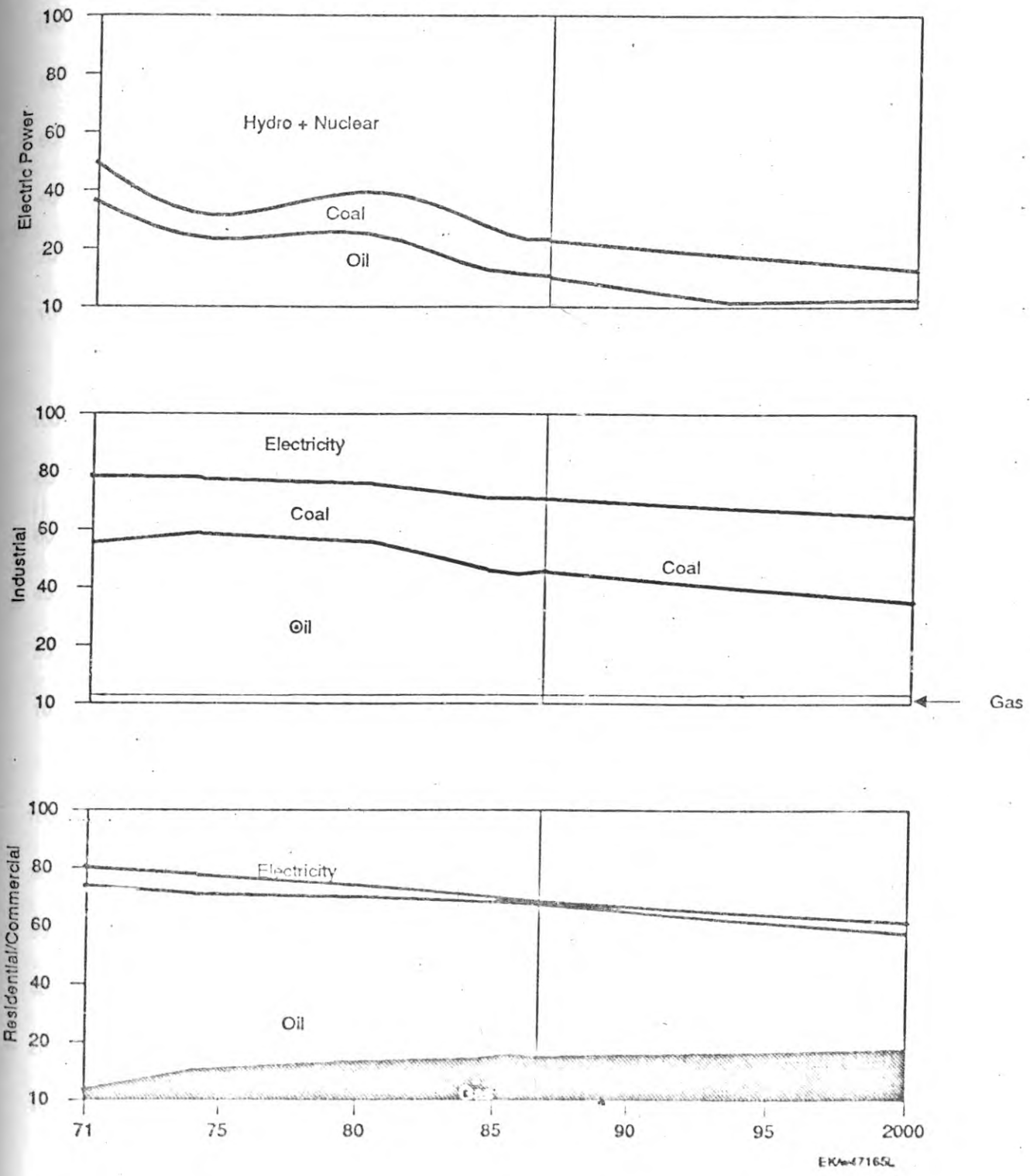


Figure 12
COLOMBIA INTERFUEL SUBSTITUTION

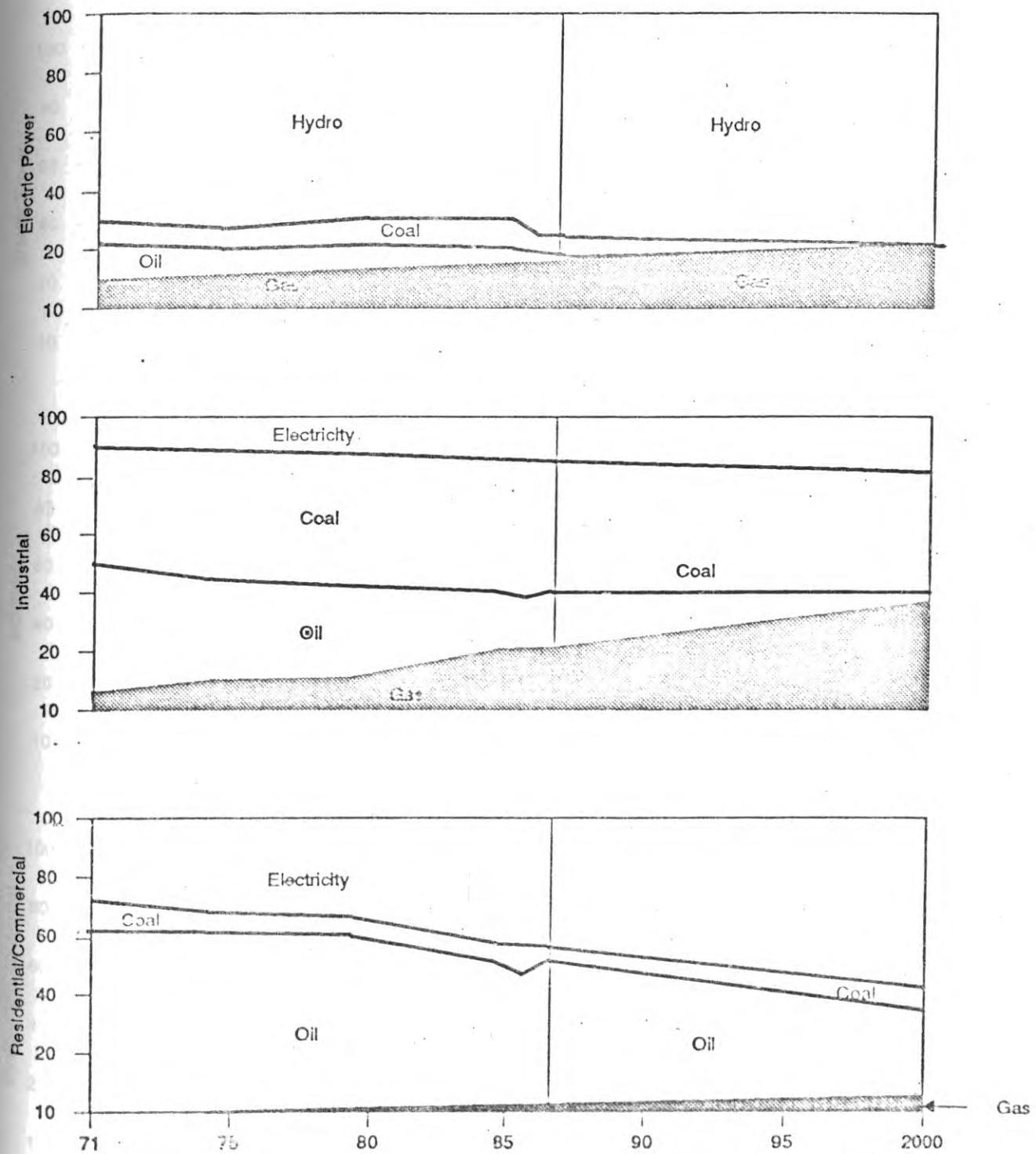


Figure 13
ECUADOR INTERFUEL SUBSTITUTION

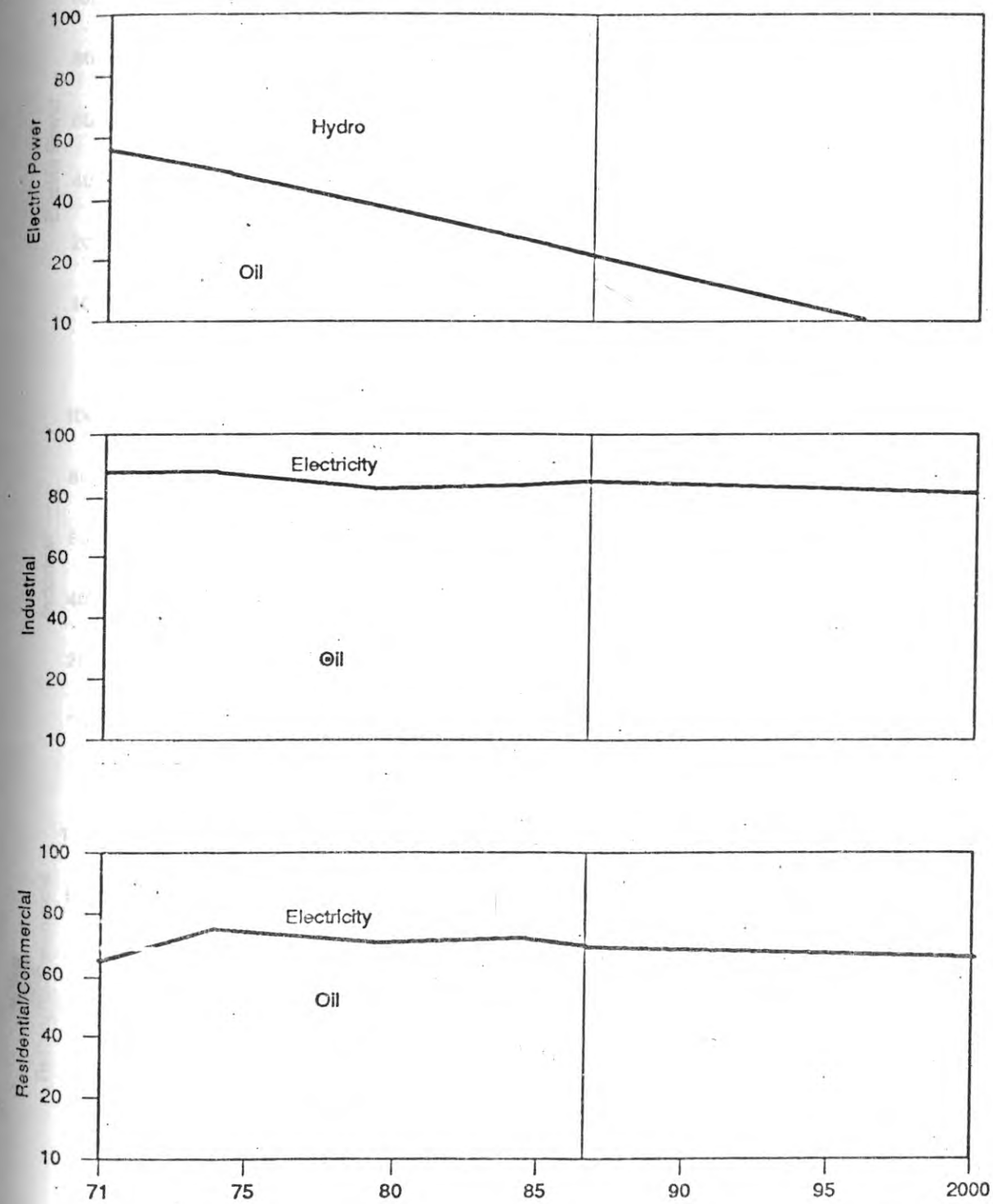


Figure 14
MEXICO INTERFUEL SUBSTITUTION

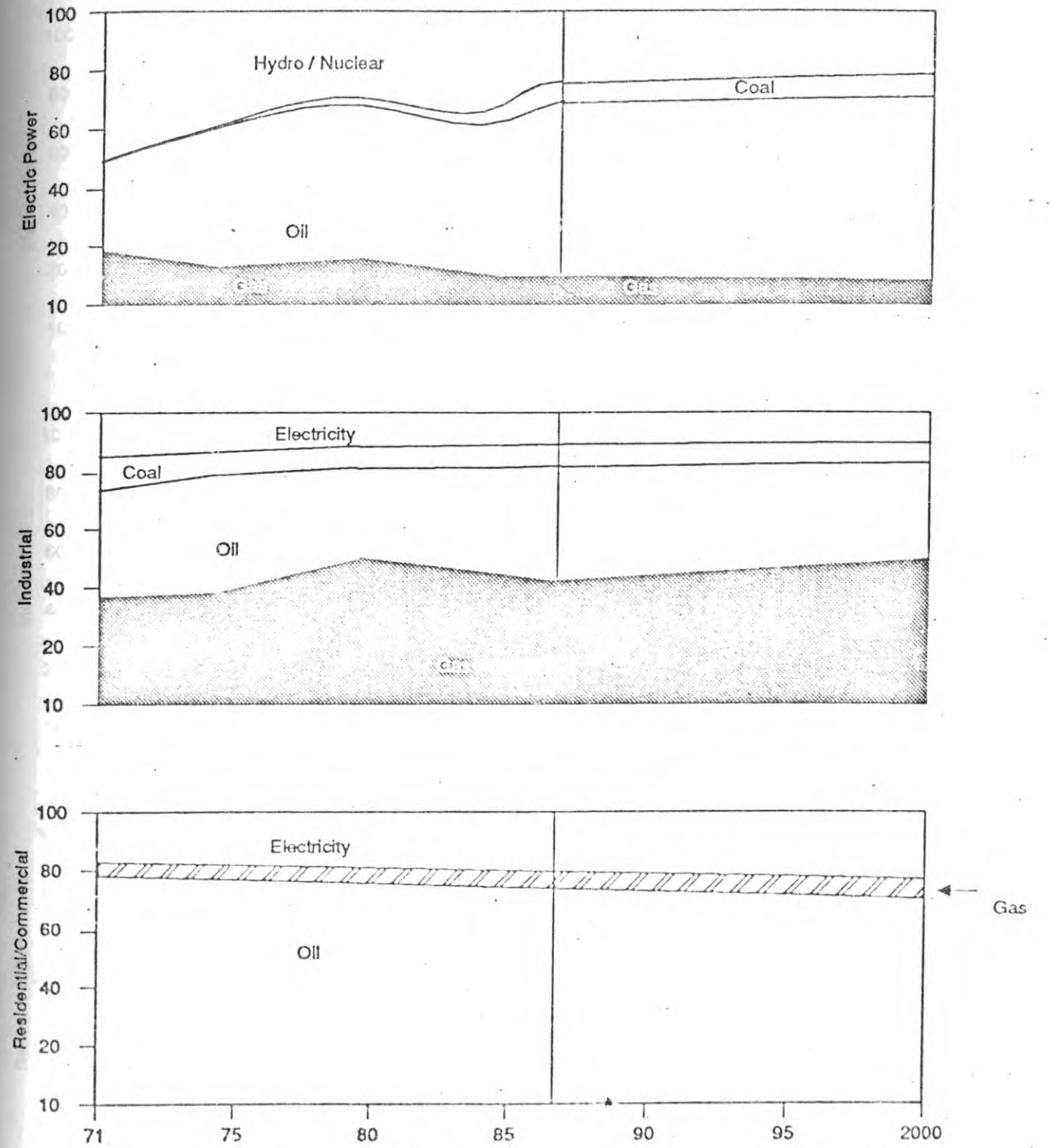


Figure 15
PERU INTERFUEL SUBSTITUTION

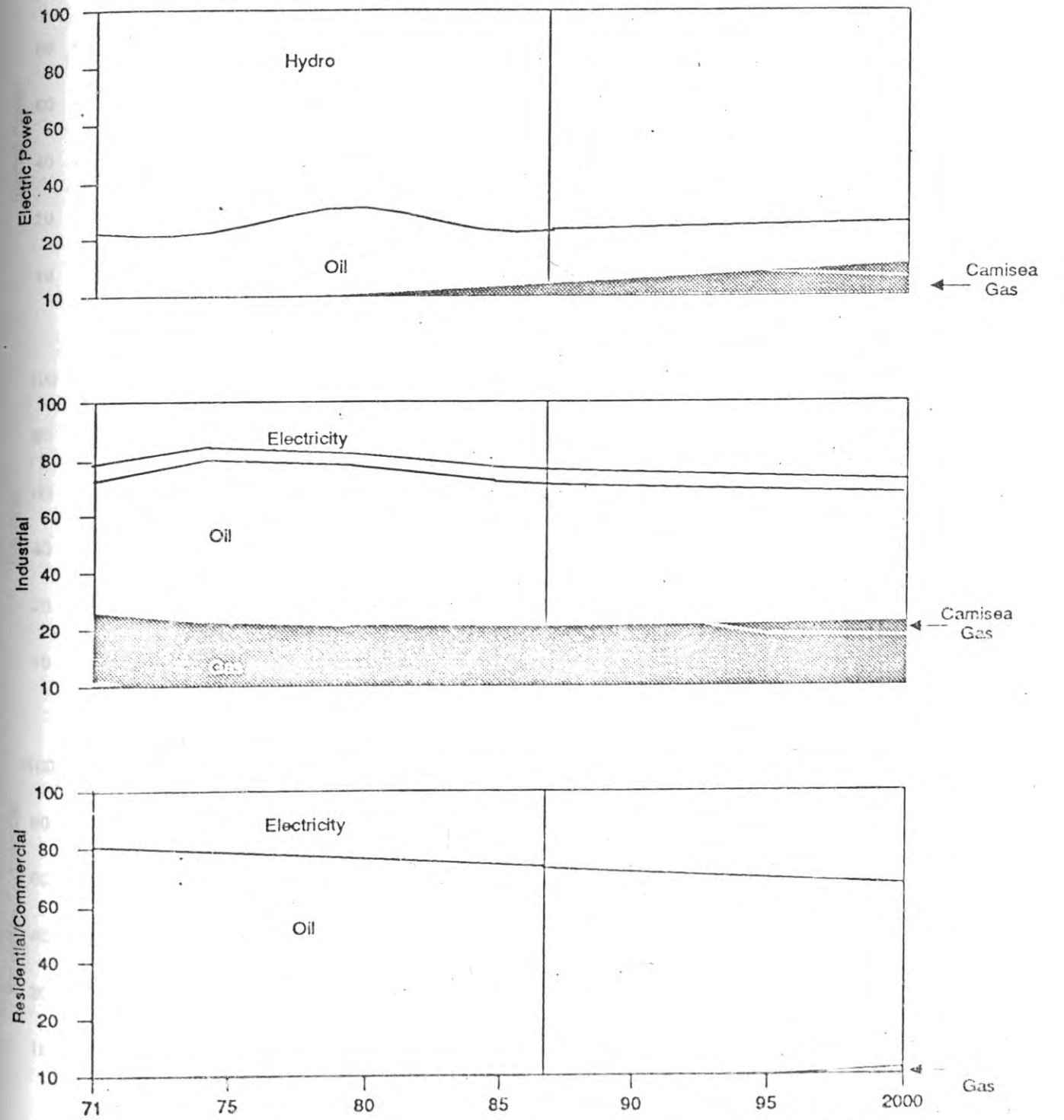


Figure 16
TRINIDAD INTERFUEL SUBSTITUTION

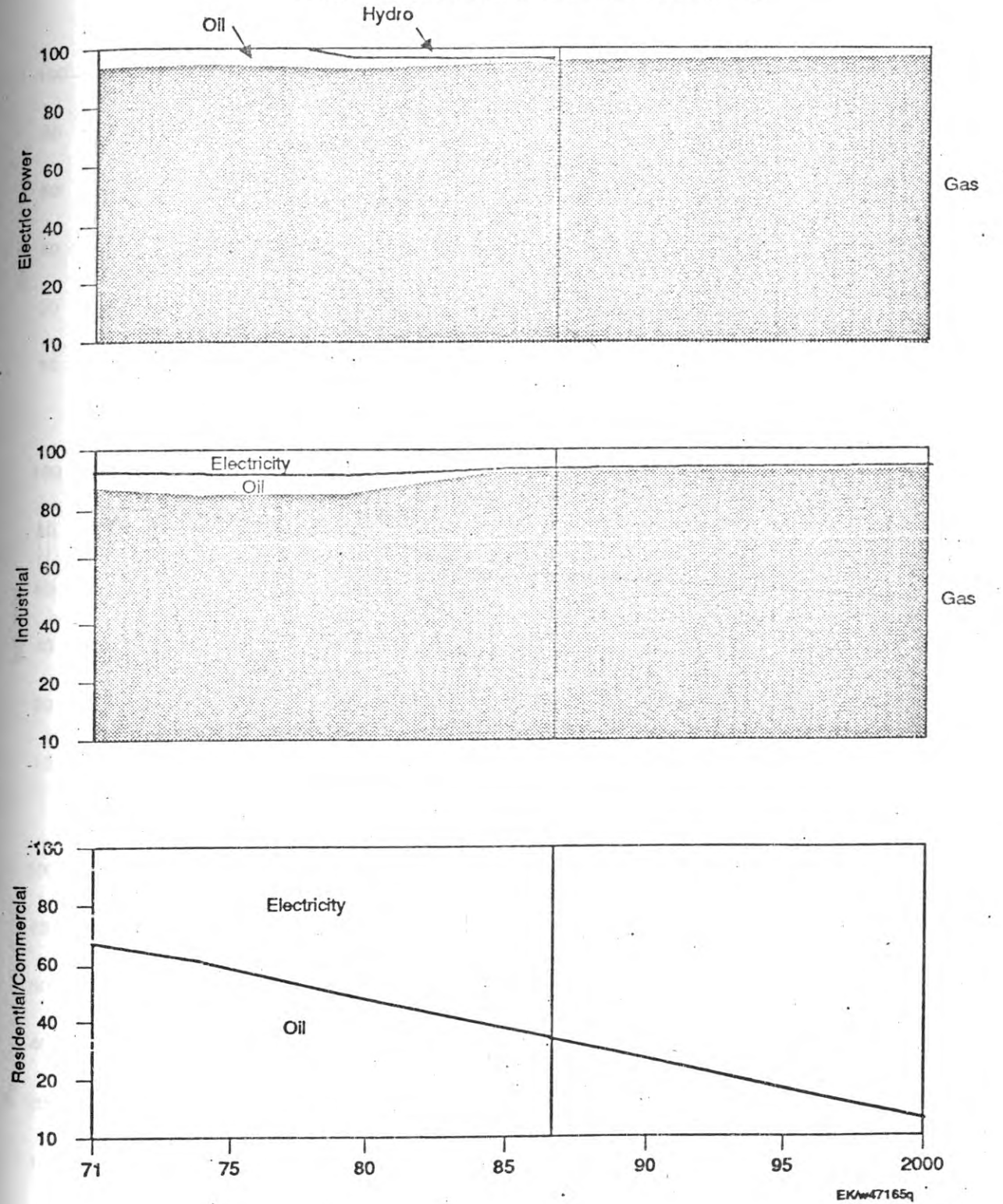


Figure 17
URUGUAY INTERFUEL SUBSTITUTION

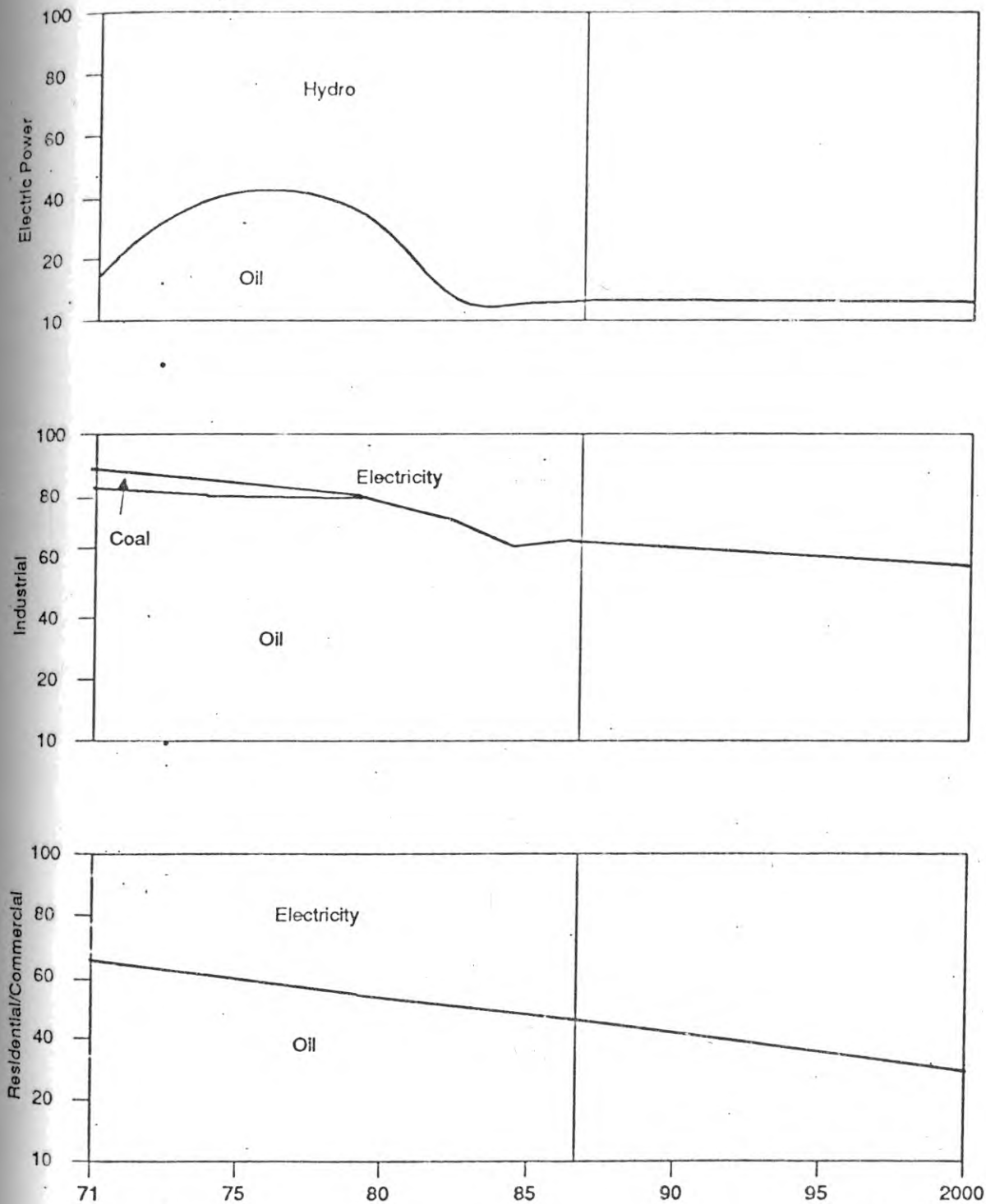


Figure 18
VENEZUELA INTERFUEL SUBSTITUTION

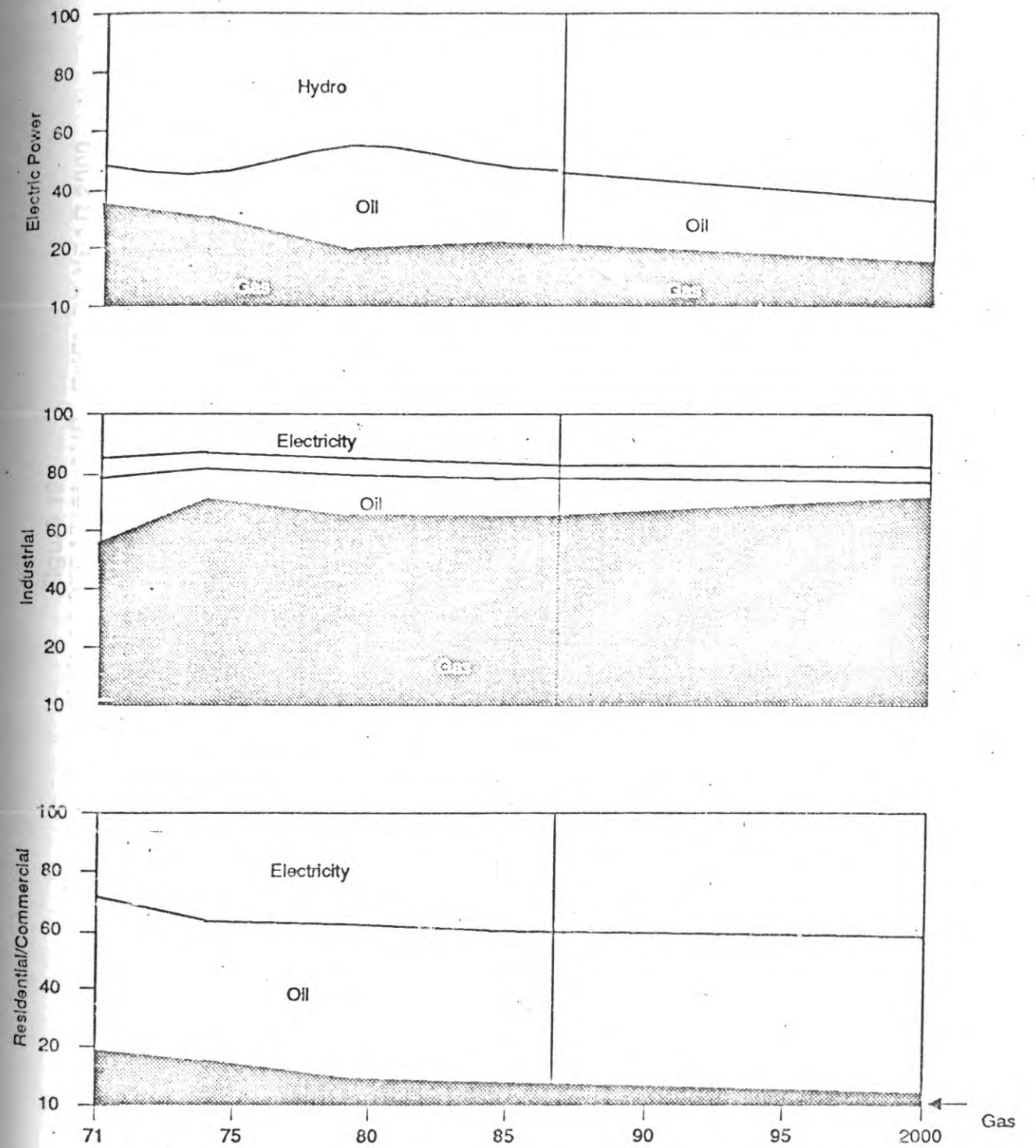


Figure 19
 NATURAL GAS MARKET POTENTIAL AND LEVEL BY YEAR 2000
 (MTOE)

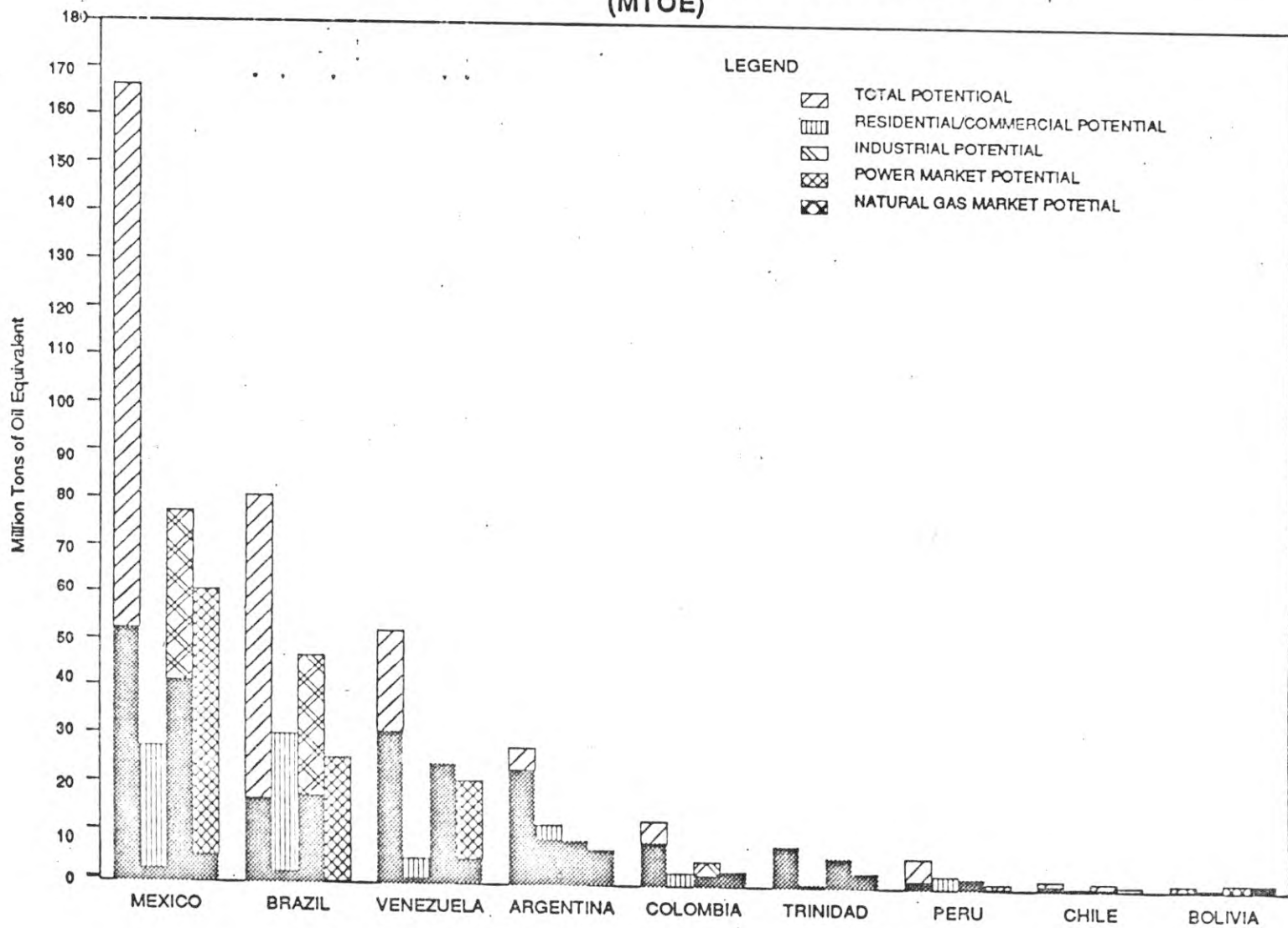
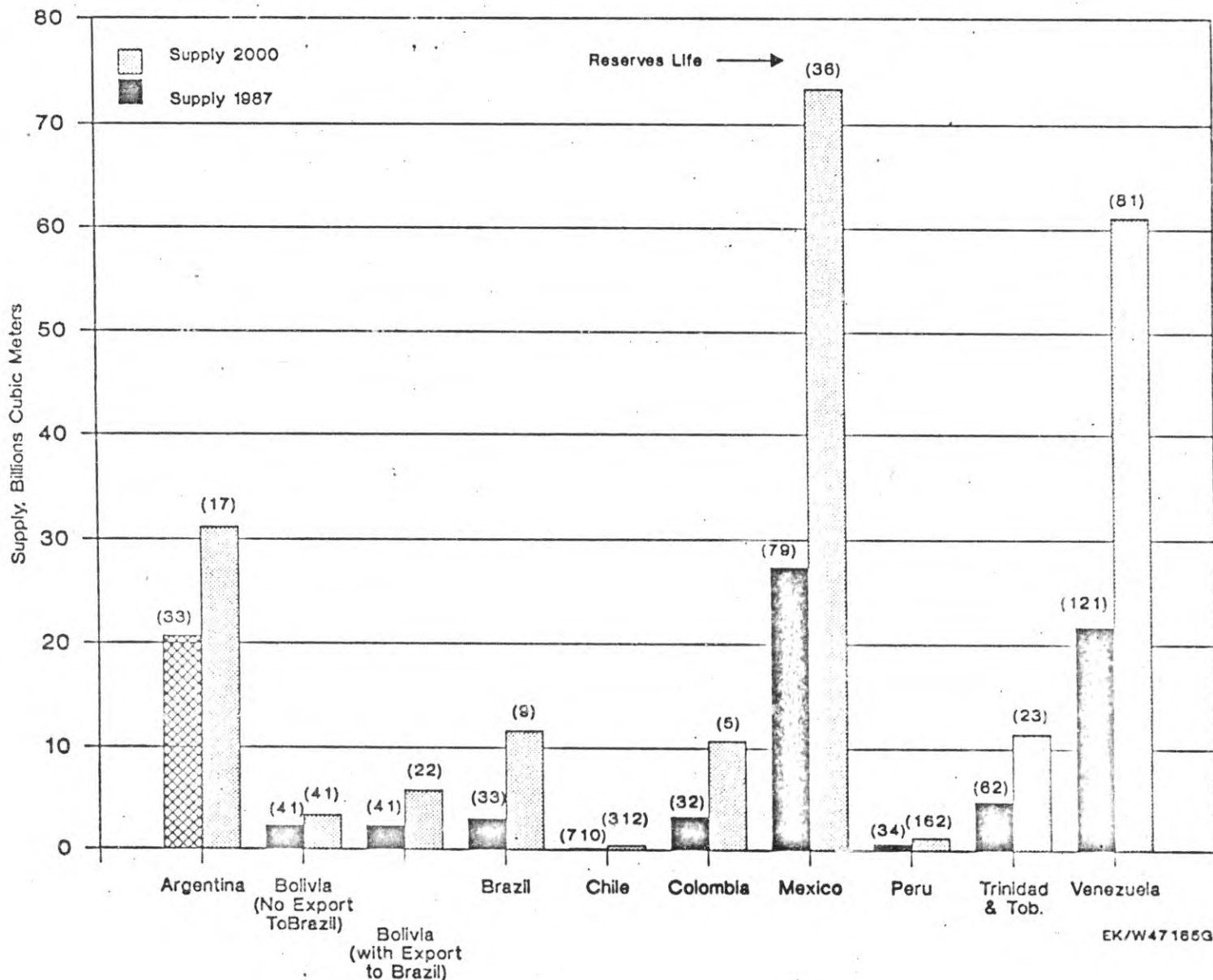


Figure 20
 NATURAL GAS SUPPLY AND RESERVES LIFE
 (Billion Cubic Meters)



STRUCTURE AND REGULATION OF
THE FRENCH GAS MARKET

SUMMARY

1. - THE STRUCTURE OF THE FRENCH GAS INDUSTRY

- 1.1. - Global structure
- 1.2. - Market segmentation
- 1.3. - The dynamic of competition

2. - REGULATION OF THE FRENCH GAS INDUSTRY

- 2.1. - The organization of State Control and Regulation
- 2.2. - Principles of tariffication
- 2.3. - The "Contrat d'objectif"

3. - CONCLUSION

At the end of World War II, the production and the distribution of manufactured gas, mainly from coal, were divided up among a number of local companies of various size including private independant companies and subsidiaries of coal mining companies. Natural gas was used only in the South West of the country where a State owned oil company, *Régie Autonome des Pétroles*, had discovered a field (Saint-Marcet) and built a local transmission network.

In 1946, the companies dealing with production, transmission and distribution of manufactured gas were nationalized, with the exception of a few small companies and some local distribution networks which were operated by municipalities. More than 90% of the French gas industry was transfered to *Gaz de France* a State owned public utility responsible for transmission and distribution of gas.

In 1951, a large gas field was discovered in the South West (Lacq) by the *Société Nationale des Pétroles d'Aquitaine*, a State controlled oil company, which began to develop gas through an extensive network of transmission and distribution. Manufactured gas was progressively replaced by Lacq production, then by increasing imports from Algeria (started in 1964), The Netherlands (1967), USSR (1976), Norway (1977).

In 1990, France consumed 25 Mtoe of natural gas, of which 2.4 Mtoe represent domestic production, the rest being imported from USSR (34,3%), Algeria (32,7%), Norway (19,7%) and The Netherlands (13,3%). The share of natural gas in total primary energy consumption was 12%, a figure well below the largest industrial countries in Europe : 46% in the Netherlands, 26% in Italy, 22% in the United Kingdom, 18% in Germany, 17% in Belgium. The relatively small contribution of natural gas in France can be explained by the development of a large nuclear program, started in 1974, which now provides 75% of the electricity. Electricity has been developed in all sectors of economic activity.

Fig. 1

RESSOURCES NATURAL GAS

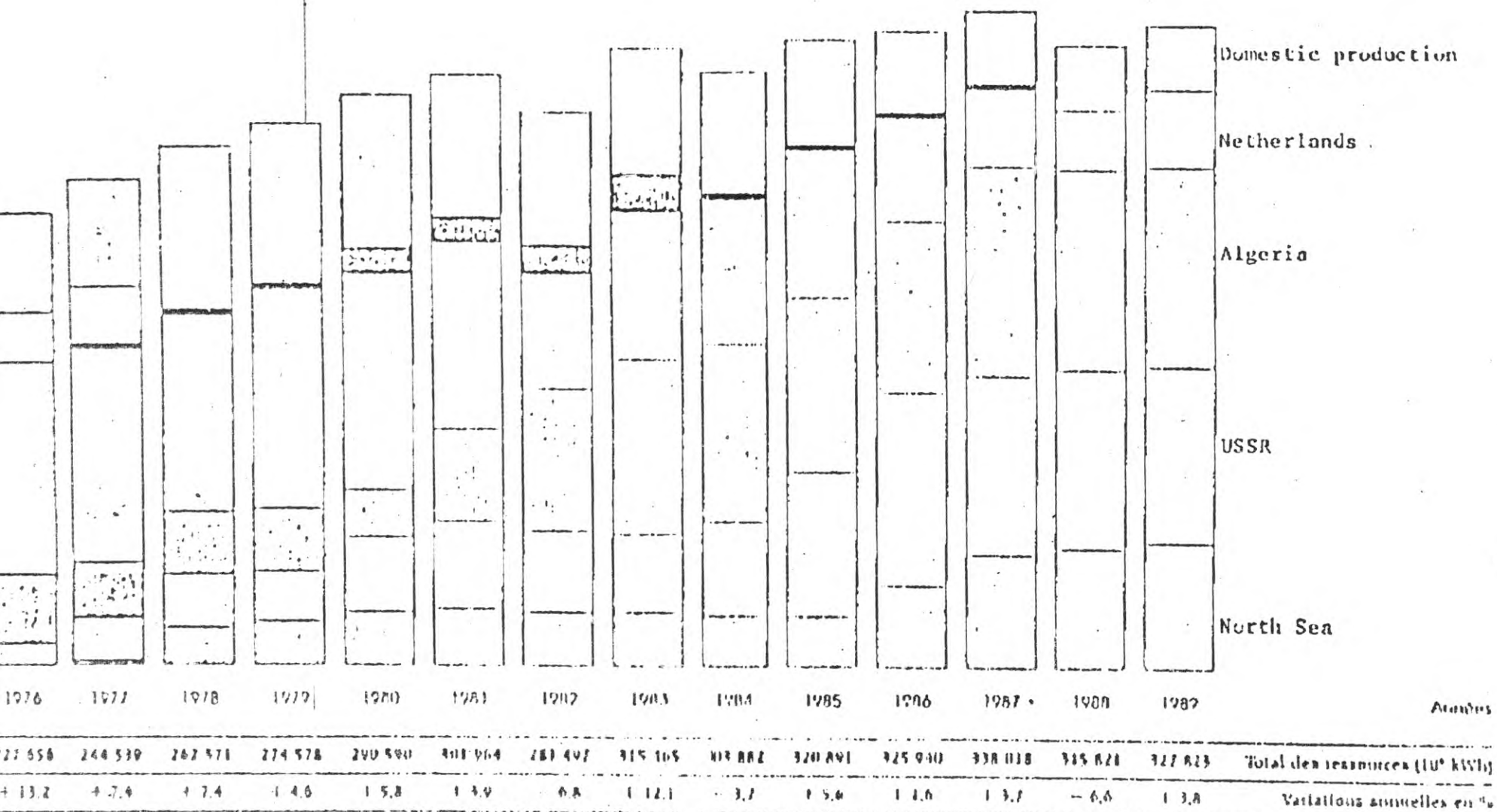


Fig. 2

THE STRUCTURE OF THE FRENCH GAS INDUSTRY

1990

DOMESTIC PRODUCTION	ELF AQUITAINE	31 TWH
IMPORTS	GAZ DE FRANCE (Monopoly)	319 TWH
TRANSMISSION	GAZ DE FRANCE	75%
	COMPAGNIE FRANCAISE DU METHANE (GDF 50% - ELF 50%)	18%
	SOCIETE NATIONALE DU GAZ DU SUD-OUEST (ELF 70% - GDF 30%)	7%
DISTRIBUTION	GAZ DE FRANCE	96%
	MUNICIPAL REGIES	4%

the North Sea production of *Elf Aquitaine* and is retroceded to *Elf* network. Another part of imports are made on the behalf of *Enagas* and *Distrigas* and reexported.

TRANSMISSION : gas transmission is made by three different companies :

Gaz de France operates a 26 400 km transmission system with 12 underground storage facilities and two LNG terminals.

Société Nationale des Gaz du Sud-Ouest (SNGSO), a joint venture between *Elf Aquitaine* (70%) and *Gaz de France* (30%) owns a transmission network of 3 100 km for natural gas originally coming from the gas fields of *Elf* ; it supplies South West public distributions and most of the industrial customers of the area.

Compagnie Française du Methane (CFM), a joint venture between *Gaz de France* (50%) and *Elf* (50%) utilizes part of *Gaz de France's* network to transport natural gas coming from (i) domestic fields (ii) part of *Gaz de France's* imports and (iii) part of the Norwegian gas production of *Elf Aquitaine*.

In addition to this, *Elf* supplies directly a few industrial clients through its own gas lines.

Natural gas from the transmission system is sold to large industrial customers and to distribution networks.

The conducts of SNGSO and CFM are ruled by a contractual arrangement signed between *Elf* and *Gaz de France*. This contract provides for pricing conditions, quantities and leasing fees.

DISTRIBUTION : most of the local distribution networks are owned by *Gaz de France*, with the exception of some municipalities which were not concerned by the Nationalization Law of 1946. - The most important *Régies* are Bordeaux, Grenoble, Strasbourg, Metz, Colmar and Dreux. They are not allowed to extend their network beyond the present limits

The distribution of natural gas is carried out jointly with the distribution of electricity by a joint division of *Gaz de France* and *Electricité de France*. 9 millions customers are supplied with natural gas ; 25 millions with electricity. The joint distribution division is organized with 8 distribution headquarters, 18 regional districts and

100 distribution areas which are the basic units for gas and electricity distribution activities.

1.2. - MARKET SEGMENTATION

Sales of natural gas fall into two broad categories : sales from the transmission system and sales from the public distribution.

Sales from the transmission system include large industrial customers, the fertilizer industry which utilizes natural gas as a feedstock, *Régies*, i.e. the municipalities having their own public distribution system.

Sales from the public distributions (*Gaz de France*) cover various types of consumers : small individual households, other households and small services firms, heating systems (for household or services) and small industrial firms which are not directly connected to the transmission system.

The share of these different categories of consumers is indicated on Table 1.

TABLE 1
MARKET SEGMENTATION

<u>Types of sales</u>	<u>Types of customers</u>	<u>Share % (*)</u>
Sales from the transmission system	Large industrial customers	19,0
	Fertilizer industry	5,4
	Régies	1,8
Sales from public distributions	Small households	2,2
	Other households Small Services	23,2
	Heating systems	36,9
	Industry	11,5
		100 %

(*) Estimates 1990 in volumes

Each type of market segment has its very own specificity as regard to :

- . conditions of distribution and related costs,
- . modulation and conditions of interruptibility,
- . average price,
- . tariff's structure,
- . conditions of competition.

Within the very atypical situation of the French energy market, actual conditions of competition on each segment have to be examined with care.

1.3. - THE DYNAMIC OF COMPETITION

Two of the above mentioned market segments could be considered as captive markets : the fertilizer industry, using natural gas as a feedstock, and the *Régies*. However, various forms of competition do prevail on all markets, most of them being explained by the availability of nuclear electricity.

a) - INDUSTRY

Industrial customers are supplied with natural gas either directly by the transmission system, for the largest, or through public distributions. Contractual arrangements are frequently proposed with a clause of interruptibility. Some industries use natural gas because of its specific quality but in most cases, natural gas is considered as a substituable fuel which can be replaced by electricity, coal or petroleum products in the short term or in the long run.

At a global level, the share of natural gas increased slowly between 1973 and 1990 (fig. 3) but the increase of electricity share is much more important, with

(i) electricity for very specific uses where *Electricité de France* has aggressively promoted highly performant devices.

(ii) summer electricity which is sold at very low rates and can be combined with fuel oil in winter.

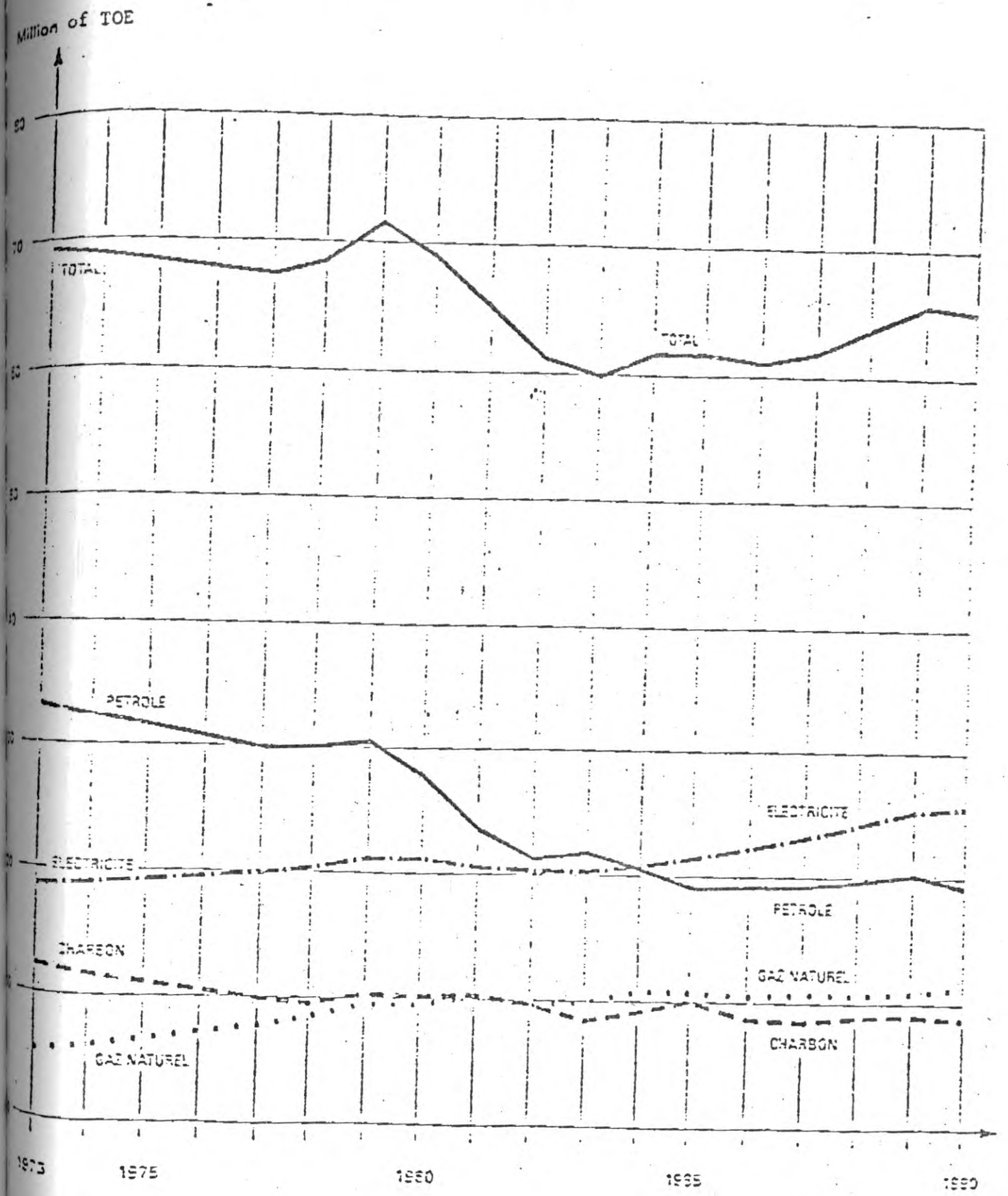
Considering these conditions of competition, a great number of industrial companies have implemented flexible devices which enable them to switch from one fuel to another, depending on price conditions (spot competition).

b) - FERTILIZERS

The fertilizer industry could be considered as a captive market for natural gas. However, the price of natural gas is a key competitive element for the domestic production of fertilizer, which has to compete with imports. Therefore, the negotiation for the price of

FIG. 3

INDUSTRY'S FINAL ENERGY CONSUMPTION
(including steel and construction)



natural gas is directly influenced by the conditions of competition that prevail on the international market. (indirect competition).

c) - RÉGIES

Régies could also be considered as captive markets since they have no choice and must purchase their natural gas requirements to *Gaz de France*. However, the price of natural gas sold to *Régies* is in line, within the principles of tariffication, with the price of other clients of the transmission system.

Therefore, *Régies* benefit from the highly competitive market for industrial clients (translative competition).

TABLE 2

RESIDENTIAL : SHARE of FINAL ENERGY CONSUMPTION (%)

	Gas	Electricity	fuel Oil	Urban heating	other
<u>Cooking</u>					
1986	23	35			42 (1)
1989	21	40			39 (1)
<u>Hot water</u>					
1986	28	48	18		6 (2)
1989	34	47	15		4 (2)
<u>Space heating</u>					
Individual					
1986	33,6	28,6	28,5		9,3
1990	33,7	34,7	23,3		8,3
Collective					
1986	34,5		53,3	10,2	2,0
1989	42,0		45,0	11,0	2,0
Of which H.L.M. (3)					
1988	45,0	11,4	36,6		

Sources : CEREN - Ministry of Industry

(1) Mainly LPG

(2) Mainly LPG and coal

(3) Social Housing

d) - RESIDENTIAL

The contribution of each form of energy for different uses is indicated in Table 2 with the evolution between 1986 and 1989 or 1990. The only segment in which natural gas has a leading position is the space heating for social housing (HLM or *Habitation à loyer modéré* are social housing built with a financial aid from the State or municipalities).

On all other market segments, natural gas is facing hard competition from other fuels, particularly electricity. The following reasons may be given :

- every house or appartement must be supplied with electricity, not with gas ; in this asymmetric process, EDF automatically proposes electric space heating with attractive tariffs and performant devices.
- the investment cost for an electric heating system is much lower than for gas and it saves space. Smaller is the housing, higher are the advantages of electricity. In the housing market, people are more sensible to the initial investment cost than to further utilisation costs. In social housing a more rational economic approach gives an indisputable competitive advantage to natural gas.

These arguments explain the leading position which is given in France to electricity. On the market of new housing the share of electricity for space heating (or rate of penetration) is 68% (1990) and 25% for natural gas. In most other European countries, gas is the leading fuel on this market : 91% The Netherlands, 77% in the United Kingdom, 60% in Italy, 56% in Germany (figures for 1985).

e) - COMMERCIAL

In the commercial sector natural gas is also facing competition from electricity but on more sophisticated grounds (Table 3). EDF is able to propose bi-energy systems (summer electricity and fuel oil in winter) for continual processes (i.e. heating for bakeries - laundries - and other activities) or reversible equipment providing space heating in winter and air conditioning in summer.

Most of gas markets may be seen, in the French energy market, as contestable markets. They are facing various forms of competition :

- *direct competition*, either instantaneous or marginal, where natural gas competes with other fuels in existing facilities (flexible) or for the implementation of new facilities.
- *indirect competition*, where natural gas, as a basic input, contributes to the final cost which has to be competitive on the international market.

- transitive competition, where conditions of competition in open markets are automatically transferred to the supposed captive markets.

TABLE 3
COMMERCIAL SECTOR

	Share of energy for space heating	share of energy in new constructions	
	1988 (%)	1985	1990 (%)
Natural gas	30,64	32	37
Electricity	16,18	42	38
Other	53,18	26	25
of which fuel oil	39,62		

Sources : CEREN and GDF

2. - REGULATION OF THE FRENCH GAS INDUSTRY

Under the Law of Nationalization of 1946, public enterprises were given a *mission de service public* which could be summarized as providing any customer, without any discrimination, the least cost solution while respecting the strategic economic and industrial orientations indicated by the Government. The objective of profit maximization was replaced by the search for *optimum social* (Maurice Allais -1945) and state owned enterprises had also to appear as a *modèle social* for the management of human resources. This *mission de service public* provides for example, in the case of electricity, the obligation to supply any customer in any part of the country. This

doesn't apply to gas because of the differences in the economics of distribution.

Within this general framework, various forms of state control and regulation have been set up. After a description of the overall organization of control and regulation, we will examine the principles of tariffication then the *Contrat d'objectif* signed in 1991 between the Government and *Gaz de France*.

2.1 - THE ORGANIZATION OF STATE CONTROL AND REGULATION

The relationships between the State and State owned corporations raise a major problem which is the nature of the State. The State, represented by the Government and the Administration ought to be considered under five different functions and responsibilities (D. Maillard, 1988) : (i) the State as being in charge of applying the Law (ii) the State as being the single shareholder of public enterprises, (iii) the State as being in charge of regulating natural monopolies (iv) the State ensuring that companies employees status is well applied and (v) the Government as conducting a policy. These five functions and responsibilities might appear as being potentially conflicting. They do reflect the very high degree of concentration and centralization of the French politico-economic system.

The combination of these five elements forms what is called *le pouvoir de tutelle* i.e. the power for the Government and the Administration to control and to make direct intervention in the company for all problems which can be considered as being part of the above mentioned responsibilities.

The system is complicated by the fact that the Minister of Finances shares, de facto, the *pouvoir de tutelle* which has been given to the Minister of Industry (through its *Direction du Gaz et de l'Electricité*). More complex and more significant, when the Chairman of a state owned company is appointed, the Minister of Industry, the Minister of Finance, but also the Prime Minister and the President himself participate to the choice.

(i) The State applying the Law

The first responsibility of the *tutelle* is to ensure the application of the Law with all the accompanying *décrets d'application*. It concerns the Law of Nationalization of 1946 but, more generally

public security, the protection of the environment, the rules of safety, the attribution of concessions and the specific procedure of *utilité publique* which is granted for industrial plants, gas lines, storage facilities etc... On these matters, the State is supposed to protect the public general interest which might be, in certain cases, in conflicts with the objectives of a state owned company. "What is good for *Gaz de France* is not necessarily good for the Nation"

(ii) The State being the single shareholder

State ownership implies a full responsibility regarding what is done with Nation's capital. Since profit maximization is not the objective, a capital's social return must be expected. This concept has never been precisely defined ; it has to be considered globally and not for an individual entreprise, since the State has a majority control in various companies of competing fuels : natural gas, but also electricity (EDF), coal (CDF), oil (Elf and TOTAL) (Table 4).

Therefore, conflicting interests have to be merged in a general public interest, calling for a number of arbitrages.

Being the single shareholder, the State appoints the majority of the Board of Directors and its Chairman. The board of every State owned company has 18 Directors : 6 representatives of the State, 6 members chosen by the State for their expertise and 6 members elected by Trade Unions. With such a structure, the Board is not a place where decisions are taken but rather a place where general orientation of the company is discussed.

Major decisions are taken after private discussions between the Chairman and the Authority of Tutelle which is kept informed of management methods, evolution of productivity, investment projects and major strategic priorities. On these matters the various functions and responsibilities of the State might be conflicting.

Besides the Administration, there are other State Agencies responsible for the control of state owned companies : *Cours des Comptes*, *Fonds de Développement Economique et Social*, *C.I.C.S.*..In addition a *Mission de Contrôle* or a *Commissaire du Gouvernement* is designated for each company.

Is we refer to the Principal Agent approach, one may say, although it has never been measured, that the agency costs (i.e. the

costs supported by the principal to have the Agent operating efficiently) appear to be high.

TABLE 4
THE FRENCH ENERGY OLIGOPOLY 1989

COMPANIES	SECTOR	SALES (Billions FF)	NET PROFIT (billions FF)	STATUS
ELF	oil-gas	148	7,2	state controlled
EDF	electricity	147	4,2	state owned
TOTAL	oil	107	2,2	state controlled
GDF	gas	39	0,04	state owned
SHELL	oil	38	2,8	private
BP	oil	23	1,2	private
ESSO	oil	18	0,8	private
CDF	coal	11	0,1	state owned
MOBIL	oil	9	0,04	private

Source : Le Nouvel Economiste, Novembre 1990

(iii) The State as being natural monopolies's regulator

In many countries the regulation of natural monopoly is founded upon the idea of avoiding market power and the capture of the monopoly rent by a private organization operating in a non competitive world ; the problem is therefore to limit profits. The French approach of natural monopoly is entirely different. Natural monopolies become Nation's property and they have to be run in terms of social return not in terms of fair rate of return. Regulator's task is therefore concentrated upon principles of tariffication which are supposed to ensure social optimum. Boiteux's work on marginal cost tariffication is well known. The theory of gas' rates have been less elaborated but follow basically the same philosophy (see below) On these grounds, the Administration watches carefully tariff's structures and levels that are proposed by *Gaz de France*, other transmission companies and municipalities controlled public distributions. Gas prices are regulated by the *ordonnance* of

December 1, 1986 and the decree of November 20, 1990. According to these governmental decisions :

- Transmission companies publish their tariffs and the Ministry of Finance may oppose a veto within a 15 days delay. In practice the Ministry of Finance has given up his veto power, but not preliminary discussions.

- Prices at the distribution level may vary within a limit determined by the Ministry of Finance. The distribution units publish their tariffs and the Ministry may oppose a veto within a 7 days delay.

(iv) The State as social custodian

This social responsibility has been given to the Administration by the Law of Nationalization which gave (or confirmed) a specific social status to the employees of these companies.

(v) The Government as conducting a policy

This last function is much more controversial since highly political. State owned companies are, for any Government, a tempting mean of alleviating certain constraints of the economic environment concerning mainly : employment, investment, inflation, (energy prices weight in the consumer price index), country indebtedness and even the financing of political parties. For certain general goals of economic policy (energy independance or diversification of supply) a State intervention may be argued and understood. In many cases, however, the reason is less convincing and the State company may be destabilized in its own strategy and objectives, submitted to political opportunism and *bon vouloir du Prince*. It seems that we have there one of the main weakness of the French system of regulation.

All these five different functions and responsibilities set up a general picture which might look as somewhat confusing. It's probably partly for this reason that, in 1991, the relationships between the State and some state owned companies have been formalized through contractual agreements, called *contrats d'objectif*, signed between the Government (the State ?) and the companies for a three years period. The *contrat d'objectif* concerning *Gaz de France* is examined below.

2.2. - PRINCIPLES OF TARIFFICATION

Natural gas is a fuel which is almost always substitutable by another fuel. In France, possibilities of substitution concern not only coal and petroleum products but also electricity, even for heating purpose. Upon these premises, the price of natural gas, at the burner tip, can be considered from two different points of view : a cost approach and a market value approach :

- For the seller, the final price must necessarily cover all the costs incurred : purchase of natural gas, transmission, storage, modulation, distribution and customers' management. These costs must reflect the marginal cost of the various operations and investments, i.e. the development cost of the network.
- For the buyer, natural gas has a market value represented by the maximum price the consumer is willing to pay, i.e. something slightly lower than the substitutable fuel. Market value of natural gas is strictly determined by competing fuels.

A private company seeking profit maximization could perfectly set up a pricing policy based upon market value. Price discrimination would result from such a strategy since two similar customers may well have two different market values. *Gaz de France* is not allowed to follow such a behaviour. According to its mission of *service public*, it must avoid any form of discrimination and charge the same price to similar customers having the same consumption, the same modulation and the same location. Therefore, principles of tariffication are based upon the cost approach although, in certain cases, final market value may be considered.

The structure of tariffs are elaborated from upstream to downstream, i.e., from the purchase of natural gas, at the gate of the transmission system, to the final delivery to various types of consumers. All the development costs induced by each type of clients are added successively to the average supply price. Transmission costs are perequated since there are several points of entry on the transmission network. The supply price of natural gas represents, on the average, 70% of gas final price but this share varies from 90% for large industrial customers to 50% for small individual customers. From this basic approach, taking in account all marginal costs, two types of tariffs are proposed for (i) clients of the transmission system and (ii) clients of public distribution.

(i) *Clients of the transmission system* are mostly large industrial firms ; they represents roughly 30% of *Gaz de France's* sales. A subscription tariff is proposed to them and they agree to purchase a certain amount of natural gas. Tariff structure takes into account the volume of gas consumed during winter (5 months) and during summer (7 months) with a lower price in summer. Penalties are charged if they exceed the agreed quantity, especially in winter.

(ii) *Public distributions* buy natural gas to the transmission system under the conditions of subscription contracts. Distribution's and customers' management costs are added to this price. Distribution costs must include the various expenses incurred for supplying new customers as well as the commercial aids which could be necessary in order to increase the attractiveness of natural gas on very competitive markets.

5 tariffs are proposed to clients of public distributions (Table 5) according to their annual consumption. They range from individual household using natural gas only for cooking to industrial units or collective heating equipments.

The level of annual consumption reflects the pattern of gas utilization and the resulting modulation of demand. A consumption of less than 1000 KWh/year indicates a single utilization for cooking with very little modulation and a maximum daily demand of approximately 1000/300. A consumption of more than 7000 KWh indicates that natural gas is used for space heating, water heating and cooking ; modulation increases and the maximum daily demand can reach 7000 (or more)/100 with a winter consumption accounting for 75% of the annual consumption.

Regarding the cost of distribution, an increase in the level of annual consumption has two opposite effects : (i) it increases the cost of modulation since higher consumption is more concentrated in winter and (ii) it reduces distribution cost through economies of scale. The positive effect (scale economies) is larger than the negative one (modulation).

These costs differences are reflected in tariffs with, for each tariff, a constant premium and a proportional price. Only the tariff B2S, for large consumers, is built with two proportional prices, one for summer, one for winter.

In addition to these tariffs, *Gaz de France* proposes special conditions to the clients whose equipment enables them to use indifferently natural gas or another fuel (fuel oil generally). A discount price or a bonus is offered to them under interruptible contractual agreements if they accept to switch upon request from natural gas to the substituable fuel. Conditions of interruptible sales help to ensure the competitiveness of natural gas with a guarantee of stability. Discount represents an additional cost of security which is transferred to the customer.

TABLE 5

TARIFFS

(clients of Public Distribution)

Type	Clients	Volumes KWh/year
Base	small individual household (cooking)	0 to 1 000
B 0	households (cooking - hot water)	1 000 to 7 000
B 1	households (space heating +)	7 000 to 30 000
B 2I	collective heating systems	30 000 to 300 000
B 2S	large heating systems S	more than 300 000

Source : Gaz de France

2.3. - THE "CONTRAT D'OBJECTIF"

The first *contrat d'objectif* was signed in February 1991 between the French Government (Minister of Finance and Minister of Industry) representing the State and *Gaz de France*. In this contract, both parties define the main objectives of the company for the period 1991/1993. The strategic options of *Gaz de France* are defined within its general *mission de service public*, but the company keeps almost entire liberty regarding the means to adopt for reaching the targets.

Four main elements can be emphasized : (i) business development, (ii) commercial policy, (iii) economic and financial targets and (iv) the follow up.

(i) *Business developments*

Gaz de France expresses its willingness to develop its know how in its traditional business which is supply, transmission and distribution of natural gas. The company will try to improve its performances and to compare them to other companies. One may note that in this statement, a direct allusion is made to yardstick competition (or comparative competition). What is clearly announced in business development - with an official State agreement - is to increase firmly company's presence on the international scene and markets. This strategic orientation is directly related to the growing internationalization of gas markets and strenghtening competition within and outside France. Foreign markets appear as new opportunities for the company to sell its know how and experience under sales of services or through direct participation. (for *Gaz de France* and its affiliate *SOFREGAZ*.) Main targets could be seen as (i) development of gas transmission for other European countries, (ii) participation in gas development in gas producing countries but also in "new" gas countries in Western Europe (Portugal, Greece), Eastern Europa and among developing countries (India, China, Korea, Malaysia), (iii) development of performant technologies in mature gas countries (North America).

(ii) *Commercial policy*

As it was seen above, *Gaz de France* is facing a very competitive environment in France. To find its own way and to extend its markets, the firm has to pay more attention to demand and to track more carefully consumers' preferences. This implies to shift from a traditional supply sided attitude to a much more demand minded strategy. In other words, *Gaz de France* intends to look more carefully to all the possible highly performant utilizations of natural gas, to sell heat instead of natural gas in certain cases; to promote cogeneration, to examine the development of gas fueled vehicles. This can be done trough cooperative actions with individual consumers, residential promoters, industrials, municipalities and the diffusion of more information.

A minimum objective of 30% of natural gas for space heating in new housing is proposed for the company in 1991.

(iii) *Economic and Financial Targets*

Economic and Financial targets are, with market share objective, the only figures indicated in the contract :

- For the three years 1991, 1992, 1993, the financial objective is to reduce by 4 billions FF the current level of indebtedness of the company (20.3 billions FF on Dec 31, 1990).

- Over the period 1991-1993, a decreases of at least 2% per year of the delivered cost (in constant FF and on average) must be achieved, independantly of supply price evolution. It might be noted that we have there a provision very similar to the British RPI-X formula, an approach which is innovative within the French context.

- Tariffs must internalize these goals ; the present tariff structure (as described above) whill have to take in account separately (i) the exogeneous evolution of supply prices and (ii) the endogeneous evolution of transmission and distribution costs.

(iv) *the follow up*

The State and *Gaz de France* agree to review annually, at spring, the degree of achievement of the contract, especially concerning (i) financial targets, (ii) increase in productivity (iii) commercial performances, (iv) quality of delivered product. All the detailed elements that will have to be reviewed are listed in annex of the contract.

The *contrat d'objectif* has now to be applied ; it could clear up the intricate relationships between the company and the State and determine more precisely the limits of company's autonomy.

*

*

*

CONCLUSION

The French gas industry operates within a global energy context which is quite unique in Europe.

The development of nuclear electricity has brought competition in most energy markets even those traditionally supplied by natural gas. Competition is actual and potential, direct and indirect, and even translative towards supposed captive markets.

Theoretical principles of cost marginal tariffication cannot be strictly applied any longer (Bergounoux, Carème, Mosconi, 1986). A more segmented approach is needed in order to stick with market value, and this may appear as conflicting with the *mission de service public*.

The organization of the French gas industry is now facing EEC's willingness of deregulation through (i) end of monopoly over gas imports, (ii) third party access to gas transmission systems (iii) cost unbundling and price transparency. For the time being (Nov. 1991) the French Government and *Gaz de France* contest Brussels' position with the major argument that, deregulation could be dommageable for the organization of country's natural gas supply in the long term. The search for new sources of supply requires long negotiations, heavy investments, contractual agreements with take or pay provisions. The end of legal monopoly over imports would make these complex arrangements much more difficult. Third party access to the transmission network would have similar effects.

Whatever will be the issue, the old nationalistic gas structure is now in question. Gas companies have to define a strategy which is more international, more open to competition, more demand minded. A system of regulation must be maintained in order to limit market power and to promote competition and efficiency. However, there is for the time being no general model of regulation which has proved to be efficient and which can be applied everywhere. Therefore, one has to be carefull and to keep under control a progressive change in agreement which all concerned parties.

REFERENCES

Allais, M. La Gestion des Houillères Nationalisées, PARIS
Imprimerie Nationale, 1951

Bergougnoux J., Careme F., Mosconi J.-J., "Tarification et Financement
Quelques approches dans le cas d'E.D.F.",
Economies et Sociétés, Cahiers de l'I.S.M.E.A. - Série Energie
n° 2, 1986

Chevalier J.-M., Barbet Ph., Benzoni L. Economie de l'Energie, PARIS
Presses de la Fondation Nationale des Sciences Politiques, 1986

Gaz de France, Annual Reports, Statistics

Maillard D., "Les décisions de politique énergétique"
Université de PARIS IX Dauphine, Centre de Géopolitique de
l'Energie et des Matières Premières
Colloque "La décision énergétique est-elle perfectible" ?, Mai 1988

Ministry of Industry : Tableaux des consommations d'énergie en
France, Publication annuelle de l'Observatoire de l'Energie

DESCRIPCION GENERAL DE LA INDUSTRIA
DEL GAS EN ESPAÑA

Diciembre 1991

I N D I C E

- 1 - Antecedentes Históricos
 - 2 - Estructura del consumo de energía primaria
 - 3 - Estructura empresarial del sector gasista
 - 4 - Marco jurídico - Administrativo
 - 5 - Aprovechamientos de gas natural
 - 6 - Descripción de la infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural.
 - 7 - Demanda de gas natural
 - 8 - Régimen de tarifas
 - 9 - Espectativas futuras del gas natural contempladas en el Plan Energético Nacional.
-

1 - ANTECEDENTES HISTORICOS

La industria del gas empezó a desarrollarse en España en la mitad del siglo XIX, como en el resto de Europa, con fábricas de gas manufacturado a partir de la destilación de la hulla. Su desarrollo fue muy importante puesto que en un corto tiempo se construyeron más de 57 fábricas, de las cuales 28 estaban localizadas en capitales de Provincias. La zona mas desarrollada fue Cataluña con 26 fábricas del total citado.

A principios del siglo XX la aparición de la electricidad hidráulica y la grave crisis del carbón como consecuencia de la 1ª Guerra Mundial, obligaron a la industria del gas a buscar nuevos mercados, entrando con fuerza en el uso para cocinas y agua caliente sanitaria.

En la década de los 60, la industria del gas manufacturado pasó su mayor crisis por el encarecimiento del carbón y las grandes posibilidades de productos petrolíferos. En España se constituye la sociedad española de gas S.A. y se inicia, de forma masiva, la distribución de GLP en botellas. Para sobrevivir era preciso afrontar un cambio tecnológico y se optó por utilizar las naftas ligeras en un proceso de cracking catalítico, para seguir produciendo el gas manufacturado.

Este hecho supuso el cierre de 13 fábricas que no pudieron hacer frente a los costes de reconversión.

La modernización provocó una modificación profunda en la relación capital/trabajo ya que en el período 1960-1969 se doblaron las ventas de gas (320Mm3. a 605 Mm3) mientras que las organizaciones productivas se reducían en un 33% (5.450 personas a 3.750 personas en 1969).

La reestructuración salvó al sector gasista español de su práctica desaparición frente a la competencia cada día mas potente del sector eléctrico y de los GLP.

Como hemos citado anteriormente, el Estado fundó en 1958 la Sociedad Butano, S.A. para comercializar en régimen de monopolio el propano y el butano. Las ventas de GLP. pasaron de las 90Tm. en 1957 a prácticamente 2 millones de toneladas en 1975 con más de 10 millones de usuarios. En la actualidad estas cifras son 2,4 millones de Tm. y más de 14 millones de usuarios.

El gas natural aparece en España al final de la década de los 60. El 28 de Diciembre de 1965 se constituye en Barcelona la Sociedad Gas Natural S.A. filial de Catalana de Gas que suscribe un contrato de suministro con EXXON LIBIA para el suministro de 13.000 millones de termias/anuales de GNL.

durante 20 años con un contenido en GLP del orden de los 3.000 M de termias.

En la planta de recepción y regasificación del GNL que se construye en Barcelona para este proyecto, se separan los GLP y el metano y etano se introducen a la red de distribución. Estas instalaciones se pusieron en servicio en el año 1969, fecha en que se inicia la venta de este combustible en el área de Barcelona con un notable éxito, puesto que, cinco años después, el gas natural representaba el 15% de la energía final consumida en la provincia (más de 4 M. de habitantes). En 1972, Gas Natural, S.A. firma con SONATRACH-(ARGELIA) un contrato de suministro de 15.000 MTe/año.

Con la introducción del gas natural, el sector gasista español se transforma de una industria fabril con importantes centros de producción de gas manufacturado, y en cierto modo local, en un sector de transporte y distribución que ensancha sus límites físicos anteriores. Este hecho obliga asimismo a cambiar sus criterios empresariales. De ser una industria en que la tecnología de producción era el aspecto fundamental, se pasa a una empresa comercializadora de un combustible que debe enfrentarse a la dura competencia de los productos petrolíferos.

En 1972 el Estado Español tomó la decisión de intervenir en DEL GAS, S.A. ENAGAS y constituye la EMPRESA NACIONAL

- Actuar como instrumento del Estado para la adquisición de gas natural en el interior del País o mercados exteriores, así como la importación y la construcción y explotación de gasoductos, cuando el Estado decida acometer por sí mismo estas operaciones.

- Las redes secundarias así como la distribución y venta directa a los consumidores, se realizará por ENAGAS en defecto de la iniciativa privada, salvo que el Gobierno estime la existencia de un interés nacional, que aconseje que dichas operaciones se realicen por dicha empresa.

En el año 1976 ENAGAS llegó a un acuerdo con Catalana de Gas y adquirió la Terminal de recepción y regasificación de GNL de Barcelona así como el traspaso de los contratos de suministro de GNL de Libia y Argelia.

Con este acuerdo ENAGAS inicia la gasificación con gas natural del Estado Español, ya que hasta esa fecha sólo se distribuía gas natural en Cataluña.

En esas mismas fechas, la producción de gas manufacturado se realizaban a través de diecisiete Compañías centrándose en el grupo de Catalana el 62% del gas ciudad en España, un 27%

corre a cargo de Gas Madrid y mucho mas atrás le sigue la Compañía Española de Gas con un 5,5%. El resto queda muy diluido entre pequeñas fábricas.

2 - ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA

La estructura del consumo de energía primaria viene reflejada en el cuadro adjunto:

CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA (miles de Tep)

	1.985	1.986	1.987	1.988	1.989	1.990
Carbón	19.121	18.695	18.003	15.095	19.013	19.007
Petróleo	39.538	40.676	42.520	44.537	46.699	48.137
Gas Natural	2.236	2.380	2.698	3.440	4.456	4.980
Nuclear	6.262	8.364	9.216	11.269	12.532	11.530
S. Intercambio Elec.(1)	- 91	-108	-132	-115	-157	-37
TOTAL	74.442	76.129	78.595	82.317	86.766	89.355

En el cuadro siguiente se representa la evolución de los consumos de energía primaria expresados porcentualmente:

CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA (en %)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Carbón	27,0	25,4	23,7	19,3	22,3	21,7
Petróleo	55,9	55,2	55,8	56,0	53,6	53,9
Gas Natural	3,1	3,2	3,5	4,4	5,3	5,7
Hidráulica	3,8	3,1	3,1	3,8	1,9	2,5
Nuclear	10,2	13,1	13,9	16,5	16,9	16,2
	-----	-----	-----	-----	-----	-----
	100	100	100	100	100	100

Como puede observarse la participación del gas natural en 1990 es inferior al 65% a pesar de que se incrementó en más del doble su demanda en cinco años. El petróleo continúa siendo la fuente básica de aprovisionamiento energético, superando el 53% de participación en el balance global.

Nuestro país es escaso en recursos energéticos, no hay yacimientos de petróleo, y la producción propia de gas natural apenas cubre el 15% de la demanda actual. Nuestra hidráulidad es altamente irregular y el carbón de muy baja calidad por su elevado contenido en azufre. Esta situación nos ha llevado a la dependencia de los productos petrolíferos y al arranque de centrales nucleares para la producción de casi un 40% de la energía eléctrica consumida en España.

En las proyecciones del P.E.N. para el año 2000, el petróleo continuará siendo la principal fuente de abastecimiento de energía primaria con casi el 51% del total, seguido por la energía nuclear con un 20%. El gas natural aportará el 12% triplicando en valor absoluto su consumo desde 1990 con 54.000 MTe. en el año 1990, a las 151.000 MTe. en el año 2000.

3 - ESTRUCTURA EMPRESARIAL DEL SECTOR GASISTA ESPAÑOL

El sector gasista español está formado por una parte por empresas propiedad del Estado Español, en cuya cabecera está el INSTITUTO NACIONAL DE HIDROCARBUROS y del que son filiales ENAGAS y REPSOL.

ENAGAS tiene encomendada la misión de los aprovisionamientos territorial nacional. suministra el gas por gasoductos en el industrial con excepción de la zona de Cataluña en la que Catalana de Gas suministra a los tres mercados (doméstico, comercial e industrial). ENAGAS suministra también a clientes especiales como son las Centrales Termoeléctricas y fábricas de abonos.

REPSOL a su vez tiene varias filiales con actividades en toda la cadena del petróleo, desde la exploración de yacimientos hasta los productos finales obtenidos del refino.

Si nos centramos en el área del gas, la filial REPSOL EXPLOTACION es propietaria y opera los yacimientos de Serrablo (Huesca) y Gabiota (País Vasco) y recientemente ha puesto en explotación los yacimientos descubiertos en el Valle del Río Guadalquivir.

REPSOL BUTANO, es la compañía que en régimen de monopolio ha venido comercializando los GLP en nuestro país. En este sentido compra, almacena, distribuye y comercializa los GLP en los tres sectores (doméstico, comercial e industrial). Esta situación de Monopolio se ha perdido tras la integración española en la CEE.

El otro grupo de Sociedades gasistas, lo forman las compañías distribuidoras que, en un número aproximado de 30, distribuyen el gas en distintas zonas del País. Estas Sociedades tienen una diversidad de fórmulas de constitución, (Sociedades privadas, Municipales, Autonómicas Mixtas) así como una gran diferencia en cuanto a tamaño.

Recientemente se llegó a un acuerdo entre Repsol, Gas Madrid y Catalana de Gas, en integrar todas sus participaciones gasistas en una nueva sociedad. Esta integración permite reunir en una sola empresa el 95% del gas canalizado que suministra a los sectores doméstico y comercial español y así mismo facilita la expansión del gas natural a otras zonas del País actualmente sin este combustible.

Finalmente, dentro de la estructura empresarial del sector están las Entidades Sectoriales, cuya misión es coordinar actividades comunes y representar al sector en organismos nacionales e internacionales. Actualmente existen tres entidades que pasamos a describir:

UNIGAS.- Unión de Distribuidoras de Gas Canalizado, creada administrativa para el transporte y distribución de gas

POS

mediante redes y tuberías en uno o más municipios. Incluye así mismo a REPSOL BUTANO, S.A.

Tiene su sede en Madrid y, de acuerdo con sus estatutos, sus fines son la realización de actividades de interés empresarial para el Sector. UNIGAS es el miembro español en EUROGAS y en comisiones de la CEE. Desarrolla actividades de Planificación, Estudios económicos y jurídicos, etc.

SEDIGAS.- Sociedad para el Estudio y Desarrollo de la Industria del Gas. Creada en 1970 agrupa con finalidades técnicas y comerciales todas las empresas españolas del sector, incluyendo fabricantes de aparatos y equipos así como a empresas auxiliares. Tiene su sede en Barcelona.

Sedigas es el miembro español de la Unión Internacional de la Industria del Gas, de Intergas Marketing y de Marcogaz. Desarrolla actividades de Normalización, Formación, Edición de Publicaciones, Estudios Técnicos, etc.

OCIGAS.- Asociación Gestora para la Investigación y Desarrollo Tecnológico del Gas. Creada en 1986 tiene por finalidad la gestión, fomento y financiación de actividades y proyectos de investigación y desarrollo relacionados con el gas natural y demás combustibles gaseosos, de conformidad con el Arte 2º de la Orden del Ministerio de Industria y Energía de 31 de Julio de 1985.

En cumplimiento de este objeto, OCIGAS ha contribuido al desarrollo de numerosos proyectos de I+D que abarcan todos los ámbitos de la técnica gasista.

4 - MARCO JURIDICO - ADMINISTRATIVO

Hasta el año 1987 en que apareció la Ley 10/1987 en nuestro país no se disponía de legislación específica en materia de combustibles gaseosos. La norma de mayor rango específico para el sector, era el Reglamento General del Servicio Público de Gases Combustibles, aprobado por Decreto 2913/1973 de 26 de Octubre de 1973.

Esta insuficiencia de Legislación específica propia, a diferencia de los demás sectores energéticos convertía en jurídicamente inestable al Sector, y en consecuencia, situaciones de colapso en la tramitación de actos Administrativos.

Antes de pasar a una descripción mas detallada de esta Ley del Gas, indiquemos que en nuestro País existen una serie de Reglamentos, Normas e Instrucciones que establecen los criterios para el diseño, construcción y características de los materiales para las instalaciones de transporte, distribución, y del usuario así como reglamento de aparatos, e instrucciones para la puesta en servicio de instalaciones receptoras. También se han reglamentado los requisitos exigidos a las empresas e instaladores autorizados.

La Ley 10/1987 de 15 de Junio de 1987 de disposiciones básicas para un desarrollo coordinado de actuaciones en materia de combustibles gaseosos, vulgarmente conocida como la "Ley del Gas", establece las disposiciones básicas para un desarrollo coordinado de actuaciones en materia de combustibles gaseosos, aplicando las prerrogativas exclusivas del Estado en materia de energía conforme a lo estipulado en la Constitución Española.

Esta Ley dividida en seis capítulos establece, en primer lugar, que este tipo de actividades están catalogadas como Servicio Público y, por tanto, sometidas a régimen de concesión y autorización. Establece la necesidad de planificar la red nacional de gasoductos facilitando su ubicación a través de criterios de expropiación forzosa. Finalmente establece las bases tarifarias y las sanciones por infracción.

Esta Ley permitirá alcanzar los siguientes objetivos:

- 1º - Cumplir las previsiones del P.E.N.-1983 y las del recientemente P.E.N.-1991.
- 2º - Impulsar el desarrollo del gas natural como opción energética realmente disponible.
- 3º - Incentivar la investigación
- 4º - Adaptar el antiguo Reglamento de 1973 a la Constitución Española y al Derecho Comunitario
- 5º - Facilitar la expropiación forzosa por ser declarado de interés preferente el desarrollo del gas natural. Estas facilidades desaparecerán en 1992.
- 6º - Establecimiento de tarifas unificadas bajo el criterio de hacer competitivo al gas natural.
- 7º- Bases jurídicas de aprovisionamiento en materia de combustibles gaseosos.

- 82 - Reconocimiento al Ministro de Industria del poder para promulgar reglamentos técnicos y de seguridad en las instalaciones para combustibles gaseosos.
- 92 - Coordinación de las medidas administrativas entre las diferentes Administraciones Públicas.
- 102 - Fijar el regimen de Infracciones y Sanciones.

Finalmente vamos a hacer mención del denominado "Protocolo del Gas", documento elaborado y firmado el 23 de Julio de 1985 que establece el conjunto de principios generales y normas de actuación para facilitar el desarrollo del sector gas y que ha dado excelentes resultados en el crecimiento de las ventas de gas en estos últimos años.

El documento fué suscrito, por una parte, por el Ministerio de Industria y Energía, el Instituto Nacional de Hidrocarburos y ENAGAS, y, por la otra, por Catalana de Gas, Gas Madrid, Repsol Butano, Gas Euskadi, Compañía Española de Gas, entre otras Distribuidoras.

Este protocolo establece que ENAGAS se responsabilizará de la adquisición e importación del gas natural construirá y gestionará la red básica de transporte y distribución a la industria con excepción de la zona de Cataluña y gran parte del País Vasco. La Distribución y Venta para usos domésticos y comerciales así como consumos industriales inferiores al millón de metros cúbicos, será competencia de las Compañías de Distribución.

Las Distribuidoras, se comprometen a presentar objetivos pormenorizados de inversiones y ventas, para su aprobación por el Ministerio de Industria y Energía.

Las inversiones previstas para el período 1986/92 se evaluaron en 180.000 M.ptas. de los cuales 2/3 corren a cargo de las DISTRIBUIDORAS y 1/3 por ENAGAS.

Este protocolo establece un sistema de tarifas unificadas para todo el territorio nacional, diferenciadas por usos. Se determinan dos tipos básicos de tarifas, las aplicadas al sector doméstico y comercial y las del sector industrial.

Tarifas Domésticas y Comerciales.- Existen tres tarifas para cada uno de estos mercados y su valor se fija en función de las energías concurrenciales en cada segmento de mercado (electricidad, gasóleo, GLP) con el fin de permitir una adecuada penetración. Estas tarifas las fija el Gobierno.

Tarifas para usos industriales.- Existen ocho tarifas, y su valor es función de los precios de la energía que substituye

y del coste de transformación de la industria. Las tarifas discriminan según sea uso firme o interrumpible.

El protocolo hace referencia a la creación de un procedimiento objetivo para determinar los márgenes de las empresas Distribuidoras y, por tanto, el precio de venta de Enagas a dichas sociedades.

El margen de distribución es una fórmula polinómica que recoge la totalidad de los costes de las Distribuidoras encuadrados en tres conceptos:

$$\text{Margen} = \text{Costes de explotación} + \text{Mermas y autoconsumos} + \text{Remuneración de recursos.}$$

Estos conceptos a su vez se desglosan en diversos componentes con tratamiento específico.

Adicionalmente han fijado límites máximo y mínimo en los precios de cesión del gas natural a las Compañías Distribuidoras.

5 - APROVISIONAMIENTO DE GAS NATURAL

Como hemos indicado ENAGAS tiene la responsabilidad de garantizar los aprovisionamientos de gas natural al Sector. En la actualidad esta sociedad tiene firmados los siguientes contratos operativos.

LIBIA - Contrato firmado en 1969 por 20 años prorrogables. En 1990 se renovó el contrato hasta el 2008 también prorrogable. En la actualidad este país nos aporta el 24% de la demanda.

ARGELIA - El contrato actual fue renegociado en 1985 y establece que hasta el año 2004 España comprará 600.000 MTe. en forma escalonada. En la actualidad este país nos aporta el 54% de la demanda.

ESPAÑA - En la actualidad la producción de gas natural de los yacimientos de Gaviota (Bermeo) y Las Marismas (Sevilla) aportó el 22% del consumo nacional.

Asimismo y en previsión de las futuras demandas de gas se han firmado los siguientes acuerdos:

NORUEGA - En 1988 se firmó un contrato de suministro a través del gasoducto europeo que deberá entrar en explotación en 1993.

NIGERIA - A partir del 2015 este país nos suministrará por vía marítima (GNL) 1000 Mm³/año. Este contrato tiene una duración de 22 años.

GASODUCTO ARGELIA-MARRUECOS-ESPAÑA - Se ha firmado recientemente un acuerdo entre Sonatrach (Argelia), S.N.P.P. (Marruecos) y ENAGAS para construir un gasoducto que partiendo de Argelia cruza Marruecos y atraviesa el estrecho de Gibraltar por la zona del Atlántico y entre por Huelva. La capacidad inicial de transporte de este gasoducto es de 10.000 Mm³/año. En una segunda fase, instalando compresores podrá duplicar esta cifra. Este gasoducto de 48" de diámetro y 1250 km. hasta Sevilla, tiene un coste aproximado de 1.300 M\$.

6 - DESCRIPCION DE LA INFRAESTRUCTURA DE RECEPCION ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCION DE GAS NATURAL

El GNL importado de Argelia se recibe en las instalaciones propiedad de ENAGAS de Barcelona, Huelva y Cartagena, mientras que el de Libia, por su alto contenido en hidrocarburos pesados, sólo puede ser recibido y fraccionado en Barcelona.

La planta de Barcelona puede recibir metaneros de hasta 60.000 m³. de volumen de carga de GNL, con una capacidad de almacenamiento de 240.000 m³. de GNL, 9.500 m³. de propano y 6.500 m³. de butano. El almacenaje se efectúa a presión atmosférica. La capacidad de regasificación es de 240.000 Nm³/h. de gas de Libia, el cual se emite a la presión de 35 bar con destino a la red de Barcelona. El gas de Argelia se puede emitir a 35 bar con destino a la red de Barcelona con una capacidad máxima de 225.000 Nm³/h. y a la red de 72 bar con un total de 600.000 Nm³/h. con destino a la red nacional. El volumen total de emisión es de 10.000 M. Nm³/año

La planta de Huelva, en servicio desde 1988 tiene una capacidad de almacenamiento de 60.000 m³. de GNL y 50.000 Nm³/h. de emisión a 16 bar para la red local y 73.000 Nm³/h.

a 72 bar para la red nacional. Se está ampliando su capacidad de almacenaje con un tanque de 100.000 m3. y 300.000 Nm3/h. de caudal de emisión. La planta suministra a una planta de amoniaco, al complejo petroquímico de Huelva y a la ciudad de Sevilla mediante un gasoducto, que prolongado hasta Madrid conecta con la red nacional. Desde esta planta también se efectúan suministros mediante camiones cisterna a diversas industrias.

La planta de Cartagena, que suministra asimismo a una planta de amoniaco, tiene una capacidad de almacenaje de 55.000 m3. y un caudal de emisión de 25.000 Nm3/h. a 16 bar.

* Red básica de gasoductos

La red básica está constituida en la actualidad por tres sistemas que parten de las tres plantas de recepción descritas y que en el futuro quedarán interconectados:

El sistema principal, parte de la planta de Barcelona y tiene los ejes siguientes:

- Gasoducto Barcelona-Bilbao, de 24", 26" y 30" de diámetro. En Bilbao conecta con el yacimiento Gaviota.
- Gasoducto Barcelona-Valencia de 24" y 26" de diámetro.

Ambos en operación desde 1979.

- Gasoducto Serrablo-Zaragoza, en operación desde 1984, de diámetros 26" y 20". Este eje permitirá utilizar el yacimiento de Serrablo como almacenaje.

- Gasoducto Haro-Burgos-Madrid con ramal a Valladolid y Palencia, con diámetros entre 26" y 12".

- Gasoducto Burgos-Santander-Asturias, en operación desde 1988 con diámetros de 16" y 12".

El sistema del Suroeste está formado por el eje Huelva-Sevilla, en operación desde 1988, con un diámetro de 20" y el tramo Sevilla-Madrid recientemente en operación. Se alimenta desde la planta de Huelva y de los yacimientos del valle del Guadalquivir. recientemente en operación.

El sistema del Sudeste, como se ha indicado, suministra únicamente una planta de amoniaco pero está prevista su conexión con el gasoducto Barcelona-Valencia así como un ramal hasta Murcia.

La longitud total de los gasoductos es aproximadamente de 4.000 km a los que hay que añadir los 1200 km. de redes de distribución industrial de ENAGAS y 11.000 km. de redes de las Compañías Distribuidoras.

En el año 1990 los clientes del sector doméstico con gas canalizado estaban rondando los 2 millones, las industrias que consumían gas natural superan los 2.000 y el sector comercial contaba con más de 42.000 clientes.

8 - REGIMEN DE TARIFAS

De acuerdo con la "Ley del Gas" el Art. 15 establece que el Gobierno fijará los precios de transferencia del gas natural entre ENAGAS y las Sociedades Distribuidoras. Asimismo el Gobierno establecerá las tarifas y precios de venta al público, de los combustibles gaseosos, unificados para todo el territorio nacional

Para el caso de las tarifas industriales estos precios de venta al consumidor final tienen la consideración de precios máximos y se ajustan cada 14 días en base a la oscilación en el mercado de las energías alternativas (F.O.;G.O. etc.)

Estos precios máximos se publican en el Boletín Oficial del Estado.

Las tarifas para el sector doméstico y comercial se fijan igualmente por el Gobierno en base al principio de competitividad con las otras energías concurrentes.

Las tarifas del sector doméstico y comercial son binómicas, con una parte fija y un término de energía consumida, es decir, adoptan la expresión siguiente para el cálculo de la factura:

$$F_i = Cte + Q \times T_i$$

siendo F_i el coste del gas consumido (factura)

Cte = término constante cuyo valor está en función del volumen anual de consumo.

Q = cantidad de gas consumido

T_i = precio unitario del gas para este nivel de consumos.

Existen tres niveles distintos de tarifas en el sector doméstico y otras tres en el comercial.

Las tarifas industriales responden igualmente a una tarifa binómica, con un término fijo en función de si se suministra en alta presión o media presión y un término de energía que responde a la siguiente expresión:

$$F_i = Q_1 T_{i-1} + Q_2 T_{i-2}$$

siendo F_i la factura por el consumo de gas del cliente.

Q_1 el volumen del primer bloque de consumo que tiene la tarifa T_{i-1} correspondiente a este tipo de uso, Q_2 el volumen restante consumido en el periodo de facturación al que se le aplica la tarifa T_{i-2} correspondiente a este segundo bloque de consumo.

Las tarifas T_i son cinco, y responden al criterio de los usos del gas natural en la industria frente a las energías en competencia.

Existe así mismo una tarifa mas reducida para suministros con carácter interrumpible que administra la propia Distribuidora.

9 - ESPECTATIVAS FUTURAS DEL GAS NATURAL CONTEMPLADAS EN EL PLAN ENERGETICO NACIONAL

El Plan Energético Nacional (P.E.N.), recientemente publicado, establece las líneas básicas de actuación en materia de política energética durante la década 1991-2000. El escenario de referencia recoge las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía (A.I.E.) y en la estructuración de las futuras demandas de energía potencia claramente el uso del gas natural y energías renovables. Esta evolución de la estructura de la demanda de energía primaria, corresponde a una orientación hacia la seguridad de aprovisionamiento y protección del medio ambiente.

La seguridad de los suministros exteriores de gas natural se incrementará con la conexión de la red nacional de gasoductos a la red europea cruzando los Pirineos y, por tanto, se podrá acceder a los centros de producción del norte de Europa y Rusia. Por el Sur, la conexión con Argelia, a través de un gasoducto que cruce el Estrecho de Gibraltar, mejorará sensiblemente la garantía en la continuidad del suministro de gas.

La utilización del gas natural en la producción de energía eléctrica que propone el P.E.N., producirá un incremento notable en la demanda de gas que de los casi 6000 millones de Te consumidos en 1990 pasará a los 73.000 MTe. en el año 2000, es decir casi el 50% del total consumido por nuestro País en esas fechas. La cogeneración y las centrales de ciclo combinado se llevarán el 60% de esta cantidad, lo cual representa incrementar en 960 MW y 1850 MW respectivamente el actual sistema productivo del sector eléctrico en los dos sistemas citados.

Respecto al reparto de la demanda de gas natural, el P.E.N. presenta el siguiente cuadro:

Demanda en 10^6 Te	1990	1995	2000
Doméstico-Comercial	9.343	12.122	13.400
Industrial	34.439	46.431	56.700
Materia Prima	4.159	7.200	7.200
Cogeneración	3.822	21.228	24.900
Central Térmica	1.942	2.363	31.000
Ciclo combinado	0	0	17.900
Total	53.704	89.343	151.100

La planificación del sector durante esta década se orienta hacia las siguientes direcciones:

- Continuar potenciando el consumo de gas natural, tanto por razones de diversificación del aprovisionamiento energético como para reducir el impacto medioambiental de la producción y uso de la energía, disminuir los costes en la generación de electricidad, y ofrecer a los sectores consumidores una diversidad de energías comparable a la existente en el resto de la Comunidad Económica Europea.
- Incrementar el suministro de gas natural, ajustando la oferta a la demanda en las condiciones más adecuadas para asegurar el abastecimiento al mínimo coste.
- Favorecer la competitividad de las empresas del sector, con objeto de mejorar su posición para enfrentarse con éxito al reto del Mercado Interior de la energía.

Respecto a la estrategia de los aprovisionamientos, el fuerte aumento de la demanda requiere un replanteamiento en profundidad para:

- Asegura una oferta estable capaz de cubrir el mayor volumen de demanda.
- Minimizar los costes de suministro.
- Diversificar las fuentes de aprovisionamiento por origen geográfico y por sistemas de suministro, para garantizar la seguridad de suministro.
- Aumentar la flexibilidad de la oferta a la evolución real de la demanda.
- Fomentar la exploración y compra de reservas en el exterior.

Los principales instrumentos utilizados para alcanzar estos objetivos incluyen el desarrollo de las conexiones del sistema gasista nacional con Europa y con los países del Magreb, la negociación de contratos de importación, y el reforzamiento de la infraestructura nacional del sistema gasista.

Finalmente, el P.E.N. recomienda la reordenación del sector gasista español con el objetivo de mejorar y consolidar la competitividad del gas natural ante la competencia del mercado abierto de energía establecido en las directrices de la C.E.E.

En este sentido expone las características estructurales básicas de esta actividad:

- El transporte y la distribución de gas requieren la realización de una inversión en infraestructuras de gran volumen y largos períodos de maduración, solo accesible a empresas dotadas de gran capacidad financiera.

- Los contratos de aprovisionamiento se establecen a muy largo plazo y con elevada rigidez, por lo que es conveniente que la demanda esté asegurada.

- La amortización de las inversiones está condicionada a la existencia de elevados volúmenes mínimos de demanda, lo que añade otro elemento de riesgo al proceso inversor en transporte y distribución si la demanda no está asegurada.

- El poder de negociación con los proveedores aumenta con la capacidad de compra de suministros de gas y de materiales, lo que contribuye a reducir los costes y mejorar las condiciones de aprovisionamiento.

- La prestación eficaz de servicios complementarios en materia de seguridad, asistencia, calidad de servicio e inspección, requiere disponer de amplios medios económicos y financieros.

- Las economías de escala son más significativas cuando mayor es el grado de integración.

- La eficiencia de las actividades de I+D - un aspecto clave de la competitividad del sector -, requiere que dichas actividades alcancen la dimensión adecuada para rentabilizar el esfuerzo.

El proceso de reordenación se ha iniciado en los últimos años con la progresiva concentración de la distribución en una única sociedad que agrupa la mayor parte de las empresas de distribución de gas

Se ha configurado así una estructura empresarial del sector del gas similar a la predominante en los países comunitarios, caracterizada por la existencia de una compañía de abastecimiento y transporte y otra de distribución, ambas con dimensión suficiente para su ulterior desarrollo.

La operación se completa con la vinculación a través de participaciones societarias indirectas entre la sociedad de comercialización y distribución de gas, y la sociedad de transporte y aprovisionamiento.

La finalización de este proceso producirá una confluencia de intereses entre las empresas del sector del gas que fortalecerá la capacidad de competencia del sector, tanto en el ámbito europeo, como en la concurrencia a proyectos de gasificación de países terceros.

PETROLEUM COMPANIES AND

THE GAS BUSINESS

by A. CHUECA

Associate Professor IFP

Advisor to BEICIP

Former career in International Oil Group

PETROLEUM COMPANIES AND THE GAS BUSINESS

The purpose of this paper is to present an overview of Petroleum Companies involvement in the Gas Business, describing briefly their objectives and priorities. Special emphasis will be given to the upstream segment (Exploration and Production), though there is a close interrelation -closer than elsewhere- between the upstream and the downstream or market-side.

The presentation will cover (1) an overview of the worldwide activity, (2) an analysis of the main specific features of the gas business, as compared to oil activities, (3) a description of the legal and fiscal framework in which petroleum activities take place in various parts of the world, with special emphasis on gas clauses, and (4) an overview of petroleum companies involvement in transportation and marketing activities.

To a large extent, activities in North America (USA, Canada) will be outside the scope of this presentation. Activities in the Centrally Planned Economies are also excluded.

1. WORLDWIDE FRAMEWORK

Natural gas has become a major world energy resource over the past 25 years, now representing some 22% of total world energy needs. This has resulted from large discoveries in the sixties and early seventies, with also significant finds since 1973.

Gas provides for both an energy diversification and a geographic diversification as reserves location somewhat differ from that of oil resources; still there is a high degree of reserve concentration in Eastern Europe and the Middle East (nearly 70% of the total). In total, the gas resource is now almost equivalent to the world oil resource.

Production has increased significantly, and is now twice the 1970 level, fostered by the enlarged resource and energy price increases since 1973. It now represents the equivalent of some 56% of the oil production. This growth covers some contrasted evolutions with production slightly decreasing in North America, an important expansion of the USSR production, and also significant increases elsewhere, in Western Europe (now at plateau) and in developing countries.

In the market side, while raw natural gas contains minor -or sometimes significant- amounts of carbon dioxide, nitrogen or hydrogen sulfide, it become in its treated, marketable form a clean and convenient fuel with important advantages in terms of pollution reduction and respect of the environment.

In the upstream side, gas is found in basins and structures similar to those containing crude oil with basically the same origin (kerogen, source rock) with temperature behaviour, tied to depth, over geological times allowing to differentiate somewhat between oil prone and gas prone areas and basins. A large proportion of gas resources, some 85%, covers non associated gas found in structures different from oil structures, with the rest being associated gas in oil structures (dissolved gas or gas cap gas). Both associated and non associated gas may contain variable proportions of liquids which will be extracted during treating operations.

As a result of the events that have taken place in the world energy scene since 1973 (nationalisations, increased government participation) the bulk of the resource is now controlled by State entities. However petroleum companies activities are still very sizeable, as shown in the attached figures 1, 2 and 3, and growing outside the USA. The 17 largest companies control about a third of the gas production outside the Centrally Planned Economies (less than 10% of the proved reserves). In total, private companies produce over 80% of the free world output.

Outside the USA, exploration activities have progressively shifted from an "oil-alone" basis with gas considered as a by-product, to an "oil-and-gas" approach, with a sizeable gas share in the overall activity. In some sedimentary basins close to markets, such as in Continental Europe and the North Sea, there has been from the outset, pure gas exploration activities fostered by crude price increases and a growing reference for prices to those of alternative fuels, basically petroleum products. In other areas, such as the Middle-East, Africa, Latin America and South East Asia, far from large markets, where sizeable gas resources have been found, development has been hampered by high transportation costs and other constraints as described thereafter. Gas-related exploration activities take place for extension of the gas resource in areas adjacent to established liquefaction plants for exports.

1. SPECIFIC FEATURES/CONSTRAINTS OF THE NATURAL GAS BUSINESS

1.2. TRANSPORT AND OTHER DOWNSTREAM CONSTRAINTS

Basically, on a BTU basis, gas is an energy form which is some one thousand times less concentrated than oil. Under comparable conditions, gas transportation cost will be 3 to 4 times the oil transport cost through a pipeline system, or 5 to 10 times (or more) considering an LNG chain with liquefaction , LNG tanker transportation, and regasification.

The high cost and capital intensive transportation schemes needed to move gas to remote markets creates a rigid tie between the upstream and the downstream, and the need of a dedicated market with supply contracts over a long period of time (20 to 25+ years) and offtake commitments (committed volumes and take - or - pay clauses). Disposal of associated gas introduces additional constraints in terms of reliability, due to variations over time in oil production levels and gas/oil ratios, and costs, with high gathering and compression costs.

In the market side, there will be as well need for high investment with delays for development of certain market segments e.g. public distribution.

In contrast, oil transportation is highly flexible with also more flexibility in the market side, highly fragmented, with short term contracts governed by spot market transactions.

Both high cost and rigid conditions for gas transportation explain the current fairly limited volume traded in the international market representing only some 15% of the total marketed volumes (roughly 11% through pipelines and 4% under LNG form).

2.2. PRICING POLICIES/NETBACK APPROACH

- a) Under normal free market conditions, natural gas prices at the market place will reflect the value of alternative fuels, with possible variations reflecting differences in supply conditions, specific markets, volume offtake, etc.. Broadly speaking, market values should refer on a calorific equivalence basis to low sulfur Heavy Fuel Oil and Domestic Oil (distillate), the respective alternatives for the Industrial/power generation sector and the Domestic market, and escalate accordingly. In some cases, the reference will be a marker crude price or a crude basket price. Escalation clauses will tend to create a time lag, 6 to 12 months, between gas prices and alternative fuel prices.

The attached figure 4 shows the gas price behaviour, since 1973 for imports into major geographical areas.

- b) Downwards from the market value, the gas valuation mechanism will be essentially a netback process, as shown in the attached figure 5. Two extreme situations have been considered: a mature gas area in the North Sea with offshore pipeline facilities, a range of LNG projects over a 3000 to 4000 mile distance..

For a 20 \$/B crude price, the netback at the well head will be some 3.0 \$/MBTU, roughly equivalent to 17 \$/b, in the first case, coming down to some 0.40 to 0.50 \$/MBTU in the second case (about 2.5 \$/b). Obviously neither gas producing costs nor upstream taxation will be comparable in both cases.

This netback process tends to transfer -and amplify- the risk in terms of value or price, to the well head or to the producer. Even a minor downward variation of the purchase price will have a significant impact on the well head value of the gas produced in areas far from market.

- c) Considering both producing costs and upstream taxation terms, producing companies attitude will be to go through a screening process of the various development projects, only keeping at the end those allowing to remain below the well head value limit.

While most discoveries, even small or medium size, are likely to be developed in the first case (North Sea), only major, low cost fields will come on stream in the second case.

This screening process will take place for the petroleum companies, considering the need to (1) recover their full technical cost (exploration, depreciation and operating costs for the development and production phases), (2) pay taxes, and (3) get an added "profit" component covering the return on the investment.

On this latter point, an important front-end investment and long time delays to get on stream the discovered fields means that a high "apparent" profit margin will be needed to get a normal, reasonable return.

Inclusion of the exploration or finding cost, or a measure of the renewal cost, is essential to ensure that the corresponding gas project is not only a one-time opportunity and that a parallel or future exploration effort will allow to renew the resource and work and plan on a longer time period.

- d) It is clear from this schematic illustration that artificially low energy prices in domestic markets will hamper development of small to medium size discoveries, unsuitable for the export market.

The rationale for a clear reference in gas pricing to crude or petroleum product prices does not only arise from the choice of alternative fuels at the consumer's level. On a broader base, at the level of the economy of a given country, any "barrel equivalent" of gas will displace a barrel of oil; this barrel of oil will allow either an equivalent decrease in imports if the country is oil-short, or a corresponding export increase for an oil exporting country.

It is also essential when looking to domestic markets that receipts be largely under a hard currency form to deal with potential problems on exchange rates, profit repatriation, etc..

In most cases, in export markets, major gas discoveries may find their way at a reasonable distance from markets, at price levels based on pure economic grounds and tied to alternative fuel prices. The major risk will be related to the future behaviour of crude and energy prices.

3. UPSTREAM SIDE OF THE BUSINESS

3.1. COMPANIES ATTITUDE

International petroleum companies will set-up their priorities and lines of action in the upstream considering a wide range of political, technical, economical and financial criteria. In most cases, these criteria will apply to all hydrocarbons as such, oil or gas. It is most often at a second stage that specific constraints of the gas business will be taken into consideration. Again, there will be exceptions to that rule for well known gas prone areas where this constraints will be considered at the outset of operations.

- * The first crucial criteria will be technical and deal with the hydrocarbon potential of every specific country, basin, or permit, and the degree of maturity of exploration and development activities in each country. There will be need to find the right balance between the high potential, also high-risk (in geological sense) areas, the so-called "frontier" areas, and, on the other hand, moderate to low risk mature areas with also lesser potential reward. In other words, companies will not only be looking to "elephants" that every body likes and seeks in a highly competitive environment, but also to moderate discoveries with a higher "geological chance".

This technical view will be tempered by the perception of the political risk (political instability, frequent and sudden changes in policies, etc..).

- * Another crucial criteria, especially for the gas activities will be applicable pricing policies for either exports or for local consumption. As said before, restrictive practices might deter from pursuing upstream activities.
- * Other major criteria will be:
 - producing costs, largely related to field sizes, and transport cost to export points or to local market. Again the latter will become crucial for gas development schemes.

- tax terms for the upstream activity with government takes commensurate with hydrocarbon potential and costs. These tax terms should provide proper incentives for both oil and gas activities ; ideally, they should also take into account specific constraints of the gas operations as previously described. It should be acknowledged that favourable tax terms in the upstream may become purely "window-dressing" in the absence of realistic pricing policies. These tax terms should also be flexible enough to allow proper relief when the industry is confronted with a depressed price situation.
 - government participation rules will also be considered. It reduces the resource volume and the hydrocarbon quantities that will remain at the companies disposal with, still, in a number of cases, all exploration risk being beared by the companies.
- * Finally, other legal features resulting from contract clauses such as proper time spans to conduct exploration, declare commerciality of discoveries, work out development plans, etc. will also be taken into account.

3.2. LEGAL AND FISCAL FRAMEWORK

a) Contractual arrangements

A number of above criteria will be governed by the legal and fiscal framework as resulting from contractual arrangements between governments or state entities and petroleum companies.

There are basically four different types of contractual arrangements which are described in the attached table 1.

Under the concession type agreement, (figure 6) the company has title to hydrocarbon production and owns the facilities. It pays taxes to the Government as applicable: royalty (expensed), corporate tax and any other special petroleum levies.

In the Production Sharing Contract (PSC) (figure 7), petroleum rights are kept by the government or, more generally, assigned to state entities which employ the company as contractor to conduct operations and provide the necessary funds. The company takes a share of production to recover its costs (cost oil) and to earn a profit (share of "profit oil" on top of "cost oil").

The risk sharing contract is basically as above but with cost recovery and company profit sharing being in "money" terms (value of production). This may pose some serious problems in defining the terms of payments (local money, or hard currency/dollar).

Under the last type, now rarely applying, the company just receives a "fee" to provide technical and managerial services without providing funds.

The first two types of contracts are of special relevance to current upstream activity. The concession agreements still govern operations in most developed countries (Western Europe and North Sea, etc.). Production sharing contracts now tend to prevail in most developing countries, sometimes together with a limited number of old concessions progressively disappearing.

While companies may have a preference for concession terms providing firmer legal grounds and more stability, they are now accustomed to production sharing agreements.

It should also be acknowledged that, for the same type of production operations, whole production volumes will be handled by the companies in the concession case with more limited quantities in the production sharing contracts (only cost oil + company share of profit oil) unless specific lifting arrangements (at full market value) cover the government share.

Basically, both concession contracts and PSC's include clauses governing the exploration and development phases with the following main features :

- a 6 to 10 year exploration period, subdivided into 2 or 3 subperiods with partial relinquishment at the end of each subperiod
- clauses for declaration of commerciality, and requirements to proceed with development of commercial discoveries within a certain time limit,
- automatic rights to produce commercial discoveries over a 20 or 25 year period (or more), with specific clauses regarding government participation, tax terms or profit sharing conditions, domestic market requirements, pricing, foreign exchange problems, etc...

A detailed description of these arrangements is not possible within the scope of this presentation but some of the most relevant features and some specific cases will be described herebelow.

b) **Concession type agreements: Western Europe/North Sea**

The bulk of the activity is conducted by private groups.

Concession rights cover all hydrocarbons (oil or gas) discovered. Requirements for government participation exist in some countries mainly Norway and the Netherlands but no longer apply in the UK.

With few exceptions for gas, progressively disappearing, pricing of oil and gas is determined by free market forces. Some state gas monopolies acting as sole buyers exist in the Netherlands, Italy, France and have been effective in the UK until recently. Most of them offer purchasing prices essentially based on market values ; parts of the market are progressively opening up (power stations, large industrial consumers).

Tax terms, including special levies in the North Sea, result in government takes (government share of the gross margin between selling price and total technical cost) varying from 40-50% in Continental Europe and for small fields in the UK North Sea, up to 70-80% or more for large scale developments (Norway, UK). A recent tendency since 1986 is towards complete waiving of royalty considering the depressed crude price environment. Low hydrocarbon potential countries (Spain, Italy, France) give special tax reliefs for exploration expenditures or allow an uplift of the latter for tax purposes.

UK case history for gas

Back in the sixties, all gas produced had to be offered to British Gas Corporation, a state entity, acting as a monopoly buyer, with no obligation to pay commercial values, and prices were fixed at somewhat low levels with inadequate escalation clauses relating to inflation / cost of living. Despite further price rises tied to additional supplies, prices for these old contracts are well below normal market values (about 50%); conversely, specific additional taxation do not apply to the old gas fields.

Pressed by the need for additional supplies, with imports from Norway, and also by some regulations freeing supplies (1982-1986), BGC has progressively adjusted price levels from new fields to reach normal parity with alternative fuels. Producers now have the possibility to sell gas directly to power stations and large industrial consumers.

The result of this new environment has been clearly a revival of specific gas exploration activities.

c) **Production sharing Contracts - Developing countries (outside OPEC)**

Cost oil and profit oil split terms vary widely from one country to another. Some countries put an annual limit on cost oil (up to 40 or 80% of the total oil produced). Profit oil split figures tend to be in average around 60-80% for the State and 40-20% for the company (the contractor). Other features such as excess cost oil treatment, price cap, royalty, tier system for the profit oil split are also frequent.

As regards specific gas clauses, there have been widely varying clauses concerning contractor's involvement in developing gas resources. In some extreme cases, gas was excluded from the contractual terms with a statement that gas discovered belongs only to the State, excluding contractors from that specific segment. With the exception of Algeria, but they are also reassessing the matter, the current situation ranges from free disposal of the gas whether for exports or for the domestic market to specific clauses limiting the access to the local market to state entities. Even such smoothed clauses are being progressively modified to open up the domestic market at least for specific market segments.

While gas pricing for exports is based on free market conditions, (and freely discussed with purchasers), domestic gas prices still remain below normal economic value in a number of countries (in Indonesia and other). On the other hand, other countries, willing to attract companies or to provide favourable conditions for domestic market growth set up clauses tying potential supplies to the domestic market to market value set up by alternative fuels (HFO).

Also, specific clauses in new contracts tend to recognize specific time constraints on gas projects, increasing time relief between declaration of commerciality and commencement of development, up to 5 or 10 years.

In some cases (Indonesia, Egypt), profit hydrocarbon split is more favourable for the contractor in case of a gas development.

Egypt case history for gas

Changes that have taken place in Egypt are a good illustration of improved gas terms in order to encourage companies to proceed with gas development projects for the local market, reduce dependence on oil and release it for export.

Profit "gas" split has been lowered to 75% state / 25% company (80-20% previously, with profit oil split in the range of 80-90% state / 20-10% company). Prior to 1986 all discovered gas deposits were reserved to the State entity EGPC with the aim of establishing a "National Gas Reserve" of 12 TCF.

Other gas clauses, of particular significance, now provide for an undertaking by EGPC to find adequate local markets to absorb the natural gas produced (both associated and non-associated) and to "take-or-pay" for up to 75% of the contractual gas volume. The reference price for natural gas is fuel oil on a BTU equivalence basis (50% low sulfur, 50% high sulfur) less 15%. The discount takes into consideration the cost of marketing and transporting the gas to the final customer. Gas delivery is at an agreed point on the national gas pipeline grid system established by the government.

The result of these new clauses has been, as in the UK, a revival of a specific gas exploration activities.

4. PETROLEUM COMPANIES INVOLVEMENT IN DOWNSTREAM GAS ACTIVITIES

Most major petroleum companies have interests in the transport and marketing activities for gas, tied to their producing operations. This is pure recognition of the above mentioned interrelation, closer than elsewhere, between the upstream and downstream. By these means, they also significantly contribute to the heavy investments needs in these sectors.

Some examples illustrate this latter point.

The Troll/Sleipner/Zeepipe project in the Norwegian sector of the North Sea will cover huge gas pipeline deliveries to Continental Europe and Belgian coast. Total cost of the project, at 1987 prices, is estimated at 9 billion \$, including deep offshore development at Troll and Sleipner. The 38 to 40" pipeline will cover a 1100 km distance with a final capacity of some 15 Bm³/year, at a cost exceeding 2 B\$. The project should be completed by 1996-97.

Companies involved in the producing operations will also be partners of the Zeepipe; Statoil, the Norwegian state entity will hold a 60% share with also participation from Shell, Norsk Hydro, Exxon, Saga, Mobil, Elf, Total, and Conoco. The pipe will operate as a joint venture charging a tariff rate to its users. The consortium of European buyers will include German gas distributors, the Belgian Distrigaz, the Dutch company Gasunie, Gas de France and others (Spain, Austria).

A typical LNG project (2 million tons/year or 2.8 Mcum/year) in South East Asia, aiming at exports to Japan should require a total chain investment of some 2 billion \$ of which 1.7 for liquefaction, shipping and receiving (regasification) facilities.

International companies have major gas transmission and LNG interests spread over the world and generally tied to their producing interests. In a number of cases, these interests are through joint ventures with governments and state entities.

In the North Sea, all major operators (Shell, Esso, BP, Elf, Total, Mobil and others) participate in the gas transportation facilities to the UK shore or to Continental Europe, with major landing points in Germany and Belgium. Most LNG operations, with the exception of those in Algeria and Libya, also involve sizeable participation by private groups.

Private groups hold interests in the gas marketing activity, in Western Europe. In the Netherlands, both Esso and Shell have a 25% participation in Gasunie (50% government) which transports and markets the bulk of the gas produced in the country, and exports gas to other European countries. Shell, Esso, BP, and Mobil have major shares of Rurhgas, which markets nearly 80% of the gas in the country (respective shares 15%, 15%, 25% and 7.4%). Both Esso and Shell (50/50 each) control BEB, another major gas marketer, (also gas producer) and own shares in Thyssengas (25% Shell, 25% Esso).

Shell has also a 17% interest in Distrigaz, the main gas marketer in Belgium.

All major companies (Shell, Esso, Mobil, BP and others) now participate in direct sales to industrial and power station customers in the UK. Both Elf and Total also sell gas to industrial customers in France, through joint-ventures with Gaz de France.

5. SUMMARY AND CONCLUSIONS

In summary, natural gas is playing an increasing role in companies activities. This is shown in the attached figure 8. The gas share in the activities will continue to grow significantly in the years to come with major gas reserves finding their way into the market.

Considering the business framework as described and putting together specific comments scattered over the previous chapters, it can be expected that petroleum companies policies and objectives in the gas business be along the following lines:

1. While acknowledging the gas high resource potential and the business opportunities that this will offer in the future, these policies and objectives will largely be within the framework of those for hydrocarbon exploration and production as a whole.

Then, the geological hydrocarbon potential will be a key parameter.

Specific gas policies would only take place for high gas potential areas at reasonable distance from market with gas projects aiming at exports, and for mature gas prone areas with small to medium size discoveries suitable for supply to the domestic market.

2. Gas pricing policies will be a key parameter especially for the supply to domestic markets. Due consideration should be given to exchange rate problems. Large gas export projects will deal with free market conditions with market values set by reference to alternative fuels.
3. Producing costs, largely tied to field size, and potential transport cost to export points will also be closely considered.
4. Tax terms should be commensurate with resource potential and projected costs, and provide proper flexibility for depressed price conditions. Companies will seek other contractual conditions reflecting the specific constraints of the gas business, with appropriate time allowed to assess and develop potential commercial discoveries. Government participation will also be considered.
5. Acknowledging the rigid tie between upstream and downstream activities, and the high cost, capital intensive character of transportation schemes over long distances, most petroleum companies will be willing to enter into transportation and marketing activities, as required. They have the technical knowledge, the marketing skills and the financial capability required for this involvement.

Above all, companies will be seeking a reasonable return on their operations, commensurate with the risk involved; they would not expect "windfall" profits; conversely, they would expect open minded governments attitudes in depressed times. Both concession arrangements and production sharing contracts provide the proper grounds for companies to work in close cooperation with governments and state entities; they understand different views and goals from the latter but would expect them to take a realistic stand.

PETROLEUM AGREEMENT STRUCTURES

(1) Production concessions

Licensee : has title to hydrocarbon production
: conducts exploration and production activities and owns facilities
: pays royalty, corporate tax and other special petroleum levies to government.

(2) Production sharing contract

- GVT assigns petroleum rights to state entities which employ "contractors" to conduct operations and provide the necessary funds for exploration, development and production
- GVT/State entities are owners of production and facilities
- Company ("Contractor") takes a share of production to recover its costs ("cost oil") and earn profit (share of "profit oil" on top of cost oil).

(3) Risk sharing contract

- As above, but
- Company/"Contractor" recovers costs and earns profit in terms of money (value of production)

(4) Pure service contract

Company : Conducts operations for GVT account only providing technical and managerial services
Receives a "fee" in return.

OIL & GAS RESERVES OF PETROLEUM COMPANIES

FIGURE 1



FIGURES)

OIL & GAS RESERVES OF

OIL & GAS PRODUCTION OF PETROLEUM COMPANIES

FIGURE 2

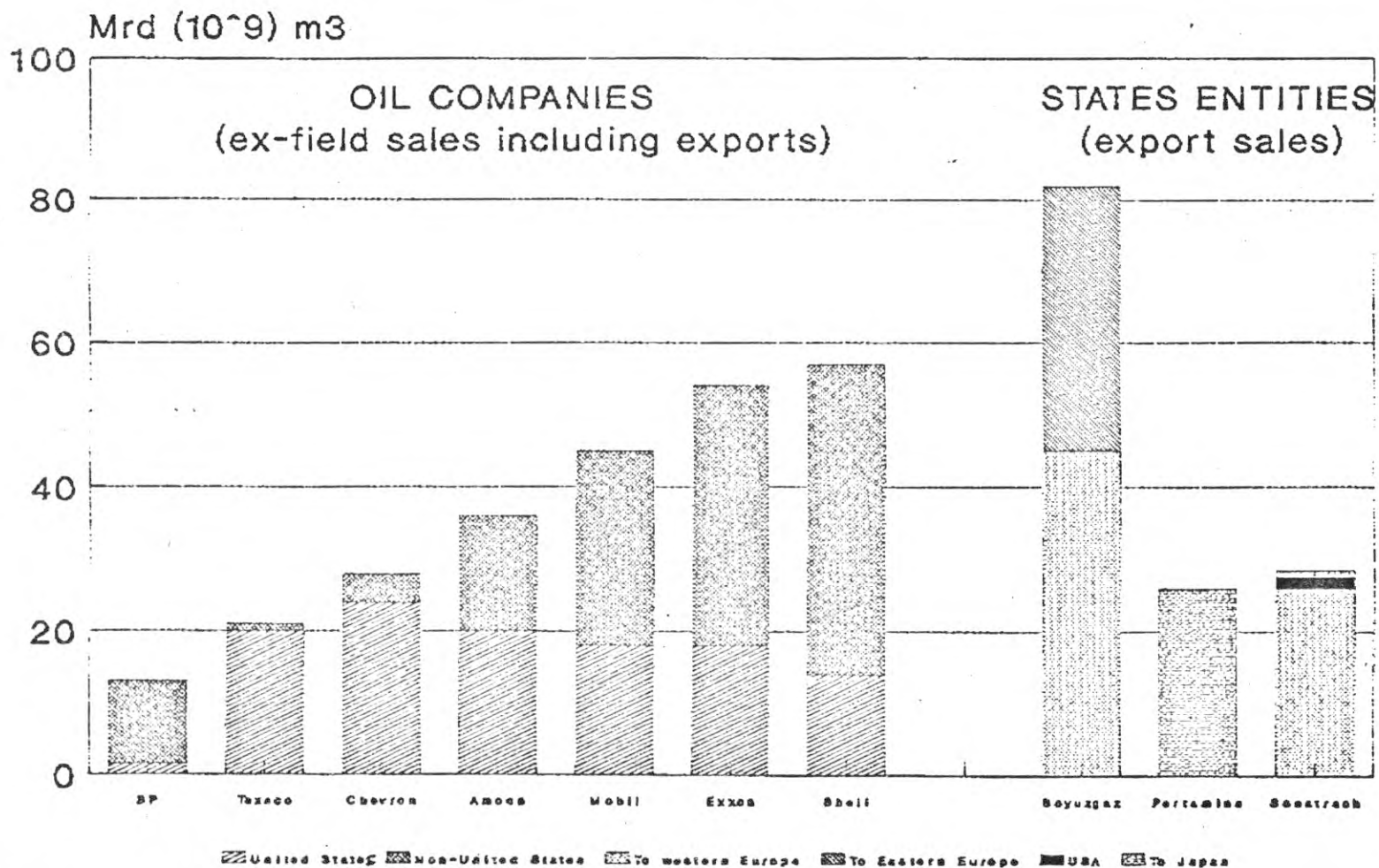


(1989 FIGURES)

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

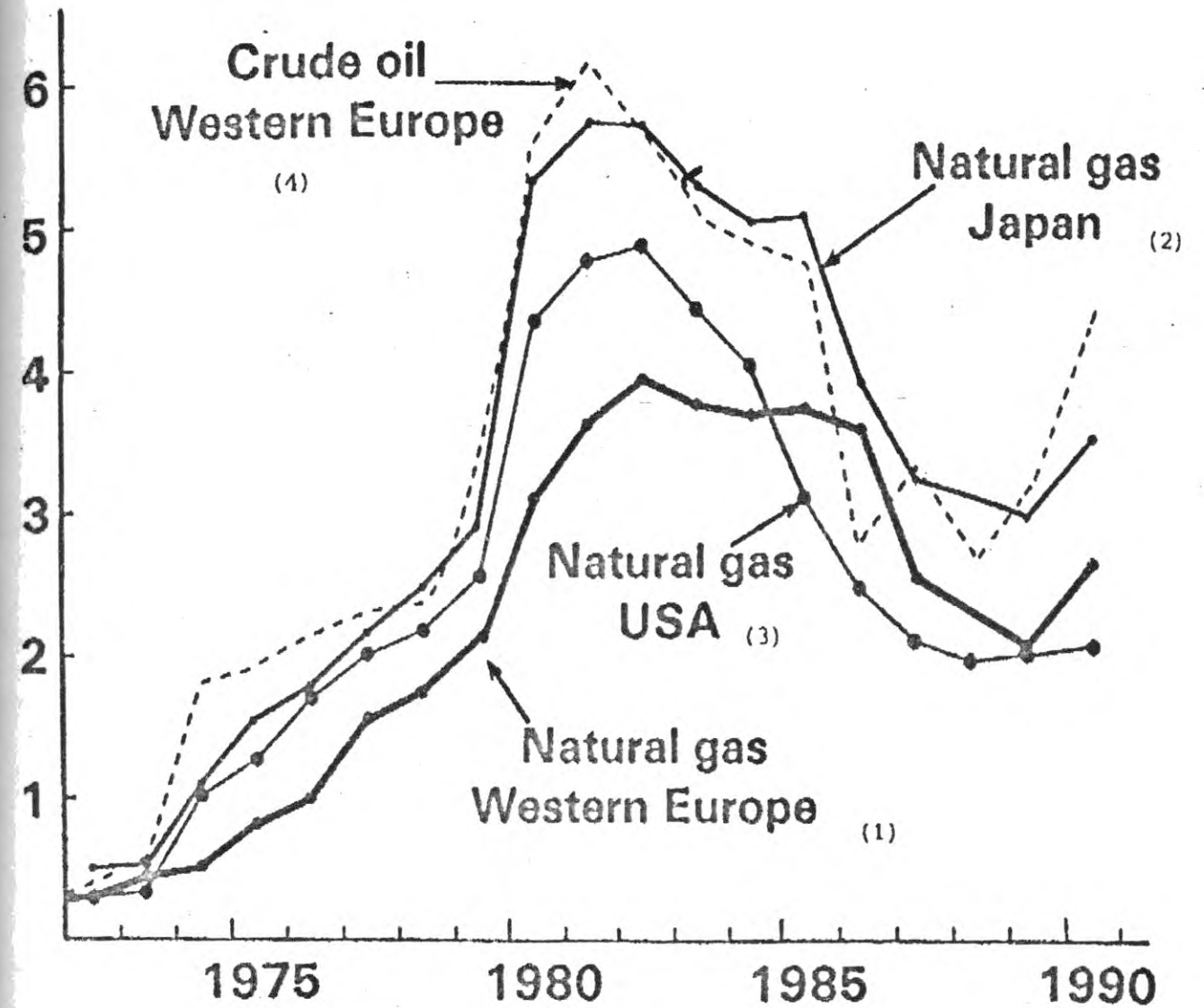
Principal producers / traders of natural gas 1989

FIGURE 3



ON MAJOR INTERNATIONAL MARKETS

\$ / Million Btu
(annual average)



- (1) Average border prices
- (2) LNG imports - CIF
- (3) Canadian Imports
- (4) Crude imports - CIF - Average BEC

Figure 5

NETBACK MECHANISM

Reference crude price 20\$/B with 1 bbl = 5.8 MBTU

All figures in \$/MBTU

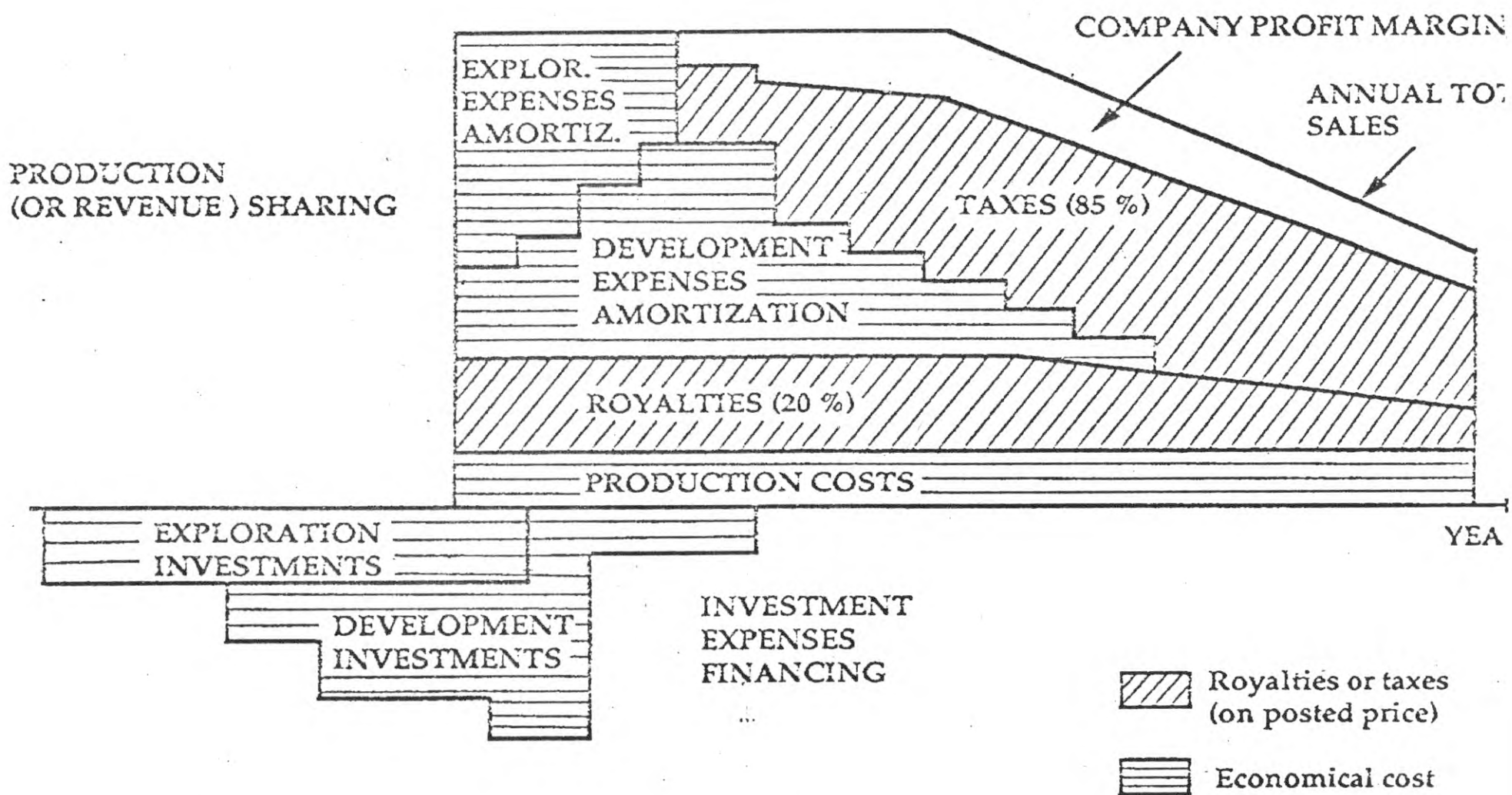
	Mature area North Sea	LNG Project
Gas value CIF consuming country*	3.5	3.5
- Regasification cost	-	(0.6)
- LNG transport	-	(0.9 - 1.5)
- Liquefaction cost	-	(1.0 - 1.3)
Net back FOB producing area	3.5	1.0 to 0.1
- Transport to coast	(0.50)	(0.10)
Net back well head	3.0	0.7 to 0 about 0.4 average
eq. to \$/B	17.4	2.3

NB : Netback well head is to cover (1) full technical cost, (2) taxes, and (3) profit margin

* Based on price at parity with alternative fuels.

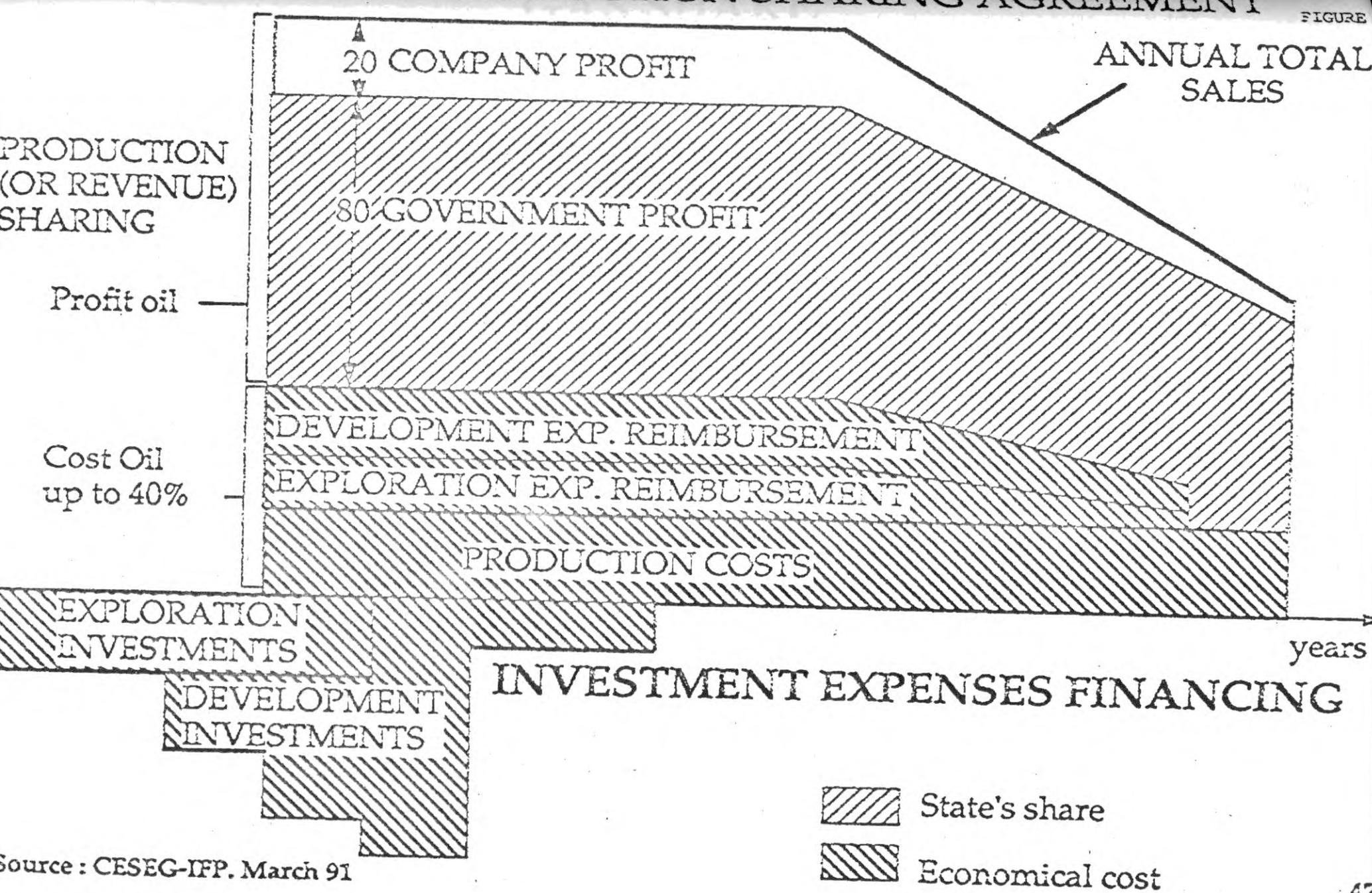
STANDARD CONCESSION AGREEMENT

FIGURE 6



STANDARD PRODUCTION SHARING AGREEMENT

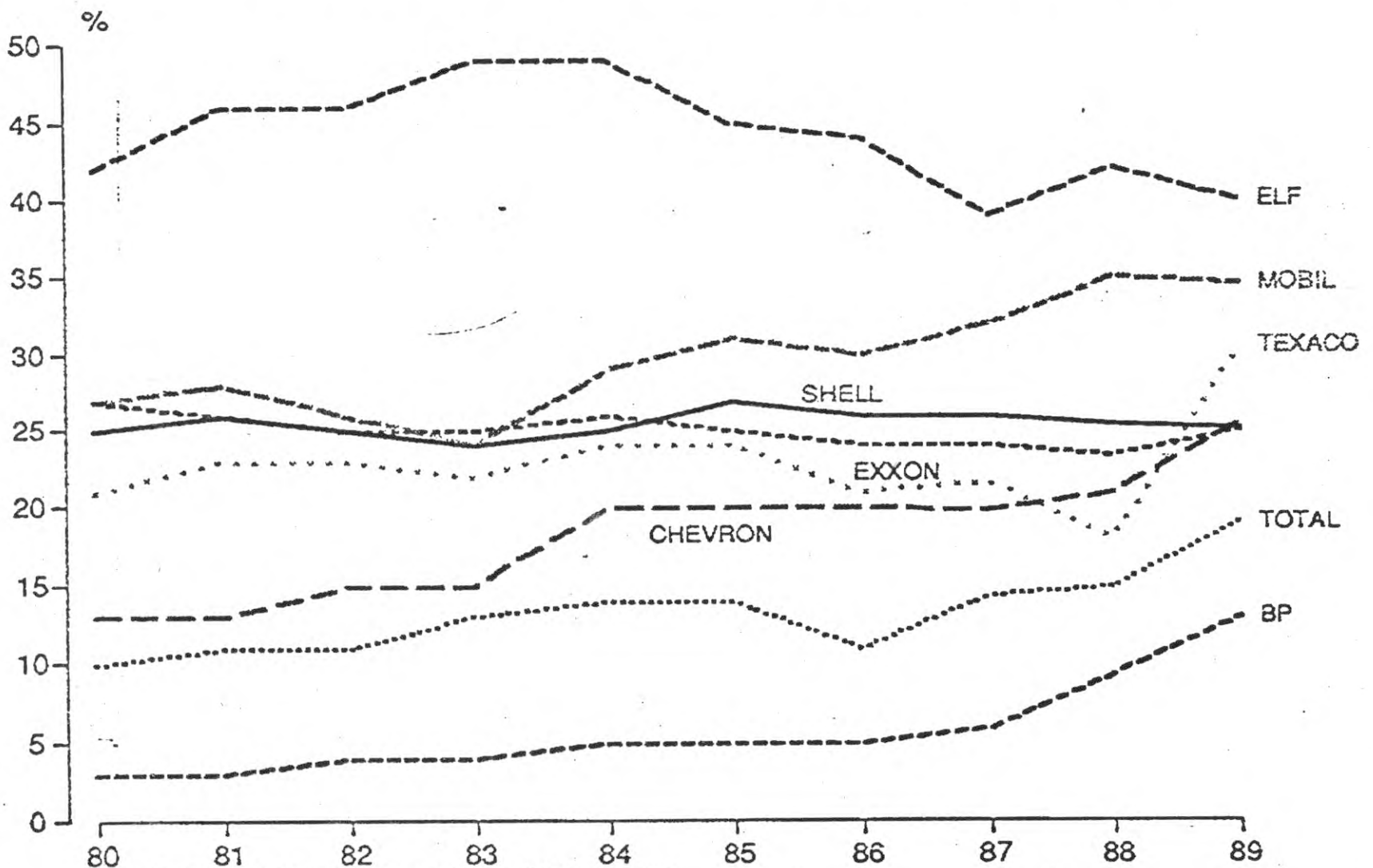
FIGURE



Source : CESEG-IFP. March 91

GAS SHARE* IN COMPANIES OPERATIONS

FIGURE 8



SOURCE : CESEG - IFP from TOTAL-CFP. April 91

$$*SHARE = \frac{GAS}{GAS + OIL (1/3 PRO + 1/3 REF + 1/3 MK)}$$

ADDITIONAL INFORMATION

TABLES 1 TO 4

Table 1
THE WORLD'S TOP COMPANIES
PRIVATE GROUPS - 1989 Figures

COMPANY RANKING *	COUNTRY	PRODUCTION VOLUMES		GAS SHARE IN PROD. %
		LIQUIDS (kb/d)	GAS (kboe/d)**	
1. RD/SHELL	NETH/UK	1852	978	35
2. EXXON	USA	1804	898	34
3. MOBIL	USA	761	757	50
4. CHEVRON	USA	949	457	33
5. B.P	UK	1412	218	14
6. AMOCO	USA	811	584	42
7. TEXACO	USA	833	373	31
8. ENI	ITA	432	281	40
9. TOTAL/CFP	FRA	370	135	27
10. ARCO	USA	732	283	28
11. ELF	FRA	519	257	34
12. CONOCO	USA	348	181	35
13. MARATHON	USA	208	200	49
14. UNOCAL	USA	260	220	46
15. PHILLIPS	USA	382	214	36

* Ranking based on total revenues

** 1 bbl = 6000 SCFT

AFTER PIW

Table 2
THE WORLD'S TOP COMPANIES - GAS RESERVES
PRIVATE GROUPS AND STATE ENTITIES - 1989 FIGURES

COMPANY RANKING	COUNTRY	STATE OWNED	GAS RESERVES	
			MBOE	TCF
1. NIOC	IRAN	X	100,058	600.3
2. ARAMCO	S.ARAMCO	X	30,723	184.3
3. OGPC	QATAR	X	27,183	163.1
4. ADNOC	UAE	X	21,400	128.4
5. SONATRACH	ALGERIA	X	19,129	114.8
6. NIOC	IRAN	X	18,334	110.0
7. PDV	VENEZ	X	17,780	106.7
8. PEMEX	MEX	X	12,124	72.7
9. NNPC	NIGERIA	X	9,181	55.1
10. PERTAMINA	INDONESIA	X	9,039	54.2
11. KPC	KUWAIT	X	8,064	48.4
12. EXXON	USA		6,973	41.8
13. RD/SHELL	NETH/UK		6,726	40.4
14. LNOC	LIBYA	X	6,449	38.7
15. PETRONAS	MALAYSIA	X	5,683	34.1
16. ONGC	INDIA	X	4,014	24.1

AFTER PIW

Table 3
THE WORLD'S TOP COMPANIES - GAS PRODUCTION
PRIVATE GROUPS AND STATE ENTITIES - 1989 FIGURES

COMPANY RANKING	COUNTRY	STATE OWNED	GAS PRODUCTION	
			KBOE/D	MCFT/D
1. RD/SHELL	NETH/UK		978	5868
2. EXXON	USA		898	5388
3. SONATRACH	ALGERIA	X	780	4680
4. MOBIL	USA		757	4542
5. AMOCO	USA		584	3504
6. ARAMCO	S.ARABIA	X	480	2880
7. CHEVRON	USA		457	2742
8. PERTAMINA	INDON	X	429	2574
9. PEMEX	MEX	X	423	2538
10. TEXACO	USA		373	2238
11. NIOC	IRAN	X	358	2148
12. PDV	VEN	X	301	1806
13. ARCO	USA		283	1698
14. ENI	ITAL	X	281	1686
15. YPF	ARG	X	279	1674
16. ELF	FRA		257	1542

AFTER PIW

Table 4.2 Description of existing liquefaction plants

PLANT NAME (Country)	OWNER	START UP DATE	CAPACITY Mtons	NUMBER OF TRAINS	ANNUAL CAPACITY (Design) M/year	GAS FIELDS	PROCESS LICENSED process	CAPACITY OF STORAGE TANKS	RECEIVING COUNTRIES
ARFÈW CLAZ Algeria	Sonatrach	October 1964		3	C4 15 000 t/y	Hassi Rfaïel	Techimp (France) Prechard (U.S.) Conventional cascade pro- cess (3 refrigerating fluids: propane, ethylene and me- thane)	71,000 cm ³ above ground tanks 3 x 11,000 cm ³ in ground tank 1 x 33,000 cm ³	United Kingdom France Spain
KENAI United States (Alaska)	Phillips 70% Marathon 30%	October 1969		2	1.1	North Cook inlet Kenai	Bachtel Conventional cascade pro- cess with 2 refrigerating fluids	168,000 cm ³ above ground tanks 3 x 36,000 cm ³	Japan
MANISA EL BREGA Libya	NOC (Sino Co. Co.)	April 1970		4	3.2	Zakem, Raouga (associated gas) Maghla (non associated gas)	Escon, Bachtel, Sharping Air Products and Chemicals (APC); Multi component refri- gerant cycle	96,000 cm ³ above ground tanks 2 x 48,000 cm ³	Italy Spain
LUNUT Sudan	Bureau LNG SB Sudair 50% Shell 25% Mitsubishi 25%	December 1972		5	6.3	Soum West Amal Champion Fairy and others	Procon Inc. Japan Gasoline Co. APC; Multi component refri- gerant cycle Propane precooled	182,000 cm ³ above ground tanks 3 x 60,000 cm ³	Japan
SKIDA OUK PHASE I Algeria	Sonatrach	December 1972		3	C2 189 000 t/y C3 180 000 t/y C4 85 000 t/y	Hassi Rfaïel	Techimp Technip/Air Liquide (TEAL) Mixed refrigerant cycle	112,000 cm ³ above ground tanks 2 x 56,000 cm ³	France Spain United States
DAS ISLAND Abu Dhabi	Abu Dhabi Gas Liq. Co. (ADGAS) ADNOC 51% BP 16.5% CFP 8.2% Mitsui 22.05% Mitsui 22.05% Mitsui 22.05%	April 1977		2	C3 663 000 t/y C4 424 000 t/y C5-220 000 t/y	Umm Shaïk, Zakum, El Bundeif (associated gas)	Bachtel, Cryoda APC; Multi component refri- gerant cycle Propane precooled	980,000 cm ³ above ground tanks 2 x 150,000 cm ³ 6 x 80,000 cm ³ 4 x 50,000 cm ³	Japan
BONTANG (Badak) (1) Indonesia	Pertamina Operator PT Badak NGL Co. Pertamina 55% Mitsui 30% Jaco 15%	August 1977		2	4.3	Badak, Karam, Tunu, Tanjung, Harau, Sembakab and Ataka	Bachtel APC; Multi component refri- gerant cycle Propane precooled	380,000 cm ³ above ground tanks 4 x 95,000 cm ³	Japan

Table 4 continued

PLANT NAME (Country)	OWNER	START UP DATE	CAPACITY Mcm/d	NUMBER OF TRAINS	ANNUAL CAPACITY (Design) Mt/year	GAS FIELDS	PROCESS LICENSOR process	CAPACITY OF STORAGE TANKS	RECEIVING COUNTRIES
ARUN (1) Phase III Indonesia	Pertamina	October 1988	8	1	1.5	Arun	Japan Gasoline Co and C. Zon Co APCI: Multi component refri- gerant cycle Propane precooled	(no additional tanks)	South Korea
BURRUP NORTH WEST SHELF Australia	Woodside LNG (2)	June 1989 (1st train) October 1989 (2nd train)		2 (3)	4	North Rankin other fields to follow, from North Goodwyn, Goodwyn, Angel and possibly others	J.G.C. - Kellogg Raymond Engineering Corp. APCI air-cooled technology	260,000 cm 4 tanks 4 x 65,000 cm	Japan
BONTANG (Sadak) (1) Phase III (Train E) Indonesia	Pertamina	December 1989	6	1	2.3 LPG: 454 000 t/y	Tampora, Tunu	Ciyoda Corp. and Mitsubishi Corp. APCI: Multi component refri- gerant cycle Propane precooled	(no additional tanks)	Taiwan

(1) Since October 1988, LPG are extracted from the Bontang facility (0.35 Mt/year) and since June 1988, LPG are extracted from the Arun facility (1.6 Mt/year).

(2) Woodside LNG = Woodside Petroleum: 1/6, BHP Petroleum Pty: 1/6, BP Development Australia: 1/6, California Asiatic Oil: 1/6, Japan Australia LNG (Mimi) Pty: 1/6 and Shell Dvt: 1/6.

(3) Third train is due for completion in the first half of 1993, bringing the total capacity of the project to 6 Mt/year.

PLANT NAME (Country)	OWNER	START UP DATE	CAPACITY Mcu/d	NUMBER OF TRAINS	ANNUAL CAPACITY (Design) M/year	GAS FIELDS	PROCESS LICENSED process	CAPACITY OF STORAGE TANKS	RECEIVING COUNTRIES
ARUN (I) Indonesia	Paramina	October 1978	24	3	4.5	Arun	Bechtel APCI: Multi component refn- gasant cycle Propane precooled	508,000 cu above ground tanks 4 x 127,000 cu	Japan
ARUN (II) Indonesia	Paramina	November 1983 and March 1984	16	2	3	Arun	Onyoda, Chemical APCI: Multi component refn- gasant cycle Propane precooled	127,000 cu above ground tank (in addition to Arun I tanks)	Japan
BONTANG (Badau) (I) Indonesia	Paramina	August and October 1983	14	2	4.3	Badau Niam and associated gas (Niam, Bekapai, Ataka)	Bechtel APCI: Multi component refn- gasant cycle Propane precooled	127,000 cu above ground tank (in addition to Bontang I tanks)	Japan
BINTULU Malaysia	Malaysia LNG Co. Sarawak state government 5% Share: 17.5% Petronas: 60%	January 1983	40 (a)	3	7.5	Various fields in the Central Luconia basin (E-11, F-23, F-6)	Japan Gasoline Co. Kogyo, SPM APCI: Multi component refn- gasant cycle Propane precooled	260,000 cu semi-buried tanks 4 x 65,000 cu	Japan
SKINDA GLK Phase II Algeria	Sonatrach	1981	18	3	3.3 C2 172 000 t/y C3 164 000 t/y C4 130 000 t/y	Hassi R'Mel	Pichon, Puyman, Kioyog APCI Mixed refrigerant cycle	156,000 cu above ground tanks 2 x 70,000 cu 1 x 56,000 cu	France Spain
ARZEW GL2Z (ex Arzew GNL2) Algeria	Sonatrach	July 1981	29.5	6	8.2 C3 380 000 t/y C4 330 000 t/y	Hassi R'Mel	Puyman, Kioyog APCI: Multi component refn- gasant cycle Propane precooled	300,000 cu above ground tanks 5 x 100,000 cu	France Belgium
ARUN (I) Indonesia	Paramina Operator: PT Arun NGL Co Paramina: 55% Moco: 30% Jaco: 15%	October 1978	24	3	4.5	Arun	Bechtel APCI: Multi component refn- gasant cycle Propane precooled	508,000 cu above ground tanks 4 x 127,000 cu	Japan
ARZEW GL1Z (ex Arzew GNL 1) Algeria	Sonatrach	February 1978	29.5	6	8.2	Hassi R'Mel	Chemico, Bechtel APCI: Multi component refn- gasant cycle Propane precooled	300,000 cu above ground tanks 3 x 100,000 cu	United States Spain

Table 4 continued

Presentación de Edgar Buzzalino - Colombia
6 de diciembre de 1991

"Estrategias para el transporte de gas natural"

Diapositiva 1: Introducción

- Buenas tardes señoras y señores. Mi nombre es Edgar Buzzalino, de Novacorp International, empresa subsidiaria de NOVA Corporation of Alberta. Les agradezco la oportunidad de participar de este Seminario, donde trataré las distintas estrategias para el transporte del gas natural.
- Durante mi presentación tendré la oportunidad de resaltar el valor estratégico de una correcta red de transmisión de gas natural. Para abordar el tema desarrollaré el crecimiento de la red de NOVA como modelo, esperando que la experiencia de nuestro sistema les resulte de utilidad para construir una red de transmisión de gas natural en Colombia.
- Como primera medida, permitanme poner a Canadá, más precisamente la provincia de Alberta y a mi empresa en perspectiva.

Diapositiva 2: Ubicación geográfica de Canadá y Alberta

- Canadá está ubicado en América del Norte, limitando con los Estados Unidos. Es el segundo país del mundo en tamaño, con una superficie total de casi 10 millones de kilómetros cuadrados.
- La población de Canadá es de aproximadamente 26,2 millones de habitantes, concentrada en su mayoría en centros urbanos de la costa Este a la costa Oeste. Esto representa aproximadamente un 80 % de la población de Colombia (32,6 millones de habitantes).

Diapositiva 3: Tamaños relativos de Alberta y Colombia

- La provincia de Alberta está situada al Oeste de Canadá, y cuenta con una superficie de 661.000 kilómetros cuadrados. Esto representa aproximadamente la mitad de la superficie de Colombia, que es de 1.140.000 kilómetros cuadrados.
- Los principales inconvenientes encontrados en el desarrollo de la red canadiense son el tamaño del país y el hecho de que el transporte deba atravesar fronteras provinciales.

Diapositiva 4: La demanda energética en Canadá

- El gas natural es un importante componente del campo energético canadiense. Esta fuente provee un 24 % de la demanda total de energía.
- En el mercado de usuarios o mercado secundario, el gas natural representa el 31 % de la demanda total. Es el segundo en orden de importancia, después del petróleo, que representa un 40 % de la demanda total.
- El gas natural es la energía predominante para uso domiciliario, comercial e industrial; sólo en el sector del transporte el petróleo es más utilizado.

Diapositiva 5: La importancia del gas natural canadiense

- La producción total de gas natural canadiense ascendió a 99.100 millones de metros cúbicos en 1990.
- Esta producción representa para las empresas productoras 5.400 millones de dólares canadienses (unos 4.700 millones de dólares americanos).
- De esta producción total, unos 39.600 millones de metros cúbicos son exportados a los Estados Unidos, proveyendo ingresos por exportación para Canadá de 3.300 millones de dólares canadienses (unos 2.900 millones de dólares americanos).
- Los 59.500 millones de metros cúbicos restantes, que representan aproximadamente 6.900 millones de dólares, son utilizados para el consumo doméstico canadiense.
- La industria del gas natural es un importante generador de empleo en Canadá. La industria de la extracción de crudo y de gas natural emplea aproximadamente 35.000 personas. Alrededor de 7.900 personas están empleadas en el transporte de gas natural y unas 15.600 en las empresas de servicios domiciliarios.

Diapositiva 6: El mercado del gas natural en Alberta

- La provincia de Alberta produce la mayor cantidad de petróleo y gas natural en el país, esto representa un 85 % de la producción total.
- El gráfico nos indica los tres principales mercados dónde los productores de Alberta comercializan su gas.
- La provincia de Alberta es la principal proveedora de gas natural a los Estados Unidos, con cinco gasoductos de gran diámetro conectados a diversos mercados regionales estadounidenses.
- Alberta también provee la mayoría del gas natural utilizado en las provincias del Este de Canadá. Estos mercados están abastecidos por el sistema de la empresa TransCanada Pipelines, que cuenta con el equivalente de cuatro gasoductos de gran diámetro conectados en paralelo.
- El sistema de NOVA suministra todo el gas natural consumido en la provincia y el que se exporta.
- Alberta es también un gran consumidor de gas natural. El gas natural provee virtualmente toda la energía utilizada en los sectores domiciliario y comercial.
- Aproximadamente dos tercios de la energía utilizada en forma industrial proviene del gas natural.
- El uso de energía eléctrica en la industria alcanza solamente el 20 % del consumo total de energía industrial, mientras que los refinados del petróleo alcanzan representa un 13 %.

Diapositiva 7: El potencial del gas natural canadiense

- Si consideramos al gas natural como una fuente de energía básica, resulta claro que su potencial es considerable.
- Virtualmente toda la producción de la zona occidental de Canadá proviene de los yacimientos en la cuenca de la zona central de Alberta.
- Esta cuenca ha producido grandes cantidades de gas natural por más de 30 años. Sin embargo sólo ha producido aproximadamente la tercera parte de su capacidad total de cerca de 5,7 billones de metros cúbicos.
- Otra tercera parte de la capacidad total está almacenada en reservas ciertas. Estas reservas de 1,9 billones de metros cúbicos son suficientes para unos 20 años a niveles de producción de 1989, que son de 96.300 millones de metros cúbicos.
- La restante tercera parte no está localizada. La exploración y el desarrollo de perforaciones continua en el Oeste de Canadá, y se espera que las reservas que se encuentren sustituirán una gran parte del consumo con posterioridad al año 2000.
- Además de las reservas del Oeste de Canadá, podemos encontrar otras zonas cuyo potencial es importante a pesar de haber sido ligeramente exploradas. Las reservas halladas en estas zonas han sido muy significativas. Estas nuevas zonas, así como la zona occidental de Canadá asegurarán el futuro del gas natural en Canadá.

Diapositiva 8: Principales sistemas de recolección y transmisión de gas natural

- Podemos encontrar en Canadá tres gasoductos y un oleoducto troncales.
- La presencia de mercados de exportación ha ayudado al desarrollo de los sistemas de transmisión en Canadá.

Diapositiva 9: El sistema de NOVA

- Me gustaría ahora explicar como el sistema de NOVA está relacionado con la industria energética de Alberta y Canadá.

Diapositiva 10: La casa central de NOVA

- NOVA es una importante empresa canadiense, que opera internacionalmente desde sus oficinas en Calgary, Alberta.
- NOVA fue creada en 1954, a través de legislación especial introducida en el parlamento de Alberta, con la misión de construir y operar en la provincia su propio sistema de transmisión de gas natural. Desde entonces se ha expandido a otras áreas. Cabe resaltar los siguientes aspectos de la empresa:
 - fue creada por ley
 - las acciones estuvieron en manos privadas desde un principio
 - su misión principal es la transmisión de gas natural en Alberta
- El transporte de gas natural a través gasoductos constituyó la única actividad de la empresa hasta 1972.

Diapositiva 11: Actividades de NOVA

- Las actividades de NOVA comprenden:
 - plantas petroquímicas y de plásticos
 - gasoductos y ventas de gas natural
 - servicios de consultoría relacionados con estas disciplinas
- Las acciones de NOVA se encuentran muy distribuidas entre los accionistas, y se cotizan en las bolsas de Toronto, Montreal, Alberta, Nueva York, Londres y Suiza.
- En 1990, los ingresos brutos de NOVA ascendieron a 4.700 millones de dólares, con un ingreso neto de 185 millones y bienes de 7.000 millones. Actualmente NOVA cuenta con 10.000 empleados.

Diapositiva 12: Organización de NOVA

- El gráfico nos muestra la organización de NOVA.

Diapositiva 13: Los gasoductos

- Si consideramos el volumen de gas natural transportado por NOVA, nuestra empresa está ubicada entre las primeras seis en América del Norte.

Diapositiva 14: La petroquímica y los plásticos

- NOVA tiene participación en las industrias petroquímicas y de los plásticos. Estas empresas están consideradas entre las líderes en América del Norte. Las plantas de NOVA están estratégicamente ubicadas para abastecer los mercados de Canadá, Estados Unidos y los países de la cuenca del Pacífico.

Dispositiva 15: Los gasoductos

- Como pueden apreciar, los gasoductos representan un importante sector productivo de nuestra empresa. A continuación describiré los beneficios del desarrollo de gasoductos.

Diapositiva 16: Beneficios de los gasoductos

- Los sistemas de gasoductos, oleoductos y poliductos representan, sin lugar a dudas, el mejor método para la transmisión de gas natural, petróleo y otros líquidos desde el punto de vista económico, de seguridad y de preservación del medio.
- Los costos de transmisión, medidos en centavos por tonelada/kilometro por unidad de energía, son más bajos en un gasoducto u oleoducto que en cualquier otro método de transmisión, ya sea ferroviario o a través de camiones.
- Desde el punto de vista operativo, un sistema de gasoductos correctamente diseñado brinda prestaciones con alto grado de confiabilidad tanto para el público como para los operadores técnicos. Como prueba de este alto grado de seguridad, la división de transmisión de gas de NOVA (Alberta Gas Transmission Division) superó un millón de horas-hombre de trabajo en 1990 sin un solo accidente de trabajo. Este mismo récord se había obtenido en 1989. Estas cifras son excepcionalmente bajas y representan un alto grado de confiabilidad operativa.

La construcción de gasoductos no altera ni el terreno, ni la irrigación, ni la flora y fauna autóctonas. En otras palabras, el impacto de estas instalaciones en el medio ambiente y la población es mínimo.

- Durante la construcción de gasoductos, las distintas capas de tierra que han sido removidas se reemplazan en el orden correcto, incluyendo la capa superior de tierra fértil. Esta diapositiva muestra la ruta de un gasoducto durante su construcción.

Diapositiva 18: Ruta del gasoducto después de construido

- Esta diapositiva nos muestra la ruta del gasoducto una vez finalizada la construcción. Es posible caminar sobre la ruta del gasoducto sin poder percibir que un metro debajo de la superficie se encuentra el gasoducto.
- Son pocas las instalaciones sobre la superficie, tales como estaciones y válvulas, y rara vez presentan inconvenientes.

Diapositiva 19: Una oficina de NOVA en una pequeña población

- Se considera a la construcción de un gasoducto como una de las maneras más prácticas para que una región o país pueda acceder a los mercados del gas natural.
- Crear una empresa propietaria de gasoductos es crear una empresa con una larga y exitosa trayectoria. Para ello es necesario que podamos encontrar materia prima, en este caso, gas natural, creando la necesidad de la transmisión.
- Los gasoductos son una fuente de trabajo para habitantes de la localidad, y tienden al establecimiento de otras industrias, como la petroquímica.
- Un sistema de gasoductos contribuye a la economía de la región o del país, a través de su contribución fiscal.
- La división de transmisión de gas de NOVA (AGTD) está representada en casi todas las municipalidades y distritos de la provincia de Alberta.

Diapositiva 20: Consideraciones respecto a la propiedad y el servicio de líneas

- Una infraestructura con una única empresa propietaria del gasoducto puede satisfacer la demanda de diversos productores y consumidores de gas a lo largo del gasoducto.
- Una única red de gasoductos es eficiente para los cientos de transacciones que se efectúan y puede atender las necesidades en forma dinámica.
- Puede minimizar los costos de transmisión, al consolidar todos los pedidos de servicio.
- Puede proveer un servicio de medida de caudal ideal, tanto en los puntos de entrada como en los de salida.
- Permite que los productores inviertan el capital en sus actividades principales: exploración y refinamiento del producto, en vez de asignar fondos a la construcción de líneas de transmisión.
- Una empresa propietaria de líneas de transmisión tiene mejor acceso a capitales de inversión que los productores en forma individual.
- El costo asociado al uso del sistema de transmisión puede ser regulado en la región donde el producto es extraído y consumido. Todos los productores reciben un trato equitativo.

Diapositiva 21: El descubrimiento de petróleo en Turner Valley

- Podemos encontrar muchos ejemplos que nos muestran como oleoductos y gasoductos mejoran las economías regionales: British Gas, Tenneco y por supuesto NOVA.
- Cada ejemplo ha dejado experiencia en el mejor conocimiento de mercados internacionales y ha sido el punto de partida de otros desarrollos.
- Explicaré a continuación como NOVA se ha beneficiado desarrollando una red de gasoductos y se ha convertido en una empresa reconocida en forma internacional.
- La historia de NOVA comienza con el descubrimiento de grandes yacimientos petrolíferos en Turner Valley, Alberta, en 1914, seguido por otros en Leduc, Alberta, en 1946. Estos yacimientos no sólo contenían petróleo: sino que también un alto contenido de gas natural.
- Luego de finalizar los estudios que mostraban que la provincia tenía un gran excedente de gas natural, el gobierno autorizó exportaciones.

Diapositiva 22: La Ley que origina a NOVA

- El 8 de abril de 1954, por ley especial promulgada por la Cámara Legislativa de la provincia de Alberta, NOVA fue creada con la misión y el derecho de construir, ser propietaria y operar una red de gasoductos en la provincia de Alberta.
- NOVA comenzó a transmitir gas natural en 1957, en ese entonces con el nombre de Alberta Gas Trunk Line Company.
- Con el objeto de financiar la construcción de gasoductos, NOVA vendió acciones a los residentes de Alberta. Actualmente las acciones de NOVA están en manos de muchos accionistas minoritarios, de los cuales el 90 % son canadienses.

Diapositiva 23: La red original

- Este mapa nos muestra las primeras etapas del sistema de transmisión a la zona Este de Canadá.
- En el año 1961, luego de una ambiciosa etapa de construcción, el sistema occidental de NOVA fué puesto en servicio. Con esto se duplicó la capacidad del sistema y se agregaron conexiones a la Columbia Británica y el estado de Montana, en Estados Unidos.
- En el año 1963, la empresa contaba con más de 2400 km de gasoductos en servicio y transportaba 36,8 millones de metros cúbicos por día.

Diapositiva 24: La red actual

- Hoy en día, la red es una sofisticada interconexión de gasoductos, vital para la infraestructura energética de América del Norte.
- Como pueden observar, no importa en qué región de la provincia se incrementen las ventas de gas, NOVA transportará el producto dentro de Alberta.
- Nuestro sistema está constituido por 16.900 km de gasoductos de hasta 42 pulgadas de diámetro, 44 estaciones compresoras con un total de 932.000 HP instalados y 924 estaciones de medición de entrada y salida al sistema.

Diapositiva 25: El centro de control

- La red de gasoductos está controlada desde un solo control central, en Edmonton, Alberta.
- La red transporta más del 80 % de la producción de gas natural canadiense, lo cual representa más del 13 % de la producción de América del Norte.
- En 1990, la división transmisión de gas natural (AGTD) ha contribuido con un total neto de \$ 116 millones de dólares a la empresa.
- Nuestro sistema ha operado a niveles record durante los últimos tres años. Nuestra red opera prácticamente al máximo durante todo el año. En 1990, el sistema ha transportado un total de 82.000 millones de metros cúbicos de gas natural.

Diapositiva 26: La estructura tarifaria

- Ventajas de una estructura tarifaria tipo franqueo
 - Los productores pagan una tarifa única para transportar el gas a cualquier punto del sistema en la provincia. Esta tarifa, semejante al franqueo postal, resulta en un trato equitativo a todos los productores y favorece la exploración de zonas remotas de la provincia.
 - Tanto los clientes como NOVA tienen flexibilidad para recibir el gas en cualquier punto del sistema y enviarlo a cualquier otro punto del sistema, ya que el costo de transporte es siempre constante.
 - Esta estructura tarifaria es consistente con la topología del sistema de NOVA, que tiene muchos puntos de entrada y salida, con un gran número de clientes.
 - Las tarifas para el transporte son establecidas de acuerdo con los clientes, ya sea directamente o a través de un ente regulador. Esto asegura que las tarifas sean tan bajas como resulta posible.
- Las alternativas a la tarifa tipo franqueo son:
 - Tarifas basadas en metro cúbico por km
 - Tarifas basadas en costo incremental por sección

Diapositiva 27: Los entes reguladores

- NOVA toma la iniciativa en el proceso de determinación de tarifas, a través de consultas con los productores.
- La Junta de Regulación de Empresas de Servicio Público (Public Utilities Board) tiene jurisdicción sobre todas las empresas de servicio público en la provincia de Alberta. La Junta sólo interviene en la determinación de tarifas cuando los clientes expresan disatisfacción.
- La Junta es responsable por la equidad del costo de las tarifas.
- Es usual que se resuelva una disputa antes de que la Junta determine la necesidad de una audiencia. NOVA sólo ha tenido tres quejas en 30 años.
- La Junta de Preservación de Recursos Naturales (Energy Resources Conservation Board) regula la construcción del sistema de NOVA. Antes de comenzar la construcción, NOVA debe obtener el permiso correspondiente. La Junta informa al público a través de avisos en los periódicos de los planes para construir. Cualquier miembro del público con inquietudes puede contactarse con la Junta.
- Las quejas con respecto a las condiciones del servicio también son resueltas a través de la Junta de Preservación de Recursos Naturales. Consultas periódicas con los clientes aseguran que existan muy pocas quejas.
- Los procedimientos descriptos han resultado muy satisfactorios tanto para NOVA como para los clientes, y aseguran flexibilidad y celeridad para las partes.

Diapositiva 28: La expansión del sistema

- Actualmente NOVA se encuentra atravesando un período de expansión para satisfacer al demanda de gas en América del Norte.
- El presupuesto de expansión del sistema de gasoductos de NOVA es de \$ 520 millones de dólares para el año entrante.
- En 1990, NOVA expandió su sistema en 1287 km. Se agregaron cuatro nuevas estaciones compresoras. También se incrementó el número de máquinas en tres estaciones existentes. Las nuevas estaciones están equipadas con la más reciente tecnología para compresores, que incluye cojinetes magnéticos y sellos secos que no requieren aceite.

Diapositiva 29: El sistema de Foothills

- NOVA cuenta con un sistema que ha seguido un proceso de expansión desde 1957. NOVA es también propietaria del 50 % de Foothills Pipe Lines Ltd., empresa que opera un segmento del Gasoducto de Alaska (Alaskan Natural Gas Transportation System). Foothills tiene los derechos de construcción del resto de la sección canadiense del Gasoducto de Alaska.

Diapositiva 30: El sistema del Gasoducto de Alaska

- Este proyecto ha sido seleccionado en Canadá y Estados Unidos como el más económico y seguro desde el punto de vista ecológico para transportar gas natural de Alaska a los Estados Unidos.

Diapositiva 31: Mapa del gasoducto Foothills

- El gasoducto Foothills, que constituye un segmento del Gasoducto de Alaska, fue construido y puesto en servicio en 1980. Este gasoducto transporta gas canadiense a los Estados Unidos hasta la construcción de los segmentos faltantes. En un futuro cercano, este sistema sería el mayor gasoducto de América del Norte.
- El sistema Foothills está constituido por 850 km de gasoductos de gran diámetro con estaciones compresoras.
- En el año 1989, este sistema ha transportado un total de 12.000 millones de metros cúbicos a los Estados Unidos, que resulta uno de los mayores volúmenes transportados para exportación.

Diapositiva 32: Las plantas y los gasoductos

- NOVA ha utilizado su posición en la industria del gas natural par ingresar al mercado de la industria petroquímica y del plástico. NOVA fué pionera a mediados de la década del 70, proveyendo la materia prima para el desarrollo de la industria petroquímica de Alberta.

Diapositiva 33: Las plantas de NOVA

- NOVA cuenta con plantas petroquímicas y de plásticos en Canadá y Estados Unidos.
- Nuestra división de petroquímica es la mayor productora de etileno en Canadá, con un 80 % de la producción total. También produce metanol, propileno, estireno, isobutileno y butadieno. Las plantas se encuentran en: Joffre, Alberta; Medicine Hat, Alberta y Sarnia, Ontario.
- El etileno es un producto básico para la industria petroquímica y la materia prima empleada en la industria del plástico. El etileno es producido a partir del metano que se encuentra en el gas natural.
- El mercado del metanol, con su planta en Medicine Hat, Alberta, se beneficia con el acceso a grandes volúmenes de gas natural a precios competitivos.

La división de plásticos de NOVA produce polietileno, poliestireno y polipropileno en plantas ubicadas en Canadá y Estados Unidos. Estos productos son la materia prima para la fabricación de bolsas de residuos, plásticos varios y una gran variedad de artículos de consumo masivo.

- A continuación detallaré las cifras de producción de NOVA:

		<u>Miles de Toneladas por año (1990)</u>
Etileno	(Joffre)	1455
	(Sarnia)	559
Estireno		373
Propileno		352
Metanol (millones de litros)		852
Polietileno		643
Poliestireno		286
Polipropileno		45

Diapositiva 34: Novacorp International

- Debido a nuestra trayectoria en un variado rango de actividades internacionales, hemos adquirido experiencia en diversos campos, que ofrecemos a nuestros clientes a través de nuestra subsidiaria Novacorp International.

Diapositiva 35: Las actividades de Novacorp

- Las actividades de Novacorp están comprendidas en los siguientes sectores:
 - Servicios de consultoría
 - Software
 - Productos especializados
 - Transferencia de tecnología y entrenamiento

- Novacorp provee servicios de vanguardia en ingeniería y operación de sistemas de transporte para el gas natural e hidrocarburos líquidos, estaciones compresoras y de bombeo, sistemas Supervisores de Control y Adquisición de Datos (SCADA) y productos especializados como sellos secos y cojinetes magnéticos.

Diapositiva 36: Servicios de consultoría

- Novacorp es una empresa consultora totalmente integrada, ofreciendo servicios de ingeniería y diseño, dirección de proyecto, y asesoramiento operativo.
- Los servicios ofrecidos incluyen:
 - Estudios de Factibilidad
 - Diseño e ingeniería
 - Dirección de proyecto y Supervisión de la construcción
 - Control de calidad e inspección
 - Puesta en servicio
 - Operación y mantenimiento

gasoductos e hidrocarburos líquidos.

- Los paquetes de software incluyen:
 - Sistema para la detección de fugas
 - Programas de optimización
 - Programas para la supervisión de sistemas
 - Simuladores para entrenamiento

Diapositiva 38: Transferencia de tecnología y entrenamiento

- NOVA ha mantenido una política de transferencia de tecnología y entrenamiento, ya que los sistemas de transporte en distintas áreas geográficas no son competidores. NOVA canaliza estas actividades a través de Novacorp International.
- Novacorp ofrece exhaustivos programas para entrenamiento técnico en tecnología de redes de transmisión utilizando el sistema de NOVA y un centro de entrenamiento propio.
- Novacorp tiene como objetivo entrenar a clientes de manera tal que puedan desarrollar y operar proyectos energéticos en forma independiente.

Diapositiva 39: Mapa de Turquía

- Novacorp ha estado a cargo de la supervisión de la ingeniería, construcción, compras y puesta en servicio de un gasoducto de 842 km de longitud, con diámetros desde 610 mm hasta 914 mm en Turquía.
- Este gasoducto se origina en la Unión Soviética.
- Novacorp también estuvo a cargo del programa de entrenamiento para el cliente, que incluyó la operación y supervisión del gasoducto.
- Novacorp está a cargo del diseño preliminar para la adición de tres nuevas líneas al sistema.

Diapositiva 40: Mapa de Malasia

- Novacorp ha estado a cargo del diseño, la construcción y puesta en servicio de 35 km de gasoducto de 914 mm y 45 km de líneas paralelas de 219 mm para el transporte de butano y propano en el proyecto PGUP I, en Malasia.
- Para la segunda fase del proyecto, denominada PGUP II, Novacorp ha estado a cargo de la dirección de proyecto para un gasoducto de alta presión de 700 km de longitud.
- Actualmente Novacorp continúa trabajando en otras fases del proyecto, y está a cargo del entrenamiento del cliente en operaciones y mantenimiento, que se lleva a cabo en Canadá y en Malasia.

Synopsis of Remarks
Mr. John Kean at International Gas Seminar
December 7, 1991
Santa Marta, Colombia

Natural gas industry in the United States is changing to meet the increasing emphasis on protecting the environment. Today, gas, the fourth largest industry in the U.S., is growing again. From 1970 to the late 1980s, gas usage had declined due to Federal regulations that basically destroyed the economics needed to make the gas system economically sound. Changes that are predicted to have a positive impact include the Open Access Pipeline System, the Federal Clean Air Act, the National Energy Strategy.

The U.S. has ample reserves to meet its growth, although some of this growth will be supported by imports from Canada and Mexico. A North American option is preferred over other imports.

Growth will come from four major markets: Fuel switching, natural gas vehicles, gas fired electric generation and gas cooling.

SEMINARIO SOBRE ORGANIZACION INSTITUCIONAL

DEL SECTOR DE GAS

LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL

7 December 1991

Santa Marta, Colombia

It is a great pleasure for me to add to "La Experiencia Internacional at the "Del Sector De Gas" here in the beautiful city of Santa Marta.

We are privileged to live in an era of great change. Change is an omnipresent fact of life.

In the natural gas industry of the United States, we are familiar with the tides of change. And in a sense, our working environment has been changed by the same force that has transformed the face of the rest of the world. That force is a new recognition of the power of the market. Our industry has been reshaped, thanks to the changing role of the U.S. pipeline network, multiple supply options, short-term natural gas sales and a more aggressive, competitive philosophy.

It has not always been easy. But the process has prepared us to take advantage of the inherent benefits of our fuel - natural gas. Natural gas is good for our nation's energy security. It is environmentally attractive. And today it enjoys improved economics through improving technology. Because of our industry's newly competitive orientation, we are prepared to seize the opportunity offered us by these advantages of our fuel.

Ranked by capital assets, the natural gas industry is the fourth largest industry in the United States. And the U.S. can cite a host of other impressive natural gas statistics.

We have more than 260,000 producing gas wells.

We have 150 gas pipeline companies and more than 1,200 gas distribution companies.

We serve more than 172 million American consumers in all 50 states.

John Kean, Honorary President, International Gas Union

We also have an asset that is unique in the world: a system of gas pipelines and mains that, all told, stretches over 1.2 million miles - or 1.9 million kilometers. It is roughly four times as large as that of the nearest competitor, and it is more extensive than those of the U.S.S.R., Canada, the United Kingdom, Germany, France and Italy combined.

Ours is a mature gas industry, and while we may have taken the lead in some areas, a number of changes have occurred in recent years. From 1970 to the late 1980s, however, natural gas use declined in the United States, while it was rising dramatically in many other areas of the world. This decline was due in part to our Federal government placing restrictions on the use of gas for certain purposes and controlling the price of gas at the wellhead, which severely limited supplies of new gas.

However, in the past few years, we have begun to reverse the decline in the U.S. natural gas consumption. In the coming years, we feel we that there are many opportunities to increase the use of gas. Our experience with a mature gas industry can be a valuable lesson for the rest of the world, but we know we must learn from the rest of the world's experience with regards to recent growth, too.

Why do we think that this change will come about?

For one thing, we have finally gotten rid of some of the counterproductive government policies that limited use of our own abundant fuel. With the repeal of the Fuel Use Act in 1987, and with a 1989 law phasing out the last of the wellhead price controls, we have finally achieved what we like to call a "level playing field". Natural gas is free to compete on its own merits.

Too much government control can destroy the economics needed to make a gas system viable and economically sound.

Our new, more competitive system of "open access" pipelines is another factor making this change possible. Open access means that in order to be eligible for certain advantages, a pipeline must agree to transport gas for all clients without bias. The system gives gas distributors and end users more supply options to choose from. It has also given rise to a "spot" market in short-term gas sales, and a natural gas futures market as a method of controlling future pricing.

New amendments to the Clean Air Act enacted last year - and the "National Energy Strategy" introduced by President Bush this year - will also give natural gas new market opportunities. They, too, can help to alert our citizens to the many environmental advantages of gas.

John Kean, Honorary President, International Gas Union

We in the United States have another asset, too. Generous reserves of natural gas, itself. We rank fifth in the world in natural gas reserves. And more than half the natural gas we have ever had remains to be produced.

Because of the wellhead price controls I mentioned a moment ago, the extent of our generous reserves have not always been fully understood by the public or by our government. In the 1970s, we had deliverability problems, partly because the price controls created an artificial shortage, since drillers lacked the economic incentive to produce the gas. Here in Colombia, as in the rest of the world, one must provide the incentives that will encourage production. The old adage that gas is found by foreign companies looking for oil can be replaced, if gas pricing is not controlled solely for its social benefit.

Today, our ample reserves - and our abundant resource base - are now widely recognized. A pie chart which comes from the government, itself - a study by the Department of Energy as of the close of 1988 - shows that the U.S. has over 1,000 quads - more than 1,000 exajoules of gas, or about 50 years' supply at current consumption rates.

Because government impediments have been removed and demand is growing again, the United States is once again busy adding to its already vast pipeline system. More than 6,000 miles of new interstate pipeline projects - that is about 10,000 kilometers - have been approved by our Federal Energy Regulatory Commission during 1990 and 1991.

We see four areas that are particularly promising opportunities for growth. One is fuel switching - using our abundant domestic natural gas in place of oil imported from the Middle East. Another is natural gas vehicles. Another is gas-fired electricity generation, both for new capacity and for the "repowering" of existing facilities. And finally, there is gas cooling.

The United States like Colombia is, of course, an oil producing nation. Nevertheless, we now import about half our oil. Many Americans - and not just in the natural gas industry - see that fact as a threat to the security of energy supplies. Here in Colombia, your national policy may be to export oil by converting existing oil burning facilities to natural gas. The answers are very similar, in the U.S. we need to displace oil with gas to reduce our balance of payments. In Colombia you need to displace oil with gas so you can export more oil.

Natural gas can make a major contribution to energy security. In the U.S. with a major policy push from our Federal government, aimed at displacing imported oil, we believe natural gas could displace as much as 1.7 million barrels per day within 10 years. That substitution can take place in vehicles, electricity generation and the industrial, commercial

John Kean, Honorary President, International Gas Union

and residential markets.

In concrete terms, displacing that 1.7 million barrels a day could mean converting the following from oil to clean-burning natural gas:

- 5 million residential households
- 375,000 commercial buildings
- 50,000 industrial boilers and process units
- 100 power plants, and
- 1.9 million fleet vehicles

That brings up the second area in which we see the promise of dramatic growth for natural gas in the United States: Natural gas vehicles. Concern for energy security is "driving" our heightened interest in natural gas as a transportation fuel; but so is concern for the environment. Emissions from natural gas vehicles, of course, result in much less air pollution than those of their diesel or gasoline counterparts.

Last fall's Clean Air Act Amendments, the first new Federal clean-air legislation enacted in 13 years, mandate increasing use of clean-fuel vehicles. And natural gas is a strong contender among the clean fuels. However, there are hurdles to overcome for natural gas vehicles in the United States. Our public fueling network, is still in an embryonic stage - although it is growing fast, with approximately two new fueling stations being added each week. Americans are accustomed to liquid fuels. And despite the significant cost advantage with natural gas, there is the cost of conversion and the lack, so far, of factory-dedicated natural gas vehicles.

The field of natural gas vehicles is one in which we have much to learn from the rest of the world. Countries like Italy, New Zealand the Soviet Union are far ahead of us in NGVs, but we are learning fast. We think the Clean Air Act will trigger up to about one quadrillion British thermal units (one quad), or roughly one exajoule, in increased demand by the year 2005 through natural gas vehicles.

We see fleet vehicles, like the U.S. Postal Service trucks, as our initial target market for natural gas vehicles in the U.S. Because they return to a central fueling location at the end of each day, their use is not inhibited by the fact that the fueling network is still in its infancy. And there are some 13 million other fleet vehicles ranging from beer trucks to school busses in the U.S.

Four important factors will influence growth in this area in the United States:

1. The dedicated natural gas vehicle - Fortunately, the three major U.S. auto

John Kean, Honorary President, International Gas Union

manufacturers - Ford, Chrysler and General Motors - all have natural gas vehicle programs under way.

2. The acceptance by fleet operators - The U.S. Postal Service and private package delivery companies are considering large-scale use of natural gas vehicles.

3. Continuing research on improving the fuel system - The Gas Research Institute, the research arm of the gas industry in the United States, will spend close to \$7 million this year on natural gas vehicle research.

4. The support of Federal, State and local government - A number of city, county and school bus fleets are looking at natural gas. An example is a company in the state of Washington, which will have 50 natural gas buses in operation by the end of 1992.

The new Clean Air Act Amendments of 1990 also will encourage greater use of natural gas in industry and electricity generation. To combat acid rains, the new law mandates reductions of 10 million tons - that is about 9.1 million metric tons - in annual emissions of sulfur dioxide. It also requires a cut of 2 million tons - about 1.8 million metric tons - in yearly nitrogen oxides emissions.

Some facilities affected by the Clean Air Act Amendments will install coal scrubbers. But many others, especially in the program's second phase, after the year 2000, will turn to natural gas technologies.

One of these promising technologies is "select use" of gas with coal - burning only gas on high-pollution days, or only gas during the summer.

Another is "co-firing" of gas with coal - burning both fuels in the primary combustion zone of the same boiler.

And then there is "gas reburn" - injecting gas into the upper furnace of a boiler to create a "fuel-rich" zone. This system can be used in conjunction with "sorbent injection", in which limestone or another substance is used to absorb the sulfur.

We anticipate as much as 1.6 quads - about 1.7 exajoules - in additional demand by the year 2005 due to the acid rain control provisions of the Clean Air Act Amendments of 1990.

For power generation, the only economic options for the United States in the 1990s are coal and combined-cycle technology. And in many areas, natural gas combined-cycle systems have significant advantages.

John Kean, Honorary President, International Gas Union

For example, they are one-third more efficient. They require only half the capital cost. They are cleaner-burning. They are quicker to build. And they are available about 90 percent of the year, as compared with only about 80 percent for a coal plant.

Natural gas will have a growing share of the U.S. electric utility market in the 1990s and beyond.

My own company in the state of New Jersey can boast a success story in this area. At the present time, we are in the process of connecting gas to a large cogenerator who will be providing electricity for the city of New York. The gas requirements for this project are immense. Its success could activate another project which has the potential to be even larger.

Another way natural gas can be an economic advantage is through natural gas cooling. Gas cooling can help to level loads for electric utilities because the natural gas industry and the electricity industry have different sales profiles. The electric demand "peak" corresponds to a gas "valley".

Using gas for cooling can help electric utilities avoid costly additions to capacity to meet summer peaks. It is also a load balancer for gas companies, which generally peak in the winter.

Adding to the opportunity for gas cooling in the United States is something called "integrated resource plans". Such plans are a tool for considering all the costs to society of a given energy technology. They combine supply-side and demand-side management. Because such plans try to optimize use of resources overall, they could require the use of gas cooling to avoid the building of new electric capacity. Regulators in our 50 states are turning to integrated resource plans with increasing frequency.

We, in the industry, are not the only ones who recognize these advantages of natural gas. The U.S. Government is increasingly seeing them, too. That is why natural gas figures prominently in the new National Energy Strategy legislation now working its way through Congress.

A few months ago, in introducing its National Energy Strategy proposals, the Bush Administration said the proposals would result in 1.1 trillion cubic feet - about 1.2 exajoules - of increased annual natural gas consumption by 2010, with most of the increase taking place by 1995.

The administration also said this:

John Kear, Honorary President, International Gas Union

"Because domestic natural gas is abundant and significantly less expensive than oil on an energy-equivalent basis, its increased use could boost the gross national product, reduce oil imports and improve the nation's trade balance."

Among other things, the proposed National Energy Strategy legislation would:

1. Speed new pipeline construction approvals.
2. Streamline environmental review for pipeline construction.
3. Open new areas for environmentally responsible gas and oil drilling.
4. It would encourage the use of alternative fuel vehicles.

A little over three years ago, when our country had the privilege of hosting the 17th World Gas Conference in Washington, then President Ronald Reagan described natural gas as "a clean-burning, abundant, competitively-priced fuel, found within our borders". Speaking of the World Gas Conference, I would be remiss if I did not urge your gas industry to become involved in the work of the International Gas Union. The IGU is a world wide gas industry technical association with some 47 member countries. Here in Colombia, you already have the necessary organization to qualify for membership.

As a member of IGU you would have the opportunity to participate in the many technical committees and learn how gas people in other parts of the world may have solved some of the problems that you are facing today. IGU can also help in establishing a close relationship between gas producing and consuming nations.

As we all know gas is an international commodity. In the U.S. we currently import gas from Canada, Mexico and Algeria, while we export gas to Japan. We anticipate that greater volumes of gas will be flowing across the border in the years ahead.

The end of the year 1988 saw ratification of the U.S.-Canada Free Trade Agreement. It now enables the vitality of the market to be applied to trade between our two great North American nations.

As I mentioned, the last wellhead price controls were voted out by Congress in 1989.

The Clean Air Act Amendments of 1990 and the National Energy Strategy legislation underway this year are two other developments that favor this renaissance, giving us new opportunities.

John Kean, Honorary President, International Gas Union

In addition, we had good news this spring from the U.S. Census Bureau. It said the share of newly completed housing units heated by gas rose last year once again, to 55 percent. And finally, there was good news on the supply front, too. A.G.A.'s study of the 30 largest gas reserve holders shows that additions to reserves amounted to more than 100 percent of production last year.

Natural gas use in the United States is likely to rise again no matter what the nation's overall economic circumstances are. But we, in the United States natural gas industry, realize that much depends on our own response to the challenge.

The lesson the world is learning about the power of the market is one we must keep re-learning ourselves as our industry becomes more oriented to competition.

We must be open to experience. For example, benefiting from the experience we share here at this international gathering. We must also seize the opportunities this new experience offers.

2879 words
rev 11/19/91

John Kean, Honorary President, International Gas Union

Organización institucional del sector del gas la
experiencia internacional

333.8233 S471

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA
PEDIDO

PRESTADO A

FECHA
DEVUELTO