

LA CONSTRUCCIÓN COMO HERRAMIENTA DEL CRECIMIENTO CONTINUADO

Sector Energético
Lic. Fernando E. Risuleo



**Cámara Argentina
de la Construcción**

Miembro de la Federación Interamericana
de la Industria de la Construcción



CAMARA ARGENTINA DE LA CONSTRUCCIÓN

**LA CONSTRUCCIÓN COMO
HERRAMIENTA DEL
CRECIMIENTO CONTINUADO**

SECTOR ENERGÍA

Consultor: Lic. Fernando E. Risuleo

Noviembre, 2006

Impreso en Argentina

FODECO
Fondo para el Desarrollo de la Construcción

Camara Argentina de la Construcción

Paseo Colón 823, 9° Piso
Buenos Aires, Argentina
Tel.: 4361-8778

Derechos Reservados
Prohibida su reproducción total o parcial

RESUMEN



El presente estudio tiene por finalidad analizar el Sector Energético Argentino, e identificar cuales son las posibles alternativas tendientes a incrementar la Oferta de Energía, de manera tal que la misma acompañe al crecimiento económico que ha experimentado Argentina en los últimos años.

Para ello, se han identificado los sectores críticos del Gas Natural, dado que una restricción en el acceso a la energía de los mismos, podría resultar en un condicionante para el crecimiento económico, y a su vez se han presentado algunas alternativas de sustitución, que permitirían una mayor diversificación de la Matriz Energética Argentina.

Sobre el Autor:

Fernando E. Risuleo es Licenciado en Economía de la UNSAM; Cursó el Master en Economía de la UBA; tiene un postgrado en Gestión y Control de Políticas Públicas de la FLACSO y en la actualidad cursa el Postgrado en Economía del Petróleo y Gas Natural dictado por el ITBA. Ha sido invitado como experto por la Procuración del Tesoro de la Nación y colaboró en la elaboración de un estudio encargado por la Agencia Sueca de Energía, sobre Clima Y Medio Ambiente en el Cono Sur. También participó como representante técnico de la Secretaría de Energía en la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (Sector Energía). Actualmente se desarrolla como Asesor de la Dirección Nacional de Economía de los Hidrocarburos de la Secretaría de Energía de la Nación.

Índice

Índice de Tablas y Gráficos	7
Panorama Mundial	9
El Gas Natural en el Mundo	9
Antecedentes del uso del gas natural en Argentina	16
Panorama Local	17
Aspectos Regulatorios en Argentina sobre el Gas Natural	20
Principales disposiciones establecidas en la ley 24.076	21
Ente Nacional Regulador del Gas	22
Análisis de la Matriz Energética	22
La industria del Gas Natural en Argentina	28
Reservas de Gas Natural	30
Yacimientos de Petróleo y de Gas Natural	32
Condiciones para su formación	32
Reservorios	33
Transporte de Gas Natural	39
Plan Energético Nacional	46
Producción de Gas Natural, Esquema de Normalización	47
Descripción de los posibles problemas de abastecimiento	49
Modelización del Mercado de Gas Natural	55
Descripción General	55
Modelo de Gas natural disponible para la generación de energía eléctrica	55
Gas Natural Requerido para la generación eléctrica como un "Exceso de Demanda".	57
Escasez, Brecha y Déficit de Energía	58
Descomposición según los efectos	58
Consumo de Gas Natural de los Principales Sectores Industriales	61
Generación de Energía Eléctrica	65
Clasificación de las Centrales	67
Generación Térmica	68
Costo y consumo de Combustibles de la Generación Térmica	68
Generación Hidráulica	70
Tipos de centrales Hidroeléctricas	71
Modalidad de generación	72
Central Hidroeléctrica Binacional Yacretá Apipé	73
Generación con Energía Nuclear	75
Centrales nucleares en Argentina	76
Energías Alternativas, el caso del Clean Coal	80
Introducción a la tecnología de Clean Coal	80
La Gasificación de combustibles sólidos	82
Balance energético de la gasificación	83

Tecnologías de gasificación	83
Las Centrales de Ciclo Combinado	84
Objetivos de Performance de la Tecnología de Carbón Limpio en E.E.U.U.	85
Interés de la gasificación. Aplicaciones	86
La integración: la tecnología GICC	87
Costos de Captura del CO ₂	88
Otros Productos relacionados con la Gasificación del Carbón	89
El Carbón de Río Turbio	90
<i>Biocombustibles</i>	92
La Ley 26.093	98
Los costos de invertir en biocombustibles	100
<i>Liquefied Natural Gas (Gas Natural Licuado)</i>	102
Cadena integrada del GNL	104
Valores económicos de la cadena del GNL	105
El mercado mundial del GNL	106
Descripción general de una planta de regasificación	110
<i>Producción Off Shore</i>	112
Carina - Aries	116
Características de los yacimientos	118
Fabricación y transporte de las plataformas	119
Montaje de las plataformas	120
Fabricación y tendido de caños	120
Carina Aries en números	121
Perforación	122
Puesta en producción	122
Seguridad y medio ambiente	123
<i>Integración Regional</i>	124
Las nuevas modalidades de integración energética	124
Naturaleza de las reformas y el proceso de integración energética	125
Impacto de integración energética sobre los precios de los energéticos	128
Importación de gas de Bolivia	130
Acuerdo de Importación Actual con Bolivia	131
Gasoducto Sudamericano	132
Exportaciones Argentinas de Gas Natural	132
<i>Sustentabilidad Energética</i>	134
Indicadores energéticos y las dimensiones de sustentabilidad	136
Patrones de sustentabilidad general y energética	139
Algunas conclusiones sobre el aporte del sistema energético a la sustentabilidad	141
<i>Formulación de políticas Energéticas</i>	143
Naturaleza de la política energética	143
La política energética deriva de la política nacional de desarrollo	143

La política energética es una responsabilidad del Estado	I44
Principios, criterios y condiciones de marco	I46
Las condiciones del plano internacional	I47
Aspectos generales	I48
Los objetivos de la política energética	I49
Instrumentos inductivos o de fomento	I50
Conclusiones	I52
Bibliografía	I55

Índice de Tablas y Gráficos

Tabla 1: Reservas Mundiales de Gas Natural	I2
Tabla 2: Producción Mundial de Gas Natural	I3
Tabla 3: Consumo Mundial de Gas Natural	I4
Tabla 4: Movimientos Comerciales de Gas Natural por Gasoductos	I5
Tabla 5: Reservas Probadas y Producción para Sudamérica	I5
Tabla 6: Producción de Energía Primaria	24
Tabla 7: Oferta Interna de Energía Primaria	25
Tabla 8: Producción de Energía Secundaria	25
Tabla 9: Oferta Interna de Energía Secundaria	25
Tabla 10: Generación de Electricidad a partir del Gas Natural (% del Total)	27
Tabla 11: Reservas de Gas Natural por Cuenca	35
Tabla 12: Gas Transportado por Gasoductos en miles de m ³ y en %	42
Tabla 13: Total Transportado a Distribuidoras por Cuenca de Origen	43
Tabla 14: Flujo Promedio Entregado vs. Capac. Nominal de Transp. por Gasoductos TGS	43
Tabla 15: Flujo Promedio Entregado vs. Capacidad Nominal de Transporte por Gasoducto TGN	44
Tabla 16: Gas Entregado por Área de Licencia	45
Tabla 17: Descomposición según los efectos	60
Tabla 18: Consumo de Energía y VBP de las Industrias Manufactureras	62
Tabla 19: Producción de Energía Eléctrica por tipo de Generación	67
Tabla 20: Costo de Generación Térmica	69
Tabla 21: Costo de una Central Hidroeléctrica	71
Tabla 22: Proyección del Costo de una Planta de Clean Coal	85
Tabla 23: Productos adicionales de la gasificación del carbón	90
Tabla 24: Producción de Energías Alternativas	98
Tabla 25 Costos Estimados de una Planta de Biocombustibles	100
Tabla 26 Costos de los procesos del LNG por MMBTU	106
Tabla 27: Exportaciones Argentinas de Gas Natural	132

Tabla 28: Contribución del Sistema Energético a la sustentabilidad del desarrollo	135
Tabla 29: Indicadores seleccionados de sustentabilidad energética	138
Tabla 30: Patrones de sustentabilidad y situación de los países	140
Figura 1: Balance Energético Mundial	11
Figura 2: Estructura General del Balance Energético	23
Figura 3: Balance Energético de Argentina	24
Figura 4: Esquema de Comercialización del Gas Natural	29
Figura 5: Procesamiento del Gas Natural	29
Figura 6: Mapa de Cuencas Hidrocarburíferas	34
Figura 7: Mapa de Gasoductos en Argentina	41
Figura 8: Mapa Distribuidoras de Gas Natural	45
Figura 9: Composición de la demanda de Gas natural	48
Figura 10: Fuentes de Generación de Energía Eléctrica	65
Figura 11: Esquema de la Energía Eléctrica en Argentina	64
Figura 12: Diagrama de una Central de Ciclo Combinado	85
Figura 13: Diagrama de una Planta de Clean Coal	86
Figura 14: Aplicaciones de la Gasificación	87
Figura 15: Esquema de Producción de Biodiesel	95
Figura 16: Diagrama de una base de carga de LNG	108
Gráfico 1: Gas entregado al sistema por Sector	18
Gráfico 2: Gas entregado por tipo de usuario	19
Gráfico 3 Oferta Interna de Energía Primaria	26
Gráfico 4: Relación Reservas/Producción de Gas Natural	36
Gráfico 5: Gas entregado al Sistema por Sector	39
Gráfico 6: Gas entregado por tipo de usuario	46
Gráfico 11 Consumo del Sector Industrial por Tipo de Energía	61
Gráfico 12 Comparación del LNG con Gasoductos	103
Gráfico 13: Exportaciones Argentinas de Gas Natural por Destino	133



PANORAMA MUNDIAL

El Gas Natural en el Mundo



Desde el punto de vista tecnológico e industrial se denomina gas a toda sustancia de naturaleza carbonosa que tenga su origen en las fases de pirogenación o gasificación del carbón, en el craqueo del petróleo o de sus fracciones y en el tratamiento de los productos residuales de las operaciones que tiene lugar en los procesos metalúrgicos.

En términos análogos cabe considerar al gas natural, sustancia constituida por hidrocarburos sencillos, estrechamente vinculados con los que componen el petróleo y que tienen un común origen en los procesos de transformación orgánica a través de los siglos.

Es así que industrialmente se denomina gas natural a toda sustancia que se halle en fase gaseosa en la naturaleza y que intervenga en los equilibrios químicos que tiene lugar bajo la corteza terrestre o en su superficie, considerándose como gas natural a la sustancia gaseosa en la que predomina el metano como elemento constitutivo y que se contrapone a los gases artificiales empleados como combustibles.

La composición química de este tipo de gas natural oscila en un porcentaje que va desde un 70% hasta un 90% de metano y suele complementarse con cantidades menores de etano, butano y propano. Se encuentra en las capas superiores de las bolsas subterráneas de petróleo, como consecuencia de su baja densidad, y en los intersticios y fisuras de las rocas.

Su capacidad para combinarse con otros compuestos hidrocarbonados arroja como resultado el hecho de que buena parte del volumen de producción de gas natural se licue en gasolina o sea tratado para formar gas licuado de petróleo (GLP).

En cuanto a la industrialización del gas natural, aunque ha sido usado en forma irregular y limitada en muchos sitios, el origen de la industria moderna tuvo indudablemente lugar en los distritos petroleros de Pensilvania, Estados Unidos, donde en 1821 al realizar una perforación de escasa profundidad a unos 70 km. de Búffalo se encontró gas, en cantidades suficientes como para iluminar las calles.

Recién al legar a 1873 y después de varios intentos fallidos se logró consolidar la actividad mediante la construcción de cañerías de hierro fundido. Este proceso continuó a partir de entonces muy satisfactoriamente, tanto que al llegar al año 1887 ya había en Pensilvania seis compañías suministrando unos 250 millones de pies cúbicos diarios de gas natural a través de aproximadamente 150 millas de cañería.

Respecto a los primeros grandes emprendimientos realizados en Estados Unidos debe citarse el gasoducto construido por la Transcontinental Gas Pipeline

Corporation, que terminado en 1951, transportaba gas natural desde los yacimientos de Texas y Louisiana hasta las zonas de gran demanda de Filadelfia, Nueva Jersey y New York.

En el caso del Reino Unido, el desarrollo de la industria del gas natural se realizó en forma paralela con la gran expansión experimentada por la industria en Europa realizada durante los años de la post-guerra.

Sin embargo, desde ya antes de la segunda guerra mundial (1937), se había encontrado un pozo productor que posibilitaba obtener 2,5 millones de m³ de gas por día a una presión de 1650 psi.

Por otro lado Francia, en 1946, tenía en operación más de 500 plantas que producían gas por medio de la destilación del carbón y del petróleo.

En cuanto al gas natural sus inicios son a mediados de la década de los 50, al descubrirse un yacimiento en Lacq, con reservas iniciales de 200.000 millones de m³, que más tarde se incrementaron a 300 millones, lo que posibilitó la construcción de un sistema de gasoductos de 4.000 km, que posibilitó el suministro de gas natural al sudoeste de Francia, Bretaña y a París.

Ahora bien, en Argentina, en 1949 se terminó la construcción del gasoducto Comodoro Rivadavia - Buenos Aires, que tenía un diámetro de 10" y una longitud de 1700 km..

Este gasoducto después de algunas mejoras que fueron realizadas en años siguientes, llegó a transportar cerca de 1.000.000 m³/ día lo que permitió sustituir el gas manufacturado que se distribuía en diversas ciudades, y dar inicio a la industria del gas natural en el país.

Para iniciar el análisis de la situación de Argentina en cuanto a sus recursos energéticos, y sus futuras necesidades de infraestructura energética, es necesario analizar el contexto mundial, a los efectos de evaluar las necesidades internas, en un contexto más amplio, como pueden ser las disponibilidades de recursos energéticos a nivel mundial.

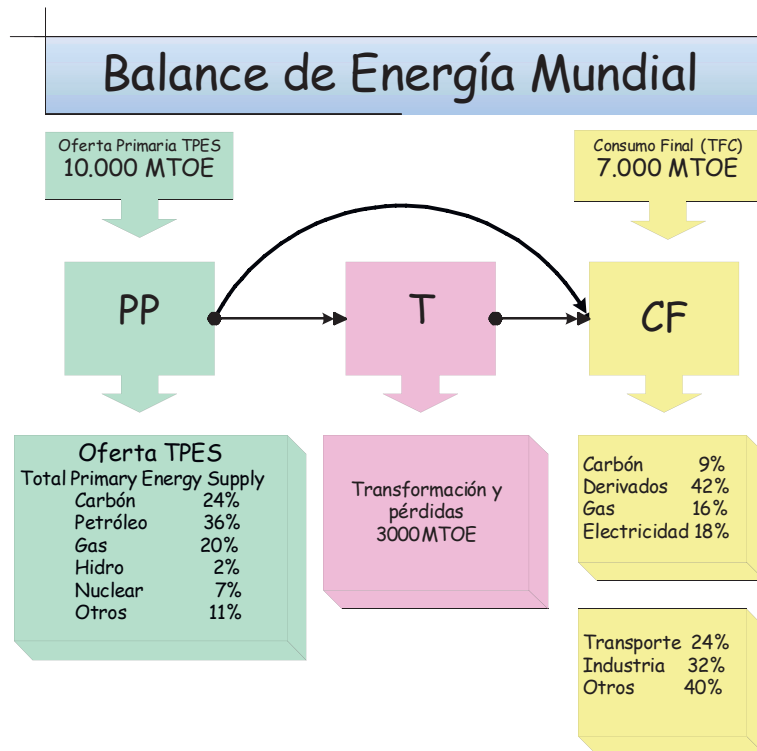
En este sentido, se procederá a analizar la estructura del mercado energético mundial, comenzando por el Balance energético Mundial que se representa en el esquema 1, en donde se puede ver por un lado la producción primaria, como así también los porcentajes correspondientes a cada recurso en la Oferta Total de Energía Primaria.

Es dable destacar que entre los productos más significativos dentro de la Oferta Primaria, se destacan, como era de esperarse, el petróleo en primer lugar, seguidos por el carbón y el gas natural.

La oferta primaria de energía a nivel mundial, es aproximadamente de 10.000 Mtoe¹, de las cuales, 3.000 Mtoe se pierden en el proceso de transformación, lo que resul-

ta en un consumo final de 7.000 Mtoe, transformándose en un 42% de derivados, 18 % de electricidad, 16% de gas y 9% de Carbón.

Figura 1 Balance Energético Mundial



Lo antes dicho, representa el balance energético a nivel mundial, ahora analizaremos específicamente al Gas Natural, también a nivel mundial, a los efectos de poder enmarcar la situación de la Argentina, en este contexto, y así poder entender mejor donde estamos situados cuando se trata de variables tales como reservas, producción y consumo de gas natural.

En este sentido, en la Tabla 1, se muestra una lista en donde se observan las reservas de gas natural de distintos países, ordenados según su participación en las reservas mundiales, por su parte la Argentina sólo posee el 0,49% de las mismas.

¹Mtoe: Millones de Toneladas Equivalentes de petróleo

Tabla 1 Reservas Mundiales de Gas Natural

	En TCM	%
Ex Unión Soviética	48	31%
Irán	23	15%
Qatar	14	9%
Arabia Saudita	6	4%
Emiratos Arabes Unidos	6	4%
Estados Unidos	5	3%
Algeria	5	3%
Venezuela	4	3%
Nigeria	4	2%
Iraq	3	2%
Indonesia	3	2%
Australia	3	2%
Malasia	2	1%
Argentina	0,76	0,49%
Resto del Mundo	30	19%
Total Mundo	156	100%

TCM : 10¹² m³ / Fuente: BP

Otra variable importante para considerar es la producción de Gas Natural y su participación a nivel mundial, para lo cual se realizó el mismo procedimiento que en el caso anterior, y se procedió a listar los países y su influencia en la producción mundial.

Como puede observarse en la tabla 2, Argentina participa con el 1% de la producción Mundial, al igual que Méjico que participa también con el 1% de la misma. Es dable destacar que el mayor productor de gas natural del mundo es la Ex Unión Soviética, siendo también la que posee mayores reservas.

Tabla 2 Producción Mundial de Gas Natural

	En BCM	%
Ex Unión Soviética	555	22%
Estados Unidos	548	22%
Canada	184	7%
Gran Bretaña	103	4%
Algeria	80	3%
Indonesia	71	3%
Noruega	65	3%
Irán	65	3%
Holanda	60	2%
Arabia Saudita	56	2%
Malasia	50	2%
Emiratos Arabes Unidos	46	2%
Argentina	36	1%
Méjico	35	1%
Resto del Mundo	574	23%
Total Mundo	2528	100%

BCM : 10⁹ m³ / Fuente: BP

En cuanto al consumo, el principal consumidor del mundo es Estados Unidos, con el 26% del consumo a nivel mundial, seguido por la Ex Unión Soviética, que dadas sus reservas su matriz energética está fuertemente sostenida por el gas natural.

Para el caso de Argentina, su consumo representa el 1% al igual que su participación en la producción, lo que evidencia que no tiene las características de un país exportador de este producto como si lo tiene los países que generan excedentes entre lo que producen y lo que consumen como el caso de la Ex Unión Soviética, ya que produce 555BCM, y sólo consume 388 BCM.

Tabla 3 Consumo Mundial de Gas Natural

	En BCM	%
Estados Unidos	668	26%
Ex Unión Soviética	388	15%
Gran Bretaña	95	4%
Alemania	83	3%
Canadá	81	3%
Japón	77	3%
Irán	68	3%
Italia	64	3%
Arabia Saudita	56	2%
Francia	43	2%
Méjico	42	2%
Holanda	39	2%
Emiratos Arabes Unidos	30	2%
Argentina	30	1%
Resto del Mundo	763	30%
Total Mundo	2536	100%

BCM : 10⁹ m³ / Fuente : BP

En cuanto al comercio internacional que se realiza por gasoductos, los mismos se resumen en la tabla 4, en donde se puede observar el origen y el destino del gas comercializado bajo esa modalidad, y en donde se ve claramente lo destacado en el párrafo precedente en cuanto a la importancia de la Ex Unión Soviética en la comercialización de gas natural.

Tabla 4 Movimientos Comerciales de Gas Natural por Gasoductos

Hasta	Desde						Total
	Canadá	Holanda	Noruega	Ex URSS	Algeria	Otros	Importaciones
EEUU	109	-	-	-	-	-	109
Alemania	-	20	23	32	-	7	82
Italia	-	8	5	19	21	-	52
Francia	-	6	14	11	-	1	33
Turquía	-	-	-	12	-	1	12
España	-	-	2	-	6	-	9
Otros	-	9	17	54	4	51	135
Total Expo	109	43	61	128	31	59	431

BCM : 10⁹ m³ / Fuente : BP/ Cedigaz

En lo referente a otras vías de comercialización del producto como ser por LNG², el cual se describirá con mayor detalle más adelante, es dable destacar que el mayor exportador es Indonesia, seguido por Algeria y Malasia, mientras que para el continente Americano el mayor exportador es Trinidad & Tobago, por el lado de los importadores el mayor importador a nivel mundial es Japón, seguido por Korea del Sur.

A nivel regional se ha elaborado la tabla 5, a los efectos de comparar las reservas y la producción de cada uno de los países, siendo Bolivia el país de América de Sur que más reservas tiene, seguido por Argentina, sin embargo en cuanto a la producción Argentina es por lejos el que tiene la mayor producción de la región.

Tabla 5 Reservas Probadas y Producción para Sudamérica

País	Reservas (TCF)	Producción (BCM/Año)
Argentina	22	50,6
Bolivia	55	9,3
Brasil	8	8,2
Chile	3	1,1

Fuente : DOE/BP/YPFB

²LNG: Liquefied Natural Gas

Antecedentes del uso del gas natural en Argentina

Los antecedentes del uso del gas natural en la Argentina deben buscarse en una serie de hechos aparentemente aislados, que como veremos, fueron precursores de importantes desarrollos posteriores.

Ya en 1824 la plaza principal de Buenos Aires fue iluminada con gas de hidrógeno, gracias al trabajo del ingeniero inglés Santiago Bevans, utilizando una tecnología que para aquel entonces estaba recién siendo ensayada en Estados Unidos y Europa.

Sin embargo, recién para el año 1853, y después del desarrollo de las tecnologías en otras partes del mundo el Poder Ejecutivo contrató el alumbrado público a gas para las calles empedradas ubicadas en las proximidades a la Plaza de Mayo.

Pasado el tiempo y ya en 1910, la Municipalidad de Buenos Aires firmó con la "Compañía Primitiva de Gas de Buenos Aires", constituida mediante la fusión de tres empresas existentes, todas de origen Británico, un contrato de concesión por veinte años que tenía por objeto la iluminación a gas de la ciudad.

Una vez empezada la primera guerra mundial, se produjeron dificultades en el abastecimiento de carbón y un considerable aumento de los precios, lo que llevó a la cancelación por parte del Gobierno Nacional del contrato de iluminación.

Con motivo de ello la compañía se dedicó a impulsar la utilización del gas para la cocción de alimentos propuesta que al ser bien recibida por los usuarios, motivó la conversión y expansión del sistema de cañerías para la utilización como redes domiciliarias.

Vencida ya la concesión otorgada a la Compañía Primitiva de Gas de Buenos Aires, y ya en el año 1945, se nacionalizaron los servicios de la Capital Federal y pasaron a ser prestados por el "Departamento de Gas" del entonces organismo petrolero estatal, YPF.

El 1 de enero de 1946 se creó la Dirección General de Gas del Estado, por lo que se decidió utilizar el gas que se ventaba en los lejanos yacimientos de la Patagonia, y con motivo de ello se emprendió la construcción del gasoducto Comodoro Rivadavia - Buenos Aires, concluyéndose casi tres años más tarde, y siendo para ese entonces uno de los más largos del mundo.

La mencionada Dirección General de Gas del Estado, se transformó posteriormente en la empresa estatal Gas del Estado, quien manejó monopolicamente el transporte

y la distribución de gas natural en todo el territorio nacional hasta su privatización en diciembre de 1992.

El gasoducto Campo Durán - Buenos Aires, que fue habilitado en 1960 permitió en principio el aporte al mercado de consumo de gas proveniente de yacimientos ubicados en la cuenca noroeste (Campo Duran y Madrejones), posibilitando poco después la importación desde Bolivia de cuatro millones de metros cúbicos diarios, valor que luego fue ampliado hasta llegar a seis millones, que es lo se importaba hasta el año 1998; finalizándose con dicha importación en septiembre de 1999, y reanudándose en los últimos años a partir del acuerdo de abastecimiento firmado con Bolivia.

El último acuerdo vigente establece una provisión de gas de 7,7 Mm³/día, a diferencia de los 5,5 Mm³/día, que se venían importando hasta mediados del 2006, con un precio que se estableció en 5 u\$s/Mbtu. Este tema se profundizará en el punto relacionado con la integración regional.

Sucesivas ampliaciones al sistema de transporte, permitieron el ingreso de caudales de otros yacimientos que fueron entrando en producción, tal el caso de Ramos, Caimancito, Cucharas, etc., lo que determinó que se llegara al valor que se registra en nuestros días, de aproximadamente veinte millones de metros cúbicos diarios.

Panorama Local

A partir del proceso de reactivación que experimentó Argentina en los últimos años, se ha puesto de manifiesto la necesidad de ampliar la oferta de energía, a los efectos de acompañar ese crecimiento.

Sin duda una restricción en este sentido, podría producir una desaceleración en el ritmo de crecimiento actual por causas exógenas, como puede ser la falta de energía, en sectores claves de la economía que son los que impulsan esta recuperación.

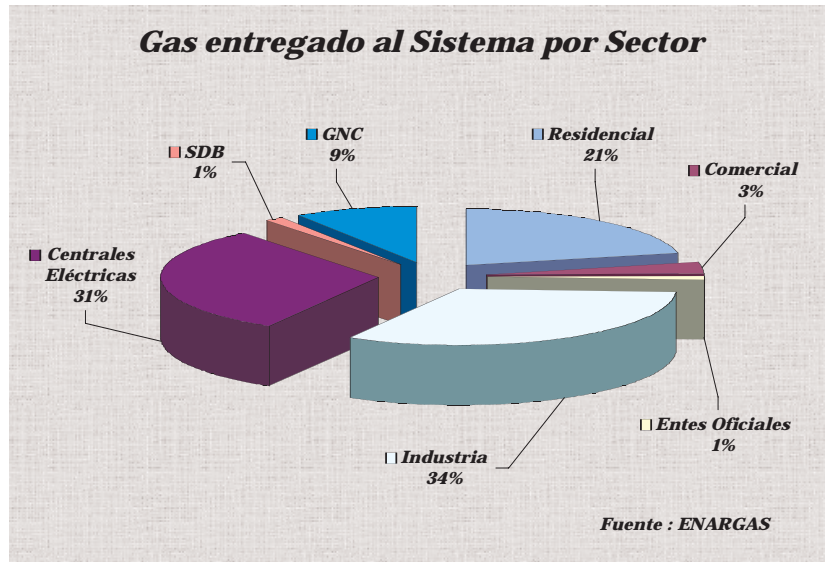
A los efectos de determinar las necesidades futuras de energía que acompañen el ciclo expansivo de la economía, es necesario analizar la evolución de las demandas de energía por sectores que la requieren.

Sin duda uno de los sectores críticos, en cuanto a que experimentó el mayor crecimiento de la demanda, es el caso del Gas Natural, de cuyo análisis nos dedicaremos a continuación.

Para ello, se procedió a desagregar el consumo de Gas Natural, en los siguientes sectores:

Residencial, Comercial, Entes Oficiales, Industria, Centrales Eléctricas, Sub Distribuidores y Gas Natural Comprimido para uso automotor, tal como lo desagrega el ENARGAS³, a continuación puede observarse el gráfico correspondiente al año 2005.

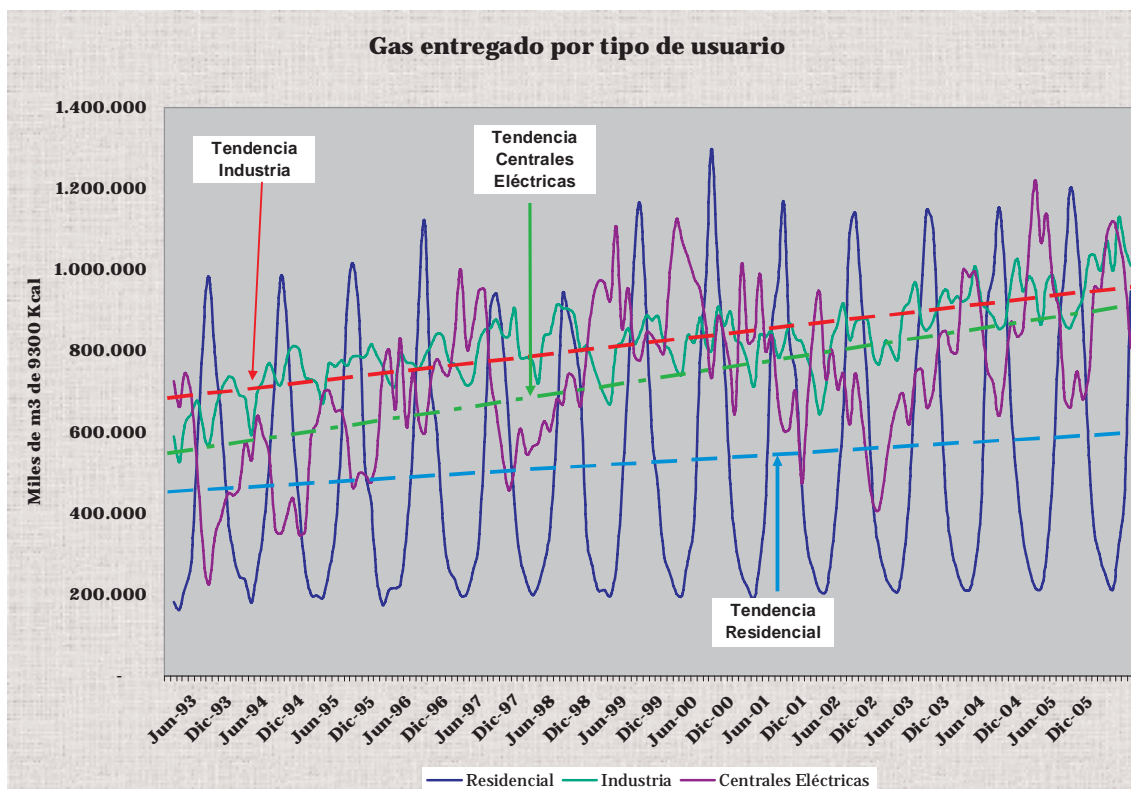
Gráfico 1: Gas entregado al sistema por Sector



El gas natural -entre otras razones - por su precio relativo menor en comparación con otros combustibles alternativos, provoca una mayor demanda del mismo, lo que se refleja en su alta participación en la matriz energética nacional y en su crecimiento, el cual aumentó de 17.800 MMm³ en el año 1990 a 37.800 MMm³ en 2003, incluyendo las exportaciones de gas a países limítrofes.

³ENARGAS: Ente Nacional Regulador del Gas

Gráfico 2: Gas entregado por tipo de usuario



En el gráfico precedente puede verse la tendencia que han tenido, los sectores más representativos de la demanda de Gas Natural, en lo que respecta a su uso, a saber, Usuarios Residenciales, Industria y Centrales Eléctricas.

Para el caso de la demanda residencial, el crecimiento se puede considerar vegetativo, y congruente con el crecimiento de la misma, como así también con el crecimiento del acceso a las redes por parte de los usuarios.

Asimismo, en el caso de las Industrias y las Centrales Eléctricas, son varias las razones que convergen para justificar la tendencia, las dos más importantes son el crecimiento de la economía, y una ventaja en cuanto a sus precios relativos de este insumo.

Es dable destacar que los dos tipos de usuarios señalados en el párrafo anterior, son los sectores críticos a tener en cuenta a los efectos de asegurarles el suministro de energía, dado que son los que contribuyen al crecimiento económico, en el caso de la Industria con su producción y en el caso de la Energía Eléctrica como insumo del proceso productivo de muchos sectores industriales.

Es por ello, que posteriormente se analizará a estos tipos de usuarios con detenimiento y se plantearán algunas alternativas de sustitución del Gas Natural, como

insumo a los efectos de disminuir la dependencia, y ganar grados de libertad en la determinación de Políticas Energética por parte de Gobierno.

Por otro lado, en cuanto a la estructura del Mercado de Gas Natural, es necesario señalar que existen dentro de la cadena de comercialización dos sectores que están regulados, uno es el transporte y el otro es la distribución por lo que a continuación se procederá a hacer una breve descripción de las características de la legislación aplicable.

Aspectos Regulatorios en Argentina sobre el Gas Natural

En Argentina, las actividades relacionadas con el transporte y la distribución del gas natural constituyen un servicio público y están reguladas por la Ley 24.076, sancionada el 20 de mayo de 1992 y los Decretos: 885/92 y 1.738/92 de promulgación y reglamentación de esta ley, y el 2.225/92 modificadorio de su reglamentación.

El Ente Nacional Regulador del Gas fue creado por esa misma ley, la Ley 24.076 y en la misma, no incluyen las actividades relacionadas con la producción, captación y tratamiento de gas, las que se rigen por la Ley 17.319.

Objetivos de la Ley 24.076

Esta ley fija los siguientes objetivos:

- a) Proteger adecuadamente los derechos del consumidor.
- b) Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo.
- c) Propender a una mejor operación y confiabilidad de los sistemas operativos.
- d) Asegurar el libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de gas natural.

Son sujetos según la ley: los transportistas, distribuidores, comercializadores almacenadores y consumidores que contraten directamente con el productor de gas natural. La ley considera "transportista" a toda persona jurídica responsable del transporte de gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción del gas por parte de los distribuidores o consumidores, que contraten directamente con el productor y almacenadores.

La ley considera "distribuidor", al prestador responsable de recibir el gas del transportista y abastecer a los consumidores a través de la red de distribución hasta el

medidor de consumo dentro de una zona, entendiéndose por tal una unidad geográfica limitada.

El Distribuidor, en su carácter de tal, puede realizar operaciones de compra de gas natural pactando precios y condiciones, directamente con el productor o comercializador.

Principales disposiciones establecidas en la ley 24.076

Ningún transportista o distribuidor puede comenzar la construcción de obras de magnitud ni la ampliación o extensión de las existentes, sin contar con autorización del Ente Nacional Regulador del Gas. La ampliación de obras realizada por un transportista o distribuidor, no pueden interferir el servicio o sistema de otro transportista o distribuidor.

En el caso de obras no previstas en las respectivas habilitaciones, si existieran terceros interesados en su realización, estos deberán arribar a un acuerdo con el prestador de la zona que corresponda, pudiendo el Ente, en caso de no lograrse tal acuerdo, autorizar que la obra sea realizada y explotada por terceros.

Para el caso que una solicitud de extensión de redes no fuera satisfecha por razones económicas, el distribuidor debe informar al solicitante el monto de la inversión que debería aportar.

Los transportistas y distribuidores gozan de los derechos de servidumbre establecidos por ley. Las habilitaciones pueden obligar a transportistas o distribuidores a extender o ampliar las instalaciones cuando ello resulte conveniente a las necesidades del servicio público, siempre que pueda recuperar mediante las tarifas autorizadas el monto de sus inversiones.

Los transportistas no pueden comprar ni vender gas con excepción de las adquisiciones que deban realizar para: a) satisfacer su propio consumo b) obtener el gas necesario para mantener en operabilidad el sistema de transporte a su cargo.

La ley 24.076 hace referencia a algunas situaciones controlantes que no están permitidas a los sujetos de la industria del gas.

La tarifa del gas aplicable a los consumidores resulta de la suma de: a) precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, b) Tarifa de transporte y c) Tarifa de distribución.

Ente Nacional Regulador del Gas

El Ente Nacional Regulador del Gas, tiene como principales funciones, las siguientes:

- a) Hacer cumplir la ley 24.076 controlando la prestación del servicio, a fin de asegurar las obligaciones fijadas en los términos de la habilitación.
- b) Dictar reglamentos a los cuales deberán ajustarse todos los sujetos de esta ley en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos.
- c) Prevenir conductas anticompetitivas, antimonopólicas o indebidamente discriminatorias.
- d) Establecer las bases para el cálculo de las tarifas y aprobarlas.

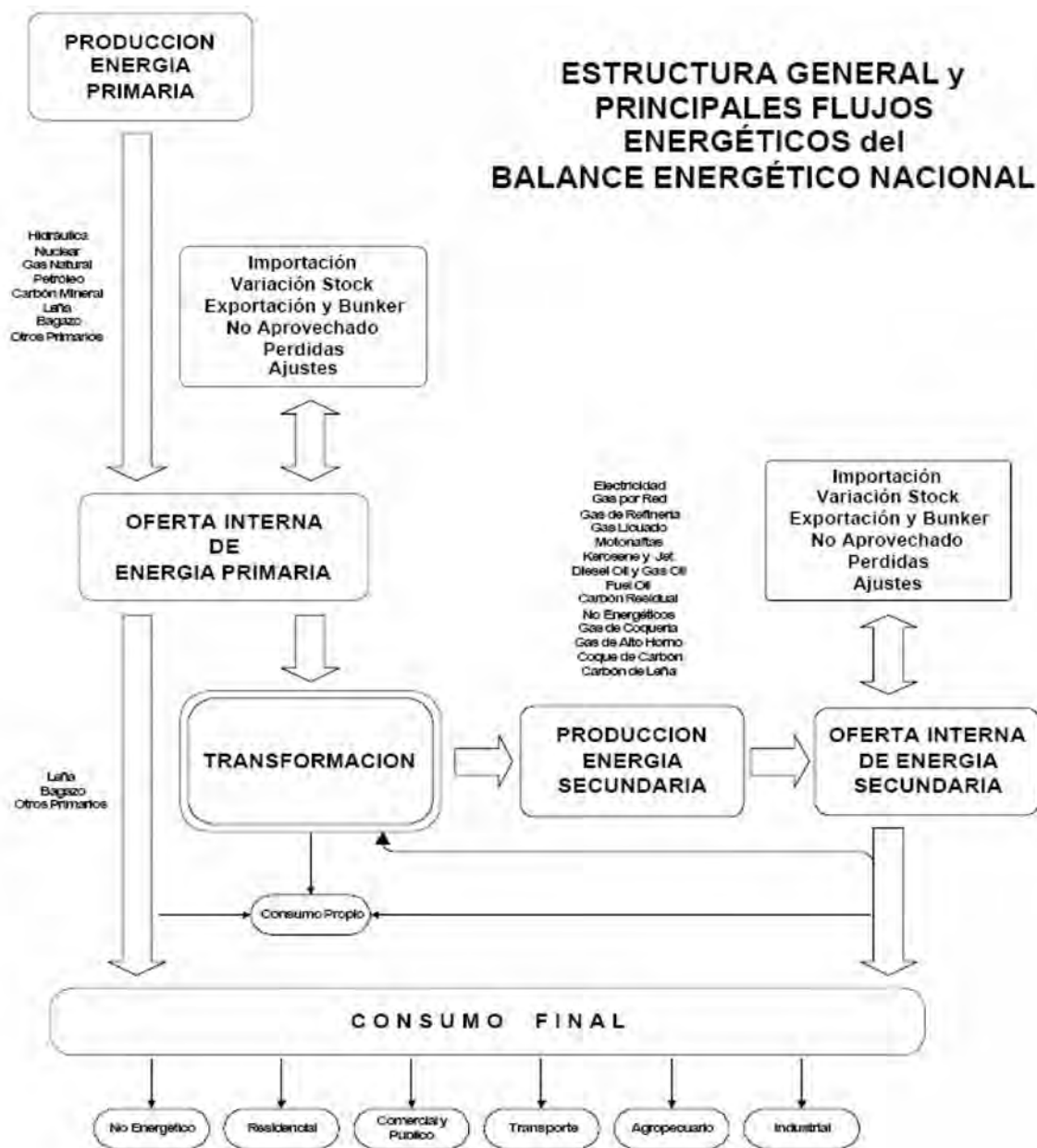
Análisis de la Matriz Energética

Cuando hablamos de Matriz Energética de un país, hacemos referencia a la radiografía que nos va a indicar en forma esquemática como se abastece de energía un país y que recursos energéticos utiliza.

Esta herramienta resulta de gran utilidad si nuestro objetivo es planificar la estructura necesaria para abastecer el país de energía en el futuro, no sólo porque nos da el estado de situación actual, sino porque nos permite planificar a futuro, un esquema más racional de abastecimiento teniendo en consideración las restricciones y las nuevas posibilidades.

A continuación se presenta un esquema en donde se representan la estructura general y los principales flujos que contiene un balance energético.

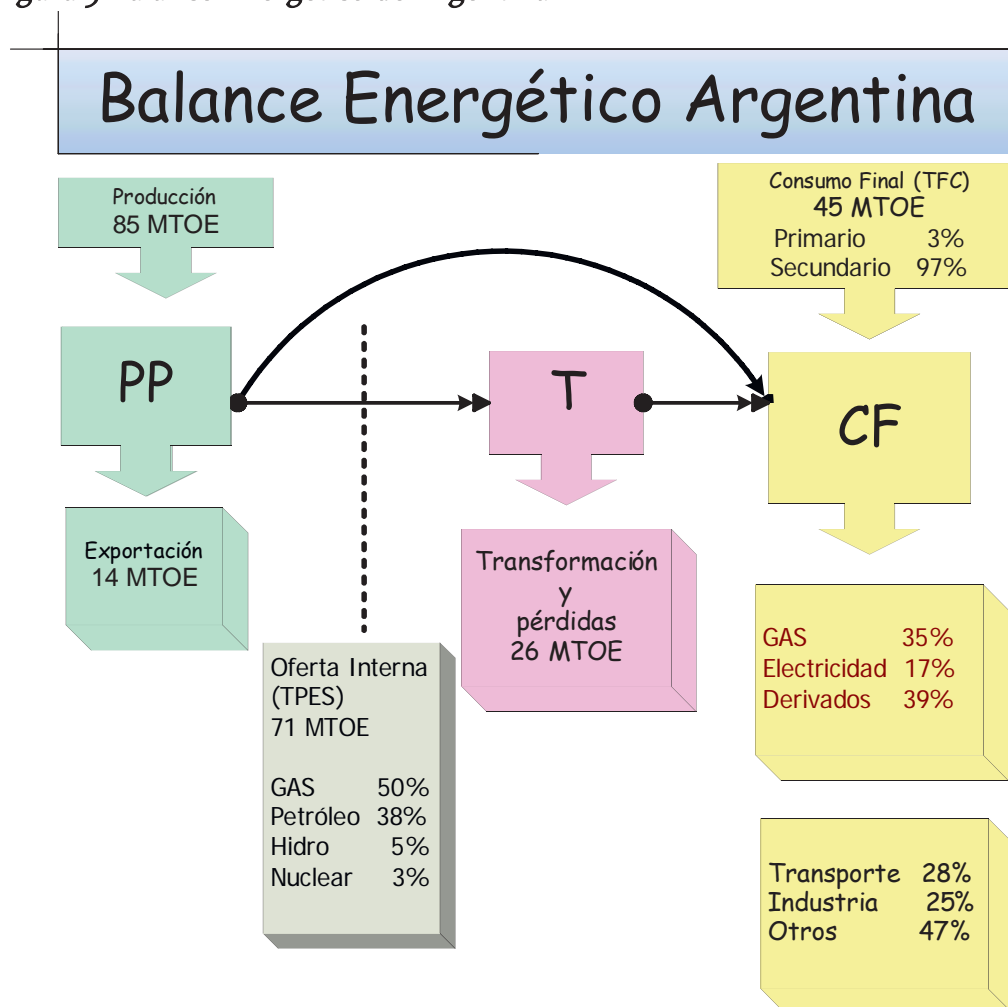
Figura 2 Estructura General del Balance Energético



En el esquema encontramos distintas etapas, que de manera muy sintética podríamos describir como una primera etapa de producción primaria, en la cual se cuantifica el total de la energía que se produce en el país, la oferta interna que no es más que lo producido menos los ajustes y las pérdidas más las importaciones, que nos muestra la verdadera magnitud de la energía que dispone el país.

Una vez que se produce la transformación de esa energía, nos encontramos con la producción de energía secundaria, en la cual encontramos los productos que consumimos o exportamos, como ser Electricidad, Gas por Redes, Motonaftas, Fuel Oil, etc.

Figura 3 Balance Energético de Argentina



A continuación se encuentran los datos estadísticos desde 1987 hasta el año 2004, referidos a los conceptos detallados en el diagrama anterior.

Tabla 6 Producción de Energía Primaria

(Valores en kTEP)

	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997	1996	1995	1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988	1987
Energía Hidráulica	3.279	3.638	3.858	3.982	3.100	2.330	2.859	3.030	2.471	2.901	2.974	2.597	2.108	1.769	1.950	1.431	1.644	2.356
Nuclear	2.379	2.213	1.716	2.030	1.775	2.090	2.237	2.412	2.194	2.186	2.555	2.403	2.185	2.432	2.252	1.446	1.711	1.964
Gas Natural	41.878	39.818	35.366	35.456	35.113	31.646	27.986	27.060	26.649	24.239	22.493	21.319	20.085	19.817	18.514	20.618	19.764	16.726
Petróleo	35.551	37.079	37.788	40.089	39.530	41.045	43.513	42.837	40.311	36.939	34.278	30.486	28.553	25.330	24.741	23.641	23.119	21.999
Carbón Mineral	30	53	57	110	153	198	171	148	183	180	205	99	119	172	163	303	302	220
Leña	800	806	687	606	656	644	630	602	782	769	736	690	629	522	558	571	620	498
Bagazo	650	640	676	910	884	832	868	784	709	714	586	536	455	442	442	443	552	589
Otros Primarios	679	675	640	597	698	724	651	659	636	650	644	743	772	875	722	573	652	813
	85.245	84.922	80.788	83.780	81.909	79.509	78.915	77.532	73.935	68.578	64.471	58.873	54.906	51.359	49.342	49.026	48.364	45.165

Tabla 7 Oferta Interna de Energía Primaria

(Valores en kTEP)

	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997	1996	1995	1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988	1987
Energía Hidráulica	3.279	3.638	3.858	3.982	3.100	2.330	2.859	3.030	2.471	2.901	2.974	2.597	2.108	1.769	1.950	1.431	1.644	2.356
Nuclear	2.379	2.213	1.716	2.030	1.775	2.090	2.237	2.412	2.194	2.186	2.555	2.403	2.185	2.432	2.252	1.446	1.711	1.964
Gas Natural	35.685	33.588	29.894	29.901	30.744	29.510	26.619	26.246	25.603	23.314	21.576	20.746	19.605	19.592	18.530	20.237	18.994	16.376
Petroleo	27.191	26.098	25.010	26.692	26.731	28.361	27.901	26.857	24.510	23.330	24.094	25.144	25.130	23.425	23.429	22.819	22.072	21.556
Carbón Mineral	753	652	538	637	779	876	835	821	883	927	1.040	738	814	820	956	1.108	1.106	1.037
Leña	800	806	687	606	656	644	630	602	782	769	736	690	629	522	568	571	620	498
Bagazo	650	640	676	910	884	832	868	784	709	714	586	536	456	442	442	443	552	589
Otros Primarios	679	675	640	597	698	724	651	659	636	650	644	743	772	875	722	573	652	813
	71.415	68.311	63.019	65.355	65.367	65.367	62.600	61.411	57.788	54.791	54.205	53.597	51.698	49.877	48.839	48.628	47.350	45.189

Tabla 8 Producción de Energía Secundaria

(Valores en kTEP)

	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997	1996	1995	1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988	1987
Electricidad	8.623	7.916	7.275	7.752	7.652	6.944	6.379	6.232	5.999	5.777	5.568	5.250	4.761	4.552	4.240	4.374	4.515	4.482
Gas distribuido por Redes	31.443	29.972	26.790	26.873	28.734	27.510	24.786	24.390	23.807	21.525	19.894	19.050	18.691	18.214	17.067	18.783	17.550	14.903
Gas de Refinería	750	814	726	683	647	657	623	489	585	697	595	723	595	587	425	459	443	435
Gas Licuado	3.825	3.590	2.923	3.146	2.684	2.478	2.298	2.192	2.130	2.031	1.922	1.824	1.896	1.640	1.378	1.362	1.277	1.191
Motonafta Total	6.608	6.234	6.947	7.046	7.159	7.828	7.742	7.849	7.070	6.452	7.103	7.398	7.054	6.758	6.428	6.043	5.316	5.272
Kerosene y Aerokerosene	1.275	1.198	1.401	1.475	1.696	1.793	1.665	1.441	1.511	1.385	1.371	1.203	1.168	1.091	1.212	1.187	1.108	1.099
Diesel Oil + Gas Oil	11.821	10.334	9.828	10.702	10.771	11.135	10.957	10.701	9.767	8.627	8.792	9.433	9.400	8.622	8.228	7.811	7.808	7.488
Fuel Oil	2.321	1.896	1.726	2.313	2.095	2.494	2.384	2.503	1.886	2.224	2.693	3.175	3.302	3.822	4.558	4.772	4.998	5.270
Carbón Residual	1.175	1.232	1.202	1.183	1.141	1.142	1.145	1.062	996	922	923	1.086	1.101	976	945	926	849	774
No Energético	2.296	2.356	1.964	2.002	1.740	2.073	2.311	1.928	2.023	2.092	1.983	1.647	1.624	1.194	1.502	1.622	1.557	1.689
Gas de Coquería	194	174	150	164	167	155	161	165	164	121	118	109	144	140	161	199	151	170
Gas de Alto Horno	293	265	249	253	276	266	303	286	264	203	207	149	213	211	255	268	242	193
Coque de Carbón	782	808	717	777	798	747	726	515	504	409	482	373	646	664	802	934	744	733
Carbón de Leña	218	206	199	196	189	228	195	191	242	243	221	228	216	173	191	195	217	149
Total Energía Secundaria	71.916	66.995	62.097	64.565	65.749	65.450	61.674	59.944	56.949	52.710	51.874	51.648	50.811	48.643	47.392	48.936	46.776	43.846

Tabla 9 Oferta Interna de Energía Secundaria

(Valores en kTEP)

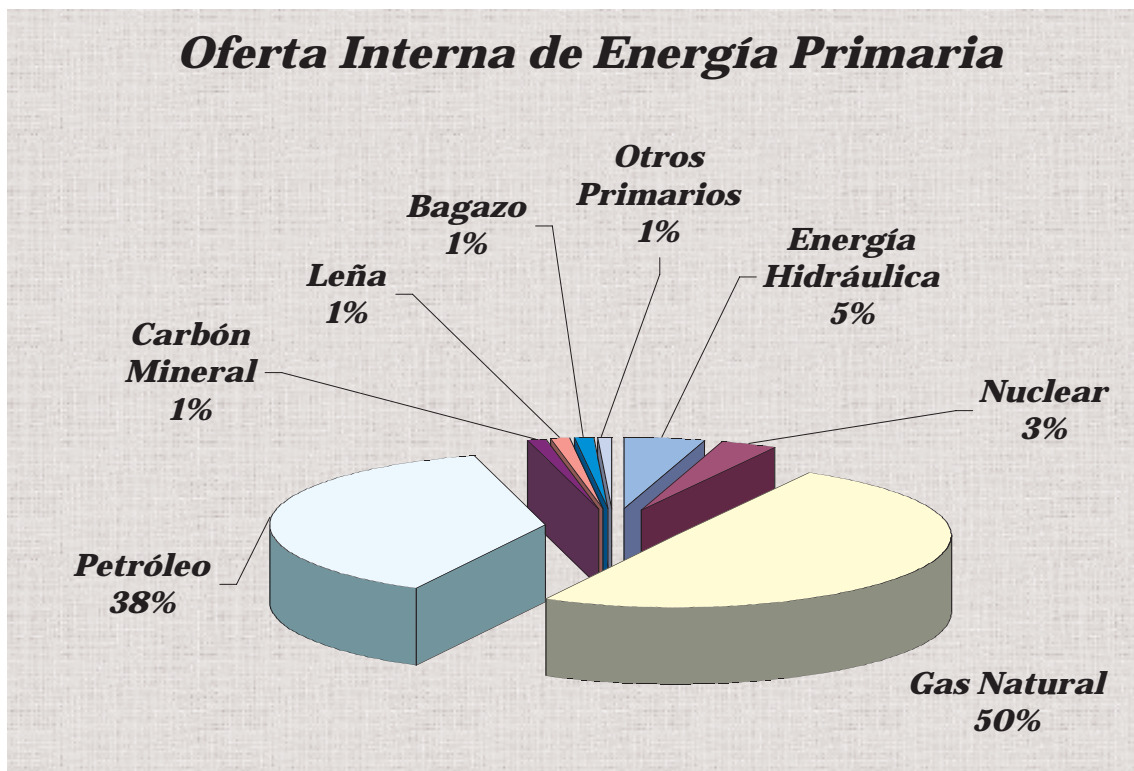
	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997	1996	1995	1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988	1987
Electricidad	7.593	7.142	6.537	6.732	6.633	6.337	6.121	5.674	5.329	5.008	4.700	4.419	4.108	3.855	3.691	3.648	3.908	3.807
Gas distribuido por Redes	30.832	28.930	26.276	26.868	27.574	27.087	24.262	23.518	23.092	20.850	19.890	18.825	17.857	17.478	16.778	18.423	16.969	14.486
Gas de Refinería	686	933	803	672	612	638	602	426	585	572	567	702	541	539	391	423	429	428
Gas Licuado	2.287	1.805	1.415	1.546	1.701	1.609	1.637	1.516	1.440	1.415	1.359	1.348	1.327	1.251	1.285	1.201	1.231	1.267
Motonafta Total	3.738	2.821	3.665	3.606	4.287	4.833	5.434	5.542	5.689	5.639	5.619	5.837	5.584	5.145	5.184	4.930	4.837	5.398
Kerosene y Aerokerosene	506	406	458	590	733	777	728	721	789	832	1.003	1.148	1.173	1.069	1.181	1.154	1.162	1.212
Diesel Oil + Gas Oil	11.086	9.126	8.614	9.066	10.022	10.224	10.350	9.914	9.418	9.108	8.553	7.721	7.459	7.290	6.789	6.800	7.360	7.442
Fuel Oil	1.977	666	705	1.026	1.246	1.773	1.876	1.859	1.817	1.518	2.509	3.459	3.528	3.602	2.549	3.521	5.004	5.154
Carbón Residual	1.047	1.012	843	1.003	1.022	982	986	971	567	684	570	248	660	670	634	679	771	753
No Energético	2.304	2.109	1.921	2.359	1.707	1.983	1.908	1.759	1.622	1.350	1.528	1.412	1.297	1.153	1.439	1.526	1.507	1.664
Gas de Coquería	189	167	140	164	167	155	160	165	164	111	118	109	144	140	156	199	151	170
Gas de Alto Horno	293	265	250	253	250	246	283	276	256	187	207	149	159	195	232	262	231	179
Coque de Carbón	687	627	562	540	609	577	592	507	497	415	482	373	456	548	748	817	628	649
Carbón de Leña	218	206	199	196	189	228	195	191	248	243	221	228	216	173	191	195	217	149
Total Energía Secundaria	63.444	56.215	52.387	54.622	56.750	57.448	55.135	53.039	51.514	47.931	47.326	45.978	44.510	43.108	41.248	43.778	44.393	42.757

Del análisis de los datos expuestos, surge la preponderancia que tiene el Gas Natural en la Matriz Energética Argentina, y su crecimiento en importancia a través de los años.

Asimismo, puede observarse que el Gas Natural representa el 50 % de la Oferta Interna de Energía Primaria, lo que denota la dependencia a este producto que tiene Argentina, dado que la amplia utilización del mismo implica que se generó una infraestructura, acorde a ese crecimiento, no desarrollándose la infraestructura necesaria para el consumo de energías alternativas.

En cuanto a la participación de otras fuentes en la Oferta Primaria, puede observarse la misma en el gráfico que se presenta a continuación.

Gráfico 3 Oferta Interna de Energía Primaria



Ahora bien, a los efectos de cuantificar el uso de Gas natural y su crecimiento, para por ejemplo generación de energía eléctrica, resulta interesante hacer una comparación con otros países de la región y evaluar su comportamiento en el tiempo.

A tales efectos se elaboró el cuadro siguiente, en donde es interesante notar la evolución que tuvo el Gas Natural en la generación de Energía Eléctrica en Chile, dado que el Gas Natural que utiliza, es el proveniente de las exportaciones Argentinas.

Tabla 10 Generación de Electricidad a partir del Gas Natural (% del Total)

País	1971	1973	1980	1990	1995	2000	2001	2002	2003
Argentina	22,93	24,54	22,02	38,96	39,42	54,63	47,71	47,65	51,70
Bolivia	1,46	2,69	19,96	37,65	48,93	45,95	25,14	27,34	18,48
Brasil	-	-	-	0,01	0,20	1,15	3,14	3,59	3,59
Chile	1,11	1,12	1,30	1,32	1,03	24,40	30,70	28,65	35,39
Perú	0,30	0,47	1,88	1,70	1,13	3,56	3,80	4,49	5,19

Se puede ver claramente que en los últimos treinta años, el uso del Gas Natural para generación de Energía Eléctrica se ha duplicado, esto en parte es debido al precio relativo del insumo con respecto a otros productos, y en parte se debe a la instalación de Centrales Eléctricas con Turbinas a Gas, o en los últimos años con tecnología de Ciclo Combinado, cuyo costo marginal y su eficiencia eran superiores a las anteriores tecnologías.

Dado que el despacho de las Centrales Eléctricas, en términos generales, se hace a partir de su costo marginal, el uso de estas tecnologías que generan electricidad a un costo menor, se aseguraban el hecho de ser las primeras en ser despachadas, dentro del parque de generación térmica.

Todos estos factores han llevado al uso intensivo de este insumo, y a partir de ello hemos llegado a las cifras que se expusieron anteriormente con respecto a su utilización, es por ello que una simple descripción de la Matriz Energética de Argentina, nos plantea la dependencia que se ha generado, y nos induce al análisis de energías alternativas que reduzcan en parte dicha dependencia, o que nos permitan una mayor libertad de decisión en el momento de elegir las fuentes de energía para mantener un crecimiento sostenido en el país.

La industria del Gas Natural en Argentina

A partir de la década de los 90 en la Argentina se producen grandes cambios en cuanto a la prestación de ciertos servicios públicos, entre ellos el de prestación del servicio de gas natural y energía eléctrica.

Estos cambios que afectaron a la industria del gas natural en la Argentina acaecidos tras la privatización de Gas del Estado, como fuera explicado anteriormente, y devinieron en la Ley 24.076 mediante la cual se establece el marco regulatorio a aplicar y establece la separación de las actividades de producción, transporte y distribución.

De esta forma la industria queda conformada en dos empresas de transporte y nueve distribuidoras, mientras que a partir de 1994 la producción de gas se liberaliza totalmente, permitiéndose a las empresas productoras la libre determinación del precio del gas en boca de pozo, lo que significa que la Autoridad Regulatoria no interviene en la fijación del mismo.

Las tarifas finales que pueden cobrar las empresas distribuidoras son fijadas por medio de Resoluciones del Ente Nacional Regulador del Gas, mediante un mecanismo de price cap, y están integradas por el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) y los márgenes de transporte y distribución. Estos últimos, ambos están fijados por el ENARGAS mientras que el PIST⁴ se reconoce en tarifas mediante un mecanismo de pass through.

El segmento de Producción, constituye junto con la importación, la oferta de Gas Natural, este segmento como se dijo anteriormente no está regulado y lo integran diferentes empresas, entre las cuales se encuentran Repsol-YPF, Total, Pan American Energy, Wintershall, entre otras.

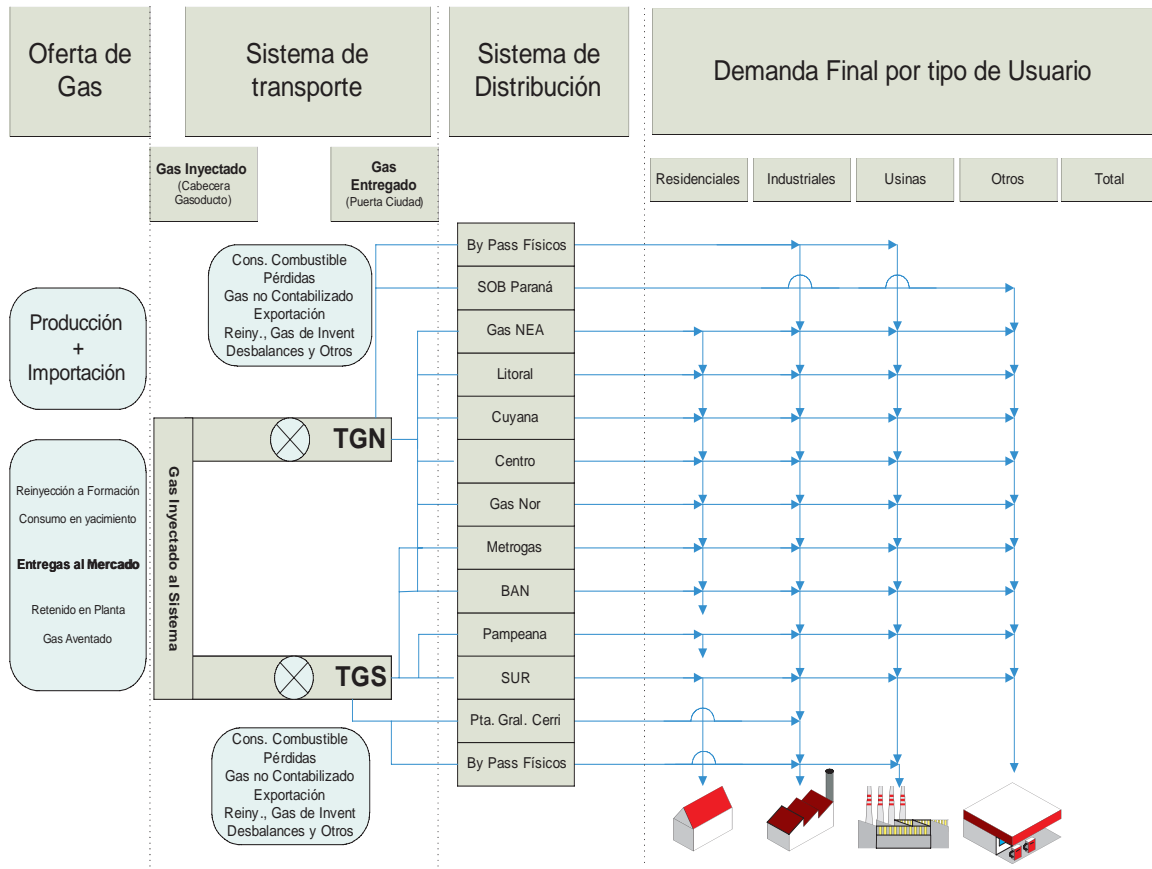
El segmento de transporte, a partir de la privatización de Gas del Estado S.E., se dividió entre dos empresas, una es Transportadora de Gas del Norte S.A. y Transportadora de Gas del Sur.

Así también dentro del segmento regulado, están las Distribuidoras, de todos estos segmentos se hablara con mayor detenimiento más adelante.

A continuación se presentará un esquema del mercado en su conjunto, en donde puede observarse la interrelación que existe entre estas etapas y esto ayuda a tener una mejor comprensión del total de la industria a la cual nos referimos.

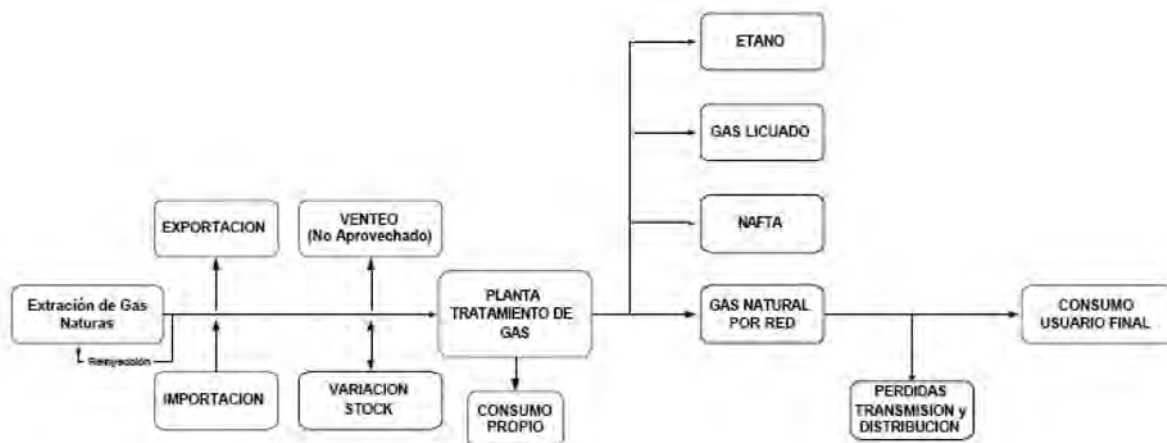
⁴PIST: Punto de Ingreso al Sistema de Transporte

Figura 4 Esquema de Comercialización del Gas Natural



Dentro de los Usuarios, nos encontramos con los Residenciales, los Industriales, Las Usinas y otros como el caso del GNC. A continuación puede verse el esquema de los procesos que se le aplican al Gas natural y los distintos productos obtenidos.

Figura 5 Procesamiento del Gas Natural



Reservas de Gas Natural

En la República Argentina se han identificado 19 cuencas sedimentarias, con una superficie total de aproximadamente 1.750.000 km².

Cinco de estas cuencas tienen continuidad sobre la plataforma continental, mientras que otras tres se extienden bajo las aguas del mar. La superficie de las ubicadas sobre el continente es de alrededor de 1.350.000 km², y las de la plataforma continental, tomando como límite la isóbata de 200 mts; de unos 400.000 km², cifra que puede ser duplicada si se la considera hasta el pie del talud.

Actualmente, las cuencas productivas de hidrocarburos son cinco: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo de San Jorge y Austral o de Magallanes. Considerando solamente la porción emergida, su superficie abarca un 40% de lo que en la actualidad se conoce como cuencas útiles.

El petróleo bruto, gas natural y líquidos volátiles se obtienen usualmente desde depósitos geológicos, sacándolos a la superficie de la tierra a través de una perforación profunda.

Generalmente, el fluido obtenido de los depósitos de petróleo, consiste en una mezcla de petróleo, gas natural, agua salada o salmuera, conteniendo tanto sólidos disueltos como en suspensión. Los pozos de gas pueden producir gas húmedo o gas seco, pero además en el caso del gas seco, normalmente se obtienen cantidades variables de hidrocarburos líquidos ligeros y agua salada.

Esta agua también contiene sólidos en suspensión y disueltos y se encuentra contaminada por hidrocarburos.

Los sólidos en suspensión suelen consistir en arenas, arcillas y finos del depósito. El petróleo puede tener propiedades físicas y químicas muy variables, siendo la densidad y viscosidad las más importantes.

En los pozos de petróleo, la energía requerida para elevar los fluidos hasta la parte superior del pozo, se puede obtener por la presión natural de la formación o mediante una serie de operaciones realizadas desde la superficie. Los métodos más comunes de suministrar energía para extraer el petróleo son: inyectar fluidos (normalmente agua o gas) en el depósito para mantener la presión que de otra manera bajaría durante la extracción; inyectar gas en la corriente que sale del pozo para hacer más ligera la columna de fluidos en el pozo; y utilizar varios tipos de bombas en el mismo pozo.

Una vez en la superficie, los diferentes constituyentes de los fluidos producidos desde los pozos de petróleo y gas son separados: gas de los líquidos, aceites del agua y sólidos de los líquidos. Los constituyentes que se pueden vender, normalmente los gases y el petróleo, se retiran de la zona de producción y los residuos, generalmente salmuera y sólidos, se eliminan luego de un tratamiento.

En esta etapa los gases aún pueden contener cantidades importantes de hidrocarburos líquidos, y suelen ser tratados para su separación, en las Plantas de gas.

El gas, petróleo y agua se separan en varias etapas. El crudo proveniente de los separadores agua-aceite, posee un contenido en agua y sedimentos los suficientemente bajo (inferior a un 2%) para su venta. La mezcla de agua-sólidos producida, contiene una elevada cantidad de aceites para ser vertida al terreno, a ríos o al mar.

Las aguas provenientes de la última etapa del proceso de separación poseen varios cientos e incluso miles de ppm de aceite. Existen dos procedimientos para su eliminación: tratamiento y vertido a las aguas superficiales e inyección en una formación del subsuelo adecuada.

Se suelen utilizar varios sistemas de inyección. Uno consiste en inyectar el agua en los depósitos geológicos para mantener la presión y estabilizar sus condiciones. Otro sistema, conocido como inundación, consiste en inyectar el agua en el depósito de manera tal que desplace el crudo hacia los pozos de producción.

Este proceso es uno de los métodos de producción secundaria. Sucesivas inundaciones aumentan la producción del campo pero además incrementan la cantidad de agua a tratar. La inyección también se puede utilizar exclusivamente como procedimiento de vertido o descarga.

Respecto al gas natural debe decirse, que está formado por hidrocarburos parafínicos, conteniendo principalmente metano pero además y en proporciones menores⁵, etano, propano y butanos.

Otra característica de interés es que se encuentra, como consecuencia de su baja densidad en las capas superiores de las trampas subterráneas que constituyen yacimientos de petróleo, y en los intersticios (poros) y fisuras de las rocas.

Se reconoce universalmente un origen orgánico del petróleo y del gas natural, mediante un largo proceso de transformación de organismos animales y vegetales bajo condiciones de sepultamiento en la corteza terrestre.

⁵70 a 90%

Yacimientos de Petróleo y de Gas Natural

Condiciones para su formación

Para que se formen yacimientos de petróleo y/o gas natural, debe darse la presencia simultánea de los siguientes factores favorables en el ámbito de una Cuenca Sedimentaria⁶ :

- A) Existencia de una roca madre madura
- B) Posibilidad de migración entre la roca madre y el reservorio
- C) Presencia de un reservorio adecuadamente poroso y permeable.
- D) Disponibilidad de entrapamiento de los hidrocarburos
- E) Existencias de un sello impermeable.

Estas circunstancias hacen que menos de la mitad de las cuencas sedimentarias exploradas a nivel mundial tengan características positivas en cuanto a efectividad y que de ese porcentaje solo alrededor del 5 % pueda ser considerada con buenas perspectivas para encontrar yacimientos de petróleo o gas.

Rocas madres

Las rocas madres son rocas donde se ha acumulado suficiente materia orgánica preservada y térmicamente madura como para formar petróleo. Están generalmente formadas por un tipo de roca denominada arcilita o lutita.

El hecho que las partículas orgánicas sean normalmente de grano fino hace que las rocas madres sean comúnmente también de grano fino⁷.

Uno de los factores más importantes para determinar, si una roca rica en orgánicos (el contenido orgánico no pasa en general del 1 al 2% de su volumen), se convertirá en roca madre, es su maduración térmica.

Para que la materia orgánica pueda evolucionar hasta transformarse en petróleo (y gas natural), es necesario que la roca madre se encuentre ubicada a profundidades importantes de modo que la acción de la temperatura y la presión posibiliten dicha evolución. Cuando se dan estas condiciones se dice que la roca madre está madura.

⁶Las cuencas sedimentarias son áreas deprimidas (de la corteza terrestre), llenas de sedimentos orgánicos, y se encuentran mayormente en la zona continental o en sus plataformas submarinas adyacentes.

⁷En su mayor parte están formadas por lutitas, carbonatos o carbón.

Se debe tener en consideración que la existencia de cuencas sedimentarias no asegura la presencia de petróleo ya que el hecho de que aún cuando la materia orgánica inserta en la roca madre pueda alcanzar maduración, no siempre llega a transformarse en petróleo.

Migración

Para que el petróleo generado pueda ser recuperado, es necesario que se produzca su migración desde la roca madre hacia un reservorio poroso y permeable donde pueda acumularse.

Lamentablemente esta situación no es la más habitual y en general sucede que el petróleo no puede ser aprovechado ya que antes de llegar a un sitio adecuado de acumulación, se dispersa por carecer el estrato de migración de trampas adecuadas o se desplaza hacia la superficie por carecer a su vez de un adecuado sello impermeable.

Reservorios

Principales tipos - Características

Los principales tipos de reservorios se dan en areniscas, carbonatos (piedra caliza) y rocas fracturadas.

Los reservorios deben ser porosos y permeables, ambas condiciones deben cumplirse simultáneamente. La porosidad posibilita la acumulación del petróleo y la permeabilidad su desplazamiento.

Se da el caso de muchas rocas que siendo suficientemente porosas, no cumplen con las condiciones necesarias para conformar reservorios, porque sus canalículos o poros son demasiado pequeños para permitir que las pequeñas gotas de petróleo se muevan a través de ellas.

Trampas

El último factor crítico en el ciclo de la generación, migración y acumulación, es el desarrollo de una trampa, que es una configuración geométrica en las que el reservorio formado por rocas permeables, están rodeados y confinados por un tipo de roca impermeable, lo que constituye un sello.

En la mayoría de los casos las trampas se encuadran en alguna de las siguientes tres categorías: a) estructurales, b) estratigráficas y c) combinadas.

Las trampas pueden contener petróleo, gas natural o su combinación (en este caso el gas se ubica por encima del petróleo). Debajo de las columnas de petróleo y gas (y también en los bordes), los poros del reservorio se llenan con agua, por ser más pesada que el petróleo.

Las trampas estructurales son el objetivo de exploración más común, dado que son relativamente fáciles de detectar, situación particularmente cierta en el caso de los anticlinales

Los anticlinales, que son pliegues en forma de cúpula de la corteza terrestre, se pueden originar entre otras formas por compresión o compactación y deformación en bloques.

Sellos

Las trampas deben ser selladas por barreras impermeables que posibiliten detener la migración ascendente del petróleo.

En el caso de los anticlinales solo se requiere un sello vertical o roca de cubierta (normalmente lutitas), en cambio en las trampas estratigráficas se necesitan que existan también sellos verticales y laterales.

Figura 6: Mapa de Cuencas Hidrocarburíferas

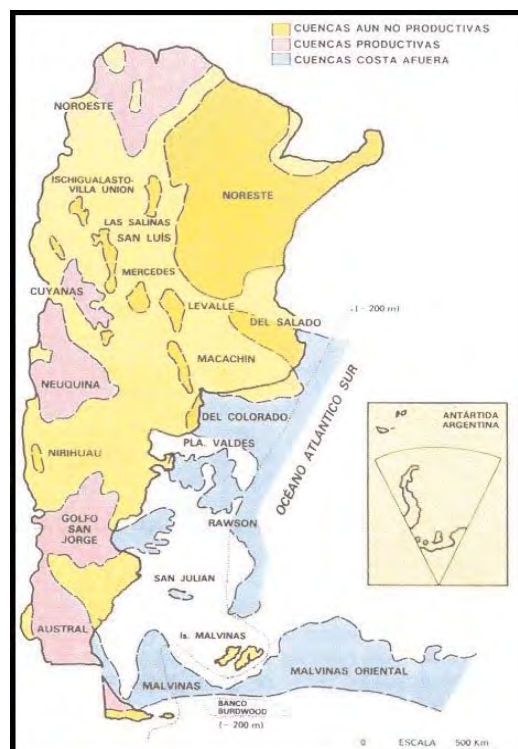


Tabla 11 Reservas de Gas Natural por Cuenca

Cuenca	Mm³	%
Austral	9.135.389	17,50%
Cuyana	64.378	0,12%
Golfo San Jorge	3.832.579	7,34%
Neuquina	31.710.590	60,74%
Noroeste	7.462.728	14,29%
Total	52.205.664	100%

Todas las estimaciones de la reserva involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad de datos geológicos e ingenieriles fiables en el momento de la estimación y la interpretación de estos datos.

El grado relativo de incertidumbre puede manifestarse asignando a las reservas una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas. Las reservas no probadas tienen menor certeza de existir que las reservas probadas y pueden ser clasificadas en probables y posibles para denotar la incertidumbre creciente de su extracción.

Las reservas probadas son las cantidades de petróleo que, por el análisis de los datos geológicos e ingenieriles, puede estimarse con razonable certeza que serán comercialmente recuperables en un futuro definido, de los reservorios conocidos y bajo las condiciones económicas los métodos, y las regulaciones gubernamentales actuales. Las reservas probadas pueden categorizarse como desarrolladas o no desarrolladas.

Si se usan métodos determinísticos, el término "razonable certeza" expresa un grado alto de confianza que las reservas probadas se recuperarán. Si se usan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 90% de probabilidad de que las cantidades a ser recuperadas igualarán o excederán la estimación.

En general, las reservas son consideradas probadas cuando la producibilidad comercial del reservorio se apoya en tests de producción real o pruebas de la formación. En este contexto, el término "probadas" se refiere a las cantidades reales de reservas de petróleo y no sólo la productividad del pozo o reservorio.

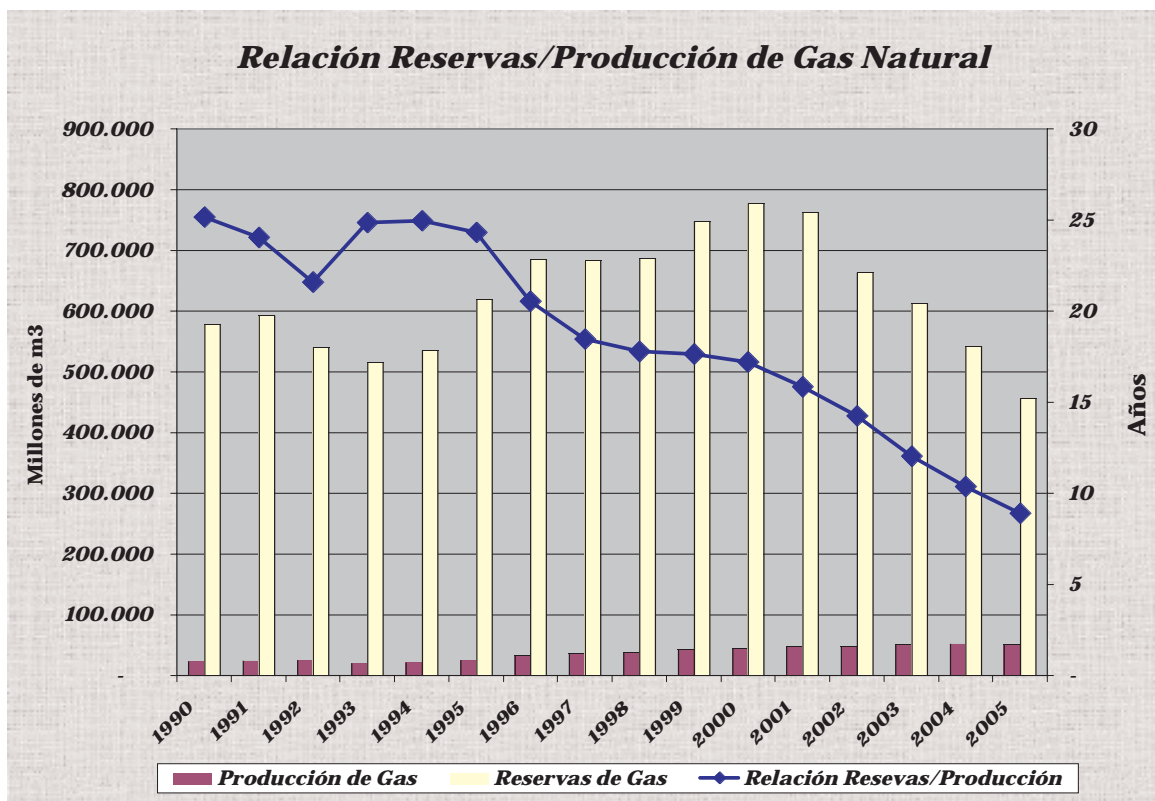
En ciertos casos, el número correspondiente a reservas probadas puede asignarse sobre la base de estudios de pozo y/o análisis que indican que el reservorio es análogo a los reservorios en la misma área que están produciendo (o han probado la posibilidad de producir) en las pruebas de la formación.

Las reservas pueden ser clasificadas como probadas si los medios para procesar y transportar esas reservas para ser comercializadas están operacionales en el momento de la estimación o hay una expectativa razonable que se instalarán tales medios

A raíz de la actual situación, en la cual se ha detectado la necesidad de aumentar la oferta en la producción de gas para abastecer el mercado interno, como así también la necesidad de inversiones en el sistema de transporte, a los fines de poder transportar mayores volúmenes, es necesario analizar la evolución de Sector no regulado de la industria de gas que es el sector de la producción.

Este sector, según se muestra en el siguiente gráfico ha registrado una disminución significativa en la relación reservas/producción, lo que estaría indicando una posible falta de inversiones en exploración a los fines de incrementar las reservas y hacer frente a la demanda creciente.

Gráfico 4: Relación Reservas/Producción de Gas Natural



Para analizar este declinamiento en las inversiones necesarias para abastecer la demanda es necesario entender primeramente, que los pozos tienen una vida útil, por lo que al descender su producción por debajo de determinado nivel, no es rentable tenerlos en producción y se los cierra aunque queden reservas no utilizadas.

Estas características particulares de todos los Recursos No Renovables, lleva a plantearnos la importancia de generar inversiones en descubrir nuevas reservas para mantener la relación Producción/Reservas en niveles deseables.

Es dable aclarar que este índice mide la relación de estas variables, con los valores de ese período, es decir que el índice para un año determinado mide la relación entre las reservas probadas y la producción de ese año.

Es decir que ante el descubrimiento de nuevas reservas, este índice puede variar sustancialmente, pero siempre hay que considerar que lo que se está midiendo es la relación óptima que debe haber entre las inversiones en exploración, y la producción del recurso.

Asimismo, la variable precio, es importante debido a que si el precio al que se comercializa el producto no es suficiente para permitir la exploración, desarrollo, y puesta en producción de los campos, ese producto que está allí deja de ser clasificado como reserva y pasa a ser un recurso, dado que para tener la categoría de reserva es necesario que su explotación sea económicamente rentable.

En Argentina, solamente el 30% de las cuencas sedimentarias del país se encuentran produciendo y los cinco principales yacimientos concentran más del 50% de la extracción, este es un claro indicador de la concentración existente.

Cabe destacar que de los yacimientos que en este momento son productivos, una proporción significativa se encuentra en un estado de madurez avanzada de exploración.

Otro factor clave para el nivel de producción, es el riesgo exploratorio elevado existente tanto en las áreas de mayor profundidad como en las cuencas aun no exploradas, lo que hace que estas sean menos atractivas frente a las oportunidades existentes en otros países, en donde el riesgo exploratorio o lo que es lo mismo, la probabilidad de éxito, es mayor.

Existe una segmentación de mercados, dada por la existencia de diferencias entre contratos para el mercado interno y externo, y dentro del mercado interno entre el precio pagado por las Distribuidoras y el correspondiente a Consumidores Directos.

Conforme a la teoría desarrollada por Adelman, la inversión en exploración se realiza hasta que su costo marginal iguala al valor actual de ingreso marginal esperado por la venta de las reservas, es decir que cuanto menor es el horizonte temporal de reservas, mayor el valor actual esperado por la venta de las mismas.

Asimismo la tasa de descuento que aplica el productor esta afectada por el riesgo y la incertidumbre que están determinados por el riesgo geológico, la economía y la política en general.

Ahora bien, el costo del gas incluido en tarifas se traslada a los consumidores por un mecanismo de pass through, pero el mismo se vio interrumpido al congelarse las tarifas en el año 2001, desde este punto de vista resulta ilustrativo realizar un análisis desde la teoría regulatoria a los fines de establecer los conflictos generados por tal situación.

Si se siguiese estrictamente la prescripción teórica de igualar la tarifa con el costo marginal, el monopolio a cargo del servicio no sería financieramente viable porque en condiciones de monopolio natural los costos marginales están por debajo de los costos medios.

Se cumpliría con el objetivo de eficiencia asignativa pero el servicio no sería sostenible ni atraería capital para el futuro. Asegurar la sostenibilidad puede requerir entonces en el caso del monopolio natural apartarse de los principios de eficiencia asignativa.

La eficiencia asignativa requiere que las tarifas reflejen los costos de brindar el servicio. Una regla de fijación de tarifas que sigue este principio implica que la empresa no tendrá incentivos a reducir sus costos y por lo tanto no se propenderá a la eficiencia productiva.

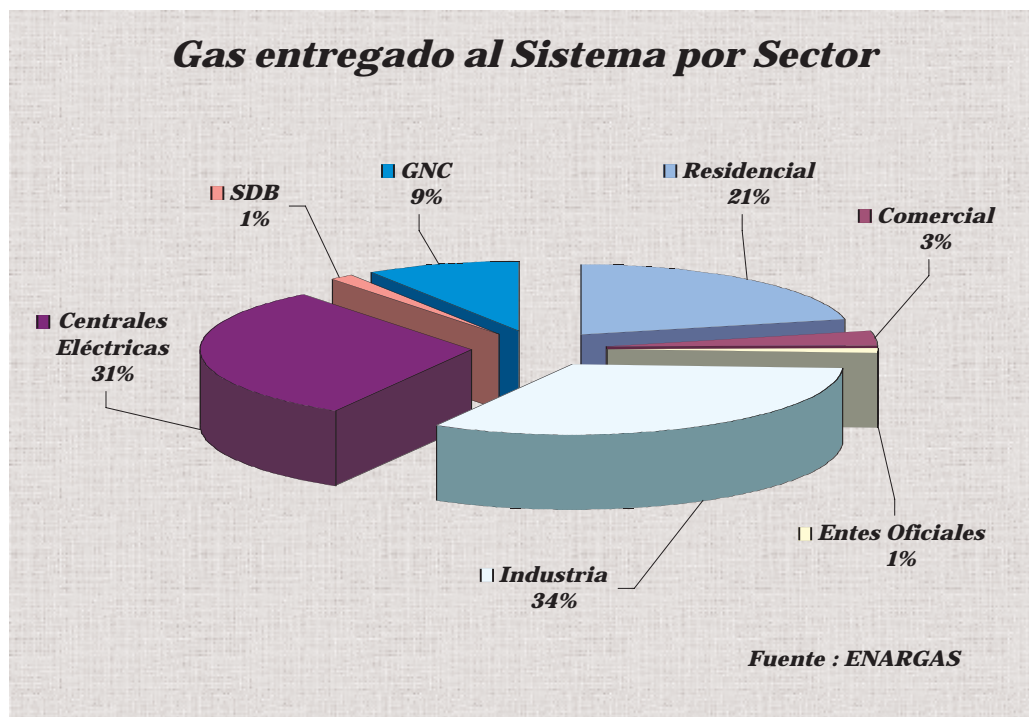
En el otro extremo, las reglas que brindan incentivos a la minimización de costos (permitiendo que la empresa se apropie temporalmente de las ganancias de eficiencia) violan el concepto de eficiencia asignativa (igualdad entre costos y tarifas).

Debido, entonces, al inevitable compromiso (trade off) al que están sometidos quienes tratan de alcanzar objetivos conflictivos, casi todas las decisiones regulatorias implican el mejoramiento de ciertos grupos de interés en detrimento de otros.

En consecuencia, es necesario que los reguladores dispongan de la información necesaria en cantidad y calidad, tengan la formación técnica apropiada, y que sus decisiones sean tomadas con transparencia y sean percibidas de esa misma manera por el público

Los diversos mecanismos de participación disponibles habitualmente como, por ejemplo, los Documentos de Consulta y las Audiencias Públicas, juegan un papel importante en lo que hace a la percepción pública del accionar del regulador.

Gráfico 5: Gas entregado al Sistema por Sector



Transporte de Gas Natural

En lo referido al transporte de gas natural en Argentina, a continuación se hará una breve descripción de las características del mismo, cabe recordar que es un segmento regulado de la cadena del gas natural (Ley 24.076, y sus decretos reglamentarios) y que tiene las características de monopolio natural.

El primer Gasoducto construido en Argentina como se Comodoro Rivadavia - Buenos Aires que se concluyó en el año 1949, siendo en ese momento uno de los más largos del mundo, posteriormente se construyó el Gasoducto Libertador Gral. San Martín, con cañería de 30" de diámetro y casi 2,600 Km. de longitud.

Fue construido en diversas etapas comenzando por el tramo "Pico Truncado - Buenos Aires que entró en operación en 1965, seguido luego por el "San Sebastián - El Cóndor", inaugurado en 1978 que incluía el "Cruce del Estrecho de Magallanes".

En sucesivas ampliaciones llegó a la situación actual en que cuenta con varios "loops", 17 plantas compresoras intermedias y una capacidad de transporte del orden de los dieciocho millones de metros cúbicos diarios.

Asimismo el Gasoducto Neuba I fue habilitado en 1970. Construido en 24" tiene una longitud de 574 Km. y permite una capacidad de transporte de trece millones de metros cúbicos diarios. Transporta hasta Bahía Blanca gas de la cuenca neuquina, lugar donde interconecta con el Gasoducto General San Martín de quien constituye un afluente.

El Gasoducto Centro Oeste se habilitó en 1981, tiene una longitud de algo más de 1,100 Km. y fue construido con cañería de 24" de diámetro. Posee cuatro plantas compresoras intermedias y una capacidad de transporte del orden de los veintiocho millones de metros cúbicos diarios.

El mismo, transporta gas de la cuenca neuquina, posibilita la alimentación de la zona de Cuyo y la exportación a Chile, constituyéndose a su vez en un importante afluente del Gasoducto Campo Duran Buenos Aires a la altura de San Jerónimo, en las proximidades de la ciudad de Rosario.

El Gasoducto Neuba II transporta gas desde la cuenca Neuquina hasta Buenos Aires, fue construido con cañería de 36" y 30" de diámetro, tiene una longitud de 1,377 Km. y transporta en la actualidad un caudal del orden de los treinta millones de metros cúbicos diarios.

A partir de la privatización de Gas del Estado a fines de 1992, el servicio de transporte de gas natural, está regulado por la Ley 24.076⁸ En la actualidad el servicio es prestado por las empresas: Transportadora del Gas del Norte (TGN) y Transportadora del Gas del Sur (TGS).

En relación con el sistema de gasoductos existentes se señala que TGN opera el gasoducto "Campo Duran - Buenos Aires" y el "Centro Oeste" y que a su vez TGS, opera el "Libertador General San Martín", el "Neuba I" y el "Neuba II"

La capacidad de transporte del sistema en su conjunto (TGN+TGS) se incrementó en 65,7% en el período 1993 - 2001, año a partir del cual tal capacidad se mantiene constante como consecuencia del dictado de la Ley de Emergencia Pública que suspendió la RQT II y por ende las inversiones que debían realizarse a partir del año 2003.

⁸Ley Nro 24.076 : Marco Regulatorio de la Industria del Gas

Figura 7 Mapa de Gasoductos en Argentina



El transporte se realiza fundamentalmente por dos sistemas:

- 1) Sistema operado por TGN
 - a) Norte
 - b) Centro Oeste

- 2) Sistema operado por TGS
 - a) Neuba I
 - b) Neuba II
 - c) Sur

Complementariamente a los transportes masivos que realizan TGN y TGS, existe un tercer sistema de menor capacidad que es operado por la Distribuidora de Gas del Sur, según el siguiente detalle:

3) Sistemas operados por Distribuidora del Sur

- a) Cordillerano
- b) Pampeano
- c) Fueguino

A continuación se muestra distintas tablas referidas a los caudales transportados y el factor de utilización de los gasoductos a los efectos de cuantificar las necesidades en cuanto a las ampliaciones de estos sistemas por encontrarse cerca de su capacidad máxima de transporte.

Tabla 12 Gas Transportado por Gasoductos en miles de m3 y en %

Mes	Norte		Centro Oeste		Neuba I		Neuba II		San Martín		Propios ^{1/2}			Total
											Sur	M (a)	%	
Ene-05	568497	16.5	926098	26.9	457974	13.3	740641	21.5	698999	20.3	44975	193	1.3	3437377
Feb	531999	17.2	851206	27.5	427273	13.8	670552	21.7	569359	18.4	39979	163	1.3	3090531
Mar	612974	17.9	839053	24.4	461351	13.4	859211	25.0	607749	17.7	51467	180	1.5	3431986
Abr	576753	16.6	844477	24.4	474920	13.7	834813	24.1	674030	19.4	60769	157	1.8	3465918
May	615648	16.1	890794	23.3	494002	12.9	976625	25.5	760738	19.9	86483	169	2.3	3824459
Jun	586679	15.4	908696	23.9	495154	13.0	965870	25.4	776629	20.4	75208	112	2.0	3808348
Jul	625871	16.0	923625	23.6	509960	13.0	1020595	26.1	751094	19.2	78763	148	2.0	3910056
Ago	634298	16.4	922495	23.9	513367	13.3	861234	22.3	850251	22.0	78043	86	2.0	3859774
Sep	626915	17.5	823538	22.9	494381	13.8	755965	21.0	828233	23.1	63446	155	1.8	3592633
Oct	622863	18.1	850710	24.7	483600	14.0	697774	20.3	730082	21.2	58491	158	1.7	3443678
Nov	582321	17.8	814871	24.9	430651	13.2	614083	18.8	778894	23.8	51183	152	1.6	3272155
Dic	616720	18.9	859551	26.3	416359	12.8	552670	16.9	767590	23.5	51498	139	1.6	3264527
Total	7201538	17.0	10455114	24.7	5658992	13.3	9550033	22.5	8793648	20.7	740305	1812	1.8	42401442

a) Malague

/1 Gas Inyectado en el Sistema. Incluye gas exportado.

/2 Gasoductos propios de ingreso a los sistemas de distribución (Distribuidoras Sur y Cuyana).

FUENTE: ENARGAS, en base a datos de las Licenciatarias de Transporte.

En siguiente cuadro puede observarse, la relevancia que tiene la Cuenca Neuquina en el total del gas transportado por gasoductos en Argentina, ya que para el caso de TGN, esta cuenca representa el 21,5%, mientras que para TGS representa el 40,8%.

Esto, cómo se vio anteriormente se corresponde con las reservas y con el avanzado nivel de exploración que tiene la Cuenca Neuquina.

Tabla 13 Total Transportado a Distribuidoras por Cuenca de Origen

Mes	TGN					TGS					Total
	Noroeste		Neuquina		Subtotal	Neuquina		Austral		Subtotal	
Ene-05	396442	16.9	529656	22.6	926098	917952	39.1	500981	21.4	1418933	2345031
Feb	369995	16.8	494811	22.5	864806	897519	40.8	434977	19.8	1332496	2197302
Mar	395083	16.0	538779	21.8	933862	1077077	43.6	458848	18.6	1535925	2469787
Abr	401431	16.2	513263	20.7	914694	1089989	43.9	476274	19.2	1566263	2480957
May	422348	15.9	531280	20.0	953628	1200557	45.1	505114	19.0	1705671	2659299
Jun	430971	15.6	612799	22.2	1043770	1175852	42.5	546397	19.8	1722249	2766019
Jul	469514	16.3	614870	21.3	1084384	1209484	41.9	592235	20.5	1801719	2886931
Ago	478701	16.5	622368	21.5	1101069	1183062	40.8	615378	21.2	1798440	2899509
Sep	468488	17.5	605080	22.6	1073568	1030264	38.4	576768	21.5	1607032	2680600
Oct	449007	19.1	494086	21.0	943093	889891	37.8	520810	22.1	1410701	2353794
Nov	411503	18.3	471624	20.9	883127	821069	36.4	548410	24.3	1369479	2252606
Dic	434998	18.8	482667	20.8	917665	864014	37.3	533967	23.1	1397981	2315646
Total	5128481	16.9	6511284	21.5	11639765	12356730	40.8	6310159	20.8	18666889	30307482

Incluye gas por cuenta de terceros (by pass comerciales). No incluye el gas de proceso (planta Cerri), by pass físicos, exportaciones y el gas que no ingresa al sistema de transporte.

FUENTE: ENARGAS, en base a datos de las Licenciatarias de Transporte.

A los efectos de tener una real magnitud de factor de utilización del sistema de transporte de Gas Natural, se procedió a calcular la razón, entre el Flujo Promedio entregado de gas, y la Capacidad Nominal de Transporte por cada uno de los transportistas, es decir TGS y TGN.

Lo que puede observarse es que el factor de utilización de la capacidad, es bastante elevado, es decir cercano a uno o levemente superior, lo que estaría indicando, que para caso en que se deseara aumentar la oferta, sería necesario realizar inversiones en aumentar la capacidad de transporte.

Tabla 14 Flujo Promedio Entregado vs. Capac. Nominal de Transp. por Gasoductos TGS

Mes	Neuba I Tramo I / ¹	Neuba I Tramo II / ²	Neuba II	San Martín	Tramos Finales	Regionales	Total
Ene-05	0.792	1.033	0.785	0.919	0.804	0.352	0.834
Feb	0.785	0.763	0.715	0.906	0.821	0.252	0.797
Mar	0.708	0.952	0.825	0.909	0.819	0.496	0.830
Abr	0.899	0.971	0.799	0.964	0.832	0.734	0.878
May	0.960	0.968	0.901	1.031	0.920	0.972	0.959
Jun	0.959	0.922	0.933	1.062	0.937	1.077	0.984
Jul	0.954	0.946	0.949	1.135	0.927	1.091	1.017
Ago	0.896	0.912	0.948	1.124	0.952	1.103	1.000
Sep	0.927	0.915	0.854	1.150	0.903	0.934	0.975
Oct	0.848	0.880	0.772	1.222	0.780	0.780	0.949
Nov	0.831	0.913	0.685	1.074	0.749	0.624	0.855
Dic	0.000	1.366	0.589	1.075	0.729	0.000	

/1 Neuquén - Chelforó. /2 Chelforó - Cerri.

FUENTE: ENARGAS, en base a datos de las Licenciatarias de Transporte.

En el caso de TGN, si bien los números en promedio son inferiores a los de TGS, se puede ver que son próximos a uno, y que su utilización se mantiene casi constante, a lo largo del año.

Tabla 15 Flujo Promedio Entregado vs. Capacidad Nominal de Transporte por Gasoducto TGN

Mes	Norte	Centro Oeste	Total
Ene-05	0.863	0.967	0.927
Feb	0.880	0.889	0.885
Mar	0.883	0.813	0.840
Abr	0.893	0.819	0.848
May	0.903	0.847	0.868
Jun	0.907	0.878	0.889
Jul	0.937	0.865	0.893
Ago	0.932	0.872	0.895
Sep	0.944	0.799	0.856
Oct	0.910	0.811	0.850
Nov	0.877	0.795	0.827
Dic	0.868	0.832	0.846

FUENTE: ENARGAS, en base a datos de las Licenciatarias de Transporte.

En cuanto a la distribución, el servicio también está en el segmento regulado de la cadena del gas natural, y es regido por la Ley 24.076 y sus decretos reglamentarios, y es prestado por las siguientes empresas licenciatarias:

Metrogas S.A. Comprende a la Capital Federal y parte de la provincia de Buenos Aires

Gas Natural Ban S.A. Comprende parte de la Provincia de Buenos Aires.

Gasnor S.A. Abarca las provincias de Jujuy, Salta, Tucumán y Santiago del Estero.

Ecogas Centro S.A. Abastece de gas a las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis.

Camuzzi Gas Pampeana S.A. Abarca las provincias de La Pampa y parte de la Provincia de Buenos Aires .

Camuzzi Gas del Sur S.A. Comprende las provincias de Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz, Tierra del Fuego y parte de Buenos Aires.

Ecogas Cuyana S.A. Abastece de gas a las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis.

Litoral Gas S.A. Comprende las provincias de Santa Fe y parte de la provincia de Buenos Aires.

Figura 8 Mapa Distribuidoras de Gas Natural

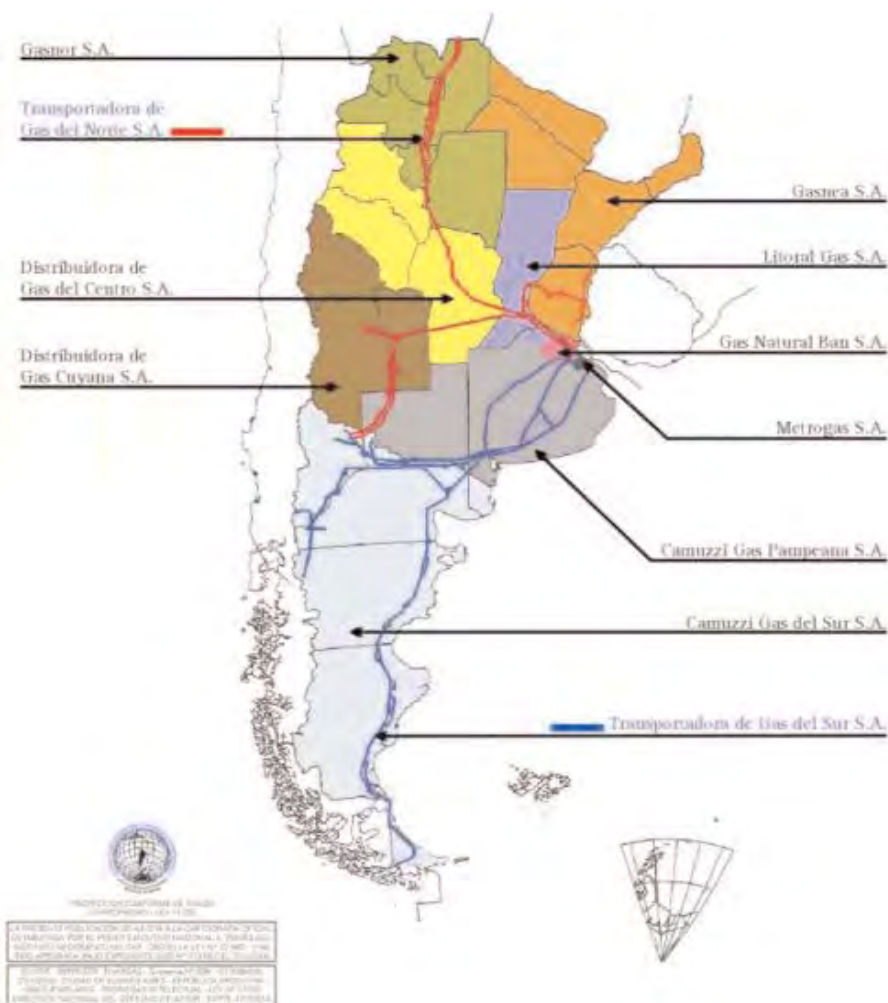
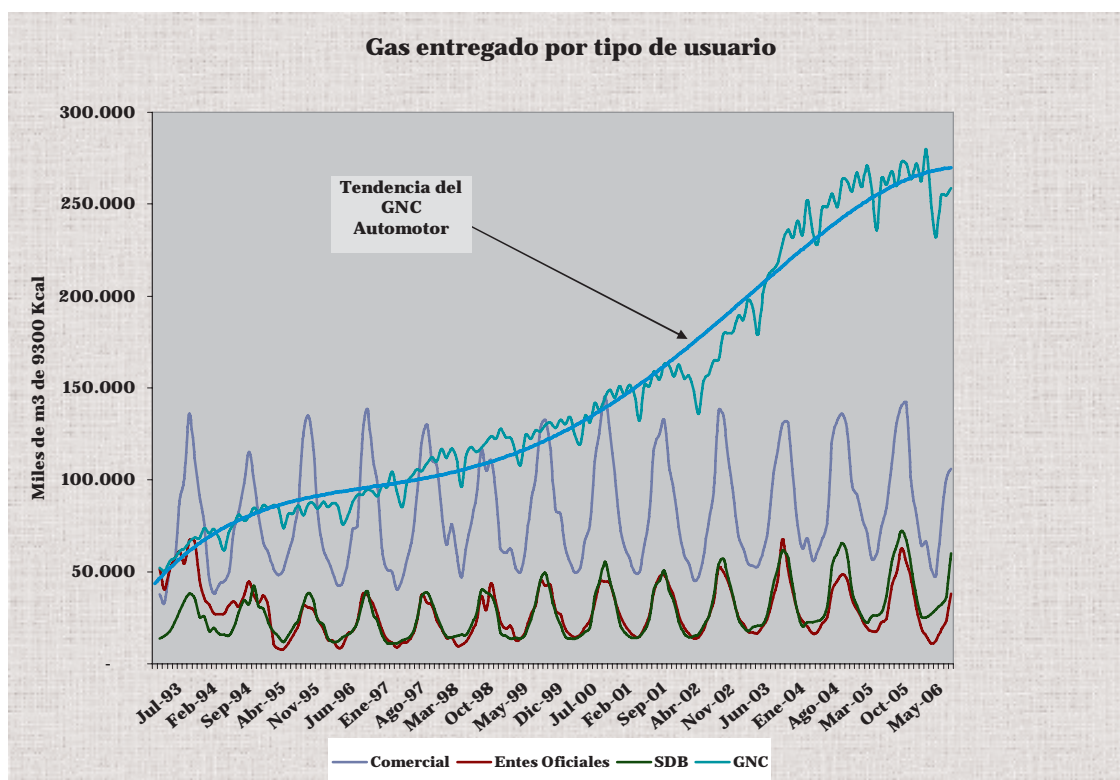


Tabla 16 Gas Entregado por Área de Licencia

Mes	Metrogas	Ban	Centro	Cuyana	Litoral	Gasnea	Paraná	Gasnor	Pampeana	Sur
Ene-05	28.3	8.3	6.5	5.8	10.9	0.4	0.1	9.0	19.1	11.6
Feb	29.5	9.1	6.2	6.5	10.3	0.4	0.2	9.9	16.4	11.5
Mar	28.7	9.8	6.2	6.2	9.4	0.5	0.2	9.9	17.3	11.8
Abr	24.3	11.0	6.0	6.2	9.9	0.5	0.2	9.2	18.1	14.7
May	23.8	12.1	5.9	6.1	8.7	0.5	0.2	8.9	17.8	16.0
Jun	23.0	13.2	5.9	6.7	8.3	0.5	0.2	8.4	17.9	15.8
Jul	22.7	13.5	5.9	6.6	7.9	0.5	0.2	8.9	18.3	15.5
Ago	23.2	13.3	5.9	6.5	8.8	0.6	0.2	8.6	17.7	15.1
Sep	23.7	13.4	6.0	6.6	9.6	0.6	0.2	9.5	16.8	13.6
Oct	24.2	11.8	5.8	6.4	10.5	0.6	0.2	10.5	18.3	11.6
Nov	25.5	11.9	5.7	6.2	10.2	0.6	0.2	10.3	18.1	11.5
Dic	25.7	10.2	6.1	6.6	11.3	0.5	0.2	10.7	17.7	10.9
Total	25.1	11.6	6.0	6.4	9.6	0.5	0.2	9.4	17.8	13.4

FUENTE: ENARGAS, en base a datos de las Licenciatarias de Distribución.

Gráfico 6: Gas entregado por tipo de usuario



Plan Energético Nacional

El Sector Energético Argentino continúa con un fuerte crecimiento de la demanda eléctrica y gasífera. En función de ello, el Gobierno Argentino ha tomado una serie de medidas que se encuentran en curso de ejecución y otras en proceso de desarrollo con impacto en el corto y mediano plazo, todas ellas orientadas en el sentido de incrementar la oferta de gas natural y de energía eléctrica en el Sistema Argentino, o incrementar las reservas y seguridad del mismo.

Las medidas tomadas, se explicitaron en lo que se ha denominado Programa de Gestión del Plan Energético Nacional 2004-2008, presentado el día 11 de mayo de 2004, a fin de tratar de paliar la falta de gas natural para usinas. En particular se ha implementado a través de CAMMESA⁹ la importación de fuel oil necesario para el consumo del parque de generación turbo vapor del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

El Plan Energético Nacional 2004-2008 prevé además la aplicación de señales económicas para el comportamiento de la demanda del sector eléctrico así como el planteo de Programas de Uso Racional de la Energía en el sector del Gas Natural. A continuación se describen los puntos principales de las mismas.

⁹Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.

- Se firmó Convenio Integral de Cooperación entre la República Argentina y la República Bolivariana de Venezuela, con vigencia por tres años
- Venezuela se compromete a proveer Fuel Oil a Argentina a su solicitud
- JUNIO - AGOSTO 2003 Estudio del Costo de Exploración y Explotación del Gas Natural en Boca de Pozo.
- FEBRERO 2004 Decretos 180 y 181/2004. Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Boca de Pozo.

Producción de Gas Natural, Esquema de Normalización

- INDUSTRIAS Usuarios Industriales, Generación y GNC. Fin del período de normalización del precio del Gas Natural: Julio 2005. Es el 80% de la demanda.
- MERCADO TOTAL Fin del período de normalización del precio del Gas Natural: 31 de Diciembre 2006.

A continuación se esquematiza, lo ocurrido a partir del dictado de las normas descriptas anteriormente, en cuanto a la nueva estructura del mercado.

Aquí se puede ver claramente, cómo la normativa reestructura el mercado y hace que ciertos tipos de Usuarios, llamados Nuevos Consumidores Directos, compren su gas directamente al productor, a diferencia de cómo lo hacían anteriormente, que era comprarlo a través de la Distribuidora.

Composición de la demanda de gas natural

Figura 9: Composición de la demanda de Gas natural

por Dist.	por Dist.	por Dist.
Residencial 17%		17%
Comercial 4%		1,50%
		Por fuera Dist. 2,50%
Industria 22%		8%
	Por fuera Dist.	
Centrales 18%		28%
GNC 8%		
Por fuera Dist.		26%
Industria 6%		
Centrales 8%		
Exportación 17%		17%

MERCADO ELECTRÓNICO DE GAS

- **TRANSPARENCIA DEL DESPACHO.** Todos los agentes del mercado podrán acceder en tiempo real a la información del despacho de gas natural.
- **TRANSPARENCIA COMERCIAL.** Toda la información relevante de todos los contratos firmados entre cualquier agente de la industria será publicada.
- **MERCADOS SPOT Y SECUNDARIOS.** Todas las operaciones de compra de gas spot en boca de pozo, reventa de capacidad de transporte, etc, deberán negociarse en el MEG.
- **MERCADOS A TÉRMINO.** Voluntariamente las partes podrán utilizar el MEG para cerrar contratos a término de distinto tipo.

AMPLIACIONES DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

- TGN: 2,8 Millones de m³/día.
- TGS: Entre 2,6 y 5 Millones de m³/día. Primera Etapa San Martín II.
- Patagónico: Desde Cerro Dragón hasta Esquel. Hasta 1 MMm³/día. Gasifica amplia región sin gas natural y soluciona el problema de abastecimiento del Gasoducto Cordillerano.
- Inversión Total: 1.300 Millones de Pesos.
- Financiación: Aportes Privados. Fondos Fiduciarios (Decreto 180/2004).

AMPLIACIONES DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

- Gasoducto Noreste Argentino:
 - Mayo 2006. Capacidad de diseño original: 20 MMm³/día. Ampliable a 30 MMm³/día.
- Gasoducto San Martín II:
 - Fin Primera Etapa: 5,4 MMm³/día (Total 1^{ra} etapa: 8 MMm³/día).
 - Segunda Etapa: 8 MMm³/día.
 - Total San Martín II: 16 MMm³/día.
- Inversión Total: 4.100 Millones de Pesos.

Descripción de los posibles problemas de abastecimiento

En el primer trimestre de 2004 comenzaron a verse los primeros indicios de ciertos riesgos en el abastecimiento de gas natural al Mercado Interno, tanto para el abastecimiento de este producto con destino a la demanda final o residencial como a las relacionadas con la demanda intermedia como son las Industrias, Comercios y Centrales Térmicas.

En este marco y a los efectos de atenuar esta situación, el Gobierno Argentino dictó diversas normativas tendientes a generar un cambio radical y con proyección de largo plazo para este mercado.

Mediante el Decreto 180/2004 se creó el Fondo Fiduciario para atender Inversiones en Transporte y Distribución de gas, requeridas dado el fuerte crecimiento de ciertos segmentos de la demanda, atento a que existía una gran escasez de financiamiento para este tipo de obras.

Otro de los puntos de esta norma fue la creación del MERCADO ELECTRONICO DE GAS, actualmente en funcionamiento, y entre cuyas funciones principales se encuentran la de ser un ámbito tendiente a transparentar el funcionamiento tanto físico como comercial de este mercado y coordinar en forma centralizada y exclusiva todas las transacciones vinculadas a mercados de plazo diario o inmediato (mercados "Spot") y a los mercados secundarios de transporte y de distribución de gas natural.

En este mismo orden, y a los efectos de evitar una crisis generalizada de abastecimiento interno, mediante la Res. SE Nro. 265 el Estado Nacional determinó la suspensión de la exportación de excedentes de gas natural, que resultaran útiles en términos del mercado interno.

Asimismo, de acuerdo a las instrucciones emanadas del Decreto Nro. 181/2004 y atento, entre otros aspectos, a la asimetría de precios existentes con origen en la Crisis de diciembre de 2001, mediante la Res. MPFIP Nro. 208/2004, se homologó el denominado ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, cuyo ámbito de aplicación comprendió al gas natural que los productores suministraran a las distribuidoras (por hasta los volúmenes detallados en el Anexo II de esta norma), aquel gas natural que suministraran a los Nuevos Consumidores de Gas Natural y finalmente el que suministraran en forma directa a los generadores de electricidad, siempre y cuando este insumo se utilizara para generar energía eléctrica destinada exclusivamente a abastecer al Mercado Interno.

De esta manera se acordó un sendero de incremento pautado de precios aplicable a todos los tipos de demanda con excepción de las categorías de usuarios residenciales y primer y segundo escalón de consumo de los usuarios SGP¹⁰, generando en tal sentido un mecanismo de protección de precios destinado a aquellos tipos de usuarios.

Al respecto corresponde señalar que los precios finales a los que se arribó, luego de aplicar todos los ajustes pautados o acordados, se encontraron arbitrados entre todas las cuencas de origen del gas natural.

¹⁰Servicio General Pequeño. Según lo establecido por el Marco Regulatorio de la Industria del Gas (Ley 24.076)

Adicionalmente, de acuerdo a lo dispuesto en el Decreto Nro. 181/2004, la Secretaría de Energía emitió la Res. Nro. 752/2005 mediante la cual se determinaron las categorías de usuarios y las fechas respectivas, a partir de las cuales, las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes no podrían abastecer a dichas categorías de usuarios con gas natural adquirido mediante contratos o acuerdos de corto, mediano y largo plazo. Cabe señalar que los usuarios residenciales y los comprendidos dentro de los dos primeros escalones de consumos del tipo de usuario SGP, quedaron exceptuados de estas disposiciones, es decir que continuaran siendo abastecidos directamente por las compañías distribuidoras.

Finalmente, con respecto a este proceso, mediante la Res. SE Nro. 2022/2005 se subdividió a los usuarios SGP en tres categorías y se definieron nuevas fechas de entrada de los principios dispuestos por la Res. SE Nro. 752/2005.

Con respecto a las medidas de corto plazo tendientes, específicamente, a normalizar el abastecimiento de gas natural con destino al Mercado Interno, mediante la Disposición SSC Nro. 27/2004, la Subsecretaría de Combustibles dictó el PROGRAMA DE RACIONALIZACION DE EXPORTACIONES DE GAS NATURAL Y DEL USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE que resultó de aplicación exclusivamente a los volúmenes de gas destinados a la exportación y a la generación de electricidad para exportar, en la medida necesaria para completar la inyección de los sistemas de transporte para abastecer el mercado interno y los servicios de transporte ligados a la exportación que fueran requeridos para el abastecimiento interno.

Cabe señalar que este Programa no limitó ni impidió que los productores exportadores pudieran cumplir sus compromisos de exportación, dado que siempre estuvo abierta la posibilidad de continuar con las operaciones de exportación reemplazando en el mercado interno un volumen de energía efectiva equivalente (por ejemplo, Fuel Oil).

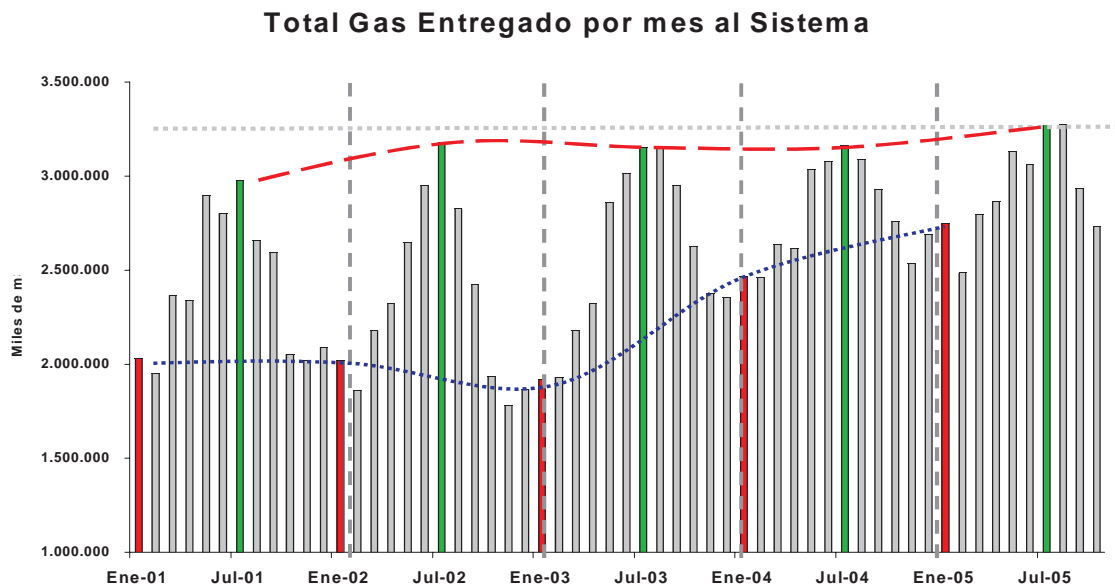
Por otro lado, atento al nuevo escenario que implicó la firma del referido Acuerdo, la rehabilitación del gasoducto "Pocitos-Campo Duran", permitió el inicio de la importación de gas natural desde Bolivia, la importación de energía eléctrica desde Brasil y finalmente el convenio de suministro de Fuel Oil desde Venezuela, todos estos, elementos que contribuyeron a robustecer el abastecimiento interno de energía.

El referido Programa de racionalización fue reemplazado por el Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado Interno de Gas Natural dispuesto por la Res. SE Nro. 659/2004, preservando la prioridad de abastecimiento al mercado interno, y en particular, el abastecimiento de aquellos consumos que por sus características y por los compromisos asumidos para con los usuarios del sistema, corresponden a modalidades no interrumpibles.

Todas estas medidas fueron adoptadas debido a que el mercado de gas natural en Argentina sufrió en el período invernal de 2004, el riesgo de una crisis de abastecimiento, en donde se preveía que el aumento del consumo no iba a poder ser abastecido con el nivel de oferta que existía en ese momento.

Si bien es verdad que las proyecciones sobre la oferta no era de la magnitud necesaria para afrontar el crecimiento de la demanda, la Secretaría de Energía de la Nación, tomó en ese momento y posteriormente una serie de medidas tendientes a satisfacer la demanda interna de gas natural, las cuales se detallaron en los párrafos anteriores.

Gráfico 7: Total Gas Entregado por mes al Sistema



Fuente: Ente Nacional Regulador del Gas ENARGAS

A los efectos de verificar lo antes dicho, en el gráfico precedente se procedió a unir los meses de enero de los distintos años, como representativos del mes de menor consumo, y los meses de julio como representativos del de mayor consumo, verificándose que el total del gas entregado al sistema ha ido aumentando gradualmente para el caso de los picos de mayor consumo y ha aumentado notablemente para el caso de los meses de menor consumo.

La diversidad de factores que intervienen en este fenómeno hace dificultoso hacer una relación directa con cada uno de ellos, pero lo que se puede destacar, es que del gráfico surge claramente que el gas entregado ha ido aumentando en el período graficado.

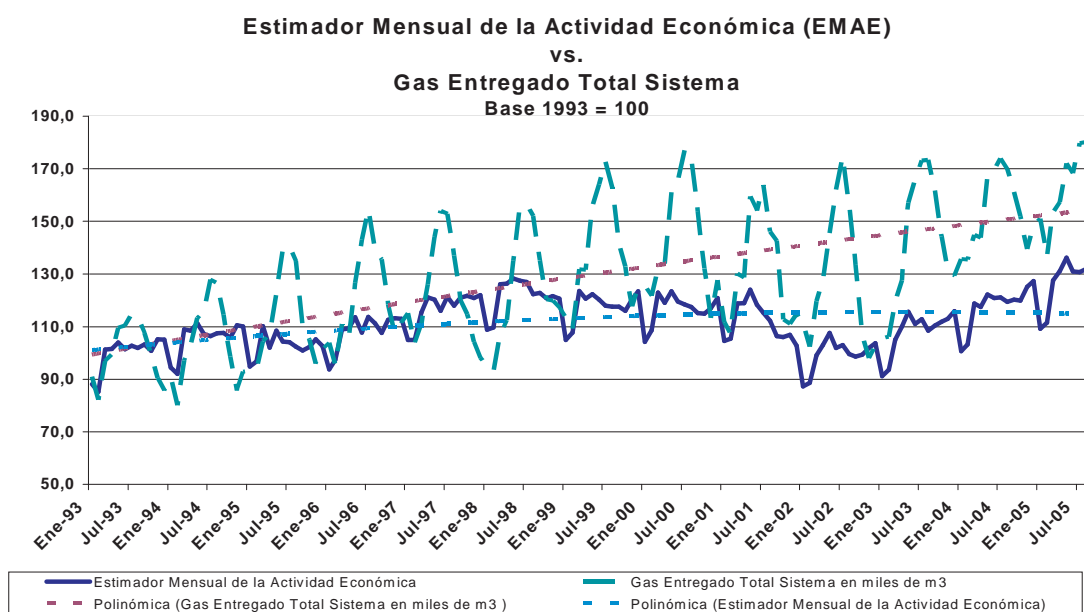
Esta situación ratifica la efectividad de las medidas tomadas, debido a que no se han

registrado caídas significativas en los volúmenes de gas entregado al sistema, lo que nos permitiría inferir que no se produjo, tal como se había vaticinado en el año 2004, una crisis de abastecimiento grave.

Asimismo a los efectos de analizar una posible repercusión en los principales indicadores de nivel de actividad de la economía, se procedió a graficar el EMAE¹¹, y el gas entregado al Total del Sistema, en donde se observa que la tendencia de crecimiento del Gas Entregado tiene una mayor pendiente que la correspondiente al estimador de actividad mencionado.

Esto estaría indicando que la tasa de crecimiento del Gas Entregado resultó mayor que la tasa de crecimiento de la serie representativa de la actividad económica, lo que significa que, sin analizar la tasa de utilización de la industria con respecto a este insumo, la entrega de gas al sistema aumentó a los efectos de acompañar el crecimiento de la economía.

Gráfico 8: EMI Vs. Gas Entregado Total Sistema

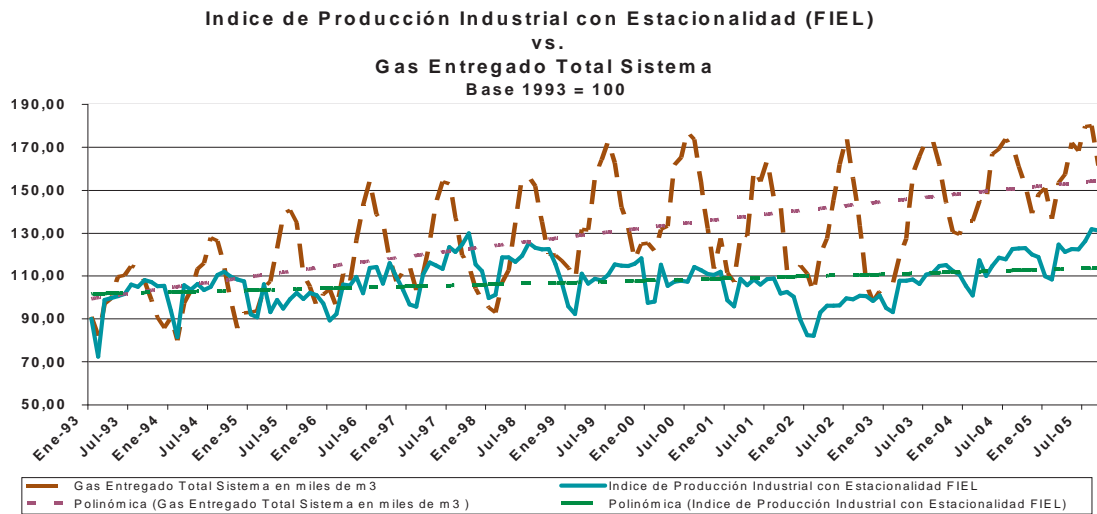


Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Censos INDEC, ENARGAS

Complementariamente se procedió a realizar el mismo tipo de análisis con referencia a otro Índice, como es el de Producción Industrial con Estacionalidad elaborado por FIEL, en el cual se puede observar el mismo comportamiento de las series mencionado en el análisis del gráfico anterior.

¹¹Estimador Mensual de la Actividad Económica

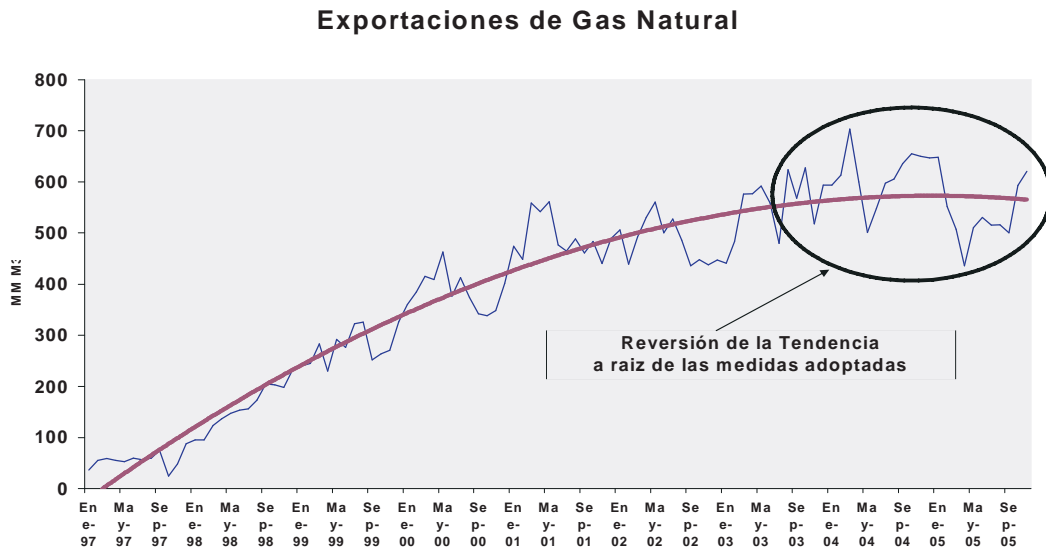
Gráfico 9: IPI Vs. Gas Entregado Total Sistema



Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Censos INDEC, ENARGAS

En cuanto a las exportaciones de gas natural tal como se representa en el Gráfico 11, se nota claramente la reversión de la tendencia a raíz de las medidas adoptadas por el Estado Nacional, tendientes a asegurar el abastecimiento interno.

Gráfico 10: Exportaciones de Gas natural



Fuente: Secretaría de Energía

Se puede evaluar, como resultado de la aplicación de la normativa sancionada, que se evitó el desabastecimiento de gas natural en el mercado interno, como así también se redujo al mínimo posible, la afectación de consumos prioritarios de países importadores.

Modelización del Mercado de Gas Natural

Descripción General

En este punto se pretende modelizar el mercado de gas natural y su relación con el mercado de energía eléctrica, bajo el entendimiento de que se trata de mercados interrelacionados, y que si se pretende analizar la crisis de abastecimiento experimentada por el mercado de gas natural, es necesario tener en cuenta dicha interrelación.

Para ello, se procedió a emplear el modelo descrito en Cont y Navajas (2004)¹², en el cual se analizan ambos mercados, y que lleva a definir conceptos tales como, escasez de gas natural, brecha energética y déficit energético.

Descripción de las variables utilizadas

X_G^D = Demanda de gas excluyendo a la demanda de las generadoras eléctricas

X_G^R = Demanda de gas Residencial

X_G^I = Demanda de gas de la Industria

X_G^{GNC} = Demanda de gas para GNC

Modelo de Gas natural disponible para la generación de energía eléctrica

Utilizando las variables descriptas anteriormente se procederá a definir la demanda de gas excluyendo a la demanda de las generadoras de energía eléctrica.

$$1) X_G^D = X_G^D [p_g, p, Y] = X_G^R (p_G^R, p_r, Y^R, T) + X_G^I (p_G^I, P_i, Y^I) -$$

$$X_G^{GNC} (p_g^{GNC}, p_g, Y^{GNC}, S^{GNC})$$

Se definen en función de precios e ingreso, la demanda de gas natural por parte de los usuarios regulados, en este caso, los usuarios residenciales, parte de los industriales (Usuarios P1 y P2) y los usuarios de GNC, introduciendo variables adicionales como ser para el caso de los residenciales T (temperatura) y en el caso del GNC la variable S que indica el stock de autos convertidos.

Para el caso de p_G es un vector de precios de gas natural formado con precios para

¹²"La Anatomía Simple de la Crisis Energética en Argentina" Cont W., Navajas F. (Agosto 2004)

distintos usuarios (p_G^R , p_G^I y p_G^{GNC}), p es un vector de precios que incorpora niveles generales de precios (IPC e IPIM según tipo de usuario) y precios de bienes relacionados (precio del fuel oil para la industria y precio de las naftas para el GNC).

Ahora bien la **oferta de gas natural disponible**, s.a. la capacidad de transporte, la definiremos como:

$$2) X_G^{SD} = X_G^S(p_G, K_G) + I_G - E_G$$

Donde X_G^S es la producción doméstica, que depende de:

p_G = precio del gas

K_G = inversiones pasadas

I_G = Importaciones de gas (Bolivia)

E_G = Exportaciones de gas (principalmente Chile)

Consecuentemente, la diferencia entre la oferta total de gas disponible (2) y la demanda de gas para usos distintos a la generación eléctrica (1), define la disponibilidad de gas para generación eléctrica X_G^E .

Como es de esperarse, esta función puede verse que resulta ser una función creciente en el vector de precios del gas natural p_G y decreciente en el vector de efectos ingreso y de precios relacionados.

$$3) X_G^E(p_G, p, Y) = X_G^S(p_G) + I_G - E_G - X_G^D[p_g, p, Y]$$

De este modo, el volumen de gas natural disponible para generación puede verse como una función de exceso de oferta. En este segmento del modelo de mercados interrelacionados, los efectos de sustitución, y por ende las distorsiones de precios directos relativos, aparecen visiblemente tanto por el lado de la demanda como de la oferta. El exceso de oferta que representa el gas natural disponible para generación, va a ser menor cuanto menor sea el precio del gas natural en términos reales y en relación a sustitutos relevantes, mayor sea el nivel de ingreso que determina las demandas y menor el nivel de inversiones para sostener la oferta, agregándose también los intercambios netos con el exterior.

Gas Natural Requerido para la generación eléctrica como un "Exceso de Demanda".

En el mercado de energía eléctrica podemos definir la demanda total de electricidad como:

p_e = precio real de la energía eléctrica

Y = ingreso relevante para determinar la demanda

$$4) X_E^D = X_E^D(p_e, Y)$$

La oferta de electricidad se divide en tres grandes tipos, a saber, energía hidroeléctrica, nuclear y térmica (que es predominantemente a gas natural y puede ser sustituida parcialmente por fuel oil y gas oil en el proceso de los ciclos combinados).

Los requerimientos de electricidad por generación térmica, sujetos a la capacidad de potencia en el parque térmico, resultan, por definición como un exceso de demanda:

$X_{E,H}^S$ = generación hidroeléctrica

H = Ciclo hídrico

$X_{E,N}^S$ = generación de energía nuclear

I_E = Importación de electricidad de Brasil

$$5) X_{E,T}^S(p_e, Y, H) = X_E^D(p_e, Y) - X_{E,H}^S(H) - X_{E,N}^S + E_E - I_E$$

$X_{E,T}^S$ depende negativamente del precio de la electricidad y de la disponibilidad de recursos hídricos, y positivamente del ingreso. Cuanto más bajo es el precio real de la electricidad mayor es el exceso de demanda que representa el requerimiento de generación eléctrica, para niveles dados de H e Y .

La generación térmica definida en la ecuación 5 utiliza combustibles según una programación estacional aprovechando la abundancia relativa de gas en verano y utilizando fuel oil en el invierno. Un verano normal, definido por condiciones normales de hidraulicidad, implica un muy bajo o nulo uso de fuel oil. Entonces menos el fuel oil programado es el requerimiento de gas para generación térmica.

Suponiendo que la "tecnología" agregada de generación térmica esta definida para funcionar con gas natural (por cuestiones de costo y eficiencia relativa) pero puede cambiar hacia fuel oil a un costo mayor y creciente (que incluye costos de logística) se define $\lambda_{E,G}^T$ al coeficiente técnico que determina cuántos metros cúbicos de gas se requieren para generar un MWh de electricidad. Así, el **requerimiento de gas natural para generación** es:

$$6) X_{E,T}^D = \lambda_{E,G}^T X_{E,T}^S$$

Escasez, Brecha y Déficit de Energía

La representación de los mercados interrelacionados de gas natural y energía eléctrica se completa combinando las ecuaciones 6 y 3 que definen la existencia de escasez de gas para generación eléctrica Sh_G (en MMm³):

$$7) \quad Sh_G = \begin{cases} X_{E,T}^D - X_G^E & \text{si } X_{E,T}^{DE} - X_G^E > 0 \\ 0 & \text{si } X_{E,T}^{DE} - X_G^E \leq 0 \end{cases}$$

Esta variable es un indicador del desbalance que puede sufrir la programación eléctrica y los mercados interrelacionados de electricidad y gas, al hacer que el exceso de oferta de gas representado en la ecuación 3 no coincida, por razones coyunturales o estructurales, con el exceso de demanda de gas representado por la ecuación 6.

La variable Sh_G indica si aún utilizando a plena capacidad la importación de gas y electricidad, es necesario recurrir a combustibles líquidos para cerrar el déficit térmico. Dada la posibilidad de descomponer Sh_G en diferentes componentes de demanda y de oferta, se utiliza este concepto para representar el faltante de gas sufrido por la Argentina en el Verano - Otoño de 2004.

Es por ello que definiremos la existencia de una crisis cuando existe un desbalance en los mercados de gas y electricidad tal que Sh_G excede un valor de referencia pre-determinado dependiendo del período estacional y con referencia a algún año base en el que se suponga normalidad en los citados mercados. Y al mismo tiempo se producen racionamientos en la demanda de electricidad y en la demanda no eléctrica de gas natural, incluyendo el racionamiento de los contratos de exportación.

Con estos criterios podemos definir lo siguiente:

$$8) \text{ Brecha Energética} = \text{Sh}_G + (X_G^{D,N} - X_G^D) + (E_G^C - E_G) + (X_E^{D,N} - X_E^D) + (E_E^C - E_E)$$

El segundo término, del lado derecho representa los cortes de gas natural a los usuarios no eléctricos y es la diferencia entre la demanda nacional de gas y el consumo efectivo. Este corte es por faltante de gas (o de transporte) si $X_G^{D,N}$ es mayor (o igual) a la capacidad de transporte.

En el Verano - Otoño de 2004 la restricción fue por faltante de gas. El tercer término del lado derecho representa los cortes a las exportaciones y es la diferencia entre los volúmenes (firmes) contratados E_G^C y los efectivamente despachados.

Los últimos dos términos se refieren a racionamiento en la demanda doméstica de electricidad, definido como la diferencia entre la demanda nacional de electricidad $X_E^{D,N}$ y el consumo efectivo, que no ocurrió en el caso argentino, excepto en un breve lapso y para usuarios industriales, y a las exportaciones de electricidad que se concentraron en contratos sin respaldo a Uruguay E_G^C

Finalmente, el déficit del sector, que aproxima cuantos metros cúbicos de gas faltan para que el sistema energético integrado gas natural - electricidad sea autosuficiente, adiciona las importaciones de gas natural de Bolivia (I_G) y los acuerdos de importaciones de electricidad de Brasil I_E a la brecha energética:

$$9) \text{ Déficit} = \text{Sh}_G + (X_G^{D,N} - X_G^D) + (E_G^C - E_G) + (X_E^{D,N} - X_E^D) + (E_E^C - E_E) + I_G + I_E$$

Los conceptos de escasez, brecha o desbalance y déficit no son necesariamente equivalentes y pueden representar estados diferentes de los mercados energéticos.

Normalmente una crisis coyuntural puede llevar a una escasez o a una brecha leve debida a shocks transitorios de oferta, como H en la ecuación 5 o demanda, como T en la ecuación 1. Por el contrario, una crisis estructural refleja inconsistencias más profundas entre los precios, la oferta y la demanda.

Reemplazando las definiciones 1 a 6 en la ecuación 7 y sacando diferencias Δ se obtiene una ecuación con los nueve **componentes que determinan el cambio en la escasez** :

$$10) \Delta \text{Sh}_G = \lambda_{E,G}^T \Delta X_E^D - \lambda_{E,G}^T \Delta X_{E,H}^S - \lambda_{E,G}^T \Delta X_{E,N}^S + \lambda_{E,G}^T \Delta E_E - \lambda_{E,G}^T \Delta I_E - \Delta X_G^S - \Delta I_G + \Delta E_G + \Delta X_G^D$$

Estos nueve efectos son:

- 1) un crecimiento de la demanda de electricidad
- 2) una disminución en la generación hidroeléctrica
- 3) una disminución en la generación de energía nuclear
- 4) un aumento en las exportaciones de electricidad
- 5) una disminución en la importación de energía eléctrica
- 6) una disminución en la producción doméstica de gas natural
- 7) una disminución en las importaciones de gas
- 8) un aumento en las exportaciones de gas
- 9) un aumento en la demanda de gas (neta de la demanda de generadoras eléctricas)

La descomposición de los efectos permite identificar las variables en las que tiene incidencia directa el rol del estado, y visualizar las medidas adoptadas por el mismo.

Descomposición según los efectos

Tabla 17: Descomposición según los efectos

Efecto	Factor	Situación	observación / <i>medida adoptada por el GNA</i>
ΔX_E^D	D	↑	Cambios en los determinantes de la función de demanda
$\Delta X_{E,H}^S$	O	↓	Baja hidráulica
$\Delta X_{E,N}^S$	O	↓	Salidas programadas
ΔE_E	G	↑	<i>Disminución de las exportaciones</i>
ΔI_E	G	↓	<i>Aumento de las importaciones de Brasil</i>
ΔX_G^S	O	↓	Señal de precios
ΔI_G	G	↓	<i>Importaciones de gas de Bolivia</i>
ΔE_G	G	↑	<i>Restricción exportaciones a Chile</i>
ΔX_G^D	D	↑	Cambios en los determinantes de la función de demanda

(D) Factor de Demanda, (O) Factor de Oferta, (G) Factor de control del Gobierno

Asimismo, existieron efectos de demanda a través del consumo de gas y electricidad, si bien debe tenerse presente que existieron restricciones de demanda en el mercado del gas natural adoptadas por el Gobierno Nacional.

Es dable destacar, que para el caso del gas natural, aparece un crecimiento en la demanda de gas regulado (comercial y residencial), y un aumento constante en el consumo de GNC.

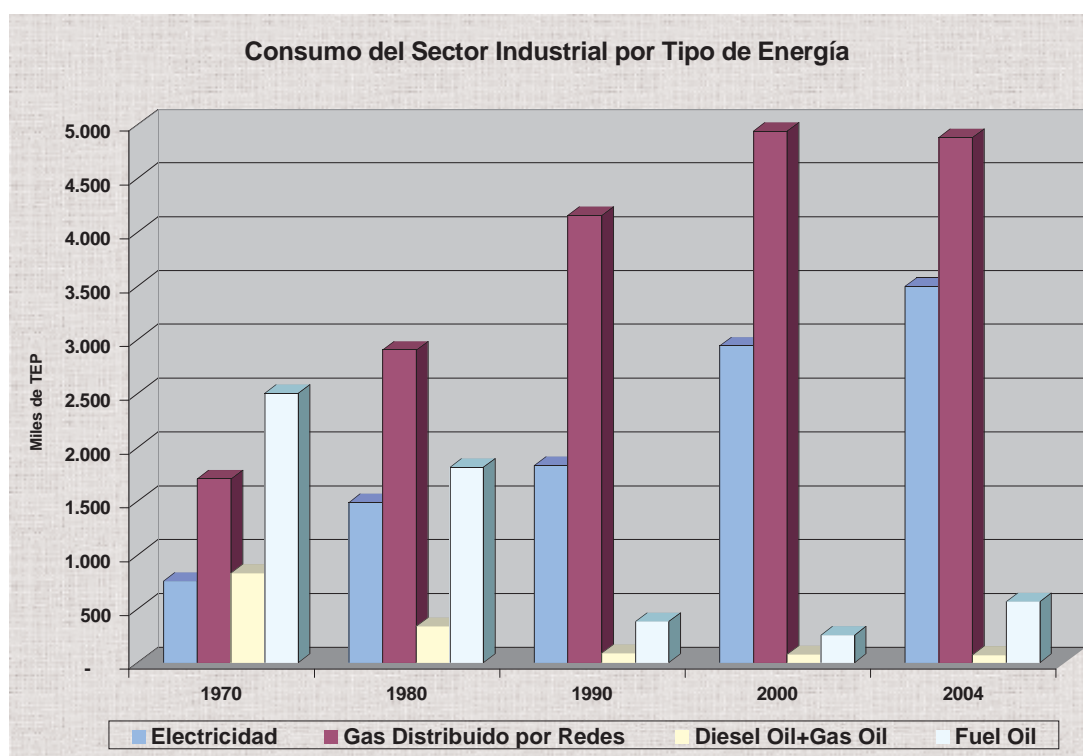
Consumo de Gas Natural de los Principales Sectores Industriales

En cuanto al Sector Industrial en particular, es claro que el mismo es uno de los motores principales de la actividad económica, por lo que es necesario analizar las necesidades energéticas propias del Sector y su evolución en el tiempo, como así también cuales son sus principales fuentes energéticas.

Para ello se procedió a analizar en el siguiente gráfico las variables descritas en el párrafo anterior, encontrándose que es más que significativa la evolución que ha tenido tanto el Gas Natural, como la Energía Eléctrica.

Considerando que una parte sustancial de la Energía Eléctrica se produce con Gas Natural, aquí notamos claramente la importancia de este insumo para el correcto desenvolvimiento del crecimiento industrial, y también vemos como una restricción en este insumo puede afectar dicho desenvolvimiento.

Gráfico II Consumo del Sector Industrial por Tipo de Energía



Fuente: Balances Energéticos de la Secretaría de Energía

En el año 2004, el consumo final total de la industria fue de 10.372 MTep, con 4.881 MTep de Gas Natural y 3500 MTep de Electricidad (80% entre estas dos fuentes).

Asimismo, el crecimiento en las distintas décadas ha sido, para el caso del Gas Natural, en el período 1970 a 1980 del 70%, de 1980 a 1990 del 43%, de 1990 a 2000 del 19%, mientras que la Energía Eléctrica también ha tenido crecimientos sustanciales.

No sólo es relevante analizar el crecimiento neto, sino también, como puede observarse en el gráfico, la sustitución que se ha dado con respecto a otros combustibles alternativos, como ser el Diesel Oil, el Gas Oil, y el Fuel Oil.

La intensidad energética, muestra una tendencia creciente en el período, principalmente en la década del 80. En esta década la actividad cae un 17% pero la intensidad creció el 16% como consecuencia del desarrollo de actividades energía-intensivas, como Papel, Siderurgia, Petroquímica y Aluminio.

Es importante destacar que la intensidad de la electricidad se triplica y la de del gas se duplica en las tres últimas décadas. La evolución de la elasticidad refleja las recurrentes crisis económicas y las dificultades de crecimiento del Sector.

Tabla 18 Consumo de Energía y VBP de las Industrias Manufactureras

CIU	Denominación	Consumo de Energía Miles de TEP	Valor Bruto de la Producción Miles de \$	Consumo de Energía/VBP TEP/ Mill. de \$
15	Alimentos y bebidas	2.379	31.674	75
16	Productos de Tabaco	31	858	36
17	Productos Textiles	335	3.123	107
18	Confeción de Prendas de Vestir	26	2.344	11
19	Curtido y Terminación de Cueros Fab de Prod. de Cuero	119	2.480	48
20	Produc. de Madera y Fab. de productos de madera	268	1.662	161
21	Papel y Productos de Papel	527	2.987	177
22	Edición e Impresión, Reproducción de Grabaciones	46	3.959	12
23	Fab. de Coque, prod. de la refinación del Petróleo	1.175	8.179	144
24	Sustancias y Productos químicos	899	12.764	70
25	Productos de Caucho y Plástico	292	4.828	61
26	Productos Minerales No Metálicos	1.019	2.813	362
27	Metales Comunes	1.799	4.435	406
28	Metal, excepto maquinaria y equipo	147	2.907	51
29	Maquinaria y Equipo	112	3.709	30
30	Maquinaria de Oficina, Contabilidad e Informática	1	373	2
31	Maquinaria y Aparatos Eléctricos	66	1.344	49
32	Equip. y Aparatos de Radio, T V y Comunicaciones	6	1.250	5
33	Instrumentos Médicos y de Precisión	13	427	29
34	Vehículos Automotores, Remolques y Semi Remolques	155	6.901	22
35	Equipo de Transporte	13	395	33
36	Muebles y Colchones, Ind. Manufacturera	84	2.861	29
Total		9.512	102,273	93

Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Censo (INDEC) - Ministerio de Economía

En el cuadro anterior, se evidencia que, las divisiones más relevantes en cuanto al consumo energético fueron: Alimentos y Bebidas; Metales Comunes; Fabricación de Coque y Productos de la Refinación del Petróleo; Productos Minerales No Metálicos; Sustancias y Productos Químicos; Papel y Productos de Papel.

En todos ellos, las grandes empresas representan aprox. el 66% del consumo, y la participación de las PyMEs es del aprox. el 34 %.

En Metales Comunes y Refinación de Petróleo la participación de las PyME es casi nula mientras que las Grandes Empresas no figuran para las divisiones 30 y 36. El grupo de alimentos y bebidas es el que tiene mayor consumo energético con 2,380 miles de TEP, equivalentes al 25% del Total.

Es dable destacar que, a excepción de las divisiones correspondientes a Refinerías y Madera, el consumo energético está cubierto en más del 50% por electricidad y gas natural. Se observa el incremento en la intensidad energética respecto del VAP en el período tanto en los valores totales, 13% total entre los años extremos, y también los aumentos en las PyMEs del 26% y en las GE del 3%. Mientras que, en las PyMEs la tendencia es creciente a partir del año inicial, en las GE el comportamiento es relativamente oscilante dentro del período.

Se observa el incremento en la intensidad energética respecto del VAP en el período tanto en los valores totales, 16% entre los años extremos, como también en lo ocurrido en las PyMEs (19%) y las GE (11%). Este índice respecto del VAP muestra un comportamiento sostenidamente creciente en todo el período, y el mayor incremento se produce en el año 1999 en especial en las PyMEs, año en el cual comienza a registrarse con mayor intensidad el proceso de deterioro de la actividad económica en general.

Otro aspecto que es importante destacar, es la vinculación entre el costo del abastecimiento energético de las industrias en relación con la producción, para lo cual se analizará por un lado el costo, y el cociente entre este costo y el VBP.

El valor medio de esta incidencia para el conjunto de los sectores es de 1,9%; para las PyMEs resulta del 2,2% y para las Grandes Empresas de 1,6%.

Las mayores incidencias alcanzan a representar el 6,2% y corresponden a Grandes Empresas del rubro de Productos Minerales No Metálicos. También en las PyMEs de este subsector los valores son de ese orden, aunque ligeramente menores, al igual que en el rubro de Metales Comunes.

Los rubros de Edición de Imprenta, Confección de Prendas de Vestir, Equipos de Radio, Televisión y Comunicaciones y Maquinaria de Oficina son los que presentan menor incidencia (menos del 1% del VBP).

Los datos relevados fueron extraídos de los Informes Trimestrales elaborados por ENARGAS y es dable destacar que sólo hacen referencia al consumo de "Grandes Usuarios Industriales por Rama de Actividad", que no incluyen los consumos de gas de las industrias pequeñas (servicios SG-P) asociados en gran parte a las PyMEs que está fuera de las categorías en análisis..

Se recuerda que dentro del consumo energético de la industria manufacturera, aproximadamente el 50% corresponde al gas natural, lo que confirma la teoría de la importancia de este insumo en el Sector Industrial, en el que los Grandes Usuarios Industriales representan cerca del 80%, del consumo.

El análisis de la estructura del consumo de gas natural de estas grandes empresas en el año 2002, ha indicado que, la Rama Siderurgia es la que presenta el mayor consumo de gas con el 18% del total; le siguen los rubros Alimenticio, Petroquímicos, Destilería, Química, Metalurgia No Ferrosa y Aceitero, con porcentuales que van desde el 9,5% al 7,1%.

Con la apertura realizada del consumo, entre los 9 rubros de mayor requerimiento de gas se cubre el 80% del total.

La información de ENARGAS ha permitido también conocer la distribución regional total y por rama del consumo industrial de GN.

Manufacturas Principales	Incidencia energía / Consumo Intermedio	Participación en Consumo industrial	Gasto Energía/Valor Agregado Bruto	% Valor Agregado Ind.
Matanza de animales, conservación y procesamiento de carne	1.5%	3.8%	6.8%	4.1%
Aceites y Subproductos Oleaginosos	1.5%	2.4%	17.7%	1.0%
Productos Lácteos	1.8%	2.0%	7.3%	2.1%
Productos de Panadería	4.7%	3.6%	6.5%	4.9%
Azúcar	8.9%	1.3%	14.6%	0.7%
Fibras, Hilados y tejeduría de productos textiles	3.7%	2.4%	9.5%	1.9%
Celulosa y Papel	11.7%	2.4%	31.3%	0.6%
Química Básica	18.4%	6.9%	32.6%	1.6%
Fertilizantes y plaguicidas	9.1%	2.9%	47.0%	0.5%
Materias primas plásticas y caucho sintético	13.4%	5.3%	41.4%	1.0%
Cubiertas cámaras y recauchutado de cubiertas	4.5%	0.5%	7.8%	0.5%
Productos de plástico	3.8%	3.7%	6.2%	4.5%
Vidrio y productos de vidrio	1.3%	1.4%	13.2%	0.8%
Arcilla y cerámica no refractaria para uso estructural	21.7%	3.2%	24.9%	1.0%
Cemento, cal y yeso	21.7%	3.2%	20.6%	1.2%
Industrias básicas de hierro y acero	6.8%	6.7%	14.4%	3.5%
Metalurgia de no ferrosos	12.5%	2.6%	28.0%	0.7%
Autopartes	3.5%	1.8%	4.6%	2.9%
Subtotal	5%	55.9%	12.7%	33.1%
Resto Ramas	2.6%	44.1%	4.9%	66.9%
Total	3.6%	100%	7.5%	100%

Fuente: MIP Argentina 1997, INDEC

Las actividades seleccionadas fueron: "Matanza de animales, conservación y procesamiento de carnes", "Aceites y subproductos oleaginosos" y "Productos de panadería", de la división 15; "Química básica", Fertilizantes y plaguicidas" y "Materias primas plásticas y caucho sintético", de la división 24; "Cemento", de la división 26: "Industrias básicas de hierro y acero" y "Metalurgia de no ferrosos", de la división 27.

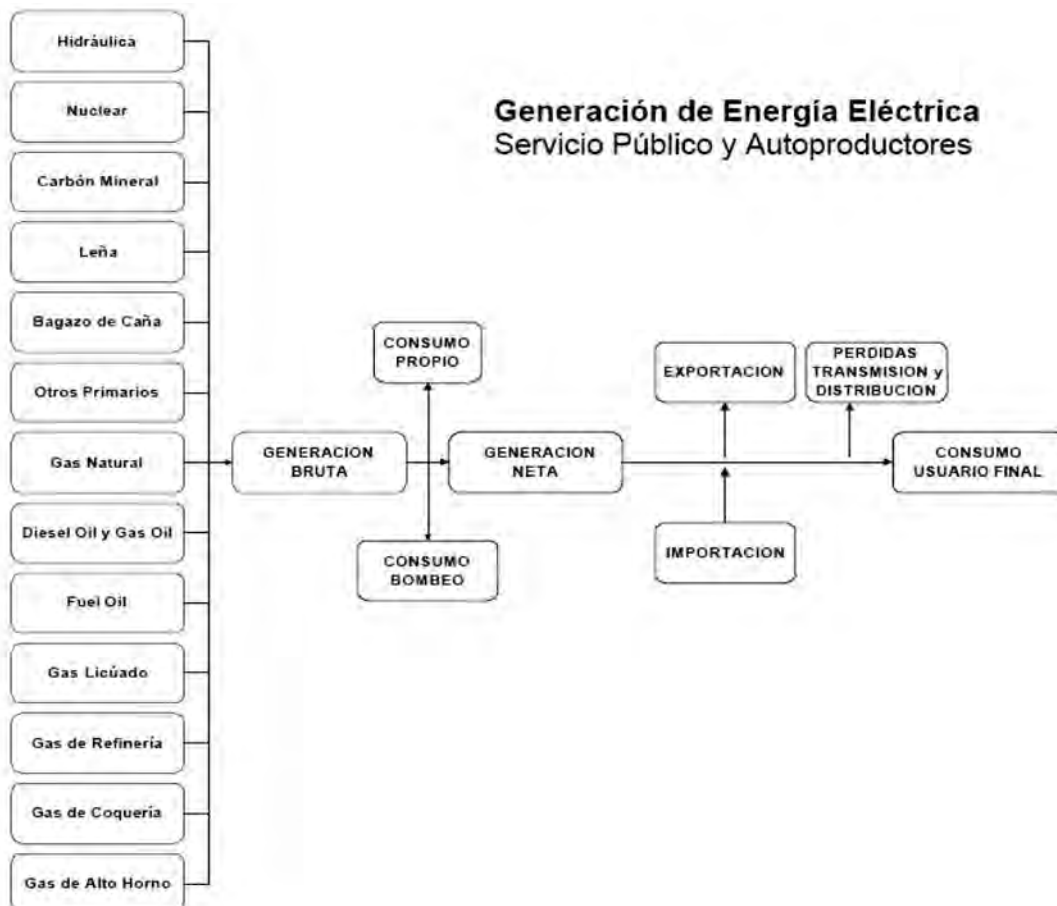
Generación de Energía Eléctrica

La generación de energía eléctrica, en términos generales, consiste en transformar alguna clase de energía no eléctrica, sea esta química, mecánica, térmica, luminosa, etcétera, en energía eléctrica.

Esta es la principal diferencia con respecto a lo tratado hasta aquí, en cuanto al Gas Natural, debido a que en este caso no estamos hablando de una fuente energética, sino de la transformación de esa fuente en Energía Eléctrica.

Por consiguiente, los recursos energéticos que pueden ser utilizados para la generación de Energía Eléctrica, pueden ser muy variados, como puede verse en el esquema siguiente, siendo los más importantes, el Térmica, Hídrica, Nuclear.

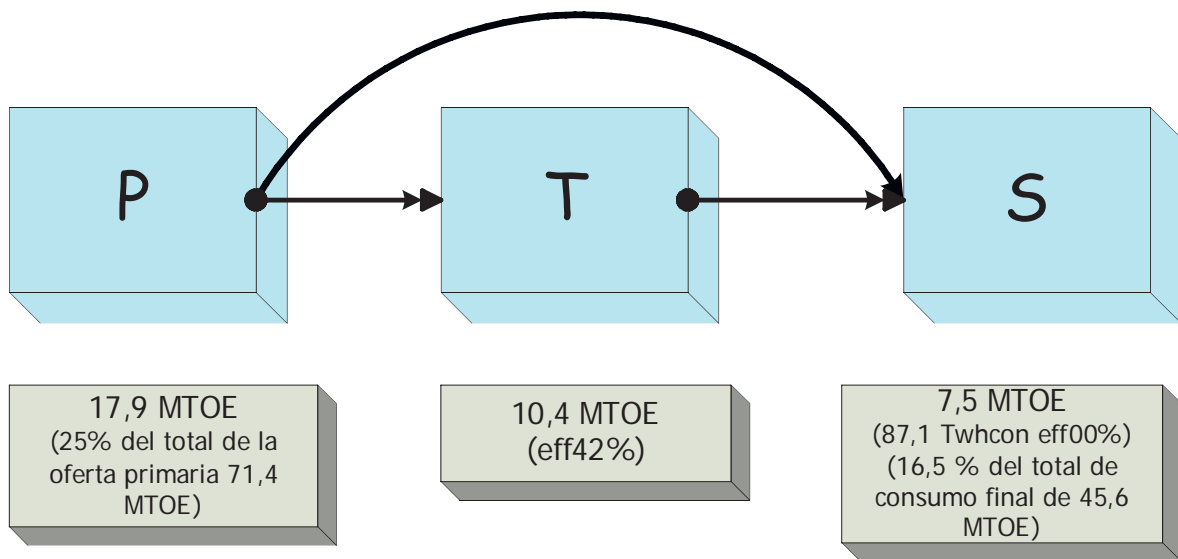
Figura 10 Fuentes de Generación de Energía Eléctrica



En cuanto al Gas natural, como hemos visto, es el recurso más utilizado en Argentina, por distintas razones como su precio relativo con respecto a otros insumos, disponibilidad, etc.

Ahora bien, cuando analizamos la Matriz Energética de Argentina, y como puede verse en la tabla siguiente, queda evidenciado que la participación del Gas Natural, utilizado para generación Eléctrica, representa el 49,2 % del total de insumos utilizados, seguido por la Hidráulica con el 36,5% y la Nuclear con 8,4%.

Figura 11 Esquema de la Energía Eléctrica en Argentina



Esta elevada participación del Gas Natural en la Generación, es congruente con lo descrito anteriormente en el análisis de la Matriz Energética, en cuanto a la elevada utilización de esta fuente energética, y la dependencia que ello genera.

Para el caso de la Generación, como pudimos observar en el primer esquema, existe un abanico de opciones y de fuentes energéticas que pueden ser utilizadas con tal fin.

Esto genera que existan alternativas viables de sustitución del Gas Natural, dado la variedad de alternativas existentes, si bien algunas de ellas no son recomendadas dado el daño que le producen al medio ambiente.

Sin embargo, algunas de estas fuentes que perjudicaban el medio ambiente, gracias a avances tecnológicos, han pasado a ser fuentes de energía limpias, como el caso de la Tecnología de Clean Coal, que utiliza carbón como insumo, pero sin generar contaminantes.

Tabla 19 Producción de Energía Eléctrica por tipo de Generación

	Primario MTOE	Eficiencia	Secundario MTOE	TWH 0,086	
Hidro	3,279	0,83	2,737	31,72	36,5%
Nuclear	2,379	0,26	0,629	7,31	8,4%
Carbón	0,223	0,34	0,075	0,87	1,0%
Gas Nat.	110,977	0,34	3,684	42,84	49,2%
Gas oil	0,197	0,34	0,049	0,57	0,7%
Fuel oil	0,958	0,34	0,322	3,74	4,3%
Térmico	12,305	0,34	4,130	48,02	55,1%
Total	17,963	0,42	7,496	87,16	100%
Perdidas Transf.		10,467			

Seguidamente se dará una breve descripción de los tipos de Centrales Eléctricas existentes, desde su clasificación hasta una descripción de la tecnología utilizada

Clasificación de las Centrales

Las Centrales Eléctricas pueden clasificarse dependiendo del servicio que brinden:

Centrales de Base o Centrales Principales

Su función es suministrar energía eléctrica en forma permanente; la instalación suele estar en marcha durante largos períodos de tiempo y no debe sufrir interrupciones de la instalación.

Este tipo de centrales se caracterizan por su alta potencia, y generalmente, se trata de centrales nucleares, térmicas e hidráulicas.

Centrales de Punta

Estas centrales tienen como principal función cubrir la demanda de energía eléctrica cuando existen picos de consumo, o sea horas punta. Trabajan en espacios cortos de tiempo durante determinadas horas, su funcionamiento es periódico.

Debido a la capacidad de respuesta necesaria, generalmente suelen ser centrales hidráulicas o térmicas. Las centrales de punta sirven de apoyo a las centrales de base.

Centrales de Reserva

El concepto de reserva económica implica la disponibilidad de instalaciones capaces de sustituir, total o parcialmente, a las centrales de base en las siguientes situaciones: escasez o falta de materias primas (agua, carbón, fuel-oil, etc.).

El concepto de reserva técnica comprende la programación de determinadas centrales para reemplazar a las centrales de producción elevada en el caso de fallas en sus maquinarias. Las centrales a las que se suele recurrir en esos casos son las hidráulicas o con turbinas de gas debido a la rápida capacidad de respuesta.

Centrales de Socorro

Si bien tienen el mismo propósito que las centrales anteriores, se diferencian en que estas son pequeñas centrales autónomas y transportables en camiones, trenes o barcos. Suelen ser accionadas por motores Diesel.

Generación Térmica

Una central termoeléctrica es una instalación industrial empleada para la generación de electricidad a partir de la energía liberada en forma de calor, normalmente mediante la combustión de algún combustible fósil como petróleo, gas natural o carbón. Este calor es empleado por un ciclo termodinámico convencional para mover un alternador y producir energía eléctrica.

En la actualidad se están construyendo numerosas centrales termoeléctricas de las denominadas de ciclo combinado, que son un tipo de central que utiliza gas natural como combustible para alimentar una turbina de gas. Como los gases tienen todavía una temperatura muy alta, se utilizan para producir vapor que mueve una segunda turbina, esta vez de vapor.

Cada una de estas turbinas está acoplada a su correspondiente alternador para generar la electricidad como en una central termoeléctrica clásica.

Como la diferencia de temperatura que se produce entre la combustión y los gases de escape es más alta que en el caso de una turbina de gas o una de vapor, se consiguen rendimientos muy superiores, del orden del 55%.

Costo y consumo de Combustibles de la Generación Térmica

A efectos ilustrativos a continuación se detalla, una forma simplificada de cálculo que se utiliza para determinar el Costo del Combustible expresado en \$/MWh, y el Consumo de una Central de Generación Térmica.

$$CC(\$/MWH) = Pcomb(\$/um) * \frac{860(Kcal / KWH)}{\eta\%} * \frac{1}{PCI(Kcal / um)}$$

$$\text{Cons}(um / \text{día}) = \frac{860(\text{Kcal} / \text{KWH})}{\eta\%} * \frac{1}{\text{PCI}(\text{Kcal} / um)} * \frac{P(\text{MW}) * \text{FU} * 8760}{365}$$

Ejemplo: para rendimiento de 50%, P=100 MW y FU 80%

Gas Natural

Pcomb = 2\$/MMBTU=0,0738\$/m³
PCI = 8400 Kcal/10³m³std
CC = 15,1 \$/MWH
Cons = 393.000m³std/d

Gas Oil

Pcomb = 6\$/MMBTU=200\$/m³
PCI = 10200 Kcal/m³
CC = 33,7 \$/MWH
Cons = 323 m³/d

Tabla 20 Costo de Generación Térmica

Rubro	Costo Unitario en u\$s/kW Total Instalado			
	GT Turbina de Gas (350 MW)	CCGT Ciclo Combinado (900 MW)	TV – Carbón Turbina a Vapor a Carbón (750 MW)	TV – FO Turbina a Vapor a Fuel Oil (750 MW)
Equipos y Materiales	230	300	556	510
Turbina Gas	203	167	-	-
Turbina Vapor	-	36	104	104
Generador de Vapor	-	41	210	184
Equipo Mecánico	6	17	170	156
Equipo Eléctrico	8	14	40	36
Otros	13	25	32	30
Construcción	43	92	205	140
Obras Civiles	17	35	197	132
Mecánica	13	34	5	5
Eléctrica	13	20	3	3
Total Indirecto	272	392	761	650
Indirecto	27	39	76	65
Dirección	14	20	61	45
Contingencias	27	39	152	130
Desarrollo	10	10	10	10
Total sin impuestos ni IDC	350	500	1060	900
Tiempo de Construcción (en meses)	18	24	36	30

Generación Hidráulica

Una central hidroeléctrica es aquella que genera electricidad mediante el aprovechamiento de la energía potencial del agua embalsada en una presa situada a más alto nivel que la central.

El agua es conducida mediante una tubería de descarga a la sala de máquinas de la central, donde mediante enormes turbinas hidráulicas se produce la generación de energía eléctrica en alternadores.

Las dos características principales de una central hidroeléctrica, desde el punto de vista de su capacidad de generación de electricidad son:

La potencia, que es función del desnivel existente entre el nivel medio del embalse y el nivel medio aguas abajo de la usina, y del caudal máximo turbinable, además de las características de la turbina y del generador; y, la energía garantizada, en un lapso de tiempo determinado, generalmente un año, que es función del volumen útil del embalse, y de la potencia instalada.

La potencia de una central puede variar desde unos pocos MW (megawatts), hasta 30 MW se consideran minicentrales. La Central hidroeléctrica mayor del mundo, hasta la fecha (2005), Itaipú, tiene una potencia instalada de 14.000 MW, sumando las 20 turbinas.

El costo de construcción de estas centrales es elevado pero se compensan con los bajos gastos de explotación y mantenimiento luego la puesta en marcha de las mismas. Como consecuencia de esto, las centrales hidráulicas son las más rentables en comparación con los restantes tipos.

Estas centrales suelen ubicarse lejos de los grandes centros de consumo y el lugar de asentamiento de las mismas está condicionado por las características del terreno.

Las turbinas hidráulicas son accionadas por el agua como consecuencia de la energía cinética o a la de presión que ha desarrollado en su descenso. Anteriormente, el agua es retenida, encauzada y controlada.

Los modelos más relevantes de estas máquinas motrices son las turbinas Pelton, Francis, Kaplan y de Hélice.

Las características principales de este tipo de generación de energía eléctrica son:

- a) Largos períodos de construcción de 4 a 6 años
- b) Altos costos de construcción
- c) Bajo costos unitarios de operación y mantenimiento
- d) Costo del combustible igual a cero
- e) Problemas ambientales
- f) Alta flexibilidad operativa

Tabla 21 Costo de una Central Hidroeléctrica

Costos en \$/kW instalado	Promedio
Construcción y Montaje	
Excavación	56
Hormigón	151
Otros	166
Electromecánico	51
Subtotal	425
Materiales y Equipos	
Generador	91
Turbina	71
Válvulas, Puente y Grúa	52
Otros	17
Subtotal	231
Otros	
Tierras/reubicación	201
Costo de conexión	54
Costos Directos	910
Costos Indirectos	189
Contingencias y beneficios	208
Costos e Desarrollo	65
Total	1372

Tipos de centrales Hidroeléctricas

Desde el punto de vista de su concepción arquitectónica, las centrales pueden ser clasificadas en:

Centrales al aire libre, al pie de la presa, o relativamente alejadas de esta, y conectadas por medio de una tubería en presión;

Centrales en caverna, generalmente conectadas al embalse por medio de túneles, tuberías en presión, o por la combinación de ambas.

Desde el punto de vista de como utilizan el agua para la generación, se pueden clasificar en:

Centrales a filo de agua

También denominadas centrales de agua fluyente, utilizan parte del flujo de un río para generar energía eléctrica. Operan en forma continua porque no tienen capacidad para almacenar agua, no disponen de embalse.

Turbinan el agua disponible en el momento, limitadamente a la capacidad instalada. En estos casos las turbinas pueden ser de eje vertical, cuando el río tiene una pendiente fuerte u horizontal cuando la pendiente del río es baja.

Centrales acopladas a uno o más embalses.

Es el tipo más frecuente de central hidroeléctrica.

Centrales maremotrices

Utilizan el flujo y reflujos de las mareas. Pueden ser ventajosas en zonas costeras donde la amplitud de la marea es amplia, y las condiciones morfológicas de la costa permiten la construcción de una presa que corta la entrada y salida de la marea en una bahía. Se genera energía tanto en el momento del llenado como en el momento del vaciado de la bahía.

Centrales maremotrices sumergidas

Utilizan la energía de las corrientes submarinas. En 2002, en Gran Bretaña se implementó la primera de estas centrales a nivel experimental.

Centrales que aprovechan el movimiento de las olas

Este tipo de central es objeto de investigación desde la década de los 80. A inicios de agosto de 1995, el "Ocean Swell Powered Renewable Energy (OSPREY)" implementó la primera central que utiliza la energía de las olas en el norte de Escocia. La potencia de esta central es de 2 MW. Lamentablemente fue destruida un mes más tarde por un temporal.

Modalidad de generación

La modalidad con que se opera una central hidroeléctrica puede variar a lo largo de su vida útil. Las centrales pueden operar en régimen de: generación de energía de base; generación de energía en períodos de punta.

Estas a su vez se pueden dividir en: centrales tradicionales; o, centrales reversibles o de bombeo.

La demanda de energía eléctrica de una ciudad, región, o país, tiene una variación a lo largo del día. Esta variación es función de muchos factores, la generación de energía eléctrica debe seguir la curva de demanda, así, a medida que aumenta la potencia demandada deberá incrementarse el caudal turbinado, o iniciar la generación con unidades adicionales, en la misma central, e incluso iniciando la generación en centrales reservadas para estos períodos.

Central Hidroeléctrica Binacional Yacyretá Apipé

La represa hidroeléctrica de Yacyretá-Apipé (del guaraní Jasy reta, "tierra de la luna") es una central hidroeléctrica construida sobre los saltos de Yacyretá-Apipé en el río Paraná, entre la provincia argentina de Corrientes y el departamento paraguayo de Misiones.

El equipo de la central tiene una potencia instalada total de 3.200 MW, existiendo un proyecto de ampliación que permitiría incrementar esta capacidad casi al doble, y la energía producida abastece el 15% del total de la demanda de electricidad argentina.

A través de cada turbina pueden pasar 2.630 millones de litros de agua por hora, o sea que, por las 20 turbinas de Yacyretá puede pasar por hora el equivalente al consumo de agua potable de 13 días de la ciudad de Asunción o de 2 días de la ciudad de Buenos Aires.

La energía que se puede producir anualmente es de 19.000 Gwh equivalente al 65% de la generación eléctrica de Paraguay y la Argentina.

Pese a sus prestaciones, el proyecto de la represa fue objeto constante de críticas durante su planeamiento y construcción, tanto por las consecuencias ecológicas que produjo -entre ellas el anegamiento de un bioma prácticamente único, que condujo a la extinción de numerosas especies endémicas- como por la gestión del emprendimiento, cuyo presupuesto original se excedió varias veces hasta alcanzar los 11.500 millones de dólares y dio origen a múltiples denuncias de corrupción.

Cronología

El protocolo inicial para determinar el uso de los saltos se firmó el 1 de febrero de 1925, en Estados Unidos. Sin embargo, no sería hasta enero de 1958 que se crearía la Comisión Mixta Técnica Argentino-Paraguaya, a cargo del estudio técnico de aprovechamiento del río.

Presentado este, el 3 de diciembre de 1973 se suscribió en Asunción el Tratado de Yacyretá, por el cual los dos Estados se comprometieron a emprender en común la obra.

Para ello se fundó la Entidad Binacional Yacyretá: en condiciones igualitarias para ambas partes, a la cual se le asigna la capacidad jurídica y responsabilidad técnica para realizar los estudios y proyectos, y para su ejecución.

La construcción se comenzó el 3 de diciembre de 1983; el 26 de abril de 1989 se firmaron las notas reversales que definen el esquema definitivo de las obras de protección de los valles de los arroyos afluentes al Embalse en margen derecha (Paraguay).

En junio de ese mismo año se cerró el brazo principal del río, y el 19 de mayo del siguiente el brazo Aña Kua. El 1 de junio de 1993 se habilitó la esclusa de navegación para salvar la diferencia de alturas, y el 2 de septiembre de 1994 la primera unidad de la central hidroeléctrica. El 7 de julio de 1998 las 20 unidades programadas se pusieron por primera vez en función en su totalidad.

Obra civil

Además del dique de la represa, que tiene 808 m de largo, el embalse consta de una presa de materiales sueltos de casi 65 km, que cierra los dos brazos del río divididos por la isla Yacyretá; la central hidroeléctrica propiamente dicha se asienta parcialmente sobre ésta, uno de los últimos espolones de la pared basáltica levantada por la falla que recorre en dirección NE-SO el sustrato de la provincia de Corrientes, y a la que se debe la existencia de los saltos.

Los extremos se apoyan en la costa argentina, en la localidad de Rincón Santa María, y en la paraguaya, junto a la de Santos Cosme y Damián. El lago artificial producido por el cierre del cauce del río se alza a 25 metros por encima de su nivel previo, y cubre 1.600 km².

En cada brazo hay un vertedero; las turbinas están fijadas en el brazo principal, en un vertedero de 18 compuertas que permiten un flujo máximo de 55.000 m³/s. El otro brazo del río cuenta con 16 compuertas más, con capacidad para otros 40.000 m³/s.

Excavada en el lecho basáltico, una esclusa permite la circulación de embarcaciones de hasta 12 pies (3,60 m). Un sistema de elevación -diseñado después de que estudios ecológicos demostraran que la presencia del dique inhibiría la reproducción de las especies migratorias del Paraná, en especial el dorado (*Salminus maxillosus*) y el

surubí (*Pseudoplatystoma corruscans*) - permite a los especímenes que nadan río arriba salvar los 25 metros de diferencia para desovar en el Alto Paraná.

La casa de máquinas tiene 70 m de altura medidos desde los cimientos hasta el techo. La caída de agua (15 m actualmente; 21,3 m cuando se alcance la cota 83 msnm) tiene un caudal medio de 8.000 m³/s que pasan por las turbinas y producen energía en forma continua. Para comparar dimensiones, las cataratas del Iguazú tienen 70 m de altura y un caudal medio de 1.750 m³/s (la quinta parte del caudal turbinado por Yacyretá).



Generación con Energía Nuclear

Una central nuclear es una instalación industrial empleada para la generación de energía eléctrica a partir de energía nuclear, que se caracteriza por el empleo de materiales fisionables que mediante reacciones nucleares proporcionan calor.

Este calor es empleado por un ciclo termodinámico convencional para mover un alternador y producir energía eléctrica.

Las centrales nucleares constan de uno o varios reactores, que son contenedores impermeables a la radiación (llamadas habitualmente vasijas) en cuyo interior se

albergan varillas u otras configuraciones geométricas de minerales con algún elemento fisil (es decir, que puede fisionarse) o fértil (que puede convertirse en fisil por reacciones nucleares), usualmente uranio, y en algunos combustibles también plutonio, generado a partir de la activación del uranio.

En el proceso de fisión radiactiva, se establece una reacción que es sostenida y moderada mediante el empleo de elementos auxiliares dependientes del tipo de tecnología empleada.

Las instalaciones nucleares son construcciones muy complejas por la variedad de tecnologías industriales empleadas y por la elevada seguridad con la que se les dota.

Las características de la reacción nuclear hacen que pueda resultar peligrosa si se pierde su control y prolifera por encima de una determinada temperatura a la que funden los materiales empleados en el reactor, así como si se producen escapes de radiación nociva por esa u otra causa.

La energía nuclear se caracteriza por producir, además de una gran cantidad de energía eléctrica, residuos nucleares que hay que albergar en depósitos aislados y controlados durante largo tiempo.

A cambio, no produce contaminación atmosférica de gases derivados de la combustión que producen el efecto invernadero, ni precisan el empleo de combustibles fósiles convencionales.

Sin embargo, las emisiones contaminantes indirectas derivadas de su propia construcción, de la fabricación del combustible y de la gestión posterior de los residuos radiactivos (se denomina gestión a todos los procesos de tratamiento de los residuos, incluido su almacenamiento) no son despreciables.

Centrales nucleares en Argentina

A continuación se describen las principales características técnicas de las Centrales Nucleares de Argentina, cabe aclarar que para el caso de Atucha II, se estima que va a estar en servicio en el año 2010, y que su puesta en marcha va a ahorrar 3 MMm³/día de Gas Natural, que podrá utilizarse para otro fin.

Central Nuclear Atuch a 1

REACTOR

Tipo	PHWR- Recipiente de presión Agua Pesada
Potencia Térmica	1179 MW
Moderador	D ₂ O
Refrigerante	D ₂ O
T. Media de Refrig.	262 °C
T. Media del Moderador	185°C
Caudal Refrig.	10.000 t/h (por cada circuito)
Presión Primario	115 ata
Cantidad de combustible en el núcleo	38.6t de uranio en forma de UO ₂ contenidos en 253 EC
Quemado de Extracción de los E.C.	6000 MW D/t U
Control y Seguridad	29 Barras de Hafnio.

TURBINA

Tipo	De vapor, Saturado Eje Unico, Una etapa presión y tres de baja, Todas de doble flujo
Velocidad	300 r.p.m
Caudal de Vapor	1856 t/h
Presión de Vapor	44 ata
T. Vapor Vivo	254.9°C
Caudal Agua de Refrig. Condensador	62500 m ³ /h

SISTEMA DE GENERACION ELECTRICA

Tipo	Trifásico-2 Polos
Pot. Aparente	425 MVA
Pot. Eléctrica Bruta	357 MW (Trio:22°C)
Pot. Neta	335 MW (Trio:22°C)
Tensión de Salida	21 Kv
Factor de Pot.	0.8
Refrigeración	Hidrógeno

Central Nuclear Embalse

REACTOR

Tipo	Candu-D ₂ O Presurizada. Tubos de presión. Tubos de presión horizontales.
Potencia Térmica	2.109 MW
Moderador	D ₂ O
Refrigerante	D ₂ O
Temperatura media del refrigerante	288°C
Presión media del refrigerante	112 Kg/cm ²
Cantidad de canales de refrigeración	380
Combustible	Uranio Natural (UO ₂), con recarga durante la operación
Cantidad de combustible en el núcleo	84 t de Uranio (UO ₂) contenidos en 4560 E.C. (12 E.C por Canal)
Tiempo de promedio de residencia del combustible en el núcleo	288 días de plena potencia
Quemado de extracción	7.500 MWd/t
Elementos combustibles por canal	12
Potencia lineal máxima	42 W/cm
Tipo	De vapor, De eje único, En Tandem con 2 recalentadores/Separadores de humedad
Etapas	1 de alta presión, 3 de baja presión
Velocidad	1.500 r p m
Presión de vapor	46.2 Kg/cm
Caudal de vapor	3.366 t/h
Capacidad de Bypass	65% de plena potencia en forma permanente
Salto térmico en el condensador	Max.7°C
Caudal total de refrigeración	163.800 m ³ /h
Tipo de generación	Trifásico, 4 polos
Potencia aparente	763.53 MVA
Potencia eléctrica bruta	648 MW
Consumo propio	48 MW
Tensión de salida	22 KV+/- 5%
Cos	0.85
Frecuencia	50 Hz
Refrigeración	Estator refrigerado con agua; Rotor refrigerado con H ₂
Excitación	Sistema estático; Rectificadores de Silicio controlados

Central Nuclear Atucha 2

DATOS GENERALES

Tipo: Reactor de agua pesada presurizada

Potencia eléctrica bruta	745	MW
Consumo propio	53	MW
Eficiencia	32.0	%

SISTEMA PRIMARIO

Potencia Térmica del Reactor	2.161	MW
Cantidad de circuitos	2	
Medio Refrigerante	Agua pesada	
Presión del refrigerante a la salida del reactor	115	BAR
Temperatura del refrigerante a la entrada del reactor	277.7	°C
Caudal del refrigerante	10.344	Kg/s

SISTEMA MODERADOR

MEDIO

Agua pesada

CANTIDAD DE CIRCUITOS

4

CAUDAL

892 Kg/s

NUCLEO DEL REACTOR

TIPO DE COMBUSTIBLE

Dióxido de Uranio Natural

CANTIDAD DE ELEMENTOS

451

COMBUSTIBLES

CANTIDAD DE BARRAS DE CONTROL

18

CARGA TOTAL DE URANIO NATURAL

85

QUEMADO MEDIO DE EXTRACCION DE LOS EC

7.500 MW d/M

ALMACENAJE DE ELEMENTOS

COMBUSTIBLES

CAPACIDAD DE LA PILETA DE EC

8+1

NUCLEOS

QUEMADOS

ESFERA DE CONTENCIÓN

PRESION/TEMPERATURA DE DISEÑO

4.8/145

BAR/°C

DIAMETRO INTERNO

56

M

SISTEMA SECUNDARIO

TURBINA

Diseño: De Condensación; Eje único; 1 etapa de alta presión de doble flujo; 2 etapas de baja presión de doble flujo

Velocidad de rotación	1500	r.p.m
-----------------------	------	-------

GENERADOR

Potencia aparente	838	MVA
Tensión de generación	21 Kv	+5%

CICLO TERMICO

Temperatura de agua de alimentación	121	°C
-------------------------------------	-----	----

Presión del vapor vivo a la salida del generador de vapor	54.9	Bar
---	------	-----

Caudal de vapor vivo agua de alimentación	957	Kg/s
Bombas de agua de alimentación:-Cantidad	3*50%	
Bombas de condensado-Cantidad	3*50%	
AGUA DE REFRIGERACIÓN PRINCIPAL		
CANTIDAD DE BOMBAS	3*33%	
TURBOGRUPO HIDRAULICO	10	
(POTENCIA APARENTE)		
GENERADORES ELECTRICOS DE EMERGENCIA		
CANTIDAD DE GENERADORES	4*50%	

Energías Alternativas, el caso del Clean Coal

Introducción a la tecnología de Clean Coal

A pesar de la utilización de fuentes de energía, como el gas natural, y las renovables no hidráulicas gran parte de la producción de energía eléctrica, en el mundo se basa en los combustibles fósiles, entre ellos el carbón.

A nivel mundial la oferta de energía primaria se estima en 10.723 Mtoe¹³, del total de esta energía para el año 2003, el carbón representó el 24% de esa oferta, mientras que para el caso de las otras fuentes de energía, el petróleo representó el 24%, el gas 21%, la energía Nuclear el 6%, la Hidroeléctrica 2%, los Combustibles Renovables el 10% y Otros el 2%. Para el caso de generación de energía eléctrica, también a nivel mundial, el carbón se utilizó para generar el 38% del total de la energía eléctrica consumida.

Cabe aclarar que cuando hablamos de carbón, nos estamos refiriendo a un combustible sólido de origen vegetal. En eras geológicas remotas, y sobre todo en el periodo carbonífero (que comenzó hace 345 millones de años y duró unos 65 millones), grandes extensiones del planeta estaban cubiertas por una vegetación abundante que crecía en pantanos.

Muchas de estas plantas eran tipos de helechos, algunos de ellos tan grandes como árboles. Al morir las plantas, quedaban sumergidas por el agua y se descomponían poco a poco.

A medida que se producía esa descomposición, la materia vegetal perdía átomos de oxígeno e hidrógeno, con lo que quedaba un depósito con un elevado porcentaje de

¹³Mtoe : Millones de toneladas equivalentes de petróleo, que está definido como 107 kilocalorías

carbono. Así se formaron las turberas. Con el paso del tiempo, la arena y lodo del agua fueron acumulándose sobre algunas de estas turberas. La presión de las capas superiores, así como los movimientos de la corteza terrestre y, en ocasiones, el calor volcánico, comprimieron y endurecieron los depósitos hasta formar carbón.

Los diferentes tipos de carbón se clasifican según su contenido de carbono fijo. La turba, la primera etapa en la formación de carbón, tiene un bajo contenido de carbono y un alto índice de humedad. El lignito, el carbón de peor calidad, tiene un contenido de carbono mayor. El carbón bituminoso tiene un contenido aún mayor, por lo que su poder calorífico también es superior.

La antracita es el carbón con el mayor contenido en carbono y el máximo poder calorífico. La presión y el calor adicionales pueden transformar el carbón en grafito, que es prácticamente carbono puro. Además de carbono, el carbón contiene hidrocarburos volátiles, azufre y nitrógeno, así como diferentes minerales que quedan como cenizas al quemarlo.

Todos los tipos de carbón tienen alguna utilidad. La turba se utiliza desde hace siglos como combustible para fuegos abiertos, y más recientemente se han fabricado briquetas de turba y lignito para quemarlas en hornos. La siderurgia emplea carbón metalúrgico o coque, un combustible destilado que es casi carbono puro.

El proceso de producción de coque proporciona muchos productos químicos secundarios, como el alquitrán de hulla, que se emplean para fabricar otros productos. El carbón también se utilizó desde principios del siglo XIX hasta la II Guerra Mundial para producir combustibles gaseosos, o para fabricar productos petroleros mediante licuefacción. La fabricación de combustibles gaseosos y otros productos a partir del carbón disminuyó al crecer la disponibilidad del gas natural.

Sin perjuicio de lo antes dicho, el carbón es abundante, en cuanto a las reservas comprobadas en el mundo, como así también su abastecimiento es seguro, y su precio es más estable que el de los hidrocarburos.

Desde el punto de vista ambiental, tiene el inconveniente de los contaminantes que se liberan en la combustión y el relativamente bajo rendimiento del ciclo utilizado de centrales clásicas de generación de energía eléctrica que condiciona la relación entre las emisiones de CO₂¹⁴ por kW/hora producido.

Ciertos productos de la combustión del carbón pueden tener efectos perjudiciales

¹⁴CO₂ : Dióxido de Carbono

sobre el medio ambiente. Al quemar carbón se produce entre otros compuestos, dióxido de carbono. Muchos científicos creen que, debido al uso extendido del carbón y otros combustibles fósiles (como el petróleo), la cantidad de dióxido de carbono en la atmósfera terrestre podría aumentar hasta el punto de provocar cambios en el clima de la Tierra. Por otra parte, el azufre y el nitrógeno del carbón forman óxidos durante la combustión que pueden contribuir a la formación de lluvia ácida.

La gasificación del carbón o tecnología de Clean Coal, que se pretende analizar en este apartado como posible fuente de abastecimiento de energía para Argentina, tiene la ventaja que, mediante la gasificación del carbón pueden eliminarse los contaminantes de la combustión del gas. Es dable destacar que el gas producido a partir del carbón es utilizado por centrales de ciclo combinado, con un rendimiento muy elevado, lo que reduce las emisiones de CO₂ por unidad de energía eléctrica producida.

Las plantas basadas en energía a carbón producen Synthetic Natural Gas (syngas), que puede ser usado para producir energía, combustibles líquidos, hidrógeno y químicos. El proceso consiste en calentar el carbón a 1.100 °C, proporcionándole poco oxígeno para que no se produzca llama.

El gas que emerge contiene principalmente Metano (el producto deseado), y otros productos como el monóxido de carbono, hidrógeno, Sulfuro, compuestos de nitrógeno, como así también en más pequeñas cantidades otros elementos como el mercurio.

Estos productos no deseados tienen valor comercial, pudiéndose utilizar como fertilizantes, resinas para productos de madera, etc. El CO₂ resultante, también tiene valor comercial ya que el mismo puede ser utilizado en el proceso de recuperación secundaria en los pozos de producción de petróleo y en la industria química.

Las plantas son tan limpias como las plantas de gas natural, pero el combustible es más barato y más eficiente.

La Gasificación de combustibles sólidos

La gasificación es un proceso termoquímico por el que se transforma el carbón en un gas combustible (gas de síntesis), mediante oxidación parcial con aire, oxígeno o vapor de agua.

A diferencia de los procesos de combustión de carbón, la gasificación se realiza con defecto de oxígeno. De esta forma, el gas combustible obtenido está compuesto prin-

principalmente de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂), y conserva la mayor parte de la energía del combustible inicial.

A nivel industrial, la gasificación de carbón no es un proceso novedoso, sino largamente conocido y empleado. A comienzos del Siglo XIX ya era usado para la producción del gas ciudad, empleado para calefacción e iluminación.

Posteriormente la gasificación ha sido ampliamente utilizada para la síntesis de productos químicos como amoníaco, urea, metanol y gasolinas. Recientemente, ha cobrado un gran interés la aplicación de la gasificación a la generación de electricidad en ciclos combinados.

Esto es debido a que esta tecnología posibilita el uso de carbón como combustible en las modernas centrales de ciclo combinado, de forma limpia y eficiente.

Balance energético de la gasificación

El valor del gas de síntesis radica en que contiene la mayor parte de la energía química presente en el carbón inicial. En los gasificadores modernos, con elevada conversión del combustible, se puede establecer de forma aproximada este reparto de la energía alimentada con el combustible:

- Poder calorífico del gas de síntesis: 75% del poder calorífico del carbón.
- Calor sensible en el gas de síntesis: 15%. Esta energía se recupera en el enfriamiento del gas, mediante la producción de vapor.
- Calor en el residuo sólido (escoria fundida y ceniza seca), y pérdidas de calor al ambiente: 10%.

Tecnologías de gasificación

Existe un gran número de sistemas de gasificación diferentes. En función del régimen de flujo, se puede hablar de tres tipos de gasificadores:

- a) Lecho fijo. El carbón se alimenta seco por la parte superior del reactor, y descende lentamente reaccionando con los gases que fluyen en contracorriente a través del lecho. En su camino descendente, el carbón experimenta de forma sucesiva los procesos de secado, calentamiento, pirólisis, gasificación y combustión. Las cenizas pueden extraerse secas o fundidas. El gas producto tiene baja temperatura (400-500°C), y contiene cantidades importantes de alquitranes y aceites.

- b) Lecho fluidizado. Las partículas de combustible se introducen en un flujo ascendente de gas, en el que se encuentran suspendidas mientras se produce la reacción. La temperatura de operación es inferior a la de fusión de las cenizas del combustible (800-1.050°C), para que éstas se puedan descargar en forma seca o aglomerada.
- c) Lecho arrastrado. El carbón y los agentes gasificantes fluyen en la misma dirección, con velocidades muy superiores a las que se dan en el resto de tipos de gasificadores. La alimentación del carbón pulverizado, que puede ser seca (con nitrógeno) o húmeda (en mezcla con agua).

Las Centrales de Ciclo Combinado

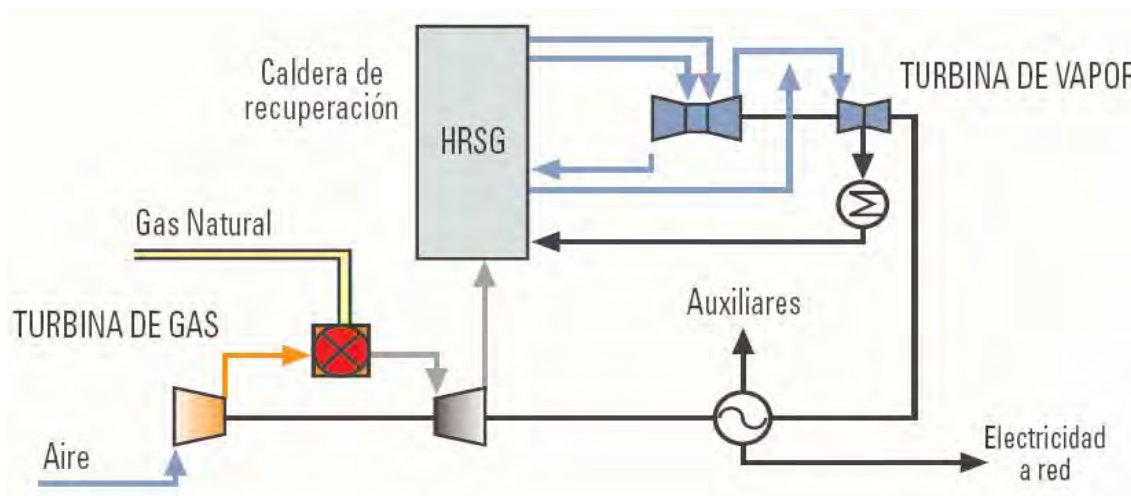
La tecnología de Centrales de Ciclo Combinado, consiste en la combinación de turbinas de gas, con turbinas de vapor. En este proceso las altas temperaturas de los gases de escape de la turbina de gas se aprovechan, mediante una Caldera de Recuperación (HRSG¹⁵), para generar el vapor de agua que se expande en la turbina de vapor.

Se aprovechan así las ventajas de los ciclos termodinámicos de gas y de vapor, ya que se logra una alta temperatura de absorción en el ciclo de la turbina de gas y una baja temperatura de cesión en el ciclo de vapor, logrando elevar el rendimiento hasta valores superiores al 55%.

En Argentina, la participación de las centrales de Ciclo Combinado en la generación de energía eléctrica alcanza el 38,8%, de la generación total, mientras que los valores correspondientes a otras tecnologías de generación son los siguientes: Centrales Hidroeléctricas 40,3%, Nuclear 9%, Turbina a Gas 8,1%, Turbina a Vapor 4,4%, Diesel y Eólica 0,4%.

¹⁵HRSG: Heat Recovery Steam Generator

Figura 12 Diagrama de una Central de Ciclo Combinado



Objetivos de Performance de la Tecnología de Carbón Limpio en EEUU

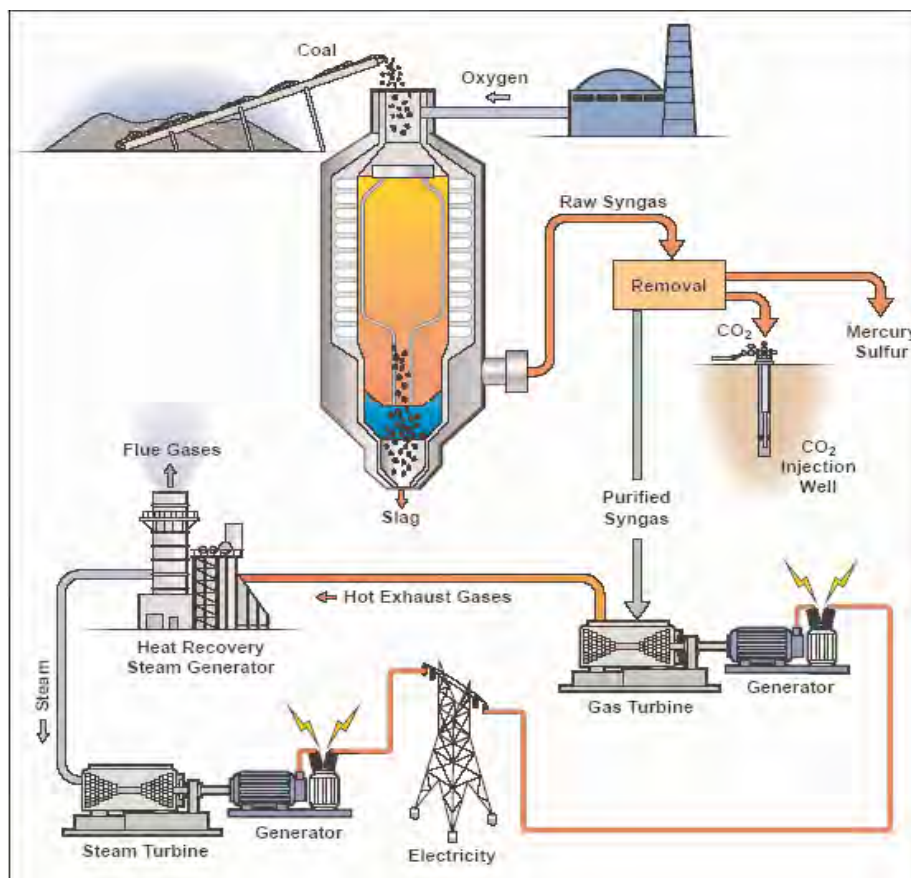
Tabla 22 Proyección del Costo de una Planta de Clean Coal

	Planta de Referencia	2010	2020
Eficiencia de la Planta	40%	45 - 50 %	50 - 60 %
Costo de Capital de la planta u\$s/kwh	1000 - 1300	900 - 1000	800 - 900
Costo de la Electricidad ¢ de u\$s/kWh	3.5	3.0 - 3.2	? 3.0
Costo del Carbón u\$s/ 10 ⁶ BTU	1.20	-	-

Las plantas de carbón en Estados Unidos generan aproximadamente el 56% de la electricidad producida, esto representa 300 GW aproximadamente. Debido al desenvolvimiento que han tenido los precios del gas natural y sus implicancias, hizo necesario que los EEUU incrementen el uso de carbón para generación de energía eléctrica.

Como un ejemplo de ello y de la utilización de la tecnología de Clean Coal, se puede citar la planta de Dakota del Norte (Dakota Gasification Company), siendo hasta el momento la planta más grande de syngas, dado que produce 150 MMm³/día de este producto, aproximándose al volumen de Gas Natural que consume por día la Argentina.

Figura 13 Diagrama de una Planta de Clean Coal



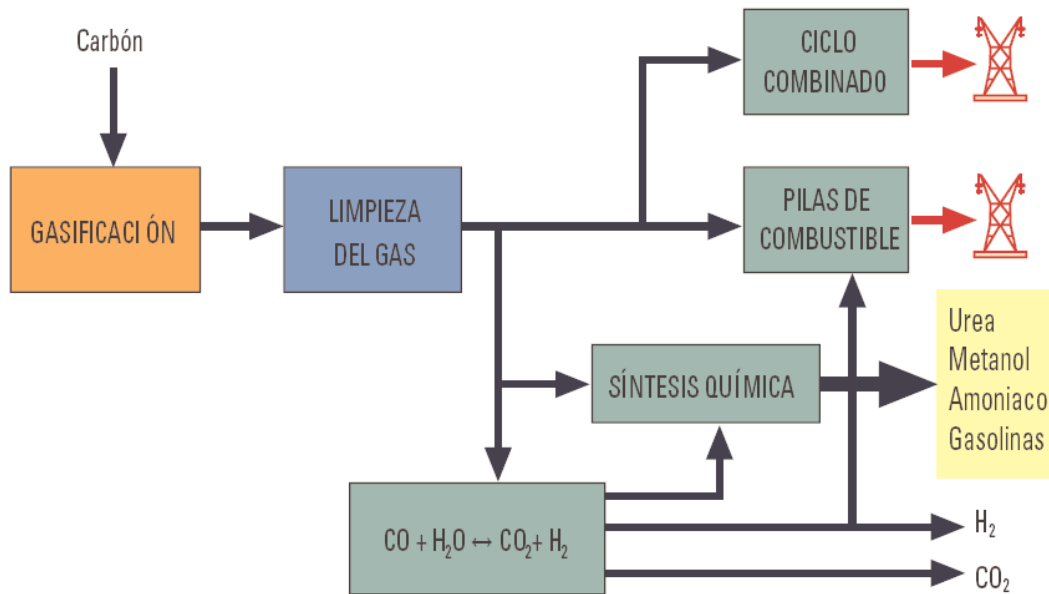
Interés de la gasificación. Aplicaciones

La gasificación permite transformar combustibles sólidos, de bajo valor y potencialmente contaminantes, en un gas limpio que por su facilidad de transporte, presión, composición y contenido energético presenta múltiples aplicaciones. Es por tanto un proceso intermedio, en el que se confiere valor añadido a la materia prima utilizada, habilitándola para ser empleada en la obtención de diferentes productos:

- Electricidad, de forma limpia y altamente eficiente, mediante la utilización del gas de síntesis sustituyendo al gas natural en ciclos combinados (centrales GICC), o incluso en pilas de combustible de alta temperatura.
- Producción de hidrógeno, consumido en refinerías y, en el futuro, en pilas de combustible para automoción y producción de electricidad.
- Productos químicos. El gas de síntesis se emplea para la obtención de amoníaco (producto base para la fabricación de fertilizantes), urea, metanol y, a través del proceso Fischer-Tropsch, para la obtención directa de gasolinas.

Mediante la combinación de diferentes unidades de proceso, de forma modular, se puede adaptar el diseño básico de una central GICC a una configuración de planta multi-productos, que pueda ajustarse de forma óptima a las demandas del mercado en cada momento.

Figura 14 *Aplicaciones de la Gasificación*



La integración: la tecnología GICC

La tecnología GICC permite el uso de combustibles sólidos (carbón, coque de petróleo, biomasa, residuos) o líquidos en una Central Térmica con la eficiencia y los beneficios ambientales propios de los ciclos combinados.

Para ello, supone la integración de las tres tecnologías anteriores, de forma que el combustible es gasificado con el oxígeno producido en una Planta ASU, y el gas sintético producido es enfriado, y limpiado exhaustivamente de partículas sólidas y contaminantes para su combustión en la turbina de gas de un ciclo combinado.

Por producirse la limpieza del gas antes de su combustión, las Centrales GICC tienen un comportamiento ambiental muy superior al de las centrales térmicas de carbón clásicas, en las que la limpieza de gases se realiza tras la combustión, de forma por tanto menos efectiva y más costosa que en las GICC.

Existen múltiples variaciones sobre el esquema básico de un GICC, siendo el aspecto fundamental del diseño el grado de integración entre las unidades. Se puede hablar de tres niveles de integración:

- Integración de los sistemas agua-vapor de la Isla de Gasificación y del Ciclo Combinado. El agua de alimentación de calderas se precalienta en una sección de la caldera de recuperación del ciclo combinado (HRSG) y se envía a Gasificación, donde se produce vapor saturado por intercambio de calor con el gas crudo. Este vapor saturado se exporta a la HRSG, para su sobrecalentamiento y expansión en la turbina de vapor, generando electricidad adicional.

- Integración lado nitrógeno entre ASU y Ciclo Combinado. El N₂ impuro, subproducto de la ASU, es comprimido y mezclado con el gas de síntesis para reducir las emisiones de NO_x y aumentar la potencia en la turbina de gas.

- Integración lado aire entre ASU y Ciclo Combinado. De forma parcial o total, el aire comprimido que requiere la ASU es extraído del compresor de la turbina de gas.

Costos de Captura del CO₂

El instituto mundial del Carbón afirma que en el presente los altos costos la captura y almacenaje (U\$S 150-220 por tonelada de carbón; U\$S 40-60/t CO₂ - 3.5 a 5.5 c/kWh relativo al carbón quemado a una eficiencia térmica del 35%) lleva a que la opción sea ineconómica. Pero se están realizando muchos trabajos tendientes a mejorar la viabilidad económica del mismo, y el Departamento estadounidense de Energía (DOE) está invirtiendo en R&D a fines de reducir el costo del secuestro del carbón a U\$S 10 s/tC (equivalente a 0.25 c/kWh) o menos para el año 2008, y para el año 2012 reducir el costo de la captura y secuestro del carbón a un 10% de incremento en los costos de generación de la electricidad.

Más recientemente el DOE anunció el proyecto FutureGen de 1.3 billones de dólares a fines de diseñar, construir y operar una planta de carbón de producción de electricidad e hidrógeno con una emisión casi nula. La iniciativa FutureGen comprenderá una planta gasificadora de carbón con un reactor adicional water-shift a fines de producir hidrógeno y dióxido de carbono, cerca de un millón de toneladas de CO₂ (al menos el 90% del throughout) será entonces separado por medio de membranas y secuestrado geológicamente.

La construcción de FutureGen se estima para el año 2009, para empezar a operar en el 2012. El proyecto está diseñado para validar la capacidad técnica y la viabilidad económica de la generación en base a carbón con emisión casi nula. En particular pretende producir electricidad con solo el 10 % de costo premium y demostrar que el hidrógeno se puede producir a \$3.80 por GJ, equivalente al petróleo a 12.7 centavos por litro.

En Dinamarca un proyecto piloto en la planta Elsam de 420 MWe se captura el CO₂ de los gases post-combustión con la ayuda de CASTOR (CO₂ desde la Captura hasta el almacenamiento). Los gases pasan a través de un absorbente, donde un suelte el CO₂ puro a una ratio de cerca de una tonelada por hora para su secuestro geológico. Se espera que el costo sea de 20-30 euros por tonelada.

Un estudio realizado en los Estado unidos en el año 2000 estimó el costo de la captura del CO₂ para las plantas IGCC a 1.7 c/kWh, con una pérdida energética de 14.6% y un costo de CO₂ evitado de \$26/t (\$96/t C). Para el 2010 se espera que esto mejore a 1.0 c/kWh, 9% de pérdida energética y un costo de Co₂ evitado de \$18/t (\$66/t C).

Los números presentados por el IPCC en el 2005 para el costo de la captura y secuestro de IGCC de 1.0 - 3.2 c/kWh, así el aumento de los costos eléctricos para el IGCC de 21-78% desde 5.5 a 9.1 c/kWh. La pérdida energética en ello es de 14-25% y el costo de migración \$14-53/t CO₂ (\$51-200/tC) se evitarían. Estos números incluyen hasta \$5 por tonelada de Co₂ de transporte y hasta \$8.3/t CO₂ para el secuestro geológico.

Otros Productos relacionados con la Gasificación del Carbón

Además del Gas, que se produce por la gasificación del carbón, se producen numerosos productos adicionales en el proceso, lo que le agrega una gran diversidad al output de la planta.

Estos productos incluyen, sulfato de amonio, amoniaco anhidro, que son usados como fertilizantes debido a que le agregan nitrógeno y sulfuro al suelo. Otros productos incluyen Fenol para la producción de resinas, nitrógeno líquido para refrigeración, Metanol para los solventes y Otros.

Tabla 23: Productos adicionales de la gasificación del carbón



Sulfato de Amonio es un fertilizante para uso en el agro y es producido por la corriente de gas del sistema de desulfurización.



Gases de Criptón y xenón son usados generalmente para iluminación, como luz de alta intensidad



Nitrógeno Líquido es usado en el proceso de refrigeración de los alimentos y en procesos químicos.



Naftas contiene productos que pueden ser usados como mezcla para la gasolina, para hacer solventes y en la producción de benceno.



Fenol es usado en la producción de resinas



Dióxido de Carbono puede ser usado para la recuperación asistida en pozos de petróleo. La “Dakota Gasification company” firmó un acuerdo con PanCanadian Petroleum Limited para venderle y transportarle el dióxido de carbono hasta los campos de petróleo de Saskatchewan, Canada.

El Carbón de Río Turbio

El Río Turbio se encuentra en el interior de un valle, apoyado sobre el paralelo 52 de Latitud Sur, conteniendo un fondo cordillerano y en su costado norte las colinas que determinan el camino al Lago Argentino. De este río emerge su villa minera, señalando el pueblo argentino más lejano de Buenos Aires.

La Región de Río Turbio conforma la cobertura del yacimiento carbonífero más rico de la República Argentina.

El carbón es una de las materias primas de mayor cotización porque es insustituible en muchos procesos y porque los constantes avances tecnológicos presentan nuevas y prometedoras posibilidades para el bienestar de los pueblos.

Hasta la década del 70, el desarrollo del mundo se inicia bajo el signo del carbón. La tarea de Yacimientos Carboníferos Fiscales representa una alta responsabilidad res-

pecto a la política de abastecimiento y previsiones, que la arraigan en el proceso y desarrollo del país.

La exploración geológica llevada a cabo hasta este período a fin de detectar la existencia e importancia de yacimientos de carbón mineral, ha cubierto una superficie de 92.000 km² y se han realizado 370 perforaciones que atravesaron un total de 70.000 metros de terrenos. Los trabajos mineros de explotación y exploración, principalmente en la zona de Río Turbio, suman unos 70.000 metros lineales.

Las zonas carboníferas se extienden a lo largo de la zona precordillerana y en partes en la zona cordillerana, fundamentalmente en las provincias de Catamarca, La Rioja, San Juan, Mendoza, Neuquén, Río Negro, Chubut y Santa Cruz, no obstante se conocen también formaciones carboníferas en Salta y Jujuy.

Además han sido objeto de trabajos exploratorios las turberas, destacándose las que se encuentran localizadas en Tierra del Fuego, donde se cubicaron 90.000.000 de toneladas de mineral calculado sobre base seca.

Las rocas y esquistos bituminosos constituyen otros de los minerales cuyo estudio corresponde a Yacimientos Carboníferos Fiscales. Fueron cubicados 750.000.000 de toneladas de mineral, con un tenor de 7.5 a 9% de aceite en promedio, para los bancos de mayor rendimiento.

En el año 1970 la producción bruta de carbón de Río Turbio excedió la barrera del millón de toneladas, permitiendo obtener la cantidad de 631.757 toneladas comerciales.

Si se toma como base la producción comerciable de 1965, la cual fue de 228.114 toneladas, en 1970 se lograron 615.541, implicando un incremento anual promedio de casi el 23%. Asimismo se verifica un aumento de productividad referida al número de agentes del 150%.

De esta manera, se dieron las condiciones para que Río Turbio se desarrolle sobre la base de la explotación de carbón y la actividad privada que esta industria generará cada vez con mayor énfasis.

Producir y vender carbón es librar calorías para producir, por lo que esta actividad no puede ser calificada como insignificante. Como ha tenido lugar en países desarrollados, es conveniente consumir el mineral en usinas térmicas y liberar más combustibles pesados, como fuel-oil con el fin de lograr destilados más livianos con un mayor valor agregado.

La producción de carbón está muy ligada a la actividad siderúrgica. Si bien la participación del carbón de Río Turbio no puede ser total en los procesos de coquización, su 15% admisible en las mezclas, implica que similar cantidad de carbones coquizantes, los cuales deberían ser importados para el abastecimiento de nuestra siderúrgica, pueden ser reemplazados por nuestro mineral nacional.

Biocombustibles

Se entiende por biocombustibles al bioetanol, biodiesel y biogás, que se produzcan a partir de materias primas de origen agropecuario, agroindustrial o desechos orgánicos, que cumplan los requisitos de calidad que establezca la autoridad de aplicación.

En el caso particular de su empleo en motores de combustión interna cabe recordar que el inventor del motor diesel, Rudolph Diesel, empleo en sus ensayos aceite de maní y que el girasol fue utilizado por el Ing. Conti en sus ensayos de rendimiento de motores en la Facultad de Agronomía de la Universidad de Buenos Aires a comienzos del siglo pasado.

Hoy día el empleo de aceites en su estado original se ha abandonado, ya que:

- a) la tecnología desarrollada en los motores diesel se basa en el empleo de carburantes fósiles.
- b) Walton (1938) determinó, basándose en experiencias conducidas durante la década del '30, que el empleo de estos aceites como combustibles en su estado original, durante un periodo prolongado de tiempo determinaba fallas en los motores, tales como presencia de depósitos, etc.

Los biocombustibles pueden ser usados para desplazar los combustibles fósiles y sus asociadas emanaciones de CO₂. El sistema productor de etanol basado en la caña de azúcar captura el 33% de la energía contenida en la caña cosechada, mientras que el sistema de etanol basado en la producción a partir de los granos de maíz aprovecha el 55% de la energía contenida en ellos.

En este aspecto debe señalarse también, que no solamente se ve reducida la emisión de CO₂, sino que estos combustibles están exentos de emanaciones de azufre y reducen significativamente la emisión de partículas a la atmósfera.

Tipos de materias primas empleadas en la obtención de los biocombustibles

Los biocombustibles derivan de un sin número de productos agropecuarios, ya que en su elaboración puede partir tanto desde las heces animales, que en su fermentación controlada generan metano, como también de los productos forestales.

Entre ellos se encuentran oleaginosas tales como:

- Soja
- Girasol
- Maní
- Colza
- Palma
- Lino
- Cártamo
- Nabo

Aceites usados, grasas animales tales como la manteca de cerdo, sebos y grasas amarillas, y otros vegetales que en su semilla pueden generar aceites tales como:

Algodón

Maíz, etc

Todos los productos mencionados en el acápite precedente, por un simple proceso (transesterificación) se transforman en combustibles líquidos, aunque con diferente volumen de producción de aceite por hectárea.

Esta variedad de cultivos y distribución geográfica, representa para la República Argentina, una excelente oportunidad para la elaboración de biocombustibles, ya que en casi todo su territorio, excepto la región patagónica sur, se presenta algún cultivo apto para su transformación en aceite y por ende generador de materia prima para el biocombustible.

Empleo de los biocombustibles

Los biocombustibles desarrollados a partir de estos aceites, pueden ser utilizados en los motores convencionales sin cambios de consideración ya que solamente, y debido a su poder diluyente, solo requieren -de ser necesario- el reemplazo de las man-

gueras de conducción del combustible por elementos no fabricados sobre la base de caucho o espuma de poliuretano.

Adicionalmente estos combustibles mantienen las prestaciones del diesel oil, en lo que respecta a la potencia generada por los motores, su duración y su facilidad de empleo.

El procedimiento

Básicamente el proceso se inicia con la refinación del aceite vegetal, ya que normalmente es necesario reducir los contenidos de agua y ácidos grasos¹⁸, a posteriori este aceite debe ser esterificado mediante su reacción con alcohol metílico o etílico (metanol o etanol) en presencia de un catalizador (hidróxido de sodio o de potasio) obteniéndose el éster correspondiente y dos coproductos, la glicerina y fertilizante de potasio.

La glicerina obtenida normalmente es de uso general, pero si se desea desarrollar glicerina apta para cosmetología o farmacología debe reprocessársela hasta una pureza del 99,5%.

Otros procesos integrales, además de lograr los productos básicos señalados precedentemente desarrollan aditivos, lubricantes solventes y limpiadores.

Independientemente de lo expresado precedentemente, cabe señalar que la obtención "casera" de biodiesel es relativamente sencilla, ya que como bien lo expresa Korus et al (2000), el agregado de 28,8% en peso de etanol al aceite de colza, en presencia de un 1% en peso de hidróxido de potasio permiten obtener el combustible, para ello solo es necesario disolver el catalizador en el alcohol, agregar la mezcla al aceite y agitar vigorosamente.

Al cabo de 120 minutos y a temperatura ambiente, se ha producido el biocombustible que se separa por decantación ya que se ubica en primer lugar en el contenedor donde se lo mezcló.

Peterson (1994) señala que la obtención de metil ésteres requiere un 22,5% de metanol en volumen y un 1% de catalizador también en volumen, mientras que para la obtención de etil esterres estos porcentajes varían al 27,38% y al 1,18% respectivamente.

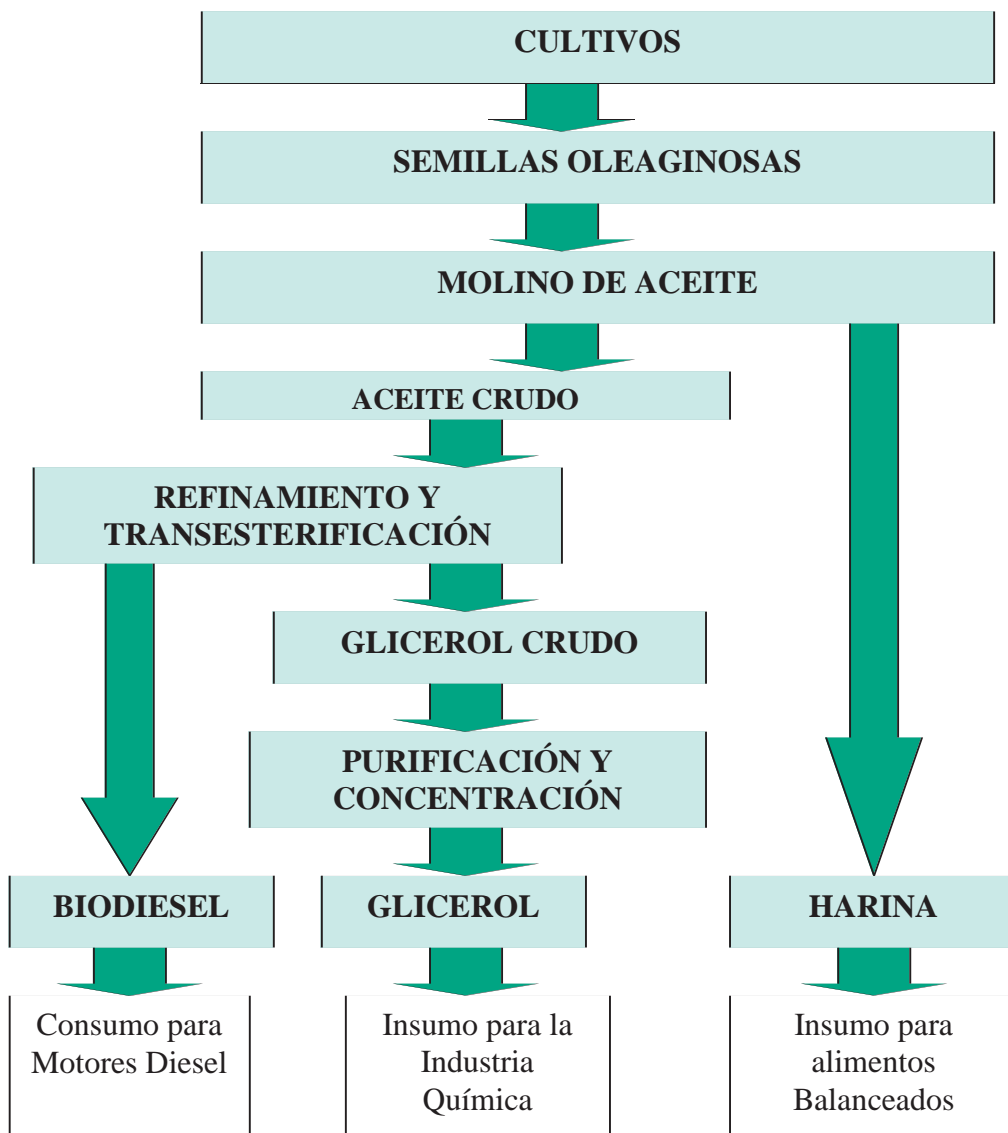
Se los mezcla como en el caso anterior y se agitan vigorosamente por dos horas,

luego de reposar 10 minutos comienza la separación de la emulsión lograda la cual se completa en unas dos horas, aunque una perfecta separación de la casi totalidad de los productos finales requiere mas de 20 horas, finalmente se lo lava y clarifica con ácido tánico (1 gr de ácido por litro de agua).

Con esta metodología, Peterson (1994) en la Universidad de Idaho empleando un procedimiento discontinuo, logró, por cada 483.8 galones (1,831 litros) de aceite de soja 406.6 galones (1.539 litros) de éster etílico de soja.

En resumen el proceso de obtención del biocombustible puede esquematizarse, tal como lo concretó A. Etiennot, de la siguiente manera:

Figura 15: Esquema de Producción de Biodiesel



Asimismo, cabe aclarar que los menores costos derivados de la obtención de biocombustibles con materia prima de origen animal se compensan por la falta de generación de coproductos que aminoren la carga determinada por el mayor precio de la materia prima.

El desarrollo de estos combustibles puede ser exitoso para cooperativas cuyos miembros presenten una diversificación productiva, especialmente en las regiones con una importante brecha entre el precio que los productores reciben por su semilla oleaginosa y el valor que pagan por sus harinas proteicas, los créditos impositivos son entonces necesarios, en este momento, para hacer competitivo al biodiesel respecto al diesel oil.

El Protocolo de Kyoto

En 1992 durante la Cumbre de Río, los países acordaron la creación de la Convención Marco del Cambio Climático como plataforma para tomar medidas orientadas a resolver la problemática del calentamiento global, iniciando de esta manera una rueda de consultas interdisciplinarias y multilaterales permanentes.

En Diciembre de 1997 durante la tercera reunión de las Conferencia de las Partes llevada a cabo en la ciudad de Kioto-Japón, unos 10.000 delegados de más de 100 países asistieron a este evento de gran envergadura en el cual se llegó por consenso a la decisión de aprobar un Protocolo en virtud del cual los países industrializados se comprometían a reducir, para el período entre los años 2008- 2012, el total de sus emisiones de gases de efecto invernadero en por lo menos un 5% con relación a los niveles de 1990, confiando en que este compromiso vinculante produzca una reversión histórica de la tendencia ascendente de las emisiones.

De esta forma, el Protocolo de Kioto separa claramente entre aquellos países que, aceptando la responsabilidad que les compete, se comprometen en reducir las emisiones (llamados países del Anexo I) y aquellos con una responsabilidad muy limitada y casi ajenos a esta situación sin obligación de cumplir con reducciones de emisión y que son llamados países no Anexo I.

El Protocolo de Kioto consta de 28 artículos y entre las cuestiones que se puede relacionar con los proyectos de biodiesel, puede destacarse el artículo 12 el cual describe la creación de un Mecanismo para el Desarrollo Limpio.

Los biocombustibles emiten casi la misma cantidad de dióxido de carbono que los combustibles fósiles, pero a diferencia de estos últimos, el mismo es vuelto a fijar por la masa vegetal a través del proceso de la fotosíntesis.

De esta forma se produce un "ciclo de carbono", que hace que el CO₂ quemado y liberado a la atmósfera, vuelva a ser fijado y el ciclo tenga como resultado un balance cero, en lo que a emisiones se refiere, no habiendo acumulación de gases.

El ciclo descrito contrasta notoriamente con lo que sucede con la emisión de CO₂ producido por la quema de los combustibles fósiles en el cual el carbono liberado, fijado hace miles de millones de años, es quemado y vuelto a liberar, causando la acumulación de los mismos en la atmósfera, el efecto invernadero y el calentamiento global.

De esta forma se llega a comprender por qué los proyectos que tengan al biodiesel como principal producto, ayudarán a reducir la acumulación de gases de efecto invernadero.

A partir del Protocolo de Kioto, la externalidad positiva prevaleciente en los biocombustibles será valorada monetariamente y da comienzo a la creación de un nuevo mercado, el de los certificados de reducción de emisiones.

La compra-venta de los mismos mejorará la performance económica de los proyectos de biodiesel al agregarles un nuevo subproducto (las reducciones de emisiones) para comercializar, donde su precio se regirá libremente por la oferta y la demanda.

El incremento de rentabilidad de los proyectos de biodiesel como consecuencia de la valoración económica de sus beneficios ambientales a través del MDL del Protocolo de Kioto, abre una nueva perspectiva ambiental mientras que alienta la llegada de inversores externos, quienes demandarán certificados de reducciones de emisiones.

A continuación se muestra la evolución que ha tenido la producción de energías alternativas desde 1994 hasta el año 2004, medidas en KTEP (Kilo Toneladas Equivalentes de Petróleo).

Tabla 24: Producción de Energías Alternativas

KTEP	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Energía Eólica	0	1	1	1	3	3	3	4	6	7	6
Molinos	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129
Solar	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01
C. de Girasol	185	191	183	180	185	235	200	105	127	123	104
Licor Negro	6	36	36	57	5	53	89	82	111	132	142
Marlo de Maíz	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2
C. de Arroz	32	33	35	43	36	59	2	30	25	26	38
Biodiesel	2	2	2	4	4	4	6	6	6	6	6
Res. Pecuarios	260	258	250	245	26	241	29	239	235	252	253
Total O.P.	644	650	636	659	651	724	698	596	640	676	679

La Ley 26.093

La Ley Nro 26.093 establece el Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles, que tendrá una vigencia de quince (15) años a partir de su aprobación.

El Poder Ejecutivo nacional podrá extender el plazo precedente computando los quince (15) años de vigencia

Autoridad de Aplicación

COMISION NACIONAL DE BIOCOMBUSTIBLES:

- Presidente: Secretario de Energía, pudiendo delegar funciones en el Subsecretario de combustibles.

- Un representante por cada uno de los siguientes organismos:

Secretaría de Agricultura, Ganadería, Pesca y Alimentos

Secretaría de Ingresos Públicos

Secretaría de Comercio e Industria

Secretaría de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva

Características: Autarquía operativa, presupuestaria y financiera

En cuanto a las proporciones en las cuales van a ser mezclados los biocombustibles con los combustibles fósiles tradicionales la Ley establece lo siguiente:

"El gas oil o diesel oil, de acuerdo a las definiciones del Artículo 4° de la N° 23.966, Título III, que se comercialice dentro del Territorio Nacional, deberá ser mezclado con la especie de biocombustible denominado biodiesel en un porcentaje del 5 %."

"Las naftas, de acuerdo a las definiciones del Artículo 4° de la Nro 23.966, Título III, que se comercialice dentro del Territorio Nacional, deberá ser mezclado con la especie de biocombustible denominado bioetanol en un porcentaje del 5 %.

Esto deberá cumplimentarse a partir de los cuatro años a partir de la fecha de sanción de la ley."

Los bicomcombustibles producidos en este marco quedan exentos de la tasa sobre gas oil y la tasa infraestructura hídricas, y de tributos de igual índole que pudieran en el futuro gravar similares hechos imponible.

Además los proyectos calificados y aprobados por la Autoridad de Aplicación, serán alcanzados por los beneficios que prevén los mecanismos del Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático de 1997, tales como Derechos de Reducción de Emisiones, Créditos de Carbono y otros de similares características.

Ventas de productos exclusivamente relacionados con la actividad promovida:

El IVA facturado, por el ente promovido, tiene el carácter de impuesto pagado y se constituye en crédito fiscal en las etapas siguientes.

Los biocombustibles generarían una nueva industria que crearían aproximadamente 100 mil empleos entre industria, sector agropecuario y transporte.

Además harían posible la extensión de la actual frontera agrícola con el cultivo de semillas alternativas "cultivos energéticos" en áreas no aptas para soja, girasol u otro cultivo tradicional.

Actualmente un 5% de aceite para gasoil implica un 9% del total de aceite producido en el país, con una industria aceitera que esta expandiéndose y tiene capacidad libre para procesar nuevas semillas.

- En relación al IVA se crea la figura del Contribuyente Liberado de IVA, para la actividad objeto de la presente ley, con las siguientes características:

Compras de materias primas e insumos de la actividad promovida:

El IVA incluido en las facturas correspondientes a dichas compras no es abonado por el ente promovido, el que entregará a su proveedor una constancia de ingreso directo, de libre disponibilidad, que podrá ser utilizada para el pago de cualquier tributo nacional devengado con posterioridad a la fecha de emisión de esa constancia.

El mismo tratamiento corresponderá a compras de bienes de uso, prestaciones y locaciones de obra y servicios, ligados a la actividad promovida.

Los biocombustibles producidos en este marco quedan exentos de la tasa sobre gas oil y la tasa infraestructura hídricas, y de tributos de igual índole que pudieran en el futuro gravar similares hechos impositivos.

Los costos de invertir en biocombustibles

La instalación de una planta con tecnología de punta para producir biodiesel y refinar glicerol para obtener glicerina calidad farmacoea -incluyendo todos los elementos para la puesta en marcha- requiere una inversión que se puede estimar en:

Tabla 25 Costos Estimados de una Planta de Biocombustibles

Capacidad (Toneladas por año)	Inversión Estimada (Mill. de u\$s)
40.000	10 - 13
60.000	12 - 16
100.000	16 - 25

Si analizáramos la estructura de costos de una planta de 100.000 toneladas anuales de biodiesel, probablemente el costo del aceite represente cerca del 80 % del costo de producción y poco más del 70 % de su precio de venta teórico en refinería de petróleo, a los efectos de realizar el corte obligatorio con diesel que demanda la ley.

Tomando en cuenta un precio de aceite crudo de soja FOB Argentina en torno a los US\$ 500 por tonelada -cercano al promedio de la última década- y descontando sobre el mismo, un 20 % de Derechos de Exportación y gastos varios de transacción para llegar al FAS, el costo de producción del biodiesel sería aproximadamente de US\$ 490 por tonelada más IVA, cifra que se elevaría a US\$ 555 por tonelada más IVA, si agregáramos los gastos de estructura y un margen razonable de utilidad.

Asimismo, para llegar al surtidor, hay que agregar un margen para la compañía petrolera que efectúa el corte de diesel con biodiesel como así también, más un margen para la distribución y comercialización, y flete.

De esta forma, podemos concluir en que el precio del biodiesel está por encima del diesel en el mercado local, aunque no esté gravado con los tributos que gravan a los combustibles fósiles, según lo estableció la ley Nro 26.093.

Hay que destacar que actualmente y como consecuencia de los altos Derechos de Exportación que gravan la exportación de petróleo crudo, el precio de éste en el mercado local es muchísimo menor al precio internacional, registrándose valores de entre US\$ 33 a US\$ 38 por barril, cifra que explica los bajos precios en términos internacionales de los combustibles fósiles en el mercado local y, por ende, la brecha con el precio teórico de los biocombustibles.

En cambio, el precio del biodiesel es competitivo cuando se lo compara con el precio del gasoil importado y en este caso, en Argentina por razones técnicas se genera frecuentemente un déficit en la oferta de gasoil, necesitando importar el mismo.

El gran desafío local será -además de formar esta oferta a escala- superar las barreras tecnológicas que hoy presenta la incipiente industria local de maquinarias y equipos -salvo honrosas excepciones-, en especial vinculado a los temas de calidad de los productos obtenidos, seguridad y cumplimiento de normas ambientales.

Por otra parte, en los mercados internacionales, los altos precios del petróleo y los compromisos asumidos por los países centrales en el marco del Tratado de Kyoto, con relación a la reducción de Gases Efecto Invernadero, están provocando un significativo aumento de la demanda de biocombustibles y concomitantemente, buenas perspectivas para el comercio internacional, con precios muy razonables.

De ahí que comience a registrarse un importante auge de inversiones en Argentina para la producción de biodiesel y de bioetanol, destinada a atender esos mercados; hacia el año 2010 -sin contar la oferta destinada al mercado interno- se puede estimar que la capacidad instalada ascenderá a 2 millones y 1 millón de toneladas anuales de ambos productos respectivamente.

Es muy probable que en este segmento de mercado operen todas las grandes compañías aceiteras, como así también varias compañías petroleras y distintas empresas internacionales de los rubros más diversos, vinculadas a negocios en el marco del Tratado de Kyoto.

Liquefied Natural Gas (Gas Natural Licuado)

El GNL es gas natural que ha sido procesado para ser transportado en forma líquida. Es la mejor alternativa para monetizar reservas en sitios apartados, donde no es económico llevar el gas al mercado directamente por gasoducto o indirectamente, transformado en electricidad. El gas natural es transportado como líquido a presión atmosférica y -160°C . La licuación reduce en 600 veces el volumen de gas transportado.

Se dice que el GNL es un líquido criogénico. El término "criogénico" significa baja temperatura, generalmente por debajo de -73°C . El GNL es un líquido puro, con una densidad de alrededor del 45% de la densidad del agua.

El gas natural está compuesto principalmente por metano, pero también contienen etano, propano e hidrocarburos más pesados. Pequeñas cantidades de nitrógeno, oxígeno, dióxido de carbono, compuesto de azufre y agua también pueden ser encontrados en el gas natural.

El proceso de licuación del gas natural requiere la extracción de algunos componentes como el agua y el dióxido de carbono para evitar que se hagan sólidos cuando el gas es enfriado a la temperatura del GNL (-160°C).

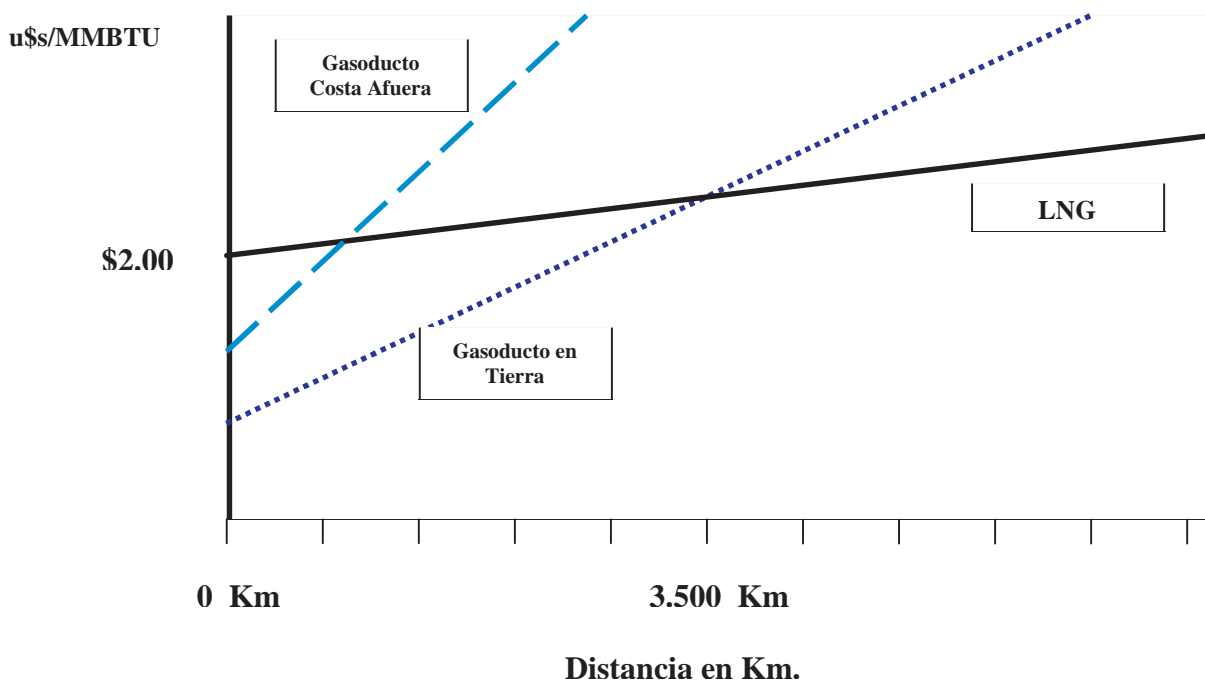
Como resultado, el GNL está compuesto en su mayoría de metano se licua para transportarlo desde el pozo hasta el lugar de consumo, cuando no resulta económica o técnicamente viable la construcción de un gasoducto. Esta situación puede darse cuando la distancia a recorrer con el gasoducto es demasiado extensa o bien cuando la complejidad técnica de la construcción es demasiado alta (por ejemplo un cruce submarino muy profundo y con suelo complejo).

Existen estudios que demuestran la conveniencia económica del transporte de gas a través de gasoducto o como GNL, según la distancia a recorrer.

Como se desprende de la observación de la Figura siguiente, en las cuales se comparan los costos del transporte de gas natural por gasoducto frente al de GNL por vía marítima, el punto de indiferencia se encuentra aproximadamente en 3.500/4.000 Km. de distancia entre el país productor y el consumidor. Es decir, para distancias mayores será más rentable el transporte por vía marítima y, para menores, por gasoducto.

Esto se afirma considerando gasoducto sin tramos submarinos. Para éstos, el costo de construcción es de 3 a 5 veces mayor que en el caso terrestre.

Gráfico 12 Comparación del LNG con Gasoductos



El GNL ha sido manejado con éxito por muchos años. La industria no está libre de incidentes, pero ha mantenido un record de seguridad industrial envidiable, especialmente durante los últimos 40 años. Actualmente hay alrededor de 200 instalaciones de peak-shaving y almacenamiento de GNL alrededor del mundo, algunas en funcionamiento desde mediados de los años sesenta.

En general, la industria del GNL ha tenido un record de seguridad industrial excelente comparado con refinerías y plantas petroquímicas. A nivel mundial, en el año 2003, había 17 plantas de licuación, 40 plantas de regasificación y 136 buques metaneros, todos juntos manejando aproximadamente 120 millones de toneladas métricas de GNL por año.

Este combustible ha sido transportado de manera segura a través de los mares por más de 40 años. Durante este tiempo, los transportadores de GNL han realizado más de 33.000 viajes, cubriendo más de 111 millones de kilómetros, sin grandes accidentes o problemas de seguridad ni en puertos ni en alta mar.

Los transportadores de GNL usualmente atraviesan áreas de mucho tráfico. Por ejemplo en el año 2000 en promedio, un cargamento entró a la Bahía de Tokio cada 20 horas, mientras que un cargamento semanal entró a la Bahía de Boston. La industria del GNL ha tenido que cumplir rigurosos estándares impuestos por países como EE.UU, Japón, Australia y la UE.

Según el Departamento de Energía de EE.UU., desde el comienzo de la industria del GNL sólo ocho accidentes marítimos alrededor del mundo han resultado en derrames; en algunos, los cascos de las embarcaciones se fracturaron pero en ninguno ocurrió un incendio. En siete incidentes ha habido derrame, y dos por encallamiento pero sin pérdida del cargamento. No ha habido fatalidades a bordo de transportadores de GNL.

Durante los primeros años de la industria ocurrieron accidentes aislados con fatalidades en distintas instalaciones en tierra. Desde entonces regulaciones de seguridad y operaciones más estrictas han sido implementadas.

Cadena integrada del GNL

La cadena integrada del gas natural licuado se compone por tres eslabones:

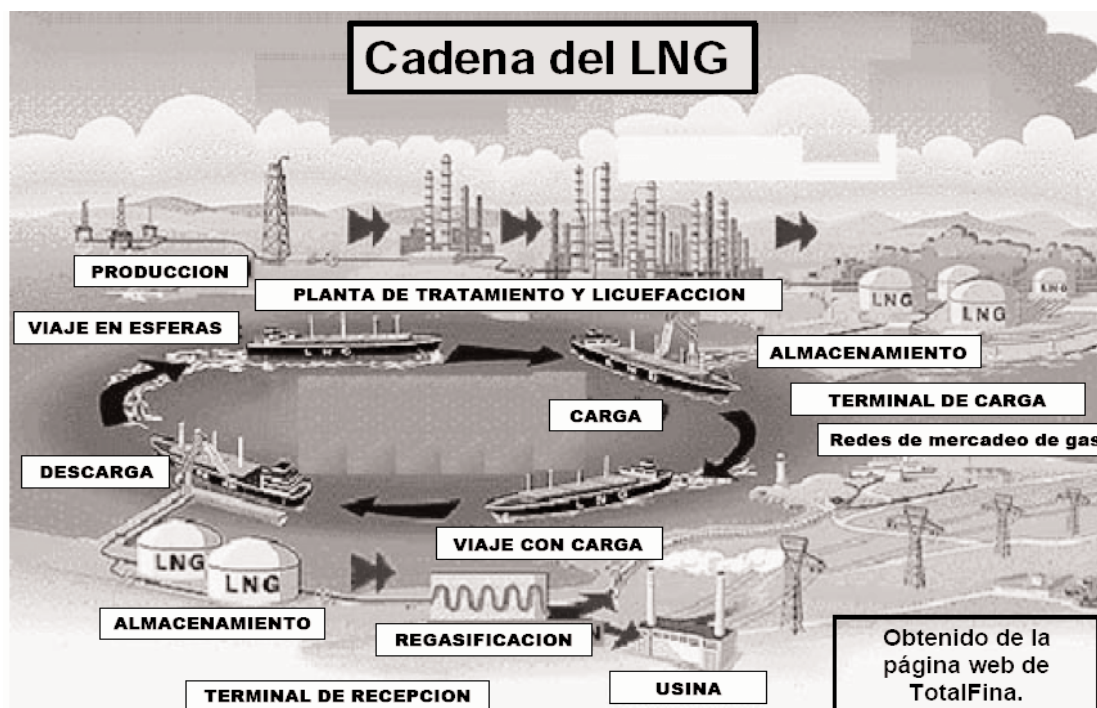
- 1) La licuación del gas, generalmente en una zona cercana al pozo y lindante con la línea costera.
- 2) El transporte en buques metaneros.
- 3) La regasificación e introducción a la red de transporte del país comprador.

En la etapa de licuación, el gas natural se lleva a temperaturas inferiores a los -160°C . En esta condición de temperatura, y a presión atmosférica, el gas natural sufre un cambio de estado, de gas a líquido, reduciendo 600 veces su volumen.

Puede decirse que el rendimiento medio del proceso de licuación es del 90%. Esto quiere decir que el 10% del gas natural que ingresa a la planta de licuación, se pierde o se utiliza como fuente de energía para el proceso.

El transporte en buques metaneros es el segundo eslabón de la cadena integrada del gas natural licuado. Actualmente hay dos tipos de barcos que se utilizan para el transporte de GNL. Los "de membrana" y los "de esferas".

Las capacidades de transporte rondan los 150.000 m³ de GNL por buque. Se estima que se llegará a una capacidad máxima de 250.000 m³. Ésta se considera el límite de lo técnicamente posible, ya que buques de mayor tamaño serían prácticamente innavegables.



Actualmente, las operaciones de transporte están tomando importancia en la cuenta de resultados de las empresas que abarcan los tres eslabones de la cadena integrada del GNL.

Como valor promedio, puede decirse que el transporte del gas natural licuado tiene un rendimiento del 95%. La regasificación es la tercera y última etapa. En ésta el volumen del gas aumenta 600 veces al pasar de estado líquido a gaseoso. Además, se le da al gas la presión con la que ingresará a la red de transporte por gasoductos.

La regasificación presenta el rendimiento más alto dentro de la cadena integrada del GNL: 98%.

Valores económicos de la cadena del GNL

Resulta difícil determinar certeramente los valores de inversión necesarios en los distintos eslabones de la cadena del GNL. Éstos dependen de muchas variables que incluyen cuestiones técnicas, políticas, geográficas y económicas.

En este apartado tratará de darse una idea de los órdenes de magnitud de las inversiones asociadas a la cadena del GNL.

Puede decirse que la mayor inversión se requiere en la etapa de licuación, y el orden de magnitud es de miles de millones de dólares.

Como ejemplo puede citarse la planta de licuación de 5,2 bcm¹⁶ /año que RepsolYpf y Gas Natural SDG proyectan construir en Gassi Touil, Argelia. En este proyecto también se incluyen inversiones relacionadas con la exploración y producción del gas.

La erogación que se espera realizar alcanza los 2.100 millones de dólares norteamericanos (MUS\$).

La inversión para un tanque de GNL, con capacidad de 135.000 m³, ronda los 165 MUS\$.

El precio de un buque metanero de 145.000 m³ ronda los 175 MUS\$.

Respecto a una planta de regasificación, la inversión necesaria se estima en 300 MUS\$ para una capacidad de 5,5 bcm/año.

Los valores de inversión nombrados en los dos párrafos anteriores provienen de una estimación de la empresa francesa Gaz de France.

Tabla 26 Costos de los procesos del LNG por MMBTU

Etapas	Costo (u\$s/ MMBTU)
Exploración y Producción	0,5 - 1,2
Licuación y Proceso	0,8 - 1,2
Transporte Marítimo	0,4 - 1,0
Regasificación y Almacenamiento	0,2 - 0,6

El costo del transporte se torna comparativamente más importante a medida que la distancia entre la planta de licuación y la de regasificación aumenta. Por ejemplo, si esta distancia es de 2.500 Km., el impacto del transporte en el total de costos es del 25%. Este valor se incrementa a un 40% cuando la distancia es de 8.000 Km.

El mercado mundial del GNL

Los países líderes productores de gas natural y que comercializan GNL a los mercados mundiales son Argelia, Indonesia y Qatar. Sin embargo, muchas naciones juegan pequeños pero importantes roles como productores de gas natural y exportadores de GNL, tales como Australia, Nigeria y Trinidad & Tobago.

En tanto, países como Angola y Venezuela están procurando alcanzar su máximo potencial en el mercado mundial de GNL. Y otros como Arabia Saudita, Egipto e Irán, que tienen grandes reservas de gas natural, también podrían participar como exportadores de GNL.

¹⁶1 bcm de Gas Natural: 36.000 MBTU

Los recientes cambios en el mercado se han inclinado hacia un aumento de la flexibilidad en el comercio de GNL y los actuales contratos pueden firmarse para períodos más cortos. A este hecho han contribuido las mayores facilidades en el transporte del GNL.

Los costos de licuación, transporte y regasificación han ido disminuyendo con los años, lo que se traduce en menos costos para los productores. Sin embargo esto no se traduce directamente en un menor precio para los consumidores, ya que éste sigue ligado al precio del petróleo y a contratos de largo plazo.

Compradores y vendedores han ido tomando nuevos papeles en el mercado: compradores como Tokio Gas y Tokio Electric Power Company, están invirtiendo en plantas de licuación; mientras que vendedores tradicionales, como BP y SHELL, han arrendado terminales, extendiendo su actividad en el comercio.

Licuación

El gas que alimenta a la planta de licuación viene de los campos de producción. Los contaminantes que se encuentran en el gas natural se extraen para evitar que se congelen y dañen el equipo cuando el gas es enfriado a la temperatura del GNL (-161°C) y para cumplir con las especificaciones técnicas del gasoducto en el punto de entrega. El proceso de licuación puede ser diseñado para purificar el GNL a casi 100% metano.

El proceso de licuación consiste en el enfriamiento del gas purificado mediante el uso de refrigerantes. La planta de licuación puede consistir en varias unidades paralelas, llamadas "trenes".

El gas natural es licuado a una temperatura aproximada de -160°C. Al licuarse el gas, su volumen se reduce por un factor de 600, lo que quiere decir que el GNL utiliza 1/600 del espacio requerido por una cantidad comparable de gas a temperatura ambiente y presión atmosférica.

El GNL se almacena en tanques de paredes dobles a presión atmosférica. El tanque de almacenaje es en realidad un tanque dentro de otro tanque. El espacio anular entre las dos paredes del tanque está cubierto con un aislante.

El tanque interno en contacto con el GNL, está hecho de materiales especializados para el servicio criogénico y la carga estructural creada por el GNL. Estos materiales incluyen acero al 9% níquel, aluminio y concreto pre-tensado. El tanque exterior está hecho generalmente de acero al carbono y concreto pre-tensado.

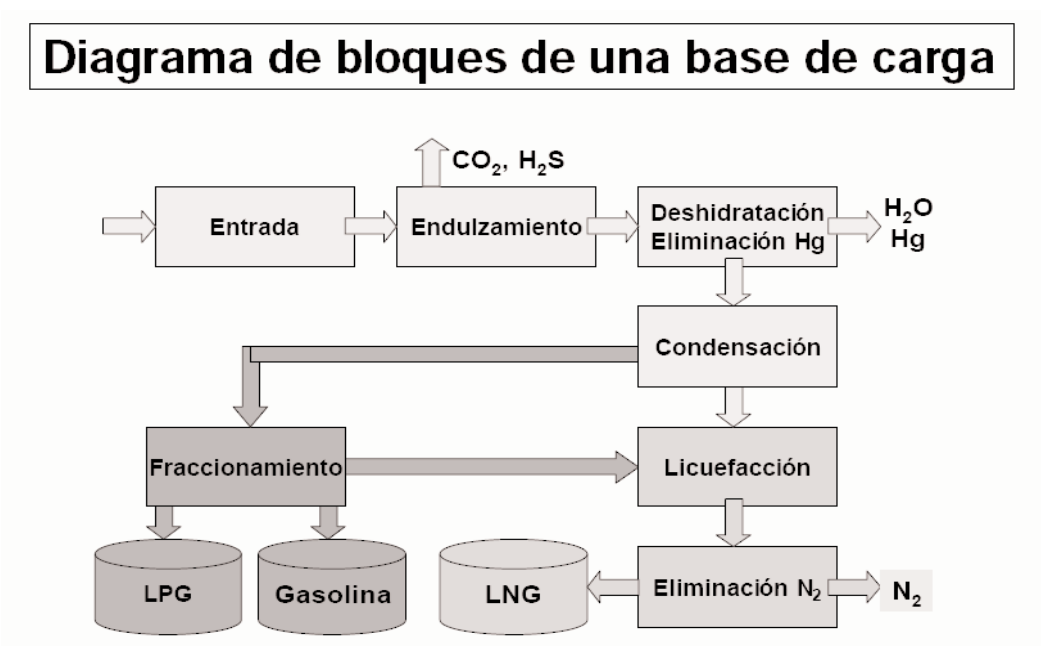
El proceso de licuación en una planta puede resumirse de la siguiente manera:

- 1) Etapa de extracción de CO₂: para evitar que se generen productos sólidos con la reducción de la temperatura, se realiza la purificación del gas por adsorción del dióxido de carbono y el agua existentes en el mismo, por medio de la aplicación de una corriente inversa de solución de mono-etanol-amina (MEA).
- 2) Etapa de deshidratación y filtrado: se le extrae la humedad al gas hasta lograr valores menores a 1 ppm. Luego se realiza un filtrado para extraer trazas de mercurio y partículas sólidas, y además se produce la separación de los hidrocarburos pesados por condensación parcial.
- 3) Etapa de licuación y almacenamiento: se produce el enfriamiento necesario para su licuación. El GNL producido se envía al tanque de almacenamiento, el cual lo mantiene a su temperatura de licuación, operando a una presión de 20 a 70 mbar.

El GNL es almacenado en tanques de paredes dobles a presión atmosférica, que más bien es un tanque dentro de otro. El espacio anular entre las dos paredes del tanque está cubierto con un aislante.

El tanque interno en contacto con el GNL, está fabricado con materiales especializados para el servicio criogénico y la carga estructural creada por el propio peso del GNL.

Figura 16: Diagrama de una base de carga de LNG



El gas natural que llega a una planta de licuación suele contener entre un 2 y un 12 % de hidrocarburos diferentes al metano. Por un lado el precio de estos hidrocarburos en el mercado es superior al del GNL; por otro lado su presencia en la corriente de gas que se va a licuar puede causar problemas ya que algunos incluso se solidifican a temperaturas superiores a la de licuación del metano; y finalmente, en algunos mercados el GNL tiene limitado el Poder Calorífico.

En general la separación de pesados es rentable económicamente y presenta ventajas técnicas en el proceso de licuación de gas.

Dependiendo de las cantidades que se recojan y del mercado para estos productos, el etanos, los GLP y la llamada gasolina natural (C5+) se pueden vender separadamente, o todos juntos.

Para separar los hidrocarburos menos ligeros de una corriente de gas se aprovechan lógicamente las dos propiedades diferenciales que los caracterizan: su mayor densidad y temperatura de ebullición.

Existen varios métodos de separación de gases y líquidos dependiendo de las cantidades disueltas en la corriente de gas y de las condiciones de presión y temperatura. Se describen a continuación los que se utilizan para pequeñas cantidades de líquidos, a alta presión:

Depósitos de recogida de condensados: es un simple recipiente interpuesto en una tubería que lo único que hace es agrandar la sección de ésta para recoger en el fondo del mismo los líquidos que ya se han separado de la fase gaseosa por condensación.

En un proyecto de licuación de GNL el cliente o propietario de la planta aporta únicamente cuatro datos: la composición del gas a la entrada, la capacidad nominal de la planta, los requisitos de calidad de los productos y la zona del emplazamiento.

El diseñador tiene que definir, a partir de esos datos, los siguientes conceptos básicos:

- a) Tamaño y número de trenes de licuación
- b) Métodos de eliminación de gases ácidos y agua
- c) Proceso de enfriamiento y licuación (incluye intercambiadores criogénicos)
- d) Tipo y tamaño de turbinas para los compresores
- e) Medio refrigerante exterior (aire o agua)
- f) Tamaño y número de los tanques de almacenamiento

La capacidad unitaria de los trenes de licuación ha ido aumentando con los años, desde los 200.000 Nm³/h de gas que eran capaces de procesar en los años 60 y 70 como máximo, hasta los 800.000 Nm³/h que son normales hoy en día.

Los factores que limitan el crecimiento son el tamaño del intercambiador criogénico (o cajas frías en otros casos) y la capacidad de los compresores. El número de trenes a instalar se decide conjuntamente con la capacidad de cada uno de ellos de forma de obtener el volumen total de GNL que se haya conseguido para comercializar.

Descripción general de una planta de regasificación

Puede decirse que las dos partes principales de una planta de regasificación son los tanques de almacenamiento de GNL y el muelle de atraque para los buques metaneros.

El resto de la planta puede dividirse en los siguientes grupos:

- Sistemas de captación y descarga de agua de mar
- Equipos principales (regasificadores, relicuador)
- Tuberías
- Servicios auxiliares
- Edificios

Una planta de estas características tiene como misión la recepción del gas natural licuado, que llega en los buques metaneros, y después de un período de almacenamiento, transformarlo a gas para inyectarlo a presión en las redes de transporte.

Asimismo, después de almacenarlo en los tanques, el GNL también puede enviarse, mediante camiones cisterna, a plantas satélite.

Las funciones que debe asegurar un Terminal de regasificación son:

Descarga. Por medio de brazos de descarga criogénicos, se hace la transferencia a los tanques, utilizando las bombas de los metaneros.

Almacenamiento. El GNL recibido se almacena durante varios días en tanques especiales diseñados para condiciones criogénicas.

El bombeo. Desde los tanques hasta el relicuador o hasta la estación de carga de camiones lo realizan las denominadas bombas primarias, que se encuentran sumer-

gidas en los tanques de almacenamiento. Desde el relicuador hasta la red de gas -previo paso por los vaporizadores- lo realizan las bombas secundarias o de alta presión.

Regasificación. El GNL líquido es calentado bajo presión en los vaporizadores y transformado en gas a la presión de emisión.

Medida. El gas se mide a la salida de la planta mediante contadores de turbina y se regula la presión de emisión.

Odorización. Se inyecta odorizante, para poder detectar las fugas en las redes de transporte y distribución.

Las vaporizaciones que se producen en la planta (tuberías, brazos de descarga, tanques y equipos) son utilizadas, durante la descarga para devolver gas al barco y se recuperan mediante compresores, inyectándolos en el relicuador para su posterior vaporización. Los gases no recuperados se envían a la antorcha.

La cantidad de energía almacenada es importante y la producción es elevada por lo que las medidas de seguridad deben tenerse muy en cuenta en el diseño de la planta.

Además, debe cuidarse la fiabilidad, teniendo en cuenta que el sistema de transporte depende de la producción de la planta.

La compresión en estado líquido necesita unas 30 veces menos energía que la compresión en fase gaseosa. Para pasar 1m³ de GNL de 8 bar a 80, se necesitan 3,5 Kwh en forma líquida y 100 Kwh en forma gaseosa.

Descripción del proceso

El GNL se descarga del buque metanero utilizando las bombas criogénicas que están ubicadas en el interior de los tanques de almacenamiento del barco.

El vapor desplazado durante la operación de llenado del tanque en tierra se envía otra vez al buque para restablecer la presión en el tanque del barco, modificada debido a la descarga.

Durante la operación de descarga del buque, la presión (relativa) en los tanques de almacenamiento se mantiene a 150 mbar (normalmente se encuentra en los 180 mbar).

La presión del tanque de GNL se controla principalmente extrayendo el gas evapora-

do con los compresores de boil-off. En caso de un aumento de presión en los tanques, el exceso de gas de evaporación se puede enviar también a la antorcha.

Ya realizada la descarga, el GNL se extrae de los tanques en tierra utilizando las llamadas bombas primarias, que se encuentran en el interior de los tanques de almacenamiento. Estas bombas impulsan al GNL para dirigirlo hacia el equipo regasificador, previo paso por el relicuador.

En éste, el gas comprimido por los compresores de boil-off se pone en contacto con el GNL y se condensa.

A la salida del relicuador, se obtiene GNL con una presión inferior a la exigida por la red de gas natural.

Este GNL es aspirado por las llamadas bombas secundarias, que le otorgan la presión necesaria para atravesar el sistema de regasificación y alcanzar la red con la presión requerida

El GNL puede suministrarse también a camiones cisternas. La estación de carga de camiones recibe el líquido directamente desde las bombas primarias, por lo que puede utilizarse para abastecer redes que están aisladas de la red principal de gauductos, y que en la actualidad son abastecidas con GLP indiluido, es decir con Gas Licuado de Petróleo.

Producción Off Shore

El margen continental argentino tiene una superficie de más de 3.000.000 de km² de los que, tomando como límite una profundidad de agua de 200 m, aproximadamente 1.000.000 de km² corresponden a la plataforma continental y el resto al talud y a la emersión continental (*continental rise*).

El mismo ha sido estudiado con variada intensidad, principalmente por métodos geofísicos, constituyendo la actividad más reciente la registración en los primeros meses de 2002 de alrededor de 7.000 km de sísmica 2D a ser utilizados en el trazado de límites por la Comisión Nacional del Límite Exterior de la Plataforma Continental (COPLA).

El origen y la evolución de las cuencas costa afuera de la Argentina están estrechamente relacionados con la ruptura de Gondwana y con la separación de las placas sudamericana y africana. Consecuentemente, nuestras cuencas costa afuera tuvie-

ron las mismas fases tectónicas que pueden ser distinguidas en otras cuencas formadas a lo largo del margen atlántico meridional: *rift*, hundimiento térmico (*sag*) y margen pasivo o deriva (*drift*).

Sin embargo, en aspectos particulares hay varias importantes diferencias a medida que se va desde norte a sur a lo largo del margen sudamericano.

Por ejemplo, al sur de la cuenca de Santos (Brasil) desaparecen los importantes espesores de sal que representan un papel significativo en los prolíficos yacimientos de la cuenca de Campos.

Más aún, al sur de la cuenca del Golfo de San Jorge el desacople definitivo entre las placas sudamericana y antártica y el desarrollo de la Cordillera de los Andes, produjo características especiales y distintivas en las cuencas de Magallanes y de Malvinas, sobre todo en su borde meridional.

En el caso de yacimientos submarinos, se utilizan plataformas. Las plataformas de perforación pueden ser móviles o fijas. Las plataformas móviles se utilizan tanto en las perforaciones de exploración como en las de desarrollo, mientras que las plataformas fijas sólo son empleadas para perforaciones de desarrollo en un campo ya aprobado.

En aguas poco profundas, las plataformas móviles se montan en barcos y se apoyan en el fondo. Para perforaciones en aguas profundas (hasta 92 mts), también se montan en barco elevándolas por encima de la superficie sobre soportes adecuados.

Hay además otro tipo de plataformas móviles que se sitúan en unidades flotantes para operar a mayores profundidades.

En las primeras instalaciones de alta mar, la tendencia era colocar los pozos en estructuras individuales, los fluidos eran transportados a tierra para su separación y tratamiento.

Cuando la industria se comenzó a instalar más lejos de la costa, los pozos se localizaban en plataformas individuales con una conexión a una plataforma central para separación y tratamiento y el transporte se realizaba por tubería o por barco.

Al trabajar a mayores profundidades se desarrollaron plataformas con veinte o más pozos perforados desde la misma plataforma.

Todos los tipos de recuperación primaria y secundaria, así como la separación y el

tratamiento se realizan en las plataformas, las cuales pueden incluir estaciones de compresión para los pozos de producción por presión con gas y sistemas de tratamiento para el agua de inundación.

Una técnica de producción capaz de significar una fuente de contaminación en el futuro, es la llamada "recuperación terciaria", que consiste en inyectar una sustancia en el depósito geológico para liberar el crudo no recuperado por la recuperación primaria y secundaria.

La recuperación terciaria se clasifica de acuerdo a las sustancias inyectadas en el depósito que suelen ser:

- Hidrocarburos miscibles
- Dióxido de carbono
- Alcoholes, aceites solubles y soluciones micelares
- Gas, gas-agua, gas inerte
- Polímeros
- Espumas, emulsiones, precipitados

El material inyectado en el depósito se mueve a través de él hacia los pozos de producción; de esta manera arrastra los restos de crudo que permanecían en los poros de las rocas o arenas.

Los crudos, el fluido inyectado y el agua son extraídos del pozo mediante el sistema normal de producción.

La actividad *offshore* argentina posee características especiales que la diferencian claramente de la actividad onshore tradicional o de la misma actividad offshore que se desarrolla en otras partes del mundo. Los costos involucrados en nuestra actividad son sin duda de los más caros del mundo.

Un equipo de perforación tradicional para el mar austral cuesta aproximadamente 250.000 dólares por día contra 25.000 de un equipo onshore; los equipos para el offshore deben ser traídos desde el Mar del Norte o desde el Golfo de México, con un costo de movilización y desmovilización del orden de 13 millones de dólares; los costos de la actividad offshore tienen un alto componente en dólares (90% de los capex y 60% de los opex, en promedio).

La actividad de exploración offshore en la Argentina comenzó hace más de 30 años. Esta enorme tarea realizada ha permitido que hoy prácticamente un 5% de la producción de hidrocarburos líquidos del país provenga de su plataforma continental.

A partir de 1981, comienza una etapa de intensa actividad en el offshore de la cuenca Austral Marina. Previamente, tres grandes compañías internacionales, Esso, Shell y Total, con sus respectivos asociados, obtienen, por licitación, cada una de ellas distintos sectores para la exploración y perforan en ese año un total de 29 pozos.

Muchos de estos pozos tuvieron manifestaciones de hidrocarburos, pero solamente Total y sus socios, por entonces Bridas y Deminex, tuvieron éxitos comerciales, con los descubrimientos de Ara, Aries, Lobo y Vega. Por esa época, Shell descubrió gas cerca de la boca del Estrecho de Magallanes.

Shell también perfora en la cuenca Golfo San Jorge Marina dos pozos de exploración, los más alejados hacia el este en dicha cuenca, que indudablemente, de haber tenido éxito, hubieran ampliado enormemente las perspectivas exploratorias de la plataforma continental.

Se denominaron Astarté y Pandora. Durante el año 82 siguen los tenaces esfuerzos de las tres compañías mencionadas en la exploración de la cuenca Marina Austral. Se perforan 21 pozos y, aunque muchos tuvieron manifestaciones e incluso producción de petróleo, los únicos que revelaron yacimientos comercialmente explotables fueron los de Total y asociados, ya que se descubrieron los yacimientos de Hydra y Argo.

Además se perforaron pozos de extensión para cuantificar los descubrimientos previos. Desde el año 83 en adelante (si se exceptúan tres pozos perforados por la compañía Occidental alrededor de los años 90 y 91 al este de los perforados por Esso), solamente Total y sus asociados quedan activos en la cuenca Marina Austral.

En ese año descubren el yacimiento de Carina, que por sus dimensiones, verificadas con otros pozos de exploración, pasó a llamarse Gran Carina y podría ser el yacimiento de gas más importante de dicha cuenca.

Por su parte, la compañía Sipetrol, subsidiaria de la Enap chilena, con amplia experiencia en la exploración y explotación costa afuera en el Estrecho de Magallanes, en las áreas que obtuvieron en la década del 90 perforaron 5 pozos de exploración exitosos.

En este período que nos ocupa, varios pozos han sido perforados en otras cuencas, en número reducido, pero de gran importancia por el alto riesgo que afrontaron, porque, como ya en cierta forma se ha mencionado, cuanto mayor es el riesgo tanto más importante es la información que proporcionan.

Así, en 1990, la compañía Esso perforó en la cuenca de Rawson, una cuenca alargada Norte Sud situada al este de la cuenca de Valdez (que a su vez está situada al este de la península homónima), el pozo denominado Tayra, el primero de esa cuenca, con resultado negativo.

En el año 94, con Petrobras Internacional como operadora, se perforó el pozo denominado San Julián es, también el primero, en la cuenca San Julián Marina.

No obtuvo resultados positivos desde el punto de vista de producción comercial de hidrocarburos, pero, como en el caso anterior, aportó una información sumamente valiosa para el estudio de la plataforma continental.

También en el año 94 la compañía Amoco perforó en la cuenca del Salado el pozo denominado El Dorado, muy estratégicamente ubicado pero que lamentablemente tuvo resultados negativos.

En los años 94 y 95 la compañía Union Texas y asociados perforaron 3 pozos en el flanco Sud de la cuenca del Colorado, como ya se ha mencionado cuando se habló de los pozos perforados por la General Mosconi. Estos pozos, denominados Cruz del Sud, Corona Austral y Estrella, si bien no resultaron productivos, aportaron una información muy valiosa ya que presentaron manifestaciones de petróleo vivo.

Por su parte, la compañía Shell perforó en 1996, el pozo Pejerrey en el flanco norte de la misma cuenca, con resultados negativos.

Carina - Aries

Con los trabajos de exploración del consorcio operado por Total Austral, e integrado por Wintershall Energía y Pan American Energy, en 1981 se pudo tomar conocimiento de la existencia de grandes reservas de gas a ochenta kilómetros de la costa fueguina.

Desde entonces, y por espacio de casi veinte años, se realizaron estudios para evaluar la magnitud de tales reservas y para analizar las posibilidades técnicas, económicas y comerciales de su explotación. Desde aquellos años, se realizaron diecisiete perforaciones, 1668 kilómetros de sísmica 2D y 1612 km² de sísmica 3D que permitieron detectar lo que hasta este momento constituía la mayor reserva gasífera no desarrollada de la República Argentina.

La factibilidad del proyecto, de por sí de alto riesgo y costo, se logró gracias a las últimas tecnologías alcanzadas en la industria del petróleo costa afuera, que se aplican

por primera vez en la Argentina. Incluso, se recurrió a soluciones técnicas inéditas a nivel mundial, que se aplicaron en un escenario complejo como el que presenta el Atlántico entre la isla de Tierra del Fuego y las islas Malvinas.

El consorcio CMA-I operado por Total comenzó su actividad de exploración en Tierra del Fuego en 1978 y, gracias al empleo de tecnologías de punta y fuertes inversiones, descubrió y puso en producción en 1989 el yacimiento Hidra, el primero costa afuera de la Argentina y el más austral del mundo.

En 1999 entraron en producción los primeros y únicos pozos submarinos del país instalados en el yacimiento Argo y ese mismo año se perforó el pozo más largo del mundo desde las costas de Cullen, con una distancia total de 11.184m.

La complejidad de realizar estas instalaciones mar afuera en una región tan austral, el alto costo y riesgo de las operaciones y la sincronización necesaria para coordinar este extenso desarrollo constituyeron un gran desafío para la puesta en marcha de este proyecto.

A principios de los años '90, la producción argentina de gas natural era de aproximadamente cincuenta millones de metros cúbicos por día. En la actualidad supera los 140 millones por día, lo que impulsó al gas natural a alcanzar una participación mayor al 50% en la matriz energética nacional.

Asimismo, en los últimos años se incrementó la demanda de este energético en comparación con los combustibles líquidos, cuyo precio de venta a igual poder calorífico es seis o siete veces superior.

En tal sentido, la puesta en producción de los yacimientos de Carina y Aries contribuirá a satisfacer la demanda de gas del mercado.

El total de las reservas probadas y probables de gas en la Argentina era de 850.000 millones de metros cúbicos al 31 de diciembre de 2004. Los yacimientos de Carina y Aries equivalen al 8% del total de las reservas de gas del país.

De esta manera, el gas de Carina y Aries llama a atender:

o La demanda ubicada a lo largo del gasoducto General San Martín, sobre todo la de los centros metropolitana nos e industriales del país.

o La demanda regional del sur del continente, incluyendo la potencial industrialización del gas en la isla de Tierra del Fuego a través de la radicación de nuevos proyec-

tos industriales, como metanol, aluminio y destilados medios, que se vean atraídos por la existencia de una fuente de gas accesible y un r régimen de impuestos privilegiado.

Características de los yacimientos

Carina es un yacimiento localizado a ochenta kilómetros de la costa, descubierto en 1983 con el pozo Carina XI, con una estructura de 890km² y una profundidad de agua que varía de ochenta a cien metros. Entre 1983 y 1999 se realizaron trece pozos de exploración y de delineación y campañas sísmicas en 2D y 3D. Está compuesto de cuatro secuencias arenosas principales de la formación Springhill, que se encuentran a una profundidad aproximada de mil metros.

En general, los reservorios muestran buenas propiedades petrofísicas, con valores de porosidad de hasta 35% y permeabilidad hasta 1Darcy. El gas contiene poco condensado.

Aries es un yacimiento ubicado a treinta kilómetros de la costa fueguina y se descubrió en 1981, con una estructura de doce kilómetros de largo por cinco kilómetros de ancho y una profundidad de agua que varía entre sesenta y ochenta metros.

Entre 1982 y 1995 se realizaron cuatro pozos de delineación y campañas sísmicas en 2D y 3D que permitieron evaluar su magnitud. Los reservorios se localizan en las arenas Hidra y arenas Argo y se encuentran a una profundidad de 1600m.

El gas de Aries es más rico en condensados que el de Carina.

La evacuación de la producción de estos yacimientos tan distantes de la costa fueguina fue uno de los mayores desafíos tecnológicos del proyecto. Para superar esta dificultad, Total Austral eligió el método de transporte multifásico: una red de ductos submarinos de más de cien kilómetros que conectan los pozos de producción situados mar adentro con las plantas de tratamiento que se encuentran en la costa.

Toda la producción de los pozos -gas, condensados y agua fluye por los ductos sin separación previa. Este diseño evita el riesgo de efluentes contaminantes y permite tener plataformas sin tripulación.

Dos plataformas se construyeron e instalaron en los yacimientos, una en Carina y otra en Aries, a una distancia de ochenta y treinta kilómetros de la costa, respectivamente, y a una profundidad que varía entre los sesenta y ochenta metros. Desde esas plataformas, los pozos se perforaron en forma desviada con más de cuatrocientos

metros de drenaje horizontal y un alcance máximo horizontal de cuatro mil metros a la entrada del reservorio.

Si se tiene en cuenta la escasa consolidación de los reservorios, se necesitó una completación con control de arena. Líneas de producción La línea que une las plataformas con la planta de tratamiento situada en la costa transporta el gas húmedo -sin extracción de líquidos en la plataforma y, por lo tanto, es necesario inyectar MEG (monoetilenglicol) para prevenir la formación de hidratos (complejos agua-hidrocarburo de aspecto similar al hielo) capaces de bloquear la evacuación de la producción.

La temperatura del agua en el fondo marino de la región donde se encuentran los yacimientos de Carina y Aries se encuentra a 2° C y afecta casi la totalidad del recorrido de los ductos. De ahí la función del MEG que, inyectado, disminuye el punto de congelación (subcooling de 13°) y controla la corrosión.

En cuanto a la parte en tierra, en la planta de río Cullen se construyeron instalaciones adicionales diseñadas para recibir la producción procedente de Carina y Aries. El gasoducto que unía a río Cullen con la planta de tratamiento de gas natural de Cañadón Alfa se reforzó con una nueva línea de veinticuatro pulgadas a lo largo de veinte siete kilómetros con la finalidad de transportar el gas de Carina y Aries hacia esta última, donde se realiza el tratamiento del gas para su entrega final.

Fabricación y transporte de las plataformas

Las plataformas instaladas en Carina y en Aries están compuestas por dos elementos centrales: el jacket, torre metálica de cuatro patas que se fija en el lecho marino y que sirve de sustento a la plataforma, y el deck o plataforma propiamente dicha, montada sobre el jacket. Los jackets de Carina y Aries se diseñaron en Houston y se construyeron en astilleros de Louisiana, Estados Unidos.

Cada uno se embarcó sobre una barcaza a fines de 2003 y se remolcó hasta la zona de emplazamiento. El jacket de Carina es una estructura que mide ochenta metros de largo y quince de ancho y equivale a un edificio con una altura de dieciocho pisos.

Por su parte, el jacket de Aries tiene 76 metros de largo y quince de ancho. Los decks se fabricaron en el puerto de Veracruz, México, se embarcaron en diciembre de 2004 y arribaron al puerto de Punta Arenas, Chile, en marzo de 2004 para realizar ajustes finales antes de su montaje.

Se trata de dos plataformas rectangulares cuyas medidas son quince metros de ancho por treinta de largo, que pesan aproximadamente 1500 toneladas. La platafor-

ma de Carina posee nueve slots (ubicación en la plataforma de la cabeza de pozo) y la de Aries, seis.

Montaje de las plataformas

Las tareas de montaje no pueden explicarse sin una referencia a la barcaza DB60 de la firma McDermott, contratista de Total para distintas fases del desarrollo. La DB60 mide 230 metros de eslora que, como característica distintiva, cuenta con una grúa capaz de soportar 1700 toneladas. Para sostener ese peso suspendido sin que la nave pierda su balance, la barcaza cuenta con compartimentos estancos que, al llenarse de agua en forma gradual, dan un sustento progresivo a la operación de la grúa.

En noviembre de 2003, la barcaza DB60 procedió a izar el jacket de Carina y a montarlo sobre sus patas en el fondo del mar.

Por su interior se insertaron vigas de acero especialmente diseñadas y que luego se martillaron por un equipo percutor con la finalidad de fijarlas al lecho marino a una profundidad de setenta metros para que la torre quede sustentada en forma sólida.

Después de esta operación, se realizó el montaje del deck que se izó por la B60 y se montó sobre el jacket correspondiente. Para el montaje de la plataforma de Aries se realizaron maniobras idénticas.

Fabricación y tendido de caños

La evacuación de la producción de gas de los yacimientos fue uno de los mayores desafíos tecnológicos. Por lo general, el trabajo costa afuera se realiza en las proximidades de la costa y con aguas calmas. Sólo en muy pocas partes del mundo se realizaron explotaciones de yacimientos más allá de los veinticinco kilómetros mar adentro. Irán y el Mar del Norte son algunos de los pocos antecedentes en donde se trabaja superando esa distancia.

Este diseño, aunque tiene costos iniciales más altos, evita la contaminación de las aguas, ya que no realiza ningún tratamiento de afluentes en el mar.

El tendido de los caños supuso una obra de ingeniería de gran escala. Por ejemplo para Carina, el ducto es de ochenta kilómetros de largo y veinticuatro pulgadas de diámetro, con una presión de diseño de 96,5bar y un espesor de quince milímetros.

Cada tramo de la cañería mide doce metros de largo, pesa doce toneladas y tiene un diámetro interno de sesenta centímetros, más la cobertura para protegerlo de la

corrosión a la que queda expuesto en un medio submarino.

En paralelo a esta cañería se adhirió un tubo de diámetro menor (cuatro pulgadas) que se utiliza para enviar al pozo MEG, cuya finalidad es asegurar la evacuación del gas natural por el sistema principal y prevenir la formación de hidratos en la línea.

Además de la protección anticorrosiva, la tarea de soldadura de un caño a otro resultó fundamental; reparar una fisura o una rotura de la cañería una vez instalada en el fondo del mar es un operativo de extrema complejidad.

Tal como mencionamos, el trayecto que une la plataforma de Carina a la planta de río Cullen tiene ochenta kilómetros de largo. A los trece kilómetros de la costa, la cañería empalma con la tubería que llega hasta la plataforma de Aries y esta última es una línea algo menor en diámetro.

Carina Aries en números

- **Pozos exploración/delineación:**

Carina: 13 Aries: 4

- **Sísmica:**

2D: 1668km

3D: 1612km

- **Horas trabajadas**

En mar: 2.000.000 horas

En tierra: 2.550.000 horas

- **Personas que intervinieron**

En mar: hasta 700 diarias en momento pico

En tierra: hasta 800 diarias en momento pico

- **Inversión**

Más de us\$ 500 millones

- Estructuras y cañerías necesarias costa afuera y en tierra 50.000 toneladas de cañerías revestidas de concreto tendidas en el mar 8400 tubos de 24" y 18" fabricados, transportados y soldados 4200 toneladas de estructuras instaladas para los jackets 1600 toneladas de cubiertas (decks de Carina y Aries) 8000 toneladas de equipos y cañerías transportados para ampliación de las instalaciones *onshore*

El caño suplementario adherido a esta línea es de tres pulgadas. El tendido de las cañerías comenzó en el mes de junio del año 2003 desde la planta de río Cullen, que se encuentra frente a la costa fueguina. El trabajo de soldadura del ducto se realizó a bordo de la barcaza DB60.

Los tramos de cañería -cada uno de doce metros - luego de ser soldados entre sí y recubiertos por una capa de espuma de polímero se descolgaron por la parte trasera de la barcaza. El tren de caños soldados se sostuvo durante esta operación por un cable de acero que soportó el peso de la cañería hasta que alcanzó el lecho submarino en forma paulatina.

Cuando esto sucedía, la barcaza se desplazaba lentamente hacia adelante. Para evitar el desplazamiento generado por vientos o corrientes marinas, la barcaza cuenta con doce anclas -seis a proa y seis a popa - de diecisiete toneladas cada una.

Otros dos barcos de apoyo descargaron en forma constante tubos nuevos que reemplazaron a los ya soldados e instalados en el fondo del mar.

Perforación

Otro de los hitos del proyecto Carina y Aries fue la tarea de perforación. Está prevista una perforación inicial de cinco pozos horizontales de largo alcance y alta producción. Estos pozos, dos en Carina y tres en Aries, se perforan en forma desviada con más de cuatrocientos metros de drenaje horizontal y con un alcance máximo de cuatro mil metros desde el punto de instalación de la plataforma de producción.

Además, estos pozos necesitan un equipamiento de control de arena (sand control) sin falla, minimizando los riesgos de producción de arena, y para esto se eligió el open hole gravel pack. En el mes de agosto del año 2004 llegó la plataforma de perforación Constellation II, que significó el pase de la fase de preparación del proyecto a la fase de realización, iniciando la perforación de dos pozos desde la plataforma de Carina y tres desde la plataforma de Aries.

Puesta en producción

Terminadas las tareas de perforación, de tendido de las cañerías y de ampliación de las plantas de tratamiento comenzaron los trabajos de puesta en marcha de todo el sistema. La complejidad de las operaciones y la sincronización de los múltiples equipos determinaron la importancia de este segmento.

La línea principal opera en condiciones MP (media presión), con una presión de arri-

bo a río Cullen de 45bar y, cuando la presión del yacimiento decline, pasará a condiciones LP (baja presión) con una presión de arribo de 29bar.

Desde la plataforma de Carina se prevé un sistema para limpiar la línea mediante pigs esféricos lanzados en forma automática con control desde tierra.

Seguridad y medio ambiente

Un estudio específico del impacto de este proyecto sobre el medio ambiente se realizó antes del comienzo de los trabajos. Durante todas las operaciones costa afuera se mantiene una vigilancia especial para asegurar su protección.

En la fase de ingeniería de diseño del proyecto se prestó especial atención a la preservación del entorno natural donde se realizaron las operaciones. La utilización de las instalaciones de río Cullen, junto a estrictos estándares de seguridad, garantizan que el proyecto minimice el impacto ambiental y el riesgo de accidentes.

El proyecto demandó una inversión total de us\$ 440 millones y cubriría un 25% de la demanda insatisfecha.

Integración Regional

Las nuevas modalidades de integración energética

Reseñamos la evolución de la integración en América Latina en las últimas décadas.

Al respecto, lo que caracteriza a los más recientes procesos de integración es el abandono de las posiciones anteriores que planteaban objetivos ambiciosos en la búsqueda de una armonización de las políticas económicas pero, en concreto, operaban a través de múltiples acuerdos bilaterales específicos. Los procesos recientes son más pragmáticos y buscan consolidar ante todo los beneficios comerciales tangibles en un marco de políticas flexibles.

Los procesos de integración energética en el pasado se caracterizaron por numerosos acuerdos, bilaterales o multilaterales, de comercio o de inversiones concertados entre los Estados. Tal es el caso de las grandes obras hidroeléctricas compartidas entre Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay (Salto Grande, Itaipú, Yacyretá) o los ductos (petróleo y gas) entre Argentina y Bolivia, o las interconexiones eléctricas entre Colombia y Venezuela o entre la mayoría de los países de Centroamérica, así como los compromisos de abastecimiento de hidrocarburos hacia estos últimos por parte de Venezuela y México, en el marco del Acuerdo de San José.

Esos procesos de integración energética en ALC tuvieron como antecedentes los antiguos acuerdos de integración multilateral y subregional, en cuyo marco se incentivaron intercambios comerciales en los que la actividad privada tuvo un rol prácticamente pasivo.

Debe recordarse que en esa época predominaba la modalidad de coordinación entre países CC y que, en consecuencia, las decisiones en el sector energético eran tomadas exclusivamente por los gobiernos.

Tal como se ha expresado anteriormente, en el transcurso de los años ochenta se renovaron las modalidades de los procesos de integración; sin embargo, es recién a partir de la década de los noventa que las formas de integración comenzaron a diferenciarse con respecto al patrón anterior y a cobrar real importancia los acuerdos subregionales.

La integración cobró entonces mucha más fuerza en aquellas subregiones en las que los gobiernos crearon condiciones favorables incluyendo la apertura a la actividad privada a partir de reformas internas y, simultáneamente, intensificaron su relación con los países socios, mediante una adecuación de los acuerdos. La actividad privada pasa

a tener un rol más activo, como consecuencia de su mayor participación en las transacciones al interior de los países y de las nuevas oportunidades de negocios por la apertura hacia el exterior.

Naturaleza de las reformas y el proceso de integración energética

Dentro del enfoque previo de desarrollo, los procesos de integración energética estuvieron limitados a las grandes obras de aprovechamiento de recursos compartidos o a interconexiones eléctricas marginales (salvo en el caso de Centroamérica), siendo muy limitados los flujos de comercio entre países. Desde los años 90, las modalidades que asumen los procesos de integración fueron cambiando significativamente con la implementación de las reformas, especialmente en el Cono Sur de la Región.

En consecuencia, además de otros factores entre los que se destacan aquéllos que se vinculan a la dotación de recursos, el avance de los procesos de integración tuvo una marcada correspondencia con el alcance y la profundidad de las reformas internas implementadas en los países de las diferentes subregiones.

Las subregiones muestran una mayor o menor participación en las diferentes modalidades de coordinación de las transacciones económicas, en particular las correspondientes a las industrias energéticas. En el Cono Sur de la Región prevaleció la modalidad del mercado, mientras en el norte de América del Sur y en México, importantes partes de la economía y también del sector energético, siguieron bajo la modalidad de coordinación de control central o se implementó una apertura parcial.

Ya sea por la semejante dotación de recursos o por las diferencias en la profundidad de los procesos de reforma y/o en los ritmos de implementación de las mismas, fueron limitados los avances en las acciones de integración energética.

En lo que se refiere a la subregión del Caribe, las reformas energéticas han tenido un impacto comparativamente menor, ya sea porque se ha mantenido el esquema predominantemente estatal (control central, comprador único, integrado regulado), o porque ya existían empresas privadas integradas, con carácter cuasi monopolístico.

Los procesos de integración en este espacio no mostraron los avances o el dinamismo que se observó en las otras áreas de la Región. Incluso, las iniciativas de acuerdos bilaterales con países extrarregionales (Venezuela, Centroamérica) han exhibido un dinamismo mayor.

Estas observaciones de carácter general son también aplicables al caso específico de los sistemas energéticos. Es claro que, el carácter insular de los países del Caribe difi-

culta considerablemente la concreción de proyectos de integración que requieran infraestructura física. Si bien existieron algunos proyectos de interconexión eléctrica, en etapa de estudio y evaluación, su concreción parecía ser poco probable.

En el caso del gas natural, existen potencialidades interesantes para la provisión de gas natural licuado (GNL) y/o gas natural comprimido (GNC) desde Trinidad y Tobago hacia los restantes países de la subregión (Brasil) o extrarregionales. En los países centroamericanos se han llevado a cabo procesos de apertura a la participación de los actores privados y se ha planteado un rol creciente de los mecanismos de mercado al interior de los países.

No obstante, las diferencias que se observan en la organización institucional de las industrias energéticas y en los enfoques regulatorios, constituyen barreras significativas para la concreción de la integración de los mercados de derivados del petróleo y la electricidad.

En el caso de esta subregión, el abaratamiento de los costos de abastecimiento energético y la preservación del medio ambiente, se vinculan de manera muy estrecha a la ampliación del mercado a través de una integración más plena. Ya se han encionado las limitaciones que el reducido tamaño de los mercados nacionales impone al real funcionamiento de los mecanismos de competencia.

De cualquier modo, el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) continúa siendo el proyecto más ambicioso de integración energética en el área, aunque haya reorientado sus objetivos hacia el establecimiento de un mercado eléctrico subregional, sustentado en el refuerzo de las interconexiones eléctricas ya existentes entre los países.

También existen otros ambiciosos proyectos de integración eléctrica y gasífera (esta última, última, ya sea en el seno de los acuerdos del G3 o a partir de la Zona Sur de México), que han mostrado condiciones de rentabilidad. La implementación de estos proyectos requiere de condiciones de equidad para todos los países del Istmo y de correlativos acuerdos vinculados al manejo de los mercados.

En la subregión andina se aprobó en 1994 el Comité Andino de Coordinación Energética (CACE) con el objetivo de coordinar, complementar e integrar los sistemas energéticos del área.

Hasta el momento "...las interconexiones eléctricas son las únicas que se han materializado en la subregión, aunque existe un número importante de proyectos gasíferos a nivel intra e inter regionales, sobre todo con el Mercosur". "Tan solo en el sub-

sector eléctrico se han dado intercambios internacionales entre Venezuela, Colombia y Ecuador y éstos han sido de magnitudes muy inferiores a las esperadas.

Las interconexiones que se han construido responden a situaciones coyunturales y fueron desarrolladas con el objeto de proporcionar respaldos entre sistemas eléctricos fronterizos, sin buscar una optimización en el uso conjunto de los recursos". En un horizonte de corto y mediano plazo, los proyectos de interconexión eléctrica que aparecen como más relevantes giran en torno a Ecuador: con Colombia por el norte y con Perú por el sur.

En lo que se refiere al gas natural no existen aún interconexiones entre los países del área. La mayor parte de los países que cuentan con recursos gasíferos significativos (Venezuela, Colombia, Perú) han mantenido "...un esquema de autosuficiencia con potenciales excedentes que podrían encontrar vastos mercados en el Mercosur y en Centroamérica". Solo Bolivia exhibe una larga tradición de exportación de gas natural hacia Argentina.

A pesar de ello, existe un conjunto importante de proyectos de interconexión gasífera a nivel subregional e interregional, con estudios de prefactibilidad ya disponibles o en estado de evaluación.

Desde los años 90, en el ámbito del Cono Sur los nuevos actores privados han mostrado, tal como ya se ha señalado, un fuerte dinamismo para el aprovechamiento de las oportunidades de negocios que ofreció la integración física y comercial de los mercados energéticos. Se han ejecutado varios proyectos de interconexión gasífera y eléctrica entre Argentina y Chile y de interconexión gasífera ente Argentina y Uruguay.

También se encuentra en operación el primer gasoducto Santa Cruz (Bolivia)- São Paulo (Brasil) y existen otros proyectos avanzados para abastecer de gas natural a la Zona Sur de Brasil desde Bolivia, incluyendo las demandas de ese combustible en la zona más poblada de Paraguay.

Durante los años 90, por otra parte, las reformas en el sector eléctrico argentino han dado lugar a importantes inversiones en el ámbito de la generación eléctrica que implicaron un circunstancial sobre equipamiento. En tal situación, los generadores térmicos de ese país presionaron para incursionar en los mercados del Sur de Brasil y concretaron contratos de exportación en el orden de 1000 MW.

También en esa década se incrementaron notablemente los intercambios de combustibles líquidos entre los países del Mercosur más Chile, como consecuencia de las

exportaciones de petróleo de Argentina hacia los restantes países, derivadas de la acelerada recuperación de las reservas que los actores privados realizaron en Argentina durante los 90.

La profunda reestructuración aplicada al sistema energético argentino tuvo una influencia significativa en el avance de esas acciones de integración; sin embargo, la integración plena de los mercados es todavía una meta bastante lejana, a pesar de la existencia del MERCOSUR y se ve recientemente dificultada por el crecimiento de la demanda interna en Argentina, luego de superada la recesión de 1999 a 2002.

Impacto de integración energética sobre los precios de los energéticos

En el caso de los energéticos comercializables, la integración de los mercados implicaría necesariamente una convergencia de sus precios. El contrabando de este tipo de energéticos en las zonas fronterizas de países con niveles de precios muy diferentes y bajo control aduanero, constituye una prueba palpable de la no viabilidad de mantener políticas diferenciales de precios en espacios abiertos al comercio.

Para los energéticos que se transportan y distribuyen por redes fijas (y por tanto no comercializables), la situación es diferente. En esta sección, se prestará especial atención al caso de la electricidad, donde los grados de integración que pueden darse son muy variados y los marcos regulatorios plasmados por las reformas son diversos.

Es claro que la integración de los sistemas eléctricos, aunque no sea a nivel de interconexiones que permita intercambios en bloque y mantenga los despachos a nivel nacional, puede redundar en importantes beneficios a todos los países del área de integración que se considere.

Ya sea debido a la complementariedad hidroeléctrica entre países con características y cuencas hidrográficas distintas (disminuyendo el vertido de agua y la optimización de su almacenamiento), por el apoyo hidrotérmico entre sistemas nacionales (disminuyendo riesgos hidrológicos y aprovechando la diversidad de disponibilidades y costos de combustibles, principalmente del gas) o por las diferencias potenciales de diversidad horaria de cargas, entre los sistemas, así como de complementación estacional.

En un reciente trabajo de la CIER se analizaron diferentes alternativas de corredores de interconexión eléctrica en la subregión de América del Sur y se estimaron los beneficios globales para el conjunto y para cada país. Pero, "respecto a los ahorros de la interconexión, los impactos sobre los actores muestran sensibles divergencias,

evidenciando fuertes ingresos para unos y acentuadas pérdidas para otros, no obstante el beneficio global resultante.

En efecto, en la mayoría de los casos, estos impactos son, en valor absoluto, significativamente superiores a los beneficios, multiplicando repetidas veces el valor de estos últimos. Tales asimetrías y, en particular, los perjuicios, pueden generar resistencias y barreras contrarias a la integración".

"En efecto esta fuerte disparidad entre las pérdidas de algunos actores y los beneficios de otros, así como la desproporción de sus montos en valores absolutos, respecto al beneficio real de la integración (ahorros de costos operativos del conjunto), pueden provocar consecuencias no deseables, tales como:

- Oposición de los actores perjudicados (consumidores, generadores y, eventualmente, autoridades públicas) a la integración eléctrica, con la eventual esterilización de sus beneficios.
- Crisis y/o eventual eliminación de generadores, por impactos negativos coincidentes con períodos hidrológicos ricos, no obstante su necesidad futura en situaciones inversas, con estiajes pronunciados, en las cuales su concurso podría ser requerido críticamente.

Los impactos varían según la configuración de cada corredor, influyendo también entre otros factores, el sentido del flujo, ya sea éste unidireccional o bidireccional. En el caso unidireccional, en el país exportador, los generadores registran ganancias y los consumidores pérdidas; en el país importador, los generadores pierden y los consumidores ganan. En el caso bidireccional, los generadores de ambos países registran pérdidas y los consumidores, ganancias, expresadas a través de menores pagos por la misma energía".

"Otro aspecto importante es el efecto de la interconexión en la volatilidad de los mercados "spot" de los países. Por ejemplo, el precio "spot" en Argentina durante os años 90, era mucho más estable que el de Brasil. Esta característica se refleja en los respectivos marcos regulatorios: en el sistema argentino la competencia entre los generadores se basa en la remuneración "spot"; en el brasileño, las demandas están obligadas a firmar contratos, y con esto suavizar los ingresos de los generadores.

Sin embargo, una interconexión de por ejemplo 3000 MW entre los países, puede tener importantes efectos para ambos y desajustar el equilibrio económico de su mercado. En otras palabras, el mismo generador que apoya la construcción de la interconexión para la exportación, se opone a la misma para la importación

Importación de gas de Bolivia

La decisión de exportar gas natural a Argentina fue tomada en Bolivia en el entorno del año 1968. Fue así que en función de los compromisos contraídos y con el objeto de materializar la exportación de gas referida, poco después se encomendó a la empresa William Brothers la construcción de un gasoducto de 530 km de longitud y 24" de diámetro que partiendo de ciudad de Colpa (Bolivia), debía llegar hasta la frontera con Argentina, donde interconectaría con el gasoducto Campo Duran - Buenos Aires, que había sido habilitado por Gas del Estado en 1962.

Por diversas razones la obra sufrió demoras en su iniciación y construcción no obstante lo cual se logró que fuera habilitada el 29 de abril de 1972. El primer contrato firmado con Gas del Estado de Argentina el 23 de julio de 1968 (entró en vigencia el 29 de abril de 1972), contemplaba un período de vigencia de 20 años y estaba basado en la exportación de 4.0 millones de m³/día de gas por un período de 7 años y 4,5 millones de m³/día, por los 13 años restantes a un precio de 0,225 u\$s/mcf (Poder Calorífico=1.045 BTU/cf).

En 1979 como resultado de un contrato complementario firmado en 1976, el caudal diario transportado se amplió a 6,0 millones de m³/día. Terminada la vigencia del contrato de referencia en 1992, se firmó un acuerdo transitorio hasta abril de 1994, en volúmenes que no deberían exceder los 5.6 millones de m³/día a un precio de 1,00 u\$s/mmBTU. En este contrato se convino también que el gas exportado por Yacuiba debería tener al menos 1.034 BTU/cf y contener 3,5 y 1,85 % molar, de butano y propano respectivamente.

Con posterioridad a este acuerdo transitorio, se firmó un nuevo contrato entre YPFB e YPF S.A. de Argentina, con vigencia hasta marzo de 1997 y estableciendo el compromiso de exportación de los mismos volúmenes pero con precios variables para los períodos de invierno y verano, los que crecieron desde 1994 a 1996 de 1,05/1,10 a 1,20/1,25 u\$s/mmBTU.

Para los años posteriores a 1996 los precios quedaron establecidos por una fórmula basada en los precios del fuel oil, en Nueva York.

Con respecto a los Volúmenes anuales exportados por Yacuiba en el período comprendido entre el 29 de abril de 1972 y el 31 de diciembre de 1995, Bolivia exportó a Argentina unos 47.000 millones de m³, lo que le permitió un ingreso en este sentido del orden de los 4.300 millones de u\$s), Desde su valor original de 0,215 u\$s/10⁶ BTU (0,225 u\$s/1,000 cf), ya mencionado el precio del gas exportado hacia Argentina por el gasoducto "Colpa - Yacuiba tuvo en el tiempo importantes variaciones, llegándose a pagar en el año 1985, 4,28 u\$s/10⁶ BTU.

En el acuerdo transitorio firmado al finalizar el contrato original de 20 años se contempló además de la exportación de gas hacia Argentina por Yacuiba, otra que comenzó a realizarse por Bermejo, localidad ubicada también sobre la frontera pero más al sudoeste que Yacuiba.

Acuerdo de Importación Actual con Bolivia

A partir de un Acuerdo firmado con Bolivia a mediados de este año se pactó para el segundo semestre de 2006 importar un volumen de 7.7 millones de m³ diarios a un Precio de u\$s 5 millón de BTU, en contraposición a los 3,4 u\$s que se pagan actualmente.

El incremento del precio que implica el paso del "precio solidario" anterior a los 5 dólares por millón de BTU actuales se trasladará proporcionalmente a los países compradores netos de gas a la Argentina: Chile y Uruguay. A partir del 31 de diciembre de 2006, los precios de importación se ajustarán de acuerdo a una fórmula de ajuste.

Por eso, el cambio tendrá "efecto neutro" sobre el costo de la provisión energética local, por lo que no repercutirá sobre las tarifas que pagan los usuarios.

Por otra parte, el entendimiento sienta las bases para "la construcción de una planta de extracción de licuables de gas natural" en territorio boliviano que permita comprar directamente Gas Natural Despojado, que surge de la separación de los distintos hidrocarburos que emergen de los yacimientos.

"La planta de extracción de licuables y sus respectivas facilidades para procesar el total del gas exportado de Bolivia a la Argentina será financiada por el gobierno argentino en condiciones concesionales o preferenciales, garantizando la capacidad de repago y la Rentabilidad del proyecto"

El texto establece además que "ambos gobiernos analizarán también la instalación de una planta de generación termoeléctrica que permita la generación de electricidad para consumo interno boliviano y la exportación a la República Argentina y/o terceros países".

Actualmente, Brasil compra a Bolivia casi 26 millones de metros cúbicos diarios de gas, de un máximo comprometido de 30 millones, a un precio de entre 3,43 y 4,21 dólares por millón de BTU.

Ese pacto además eleva el volumen desde los 5,5 millones de metros cúbicos diarios que importa actualmente Argentina a un total de 27,7 millones en el mediano plazo. El acuerdo con Argentina también estipula una ampliación de los volúmenes de gas

boliviano que compra hasta un máximo de 27,7 millones de metros cúbicos por día, muy lejos de los 5,5 millones que importa en la actualidad y que representan cerca de un 5 por ciento del consumo total del país.

Gasoducto Sudamericano

Uno de los proyectos de integración más relevantes en cuanto a las inversiones requeridas para llevarlo a cabo, sin duda es la construcción del llamado "Gasoducto Sudamericano", que con una longitud de 9.283 km., y con un costo de 23.300 Millones de u\$, transportará gas natural desde Venezuela, para abastecer a Brasil y Argentina.

La capacidad del mismo será de 150 millones de m³, y se espera que en Argentina la interconexión se haga con el gasoducto que está previsto realizar para llevar gas al Noroeste Argentino que actualmente no posee redes, la puesta en operación del gasoducto procedente de Venezuela se estima entre los años 2012 - 2015.

Exportaciones Argentinas de Gas Natural

A continuación se expone un cuadro en donde consta la evolución de las exportaciones Argentinas de Gas Natural, desde el año 2002 al año 2005, discriminadas por Gasoducto de Exportación.

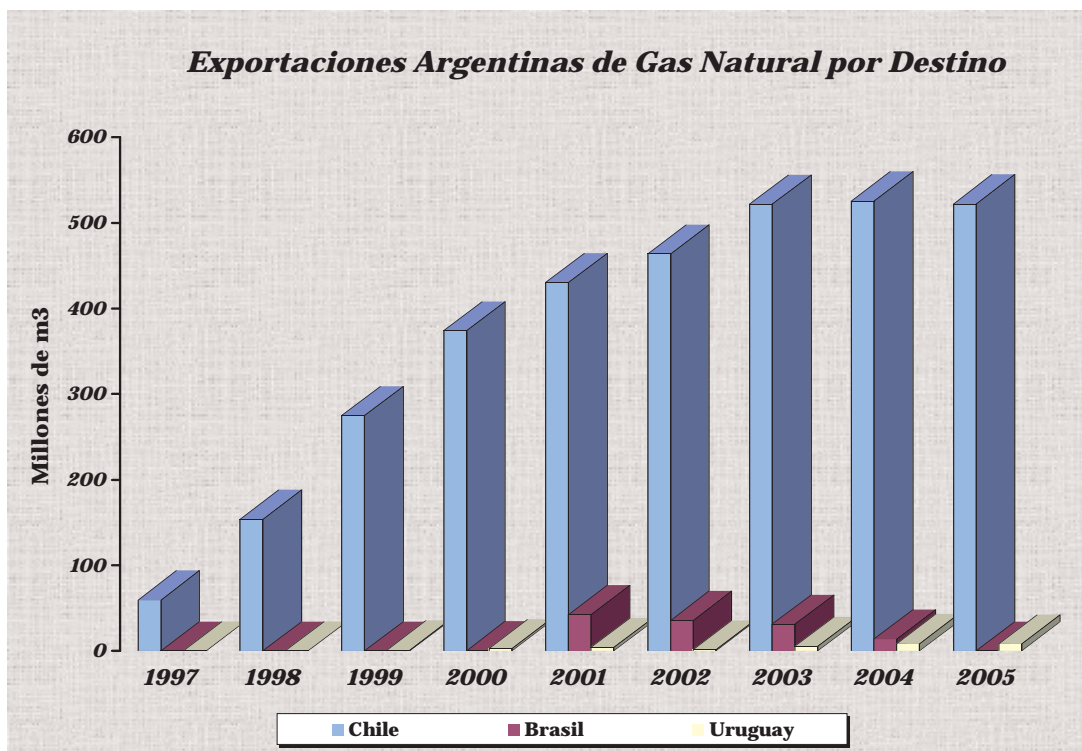
Tabla 27: Exportaciones Argentinas de Gas Natural

<i>Exportaciones Argentina de Gas Natural en millones de m³</i>						
<i>Gasoducto</i>	<i>País</i>	<i>Cuenca</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>	<i>2004</i>	<i>2005</i>
Aldea Brasileira - Uruguayana	Brasil	Neuquina	35,69	31,39	13,94	0,00
Atacama	Chile	Noroeste	32,46	63,97	61,14	83,05
Gas Andes	Chile	Neuquina	188,34	208,05	230,73	178,39
Norandino	Chile	Noroeste	65,03	63,01	67,73	74,60
Pacífico	Chile	Neuquina	29,63	30,24	29,86	34,55
Paysandú	Uruguay	Neuquina	1,20	1,46	2,57	1,71
Cruz del sur	Uruguay	Austral	0,00	1,00	1,42	1,61
		Neuquina	0,00	2,80	4,48	4,86
Bateria de Recepción Tierra del Fuego (BRTF)	Chile	Austral			15,39	17,81
Bandurrias (Methanex PAE)	Chile	Austral	59,19	56,21	49,45	45,15
El Condor-Posesión (Methanex YPF)	Chile	Austral	57,74	58,59	42,53	44,12
Pta. Dungenes (Methanex SIP)	Chile	Austral	31,18	41,92	28,77	20,11
EGS	Chile	Austral		0,00	0,00	24,47
Total general			500,46	558,65	548,02	530,43

En el Gráfico siguiente puede observarse la importancia relativa que tienen las exportaciones de Gas Natural a Chile, si la comparamos con el resto de las exportaciones es decir, a Brasil y a Uruguay.

A partir del año 2003, puede verse claramente el cambio de tendencia que experimentaron las exportaciones a Chile, dado que hasta ese año la tendencia era claramente creciente, y a partir de las medidas tomadas por el Gobierno Argentino, en cuanto a la seguridad de abastecimiento interno, estas se mantuvieron constantes, con una leve tendencia decreciente.

Gráfico 13: Exportaciones Argentinas de Gas Natural por Destino



En cuanto al Mercado Eléctrico las interconexiones existentes en el MERCOSUR son las siguientes:

Argentina - Chile

Termoandes (no vinculado al MEM 300 MW Línea)

Paraguay - Argentina

Yacyreta (1700 MW Central Generación)

Clorinda (80 MW Línea)

Paraguay - Brasil

Itaipu (12.600 MW Central Generación)

Uruguay - Brasil

Livramento (70 MW Línea)

Argentina - Uruguay

Salto Grande (1.890 MW Central Generación)

Argentina - Brasil

Paso de los Libres - Uruguayana (50 MW Línea)

Rincón - Garabi - Ita I (1000 MW Línea)

Rincón - Garabi - Ita II (1000 MW Línea)

Sustentabilidad Energética

La energía y las dimensiones de sustentabilidad

La energía constituye un elemento esencial para la calidad de vida del ser humano, en el proceso de desarrollo de la humanidad.

Además, las grandes revoluciones tecnológicas, que afectaron las actividades de producción y consumo, han estado estrechamente ligadas a la sustitución de fuentes energéticas primarias.

Por otra parte la producción y el consumo de energía tienen también fuertes interacciones con el medio ambiente natural. El uso de los recursos fósiles conduce al progresivo agotamiento de las reservas correspondientes. El manejo inadecuado de algunos recursos energéticos renovables (biomasa, hidráulicos) puede implicar su degradación con la consiguiente disminución de su disponibilidad futura.

Así, la disponibilidad de energía ha tenido un papel central implicar su degradación con la consiguiente disminución de su disponibilidad futura. Existen múltiples impactos negativos sobre los suelos, agua y medio ambiente atmosférico que se derivan de la producción/transformación/utilización de la energía.

Las crisis petroleras de la década de los setenta, las reacciones sociales ante aumentos pronunciados de los precios de los energéticos, los cortes prolongados del abastecimiento eléctrico, son tan solo algunos ejemplos de la significación de las cuestiones energéticas en el plano de la política o de la geopolítica.

Estas breves consideraciones ponen en evidencia los importantes vínculos de la energía con las dimensiones del desarrollo. Esto implica que el aporte de la política energética en favor de una mayor sustentabilidad puede resultar altamente significativo.

A continuación se expone un cuadro en donde se analiza la Contribución del Sistema Energético a la sustentabilidad del desarrollo, en sus distintas dimensiones, a saber: Política, económica, Social y Ambiental.

Tabla 28: Contribución del Sistema Energético a la sustentabilidad del desarrollo

Contribución del Sistema Energético a la sustentabilidad del desarrollo

Dimensiones	Objetivos y Forma en que contribuye el sector energético
Política	<ul style="list-style-type: none"> Sostenimiento del espacio de maniobra para la política Mantenimiento del peso / influencia internacional Desconcentración del poder político - económico (estatal y privado) Seguridad de instalaciones ante conflictos Seguridad y diversificación del abastecimiento externo
Económica	<ul style="list-style-type: none"> Suficiente grado de autarquía energética Reducida cuota energética en importaciones Menor peso de ingresos variables en el presupuesto Menor peso en el balance de pagos Flujo estable de ingresos por exportaciones Captación de rentas energéticas Flujo estable de ingresos fiscales Inversión de rentas energéticas en otras formas de capital Reducida intensidad energética Uso racional de energía en los sectores productivos Eficiencia energética Eficiencia productiva en el sector de la energía Financiamiento suficiente del sector Mayor valor agregado en las cadenas energéticas Mayor calidad del suministro energético Diversificación del mix energético

Social	<ul style="list-style-type: none"> Abastecimiento suficiente Satisfacción de necesidades básicas Acceso a energéticos modernos Mayor acceso a la electricidad Abastecimiento de servicios sociales
Ambiental	<ul style="list-style-type: none"> Reducción de impactos locales y globales por emisiones Conservación del suelo Manejo sustentable de la leña No contaminación de las aguas Manejo ecocompatible de explotación de recursos fósiles Manejo sustentable de las cuencas hidráulicas Programas sustentables de explotación de recursos fósiles Explotación sustentable en el largo plazo de los recursos fósiles Utilización de los recursos renovables

Indicadores energéticos y las dimensiones de sustentabilidad

Atendiendo a las múltiples interacciones de los sistemas energéticos con las diferentes dimensiones del proceso de desarrollo, pueden identificarse conjuntos de indicadores, relacionados con la estructura y variables de esos sistemas, que corresponden a aspectos vinculados a las mencionadas dimensiones de sustentabilidad.

Así, por ejemplo, en relación con la dimensión social, pueden seleccionarse indicadores tendientes a poner en evidencia el grado de cobertura de los requerimientos básicos de energía, en cantidad y calidad, o la importancia de la factura energética dentro del presupuesto de las familias.

Este tipo de indicadores puede calcularse en términos promedio para el conjunto de la población; sin embargo, si se dispusiera de información suficiente, a efectos de caracterizar con más claridad las condiciones de equidad, sería conveniente referir dichos indicadores a los diferentes grupos de la sociedad.

De este modo, podrían construirse curvas de Lorenz enfocadas a la distribución del consumo de energía total, final y útil, o de energía eléctrica entre los estratos de hogares.

En términos generales y en ausencia de usos calóricos de la electricidad las mencionadas curvas de Lorenz muestran los patrones que se presentan en el gráfico: las mayores asimetrías en los consumos se observan con respecto a la fuente de mayor calidad (energía eléctrica). Las fuentes de mayor calidad presentan una asimetría muy semejante (próxima) a la correspondiente a ingresos.

A las curvas de Lorenz de los consumos se le puede hacer corresponder el valor respectivo de los índices de Gini, que podrían ser utilizados como indicadores.

En caso de no disponer de información suficiente para construir ese tipo de indicadores, el consumo de energía final y útil per cápita en el sector residencial y el nivel de cobertura eléctrica pueden utilizarse como sustitutos próximos.

Del mismo modo pueden seleccionarse indicadores referidos a las dimensiones económica y ambiental. En el caso de la dimensión política los indicadores tienen generalmente carácter cualitativo. En la Tabla siguiente se presenta una lista de los indicadores que fueron utilizados en el trabajo "Energía y Desarrollo Sustentable en ALC"¹⁷, en el análisis de las situaciones energéticas de los países de ALC, en términos de su aporte a la sustentabilidad del desarrollo.

Al igual que el caso de los indicadores de carácter más general, la selección de los correspondientes al sector energético está dirigida a tipificar situaciones que darán lugar a patrones que especifican y complementan a aquellos identificados previamente en el plano general socioeconómico-ambiental

¹⁷OLADE/CEPAL/GTZ

Tabla 29: Indicadores seleccionados de sustentabilidad energética

Indicadores seleccionados de sustentabilidad energética		
Indicador	Alta sustentabilidad se relaciona con:	Responde a objetivos:
Autarquía energética	Baja participación de las importaciones en la oferta energética	<ul style="list-style-type: none"> • Seguridad del abastecimiento externo • Sostenimiento del espacio de maniobra para la política (alto grado de independencia política) • Reducción del riesgo de desequilibrio en el balance de pagos • Flujos estables de ingresos de las exportaciones
Robustez frente a cambios externos	Baja contribución de las exportaciones energéticas al PBI	<ul style="list-style-type: none"> • Menor peso de ingresos variables en el presupuesto • Reducción del riesgo de desequilibrio en el balance de pagos • Eficiencia productiva • Eficiencia energética • Financiamiento suficiente (por reducción de necesidades de inversión en el sector) • Reducción de costos del suministro energético
“productividad” Energética	Alto PBI por unidad de energía	<ul style="list-style-type: none"> • Abastecimiento suficiente (por reducción de la demanda) • Mejor calidad del aire (por reducción de las emisiones con efecto local) • Reducción de emisiones de gases con efectos climáticos • Extensión de alcance de los recursos no renovables • Diversificación del mix energético • Abastecimiento suficiente • Acceso a energéticos modernos y productivos • Abastecimiento de servicios sociales • satisfacción de necesidades básicas • diversificación del mix energético • manejo sustentable de la leña • Mejor calidad del aire (por reducción de emisiones con efectos locales y globales) • Reducción de emisiones de gases con efectos climáticos
Cobertura eléctrica	Alto porcentaje de hogares electrificados	<ul style="list-style-type: none"> • Mejor calidad del aire (por reducción de emisiones con efectos locales y regionales) • Reducción de emisiones de gas con efectos climático • Extensión del alcance de recursos al largo plazo • Seguridad de suministro al largo plazo • Mantenimiento de un mínimo de patrimonio natural
Cobertura de necesidades energéticas básicas	Suficiente consumo de energía útil residencial	
Pureza relativa del uso de la energía	Bajos niveles de emisiones (de CO ₂)	
Uso de energías renovables	Alta participación de energías renovables en la oferta energética	
Alcances recursos fósiles y leña	Alto nivel de relación reservas/producción de energéticos fósiles y leña	

De ese modo, en el mencionado trabajo se distinguieron cuatro patrones principales y algunas variantes dentro de algunos de ellos (siete grupos en total), tal como puede verse en la Tabla siguiente.

Dichos patrones de situaciones destacan los aspectos positivos y negativos sobresalientes con relación a la contribución de los sistemas energéticos de la región a la sustentabilidad del desarrollo de los correspondientes países.

Por tratarse de situaciones caracterizadas mediante vectores de ocho dimensiones (los valores que asumen los ocho indicadores) no es posible establecer relaciones de orden que indiquen la posición relativa de cada país.

"Clasificar países respecto a un tema multidimensional como el desarrollo sustentable es una tarea compleja, que involucra una cantidad de juicios de valor en distintos niveles, muchas veces implícitos en la selección de indicadores, su normalización, la valoración relativa, etc."

Patrones de sustentabilidad general y energética

Cuando se refiere a la sustentabilidad energética, en realidad se pretende hacer referencia al aporte del sector energético a la sustentabilidad del desarrollo, evaluada en términos de las dimensiones generales.

En consecuencia, es especialmente relevante examinar el grado de correspondencia de los patrones identificados en el plano de esas dimensiones (sobre la base de los cuatro indicadores seleccionados) con las situaciones tipificadas con relación al ámbito energético.

Al respecto, en el trabajo de OLADE/CEPAL/GTZ, se expresa que "[aún] cuando se ha utilizado un amplio número de indicadores y se han definido varios niveles para cada uno de ellos, ha sido posible establecer relaciones entre las situaciones típicas que se observan a nivel socio-económico-ambiental y aquellas que corresponden al plano energético de modo tal que se identificaron ocho patrones relativos a las condiciones de sustentabilidad.

Sin embargo, la vinculación de algunos países respecto de esos patrones de sustentabilidad no resulta siempre inequívoca y es frecuente que un país se diferencie de la situación típica con la que se lo haya relacionado en algunas de las dimensiones consideradas o, que dos países vinculados a un mismo patrón de sustentabilidad difieran considerablemente en algunos de los indicadores considerados.

Así por ejemplo, Paraguay (PY) se diferencia dentro del patrón III-B por el elevado uso de fuentes renovables de energía y Surinam (SR) dentro del IV-D por su significativo nivel de ahorro genuino. Brasil (BR) y Argentina (AR), ubicados en la misma situación tipo, se diferencian entre sí marcadamente en los indicadores de equidad y en el grado de cobertura de los requerimientos energéticos básicos.

Es dable destacar que con respecto a Argentina, en cuanto a la clasificación que se describe a continuación, en los últimos cinco años la misma ha sufrido algunos cambios debido a que el nivel de autarquía se puede ver afectado de mantenerse un constante aumento de la demanda, sin un correlato por el lado de la oferta.

En cuanto a la variable de productividad, la eficiencia energética se vio afectada luego de la crisis 1999 a 2002, debido a que el proceso de inversión en el sector, no mantuvo el ritmo de crecimiento que se registró en años previos a la crisis.

En cuanto al objetivo de lograr financiamiento suficiente, también se registró un deterioro de dicho indicador, entendiéndose el mismo como la disminución de los requerimientos de inversión por una caída en la demanda.

Tabla 30: Patrones de sustentabilidad y situación de los países

Situaciones / Países	Economía			Equidad		Recursos Naturales			
	Autarquía Energética	Robustez	Productividad Energética	Cobertura Eléctrica	Cobertura necesidades básicas	Pureza ambiental del uso energético	Uso energía renovable	Alcance recursos fósiles	
I	a. VE, TT	Alto	muy bajo	medio bajo	alto	medio alto	medio	bajo	Alto
	b. BB	Bajo	bajo	Alto	alto	medio bajo	medio bajo	bajo	Bajo
II	a. CO, MX	Alto	medio alto	medio bajo	medio alto	Medio	medio alto	medio bajo	Alto
	b. BO, EC, PE	Alto	medio bajo	medio bajo	medio	Bajo	medio alto	medio bajo	medio bajo
III	AR, CL, BR, UY, PY	Alto	alto	Medio	medio alto	medio alto	alto	medio alto	medio alto
	a. CR, PA, JM	Bajo	alto	medio bajo	medio alto	medio bajo	Medio alto	medio bajo	muy bajo
IV	b. GY, SR, NI, CU	medio bajo	alto	Bajo	medio bajo	medio bajo	medio alto	medio	medio bajo
	c. GT, HN, DO, SV, HT, GD	medio alto	alto	Bajo	bajo	Bajo	medio alto	bajo	muy bajo

- I. Países mono-exportadores (petróleo y derivados) y cobertura eléctrica alta
- II. Países exportadores de energía con:
 - a. Cobertura eléctrica media-alta
 - b. Cobertura eléctrica media-baja
- III. Países autoabastecidos o con un peso de importaciones relativamente bajo, pero con cobertura variable de requerimientos energéticos básicos
- IV. Países importadores con:
 - a. Cobertura eléctrica y de requerimientos energéticos básicos media-alta
 - b. Cobertura eléctrica y de requerimientos energéticos básicos media-baja
 - c. Baja cobertura eléctrica y de requerimientos energéticos básicos

Referencias

VE: Venezuela
 MX: México
 AR: Argentina
 PY: Paraguay
 GY: Guyana
 GT: Guatemala
 HT: Haití

TT: Trinidad Tobago
 BO: Bolivia
 CL: Chile
 CR: Costa Rica
 SR: Surinam
 HN: Honduras
 GD: Granada

BB: Barbados
 EC: Ecuador
 BR: Brasil
 PA: Panamá
 NI: Nicaragua
 DO: República Dominicana

CO: Colombia
 PE: Perú
 UY: Uruguay
 JM: Jamaica
 CU: Cuba
 SV: El Salvador

Algunas conclusiones sobre el aporte del sistema energético a la sustentabilidad

A pesar de los debates que pueden suscitarse en torno a la noción de sustentabilidad, de las limitaciones señaladas con respecto a la identificación de los indicadores (elección de los más apropiados para representar a las diferentes dimensiones del desarrollo, cantidad a utilizar, construcción concreta de los mismos) y su utilización para la tipificación de situaciones que tengan una interpretación válida y diferenciada, no cabe duda que un análisis del tipo que se ha presentado en las secciones anteriores permite poner en evidencia la importancia de los vínculos entre las características de los sistemas energéticos (y su trayectoria en el tiempo) y su aporte a la sustentabilidad.

Los indicadores presentados sugieren prioridades de la política energética para el desarrollo sustentable. Una estrategia energética compatible con el desarrollo sustentable supone el incremento equilibrado de todos los indicadores.

Los ejemplos de los países de la región que muestran los mayores logros en lo referente al estado de sustentabilidad de su desarrollo constituyen una confirmación acerca de la viabilidad de ese proceso.

Es posible hacer avanzar el sistema energético para que sea más eficiente en el sentido de su productividad, menos vulnerable, más equitativo, produzca menos emisiones (en este aspecto la región está muy avanzada), use los recursos naturales en

forma más equilibrada y con más perspectiva en el tiempo y que haga aún un mayor uso de los recursos renovables.

Existen pocos conflictos entre los objetivos, si se sobreentiende una manera gradual de progresar en su realización. En algunos casos hay una relación de fortalecimiento mutuo entre ellos

Sin embargo, pueden existir conflictos entre los instrumentos de política energética que se emplean para alcanzar esos objetivos, así como efectos no deseados de un instrumento, diseñado para un determinado objetivo, sobre los restantes.

Así, por ejemplo, el incremento de los precios de los energéticos tendientes a reflejar los costos económicos que supone su abastecimiento (en términos de eficiencia productiva) tiene en general una consecuencia positiva sobre la asignación de los recursos y el financiamiento de las unidades productivas correspondientes pero, al mismo tiempo, provoca un impacto negativo en el plano social por su efecto ingreso, especialmente en los estratos más pobres de la población.

Si en éste como en otros casos se usan los instrumentos de una manera flexible, acompañados con medidas compensatorias bien orientadas, tales conflictos pueden resolverse o atenuarse considerablemente.

Es evidente que el financiamiento pone límites para una rápida realización de objetivos tales como: mayor cobertura eléctrica, más amplia diversificación de fuentes energéticas, optimización de los recursos renovables, mejor calidad de suministro, entre otros.

Sin embargo, atendiendo al impacto múltiple de algunos instrumentos, el problema del financiamiento adquiere cierta relatividad. Algunos ejemplos de este tipo de instrumentos son: la integración energética, que contribuye a varios objetivos del desarrollo sustentable; la energización rural, con apropiada participación de energías renovables; el uso adecuado de impuestos, para aumentar la eficiencia energética, reducir emisiones y recaudar ingresos para el Estado sin tener necesariamente un efecto social negativo.

Entre los países de la región se registra una gran diversidad de situaciones y tendencias con respecto a la sustentabilidad: hay algunos que han logrado mejoras sostenidas en los últimos 25 años; otros pudieron mejorar su situación en los últimos años; pero algunos se encuentran en una situación tan desfavorable que parecen no tener salida.

No obstante, en todos los países es posible diseñar escenarios energéticos más sustentables en términos políticos, económicos, sociales y ambientales, que sean realizables en el largo plazo con los recursos del país.

En la medida que se encuentren situaciones altamente sustentables en ciudades o regiones dentro de un país, el estudio de las mismas, así como de los instrumentos de política que resultaron conducentes, pueden servir de base para la elaboración de propuestas prácticas en otros casos.

Por último, debe recordarse que las constataciones que se han realizado a partir de los indicadores globales no significan que los elementos más importantes para el desarrollo sustentable deban necesariamente situarse o limitarse al plano global nacional.

Muy por el contrario, puesto que el desarrollo económico y social afecta al ser humano en lo concreto (del mismo modo que la incidencia local de la mayoría de los daños ambientales de carácter local), el enfoque adoptado para la formulación de políticas debe plantearse en términos de la mejora del espacio vital de las personas.

La intención principal de ese análisis se vincula a los aportes y/o los condicionantes adicionales, que los cambios implementados o en proceso dentro de los sistemas energéticos han traído para mejorar las condiciones de sustentabilidad del desarrollo en esos países.

Formulación de políticas Energéticas

Naturaleza de la política energética

La política energética deriva de la política nacional de desarrollo

La política de desarrollo dirige su atención a los aspectos estructurales del sistema; se trata por tanto de una política socio económica de largo plazo. Sus componentes pueden agruparse en dos grandes conjuntos estrecha mente vincula dos: las políticas generales o transversales (de precios e ingresos, empleo y formación de recursos humanos, financiera, comercial, institucional, tecnológica, ambiental, etc.) y las políticas sectoriales (minera, agropecuaria, forestal, industrial, energética, transporte, etc.).

Estas políticas están dirigidas a diseñar e impulsar una trayectoria de desarrollo

nacional y, en tal sentido, están sometidas a condiciones externas y deben desenvolverse en situaciones de poder compartido. En consecuencia, la construcción de su viabilidad es una parte esencial de la estrategia de implementación.

La política macroeconómica de corto plazo (fiscal, monetaria, cambiaria) debería estar, en términos ideales, subordinada a la política de desarrollo, para que sea compatible con la trayectoria delineada por esta última. Sin embargo, las complejidades propias de las situaciones coyunturales alteran frecuentemente, con diferente grado de intensidad, esa coherencia ideal.

La política energética es una política sectorial de la política socioeconómica de largo plazo. Sin embargo, en el caso de aquellos países donde las exportaciones de energéticos son un determinante esencial en el desempeño macroeconómico, las decisiones u objetivos vinculados a las mismas trascienden largamente a la política sectorial energética.

Por otra parte, para responder a la existencia de diferentes cadenas productivas al interior de sistema energético, la política correspondiente puede desagregarse de manera semejante a la política de desarrollo: las políticas generales o transversales (de abastecimiento, de precios, financiera, institucional, tecnológica, ambiental, de uso racional de la energía, de formación de recursos humanos, etc.) y las políticas subsectoriales (petrolera, gasífera, eléctrica, nuclear, carbonífera, fuentes nuevas y renovables).

Es claro que las políticas generales o transversales propias del sector energético constituyen en general una especificación particular de las correspondientes de la política general de desarrollo.

La política energética es una responsabilidad del Estado

La responsabilidad de diseñar y poner en marcha la política energética recae en el Estado.

Varias razones lo justifican:

- Dado que las posibilidades de concreción de aquellos beneficios de carácter social global tendientes a mejorar la sustentabilidad del desarrollo y atendiendo a que la racionalidad de las decisiones individuales de los actores no incorpora necesariamente objetivos que tengan un carácter preminentemente global, la intervención del Estado no sólo es deseable sino obligada.

- Las características propias de los sistemas energéticos refuerzan la necesidad de la mencionada intervención. En efecto, entre ellas pueden mencionarse: la producción de bienes esenciales para el funcionamiento del sistema productivo y el bienestar de la población, la explotación de recursos naturales estratégicos, el uso de bienes públicos, la existencia de mercados marcadamente oligopólicos o monopólicos no disputables, así como la producción de rentas económicas, y la existencia de externalidades socioambientales, especialmente abundantes cuando las decisiones son descentralizadas e prevalecen mecanismos del mercado.

- La intervención subsidiaria del Estado es necesaria. La introducción de mecanismos de mercado puede mejorar la eficiencia productiva de las empresas, pero está lejos de asegurar el cumplimiento de otros importantes objetivos del desarrollo humano sustentable. La insuficiente cobertura de los requerimientos básicos de energía en cantidad y calidad, constituye un problema especialmente importante dentro de la agenda de los países de ALC que está lejos de resolverse espontáneamente mediante los mecanismos introducidos por las reformas.

- El Estado tiene responsabilidades ineludibles. El dominio social sobre los recursos naturales dentro de la tradición propia de los países latinoamericanos supone una responsabilidad inevitable del Estado en la supervisión del manejo de los recursos en representación de la sociedad, especialmente en el caso de los no renovables. De igual modo, la divergencia entre los costos privados y sociales asociados a los impactos negativos sobre el ambiente, constituye un ámbito indelegable de intervención estatal. Las fuerzas resultantes de los procesos de globalización y cambios estructurales internos no deben ser consideradas como fuerzas superiores a las del propio Estado.

Los procesos formales de diseño de las políticas socioeconómicas se desarrollan en el marco jurídico e institucional que asigna ámbitos y atribuciones a los poderes del Estado, en especial, al poder ejecutivo. La política energética tiene entonces que desenvolverse en ese marco fundamental.

Tomando en cuenta la importancia de las interacciones del sistema energético con la economía, la sociedad, el ambiente natural y la política, resulta evidente que la formulación de una política energética que pretenda promover el desarrollo sustentable debe tener un carácter necesariamente sistémico.

Este enfoque requiere de la participación de los actores que son al mismo tiempo protagonistas y destinatarios del desarrollo sustentable, tales como los poderes del Estado (ejecutivo, legislativo y judicial) en los diferentes niveles (federal, provincial, municipal), así como las entidades representativas, trabajadores y el resto de la socie-

dad, ya que el desarrollo sustentable es una responsabilidad compartida, que es inevitable y que es compatible con el sistema democrático.

Mientras que este último establece un mecanismo de convivencia social, el desarrollo sustentable promueve un equilibrio al alcanzar la cobertura de necesidades sociales, lo que a su vez asegura esa convivencia.

Principios, criterios y condiciones de marco

Las transformaciones introducidas en la estructura productiva e institucional y en las modalidades de funcionamiento de los sistemas energéticos de la Región implican, en términos generales, un profundo cambio en las condiciones de formulación e implementación de la política energética .

Las trayectorias seguidas por los procesos de reforma aplicados a las industrias energéticas implican en general un tránsito desde la modalidad de control central (CC), con predominio absoluto de empresas de carácter público, hacia una diversidad de situaciones, caracterizadas por un mayor rol de los mecanismos de mercado y la presencia creciente de actores privados.

Incluso en los casos en que el control predominante de las actividades energéticas se ha mantenido en manos de empresas públicas, se ha promovido una mayor autonomía de gestión y una orientación más comercial.

Dentro de la modalidad de CC, prevaleciente con anterioridad a los procesos de transformación, la política energética se concretaba por medio de decisiones directas del Estado sobre los precios y la asignación de los recursos, en la medida en que las empresas públicas constituían una prolongación del aparato administrativo central.

En tal situación, el accionar de las empresas se enmarcaba dentro de las finalidades generales de la política socio económica y la planificación energética, que tenía el carácter claramente normativo y constituía el instrumento privilegiado para definir una asignación de los recursos acorde con los objetivos propios de la política sectorial.

Asimismo, la apertura a la acción de los mecanismos de mercado implica la necesidad de utilizar instrumentos de política de carácter mucho más indirecto para incidir sobre los actores de oferta y demanda.

Además, la descentralización de las decisiones relativas a la asignación de los recursos en el ámbito sectorial da lugar a nuevos desafíos para lograr una compatibilidad

entre la racionalidad microeconómica y las finalidades globales y subsectoriales de políticas energéticas.

Es claro que una orientación comercial en el manejo de las unidades empresariales del sector no habrá de ser siempre coincidente con los intereses y aspiraciones del conjunto de la sociedad.

En suma, si bien puede afirmarse que las situaciones que han enfrentado normalmente la formulación e implementación de políticas nunca han estado caracterizadas por el poder o el consenso total, el contexto resultante de los procesos de reforma presenta en la actualidad rasgos muy marcados de poder compartido, donde es mucho más esencial atender a los aspectos vinculados a la viabilidad de los objetivos e instrumentos propuestos que en la situación anterior.

Las condiciones del plano internacional

Es necesario remarcar un conjunto de aspectos del plano internacional que deben ser considerados como condiciones externas o de marco para la formulación de políticas energéticas nacionales.

Entre tales aspectos pueden mencionarse los siguientes:

- En el marco de la globalización de los mercados, los países de la Región deben competir entre sí y con los correspondientes a otras regiones para atraer inversiones. La necesidad de atraer inversiones ha implicado la desregulación casi total del movimiento de capitales.
- Los mercados locales de capitales, cuya expansión estuvo en parte vinculada a la reforma a los sectores de infraestructura, presentan un desarrollo muy incipiente y resultan fuertemente vulnerables a la inestabilidad de los flujos financieros internacionales.
- El fortalecimiento de bloques económicos regionales puede constituir un escenario verosímil frente a los riesgos que plantea la profundización de la globalización de los mercados. Esto implica para los países de la Región la necesidad de prestar especial atención a los procesos de integración.
- Los temas energéticos han perdido prioridad dentro de la agenda de los países industrializados y las organizaciones multilaterales. El interés se concentra actualmente mucho más en las consideraciones ambientales vinculadas al sector, especialmente en lo que se refiere a las emisiones de gases de efecto invernadero.

- Las cuestiones vinculadas al desarrollo sustentable, sesgadas también hacia los aspectos ambientales, han pasado a formar parte de los objetivos que impulsan el accionar de los organismos internacionales y de las agencias de cooperación. Sin embargo, los problemas vinculados a la equidad han recibido una atención menor hasta el presente.
- La diversidad de situaciones, en lo que se refiere a la dotación de recursos naturales y la disparidad de condiciones económicas y sociales que presentan los países de la Región, hacen aconsejable que la formulación de políticas energéticas se base en opciones propias a cada realidad específica y no en enfoques doctrinarios de supuesta aplicación universal.
- Las experiencias surgidas de otras realidades pueden servir como elementos de referencia. Sin embargo, el punto de partida para la formulación de políticas supone un cuidadoso estudio de situaciones específicas que orientan la identificación de objetivos, la elección de instrumentos a través de los que han de concretarse las opciones de acción, así como el análisis de los posibles efectos de las mismas en las diferentes dimensiones relevantes.
- Los ámbitos de acción de los mecanismos de mercado, creados a partir del cambio regulatorio en las industrias energéticas, conjuntamente con la apertura a la participación de actores privados, requieren una especial atención dirigida a promover los equilibrios en el balance de poder y a prevenir conductas anticompetitivas.

En consecuencia, la acción complementaria de la política energética resulta indispensable. La insuficiente cobertura de los requerimientos básicos de energía, en cantidad y calidad, constituye un problema especialmente importante dentro de la agenda de los países de la Región que no puede esperar ser resuelto espontáneamente por los mecanismos introducidos por las reformas.

Aspectos generales

Se inicia el proceso de formulación de políticas energéticas a partir de la constatación de que existe una discrepancia entre lo que se tiene y lo que se desea. El diseño de la política energética gira entonces en torno a tres preguntas estrechamente interconectadas: ¿de qué se parte? ¿a qué se aspira? ¿cómo actuar?

De un estado inicial se busca llegar a una situación deseada (visión), pasando por una serie de puntos intermedios cada vez más cercanos a la situación ideal. El avance se

realiza gracias a un conjunto de acciones (estrategias), revisadas y ajustadas a medida que se van alcanzando los objetivos de cada etapa, y de acuerdo a la disponibilidad de recursos y riesgos.

Todo ello tomando en cuenta el contexto nacional e internacional dentro y fuera del sector energético, así como sus cambios observados y previsibles.

Los objetivos de la política energética

Como se ha señalado, las políticas energéticas, generales o transversales, constituyen globalmente una especificación particular de la política nacional de desarrollo. A partir de esta forma de concebir la naturaleza de la política energética, resulta claro que la misma está fuertemente involucrada en la promoción de una mayor sustentabilidad del desarrollo.

Los impactos del sistema energético sobre el crecimiento económico (ya sea como insumo generalizado de las actividades productivas, como producto exportable o como ámbito de cuantiosas inversiones), sobre la calidad de vida de la población y sobre el medio ambiente nacional (a través del abastecimiento y el consumo), son extremadamente relevantes para la sustentabilidad del desarrollo.

Por otra parte la relevancia de ese tipo de interacciones explica también la especial atención que suele prestarse al sector energético dentro de las políticas de desarrollo, incluso al margen de las consideraciones sobre sustentabilidad.

La relevancia de las cuestiones vinculadas a las dimensiones del desarrollo como objetivos para la política energética tiene una clara vinculación a la intensidad concreta de los impactos, en toda su multiplicidad y en la medida en que parte de los componentes de esa gama múltiple es visualizada por la sociedad como fuente de problemas.

En algunos casos, la conciencia por parte de la sociedad de ciertos problemas vinculados al desarrollo sustentable tiene que ser inducida por las propias autoridades de política, si es que esos aspectos forman parte del proyecto político correspondiente.

Por otra parte, tomando en cuenta la mencionada importancia de las interacciones del sistema energético con la economía, la sociedad, el medio ambiente natural, e incluso, con el plano político, resulta evidente, como se indicó en el capítulo anterior, que la formulación de una política energética que pretenda promover el desarrollo sustentable deba tener un carácter necesariamente sistémico.

Este enfoque requiere de la participación de los actores que son al mismo tiempo protagonistas y destinatarios del desarrollo sustentable, tales como los poderes del Estado (ejecutivo, legislativo y judicial) en los diferentes niveles (federal, provincial, municipal), así como las entidades representativas, trabajadores y el resto de la sociedad, ya que el desarrollo sustentable es una responsabilidad compartida.

Instrumentos inductivos o de fomento

En el caso de los países donde el Estado se ha replegado de sus funciones empresariales y se ha dado preeminencia a los mecanismos del mercado (modalidad de coordinación MA), se puede incluir la mayor parte de los instrumentos de política energética dentro de esta categoría.

Estos instrumentos tienen un carácter de intervención mucho más indirecta puesto que, en general, tienden a incidir sobre la racionalidad de los actores que operan directamente en el sistema. Un ejemplo claro de ello está constituido por el uso de impuestos y subsidios que operan sobre los precios de la energía. El uso de este tipo de instrumentos puede estar dirigido a diferentes objetivos de la política energética para el desarrollo sustentable.

En aquellas situaciones donde se verifique que existe una alta correlación entre el nivel de consumo de energía eléctrica en el sector residencial y el nivel de ingreso de las familias, un impuesto sobre los altos consumos permitiría, además de recaudar los fondos para subsidiar los consumos básicos promoviendo así el objetivo de equidad, favorecer también los objetivos de uso racional de la energía y de preservación ambiental.

El mismo tipo de enfoque puede ser empleado para promover la sustitución entre fuentes y/o la penetración de aquéllas más limpias con la finalidad de promover el programa de uso racional de energía (PURE) y los objetivos de carácter ambiental.

Sin embargo, existen algunos casos en que los impuestos no están dirigidos primordialmente a inducir conductas de los actores de la producción y el consumo de energía, sino a la apropiación de parte del excedente de explotación.

Por supuesto, se está haciendo referencia a impuestos de tipo específico, ya que todos los demás impuestos indirectos, de carácter general, tienen esa finalidad. Un ejemplo de esto es el impuesto aplicado sobre los combustibles líquidos para lograr la apropiación de la renta del recurso.

El establecimiento de regalías, o la modificación del porcentaje de las mismas sobre

el valor de los hidrocarburos, tiene finalidades semejantes; sin embargo, es cierto que en este último caso, más allá de ciertos límites, ese tipo de acciones puede estar afectando a la conducta de los inversionistas e incidir sobre las actividades de exploración.

Este es un claro ejemplo de cómo un instrumento dirigido a alcanzar cierto objetivo, puede tener efectos no deseados sobre otros.

En el caso de los subsidios se incluye también a aquéllos que están dirigidos a abaratar el costo de financiamiento de ciertos tipos de inversiones, como es el caso de aquéllos que se vinculan a la promoción de la eficiencia energética.

Es claro que los impuestos y subsidios constituyen una parte privilegiada entre los instrumentos inductivos o de fomento puesto que actúan sobre el sistema de precios; sin embargo, existen otros instrumentos indirectos que pueden resultar esenciales para el cumplimiento de ciertos objetivos de la política energética.

Uno de estos instrumentos es sin duda facilitar el acceso de los actores del sector a la información sobre diferentes aspectos vinculados a la producción y el consumo de la energía.

Por ejemplo, la información sobre las oportunidades de ahorro energético y sobre los equipamientos y/o tecnologías adecuadas para aprovecharlas, aunque no sea suficiente, es una condición necesaria para mejorar la eficiencia energética. La ausencia de esa información es considerada una barrera para el mercado potencial de ahorro energético.

Otro instrumento de este tipo está constituido por las campañas de difusión o concientización o también, las acciones de educación y formación técnica, que pueden estar dirigidas a objetivos de PURE o de preservación ambiental.

Conclusiones

A partir de todo lo expuesto en el presente informe, en cuanto a la descripción del estado de situación del Sector Energético, específicamente el Sector del Gas Natural, y de sus perspectivas en todo el mundo, en esta sección, se pretende resumir los posibles cursos de acción a tomar, a los efectos de que la infraestructura energética acompañe y posibilite el crecimiento de la economía.

Al momento de analizar qué necesidades de infraestructura energética requerirá Argentina para acompañar el crecimiento que viene experimentando la economía, es necesario, en una primera instancia, analizar la situación actual, y en base a ella, encontrar la manera más eficiente de diseñar las políticas energéticas.

Comenzando por el análisis de la Matriz energética que se hiciera en una de las secciones que integran el presente informe, es evidente la dependencia que ha creado la Argentina con respecto al uso del Gas Natural.

Es evidente también que, mientras el abastecimiento del recurso sea suficiente, y el precio relativo de producto sea competitivo, esto no representa ningún signo de problemas, sino más bien una ventaja competitiva.

Ahora bien, la situación está indicando una fuerte dependencia, de un insumo no renovable y altamente expuesto a avatares originados en cualquier parte del mundo, lo que implica que ante restricciones de cualquier tipo en el mismo, la infraestructura actual corre riesgos de no ser flexible, al momento de tener que sustituir un insumo energético con otro.

Esto, sin duda, no es un problema menor, ya que siendo los recursos energéticos una variable estratégica muy relevante en las decisiones de un país, la diversificación de las fuentes energéticas a las que se puede recurrir resultan en una mayor independencia del país, y en un reaseguro para un crecimiento continuado, menos expuesto a crisis externas.

Consecuentemente, esto nos lleva a reflexionar sobre los análisis que se han hecho en este informe en cuanto al uso del Gas Natural, y sus principales consumidores, entre los cuales hemos diferenciado a los siguientes Sectores como los más relevantes en cuanto a su consumo, a saber, Residenciales, Industriales y Centrales Eléctricas.

En cuanto al uso Residencial del Gas Natural, en que el insumo es irremplazable es importante señalar que es necesaria una política activa en cuanto al uso racional de

la Energía, ampliando los alcances del P.U.R.E. (Programa para el Uso Racional de La Energía), como así también concientizar a los usuarios sobre la necesidad de tomar medidas más activas en cuanto al cuidado de los recursos energéticos.

Ahora bien, como se dijo anteriormente, uno de los temas más importantes en la agenda energética de Argentina, es que la oferta, acompañe a la demanda energética resultante de las tasas de crecimiento que experimenta el país.

Considerando según lo que surge de la Matriz Energética de Argentina, que la Oferta Primaria de Energía, en un 50% se basa en el Gas Natural, es evidente que el aumento significativo de la demanda de energía, que se prevé, llevará a un aumento también significativo de la demanda de Gas Natural.

Asimismo, lo importante de analizar es si el país puede hacer frente a la demanda de gas resultante, y el costo de dicha adecuación, o si nos encontramos en un buen momento para replantear las proporciones que tiene cada recurso en la matriz energética, y logramos con esto una diversificación de la misma.

Para plantearnos una diversificación, es necesario, en una primera instancia, detectar cuáles son los Sectores Críticos, en cuanto a que una restricción del suministro, pueda generar una desaceleración en el ritmo de crecimiento económico.

Dejando de lado a los Usuarios Residenciales, los dos sectores que demandan más Gas Natural, y que tiene gran influencia en la producción Nacional son el Industrial y las Centrales Eléctricas.

El Sector Industrial se vería seriamente afectado en su crecimiento ante restricciones en la oferta de gas natural. Su reemplazo por otras fuentes de energía será oneroso y logísticamente difícil. En cambio, como se ha señalado, la generación de Energía Eléctrica, cuenta con una variedad de insumos alternativos al Gas Natural, que pueden ser utilizados para la generación, y que al mismo tiempo no son perjudiciales para el medio ambiente, como es el caso del Carbón, cuando es utilizado aplicando la tecnología de Clean Coal, la Hidroelectricidad, la Generación Nuclear, o la Generación Eólica.

En efecto, la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas, también generarían una disminución de la dependencia del Gas Natural, en el caso de la generación eléctrica. La finalización en el año 2010 de la Central Nuclear Atucha II, que permitiría destinar 3 MMm³/día de Gas Natural, para otros fines en que el gas natural es más difícilmente reemplazable.

Contribuiría también al uso racional del recurso escaso del gas natural, reflexionar sobre otro Sector crítico, no tanto en lo referido a su consumo relativo, sino en cuanto al crecimiento que ha tenido en los últimos 10 años, que es el GNC para uso automotor. En los últimos años este empezó a cobrar importancia al momento de tener en cuenta la demanda de Gas Natural.

Considerando lo antes dicho, el incentivo de este tipo de consumo, no es aconsejable a la luz de su relativamente sencilla sustitución, con otros productos, como pueden ser los biocombustibles, de los cuales hemos dado algunas características en una de las secciones.

Es dable considerar también, que en el caso de los biocombustibles, estamos sustituyendo un recurso no renovable como es el Gas Natural o las Naftas y el Gas Oil, por un recurso renovable y de relativa abundancia en Argentina como son las oleaginosas, a partir de las cuales se producen el Biodiesel y el Bioetanol.

Este trabajo simplemente pretende plantear las posibilidades técnicas que existen, en cuanto a las inversiones que podrían realizarse en el sector energético, y difundir la posibilidad de generar una Matriz Energética diversificada, que nos permita recurrir a distintas alternativas para cubrir la creciente demanda de Energía, de modo que ello no represente un riesgo para el crecimiento continuado del país.

Bibliografía

INDEC, 1997 "Matriz Insumo Producto Argentina 1997"

IAPG, 2005 "Revista PETROTECNIA" Varios números.

ENARGAS, Página Web - Datos Operativos www.enargas.gov.ar

SECRETARÍA DE ENERGÍA, Base de Datos SESCO

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), 2005 Edition "Energy Balances of Non-OECD Countries"

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), 2006 First Quarter "Energy Prices and Taxes"

FIEL, "La Anatomía Simple de la Crisis Energética en Argentina" - CONT W. Y NAVAJAS F., Agosto, 2004

SECRETARÍA DE ENERGÍA, 2004 "Anuario de Reservas"

SECRETARÍA DE ENERGÍA, " Balance Energético Nacional, Serie 1970 - 2004"

INTA, 2004 "Empleo de los Biocombustibles en Motores" Ing. Jorge Hilbert

SECRETARÍA DE ENERGÍA, Centro de Estudios Energéticos, "Informe de Coyuntura Energética" Junio 2004

GTZ - Fundación Bariloche, 2004, Estudio sobre los Consumos Energéticos del Sector Industrial"

"Introducción al GNL", 2006, Guillermo Pita

Secretaría de Agricultura, Ganadería, Pesca y Alimentación - Monsanto, "Biocombustibles"

Department of Energy, The Electric Power Research Institute, and the Coal Utilization Research Council, "Clean Coal Technology Roadmap"

U.S. Department of Energy, "Practical experience Gained during the First Twenty years of Operation of the great plains gasification Plants" April 2006

Club Español de la Energía, "Tecnología de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado: GICC" Manuel Treviño Coca

OLADE - CEPAL -GTZ, "Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe - Guía para la Formulación de Políticas Energéticas" Julio 2000

CEPAL, 2004 " La Inversión para la Provisión de Servicios Públicos y su Financiamiento en América latina y el Caribe" Luis Lucioni

CEPAL, 2001 "Indicadores de Sustentabilidad"

SECRETARÍA DE ENERGÍA, "Balances Energéticos" 1970 - 2004

UBA, Maestría en Economía, "Distorsión de Precios relativos en el Mercado del Gas Natural en Argentina" Fernando Risuleo

FLACSO, 2006, "Indicadores Económicos y el Mercado del Gas Natural en Argentina" Fernando Risuleo

Apuntes, 2006, Posgrado en Economía del Petróleo y el Gas Natural, Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) 1

