



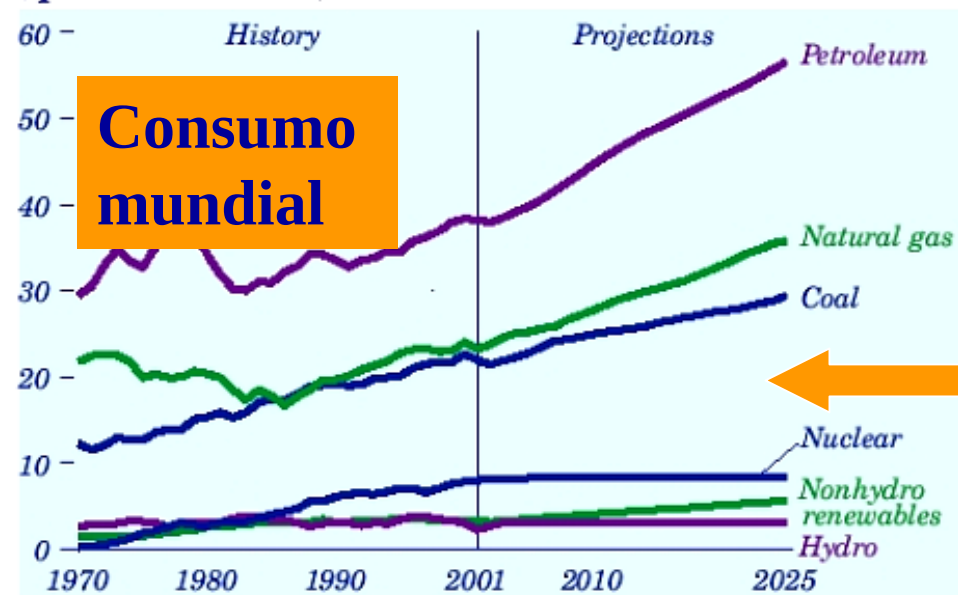
Gas Natural Líquido. Análisis de las tecnologías de producción en pequeña escala y utilización en transporte pesado.

Lic Eduardo Barreiro

El gas natural líquido no es más que una nueva forma de transportar gas natural. Pero habilita mercados que eran inalcanzables para el gas.

En nuestro país, el GNL jugará un rol fundamental: Llevará gas donde no hay gasoductos, servirá como combustible de colectivos y **camiones con alta autonomía**, permitirá reemplazar otros combustibles de mayor precio en industrias donde la red no llega, permitirá diseñar servicios de mini peak-shaving para industrias y generadores de electricidad. **Y también podrá ser producido en pozos aislados, no conectados a la red, con plantas modulares transportables.**

Figure 2. Energy consumption by fuel, 1970-2025 (quadrillion Btu)

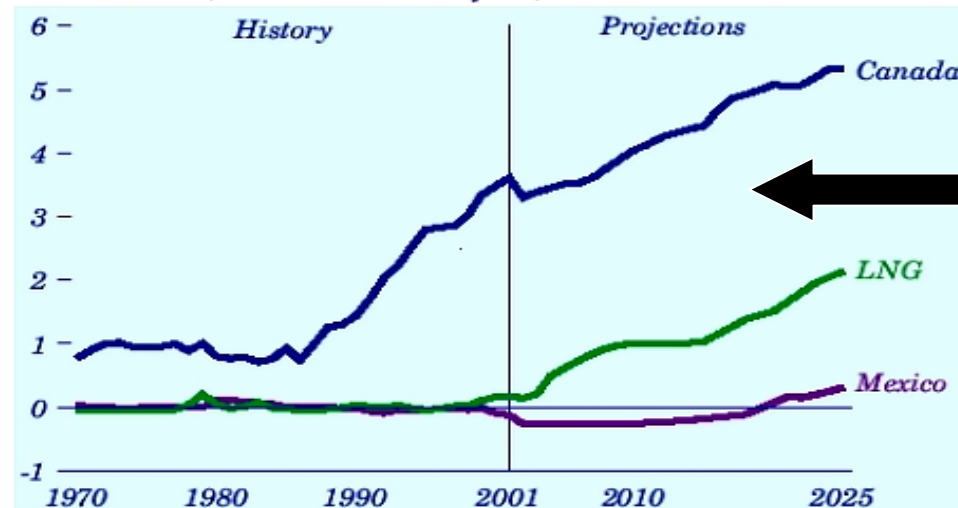


Consumo energético mundial/Importaciones desde EEUU

El incremento mundial proyectado se debe a su característica de disminuir las emisiones de CO₂ por unidad de energía producida. Es el combustible fósil que menor efecto ambiental produce.

Net Imports of Natural Gas Grow in the Projections

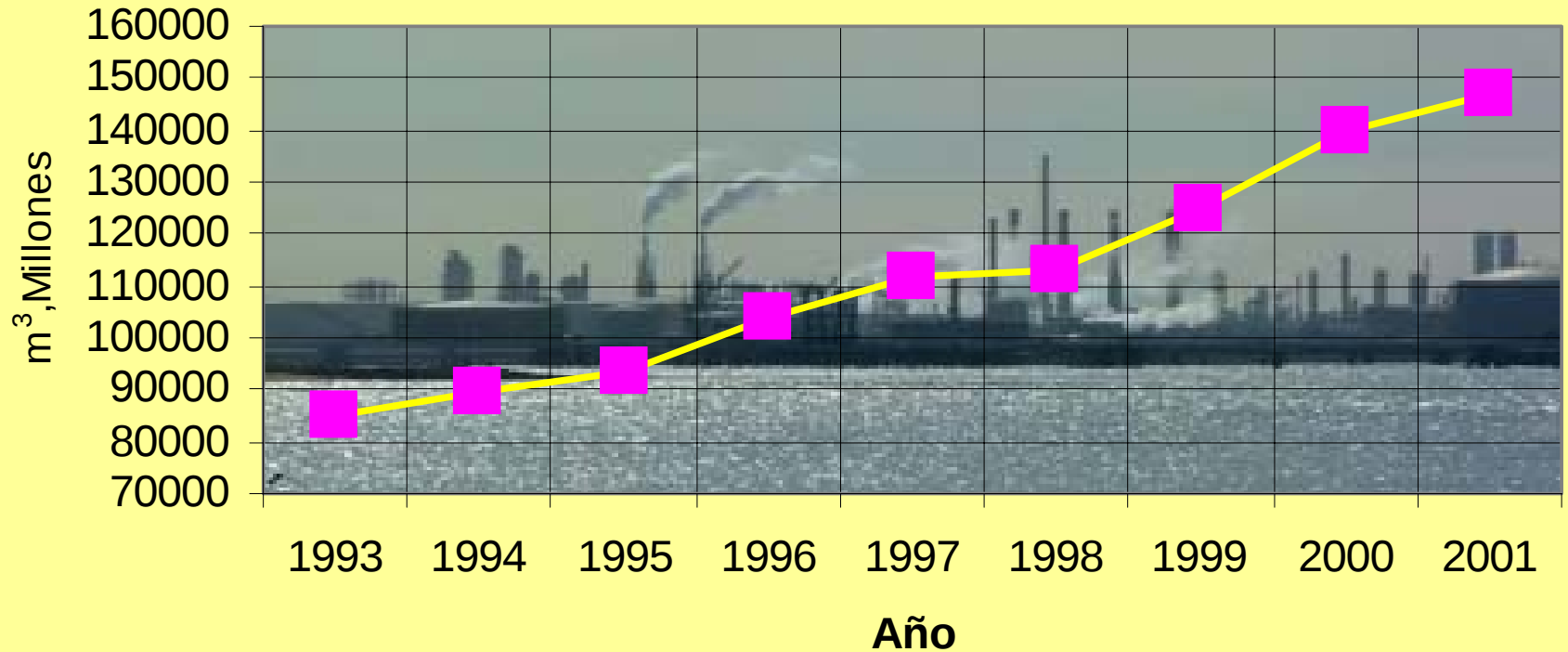
Figure 81. Net U.S. imports of natural gas, 1970-2025 (trillion cubic feet)



Las importaciones de GNL desde Estados Unidos están proyectadas con un fuerte incremento por el DOE: se estima en 0.1 a 0.4 billones de pies cúbicos por año entre 2002 y 2025. Las importaciones de GNL serán equivalentes a casi 1/3 de las importaciones totales de gas natural

[http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/pdf/0383\(2003\).pdf](http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/pdf/0383(2003).pdf)

Comercio internacional del GNL



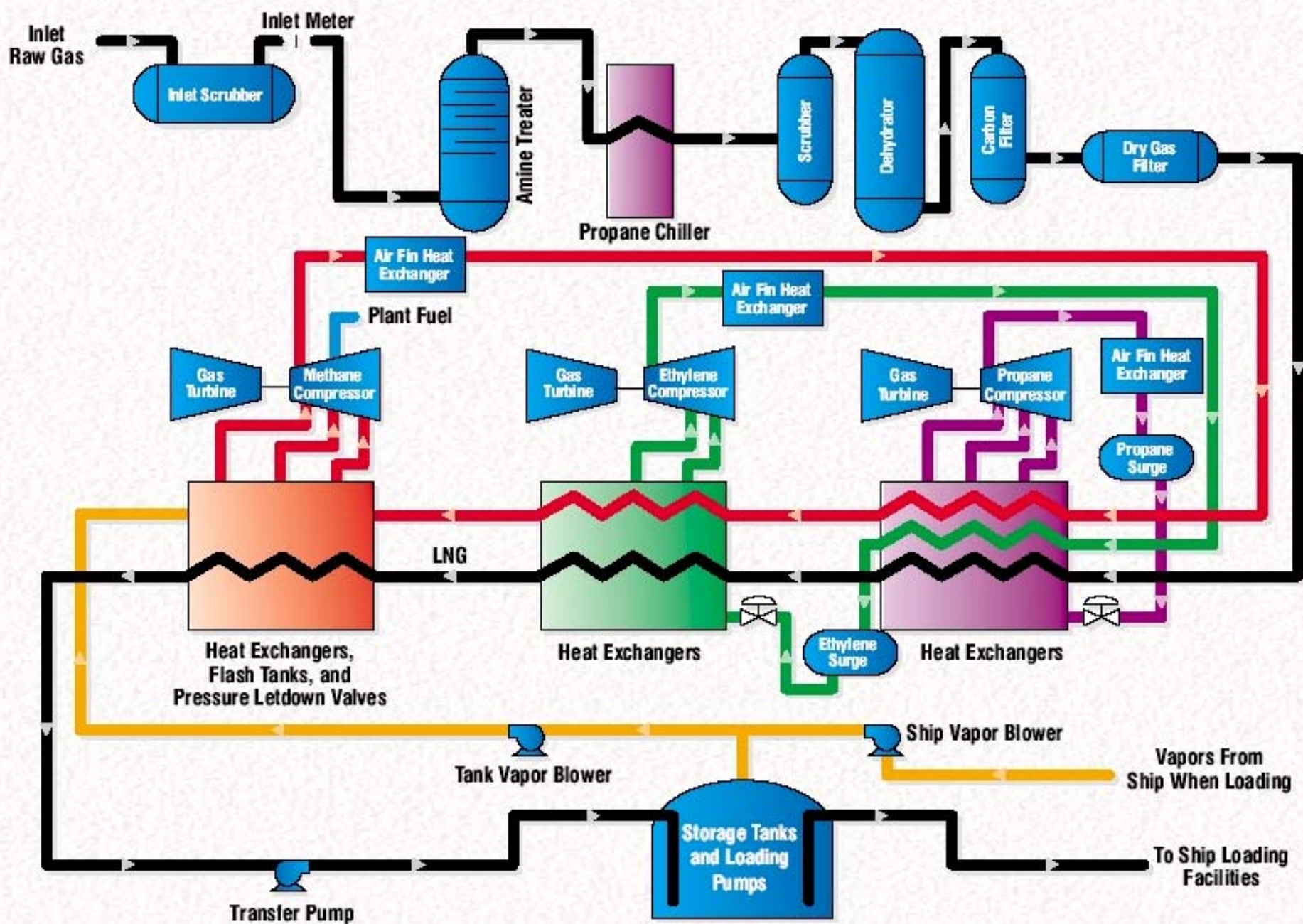
En el gráfico se presenta el incremento de comercio mundial de GNL. Equivale al 7 % anual acumulativo para el período. Y ese crecimiento seguirá: varios proyectos muy grandes de producción de GNL están en etapa de planeamiento o construcción.

Producción convencional de GNL

Esta es una planta de gran escala. No tenemos estas unidades. Una planta de producción de GNL cuesta miles de millones de dólares, contando toda la cadena. Y además, necesita **megareservas** para anclar la inversión.



Planta de
Kenai
(Alaska)



Planta de enfriamiento en cascada de solventes. Trinidad-Tobago (Phillips/Bechtel)

En Argentina existe una planta de LNG (la primera de Sudamérica) : la planta de GasBan, en General Rodriguez, pero sólo se puede usar para “peak shaving”.

Gas Natural Ban compensa en las semanas más frías del invierno, los déficit de transporte del sistema de gasoductos.

Con una capacidad de licuación reducida, pero una gran capacidad de regasificación (más de 3.800.000 m³ diarios) la planta no tiene capacidad sobrante de licuación como para desarrollar un programa de venta del GNL



Los proyectos de LNG de gran escala tienen condicionamientos :

El costo es muy grande. Por ejemplo, Sakhalin 2, en Rusia, a cargo de Shell, Mitsui y Mitsubishi, insume 5,5 MMM dólares (total) para una capacidad de 9,6 millones de toneladas anuales en dos trenes de 4,8 millones de toneladas de LNG/año cada uno.

La reserva necesaria es muy grande. Un proyecto como ese implica la necesidad de provisión de unos 17.000 millones de m³ de gas anuales. La reserva probada y certificada necesaria es equivalente a -por lo menos- 10 años, 170.000 millones de m³ para encarar el proyecto. Casi medio Loma La Lata.

Los mercados posibles están lejos y la competencia será cada vez más grande.



Los buques de transporte de LNG tienen entre 120.000 y 150.000 m³ de capacidad (equivale a 90.000.000 m³ de gas). Su costo es de 170 /175 millones de dólares.

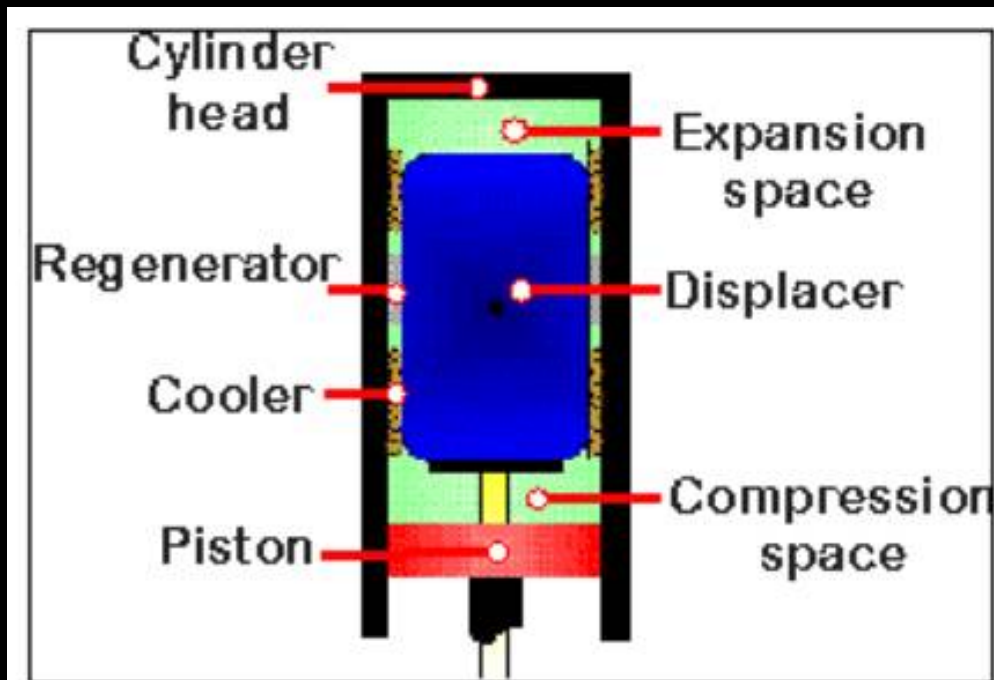
La producción de un complejo como Sakhalin II completa un buque cada 2,5 días. Si éste tarda 30 días en llegar al mercado, descargar y volver, hacen falta 12 buques (mínimo) para evacuar la producción.

Las principales inversiones no se realizan en las plantas de licuación -regasificación, sino en la producción del gas y en su transporte.

G N L en pequeña escala

El problema de los altos costos de proyectos para obtener y transportar GNL, es común a todo el mundo. Varios países invierten en desarrollar nuevas tecnologías de menor costo y a menor escala. Algunas ya desarrolladas y otras en desarrollo:

➤ **Sistemas convencionales de enfriamiento en cascada, a pequeña escala.** Existen varias plantas pero la inversión de capital es alta.



➤ **Ciclo Stirling.** Funciona con una fuente de energía externa comprimiendo y expandiendo un gas (helio). Es un sistema para pequeñas producciones de gases líquidos, y de alta inversión .

➤TASHER
“ThermoAcoustic
Stirling Heat
Engine and
Refrigeration”

➤TASHER-
OPTR
(ThermoAcoustic
Stirling Heat
Engine and
Refrigeration -
Orifice Pulse
Tube
Refrigeration)

Este sistema está
en desarrollo
piloto en conjunto
entre Praxair y el
Los Alamos
National
Laboratory de
Estados Unidos



Planta piloto (500 galones/día)



**Planta conceptual (10.000
galones/día)**

Trabaja por la compresión/expansión que producen ondas sonoras de alta frecuencia aplicadas al gas en un “ciclo Stirling” sin piezas móviles.

Cryofuel. Está siendo utilizada en varias unidades en funcionamiento, y puede ser competitiva en ciertas circunstancias. Se basa en el enfriamiento producido por una mezcla de refrigerantes a baja presión.

Planta de Cryofuel en las cercanías de Stockton, California



Esta tecnología se usa para aprovechar el gas proveniente de pozos aislados de la red, y sacar el gas al mercado como GNL. El costo de inversión para una planta de 5000 galones diarios es del orden de 4.000.000 dólares.

El gas del pozo pasa a un purificador de una sola etapa denominado TSA (thermal swing adsorption), que remueve todos los componentes pesados que puedan solidificarse durante la licuación; el H_2O , CO_2 y los hidrocarburos pesados.

Un compresor comprime una mezcla de gases refrigerantes, esta se enfría posteriormente en un intercambiador a temperatura ambiente y se expande en un licuefactor o caja de frío. El gas natural se pone en contacto con el refrigerante en la caja de frío y se licua; se separan en una etapa intermedia el etano y el propano, con lo que se obtiene metano de más del 97 % de pureza.

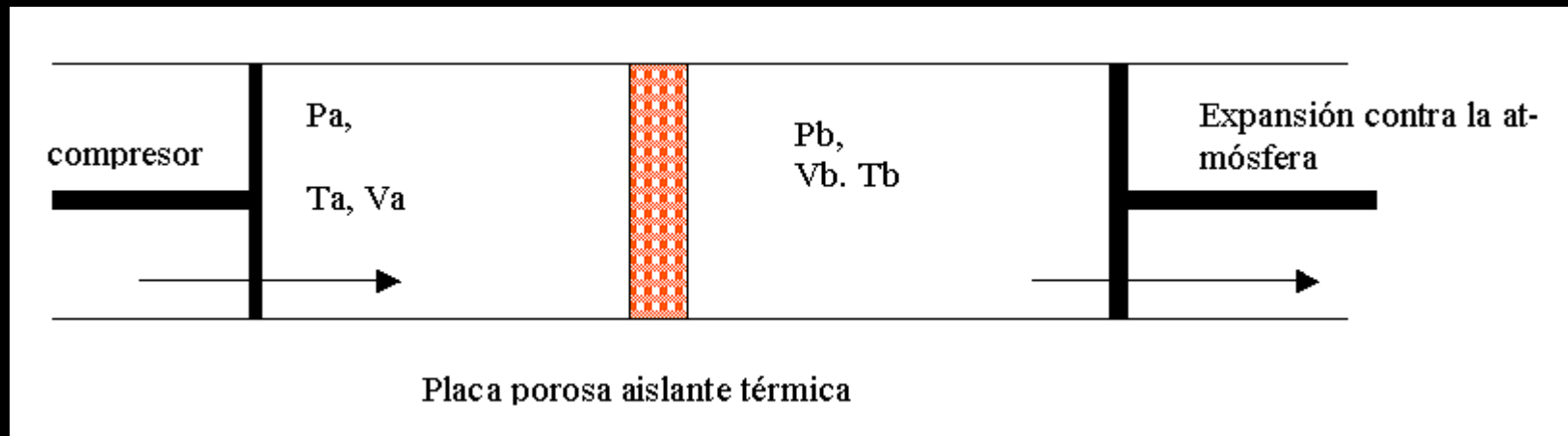
Los pozos aislados, no conectados por distancia, baja producción u otras razones a la red de captación, pueden ser conectados a la entrada de una unidad de producción de GNL



En la fotografía se observa un pozo aislado, en California, conectado a una unidad de producción de GNL



Hay otra tecnología, ya en etapa comercial en Rusia y con el desarrollo terminado en Estados Unidos. Son plantas dedicadas: se diseñan para el caso específico. Se basan en el principio de Joule Thomson.

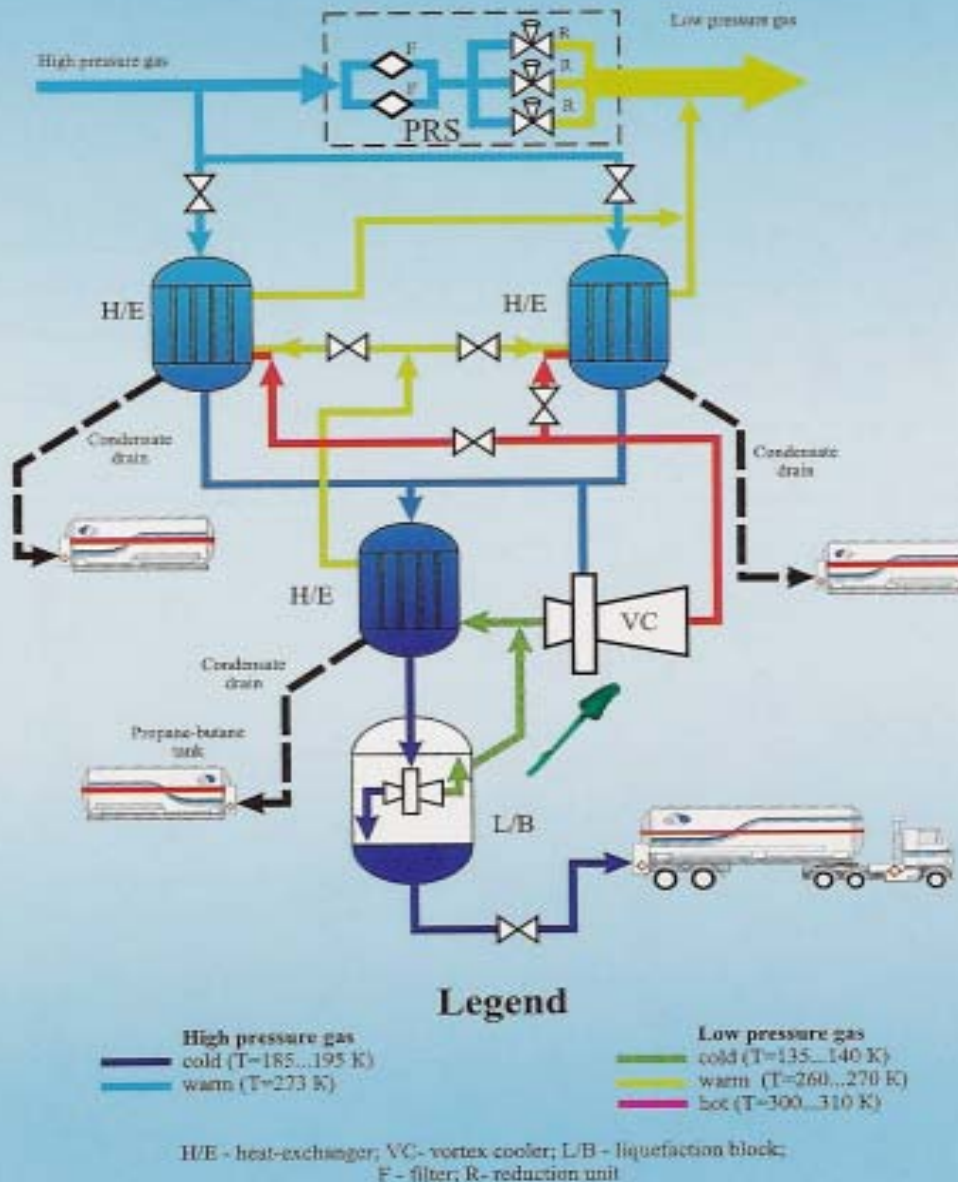


$H_a = E_a + P_a V_a = E_b + P_b V_b = H_b$ para un gas ideal

La relación $(\delta H / \delta P)_T$ -o sea el cambio de entalpía con la presión-, se llama **coeficiente de Joule Thomson** y se representa con el símbolo μ_{JT} Para el gas natural, es positivo.

O sea el gas, al expandirse desde altas a bajas presiones, se enfría. En ciertas condiciones, se vuelve líquido. ¡GNL!

Gas flow scheme of LNG production at pressure reduction station (PRS)



Tecnología de GNL en Rusia

Rusia es uno de los países de mayor penetración del gas en su matriz energética: 56 % en 2001. Para expandir el uso del gas en la población, se desarrolló en 1997 una tecnología basada en el efecto Joule-Thomson. Se aprovecha el salto de presión desde los gasoductos a la red de distribución o a la entrada a una industria de alto consumo, para obtener como GNL una fracción del gas descomprimido desde el gasoducto.



Planta de Nikolskaya en la actualidad; se ven dos sistemas de produccion de LNG, y el tanque de acumulación del gas líquido

El sistema de expansión que utilizan los rusos se denomina “vortex supersónico”, y es un sistema estático en donde se produce GNL en una proporción que depende del salto de presión. Para un ΔP de 40/45 Kg./cm² es de 6 a 7 % sobre la masa que entra al vortex. El resto del gas se obtiene a 4 Kg./cm² y se envía a la red; y el LNG se almacena en un tanque criogénico.



Vortex supersónico en la planta de Nikolskaya

Gazprom también ha desarrollado **otro esquema de producción que puede funcionar a partir de mayores presiones (200/250 bar)**, para plantas de mayor capacidad de licuación (hasta 40 % en un solo paso, o con reciclo total) y mayor capacidad de producción (hasta 50 Toneladas diarias, o sea 125000 litros de LNG) provenientes de ~74000 m³ diarios de gas natural .El consumo energético (no incluido en el volumen mencionado) es menor que en plantas tradicionales de enfriamiento en cascada

Esta tecnología podría ser adaptable en el futuro a la capacidad ociosa de compresión de estaciones de GNC





Camión tanque transportando LNG a la planta de Luga



Tanque de 350 litros de GNL

Planta de distribución de gas en Luga. Dos tanques de 40 m³ cada uno, y el sistema de evaporación con sus intercambiadores atmosféricos.



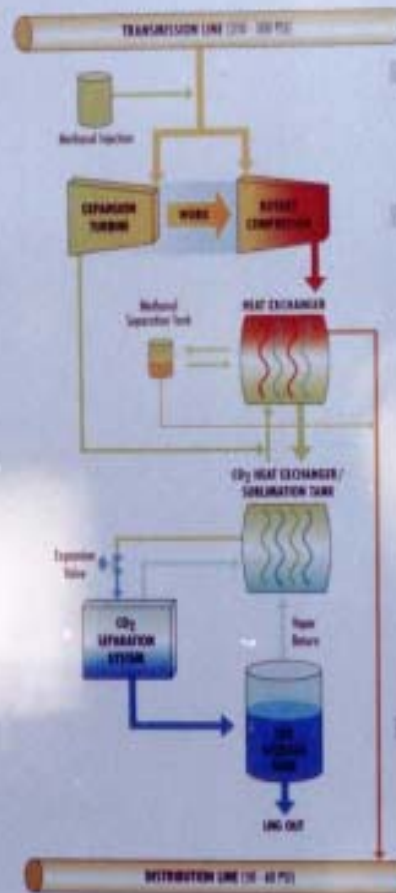
Tecnología en Estados Unidos

El INEEL (Idaho National Engineering and Environmental Laboratory), Laboratorio de Ingeniería y Medio Ambiente de Idaho, ha diseñado y construido una planta de licuefacción de metano en pequeña escala usando el salto de presión desde el gasoducto hacia la red de distribución. La producción es de entre 10.000 y 15.000 galones por día o sea entre 38000 y 56000 litros de GNL diarios. Se realizó para proveer a Pacific Gas & Electric Company de una planta para obtener GNL y utilizarla en “peak shaving” en primera instancia y para el abastecimiento vehicular posteriormente.

How Clean Natural Gas is Liquefied

Innovative Use of the "Energy" in Pipelines

- 1 Pressure-regulator stations that reduce the gas pressure from PG&E's high-pressure transmission lines to low-pressure local distribution systems yield "wasted" energy.
- 2 The wasted energy can be "re-captured" by replacing the existing pressure-regulator with a turbo-expander to perform work.
- 3 This "free" energy drives the turbo-expander to create the pressure and temperature differences needed to liquefy a portion of the natural gas flowing through the station, yielding LNG, liquid natural gas.



Flow sheet simplificado



Esta planta, en Sacramento (California), trabaja con un salto de presión bajo (de 30 Kg/cm² a 4 Kg/cm²). Si embargo el rendimiento de GNL es más de 10 %.



El espacio que ocupa esta planta, sin tanque, es como el de un container.

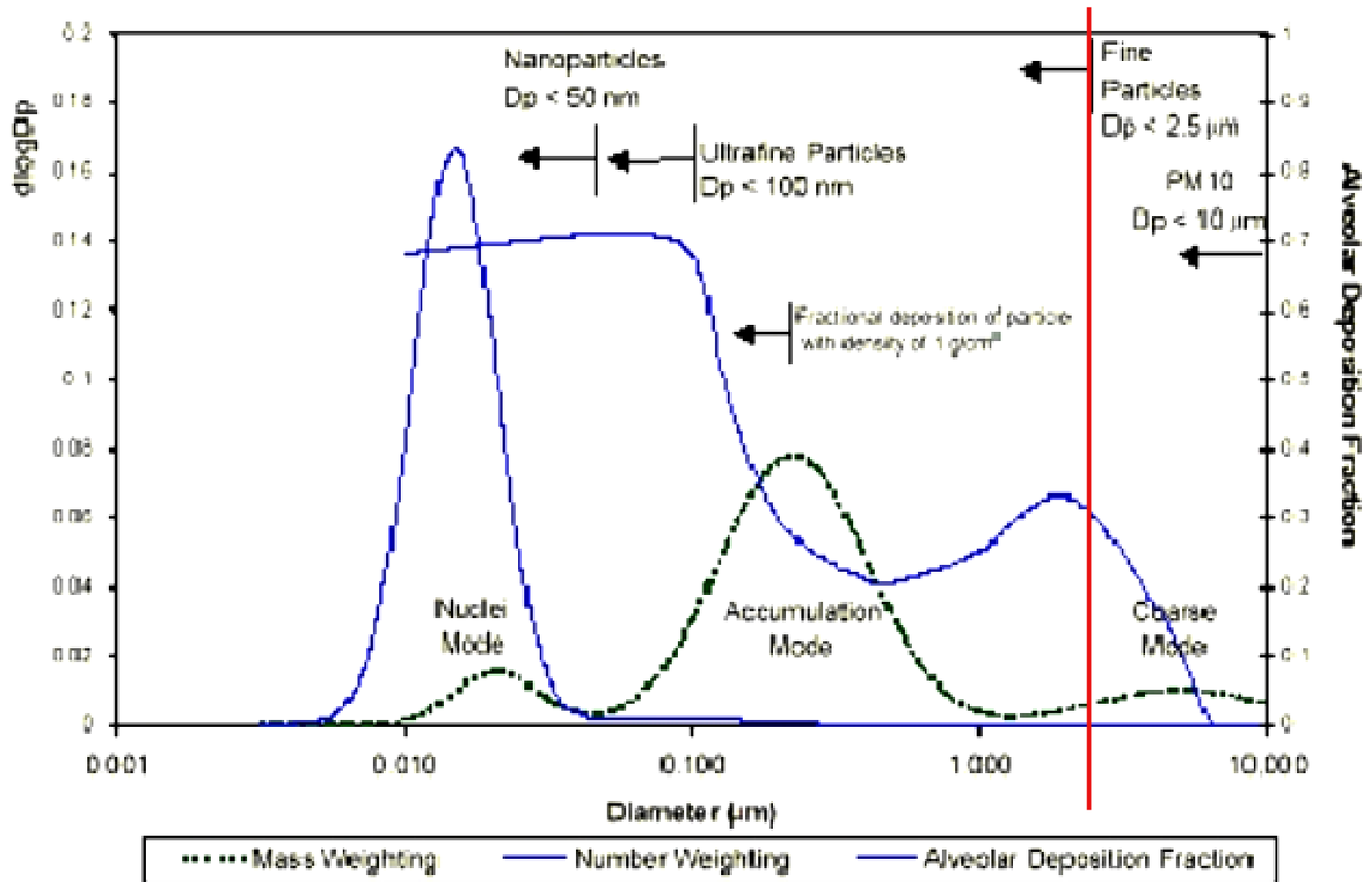
Uno de las ventajas de la planta de licuefacción en pequeña escala estará en la producción de GNL en la estación de servicio de GNC usando la capacidad ociosa de los compresores. Esa instalación elimina el costo de transporte y proporciona un suministro continuo de GNL. Si existe GNL, se tiene CNG, porque calentando el GNL en un intercambiador atmosférico adecuado, se obtiene el gas a la presión correspondiente a la del CNG. O sea se produciría GNL en una estación de GNC y se transportaría a zonas donde no hay gas natural.



Gas natural líquido en el transporte

- El gas es el menos contaminante de los combustibles. TODOS los gases, inclusive el propano/butano, son menos contaminantes que los combustibles líquidos
- Buenos Aires (y casi todas las ciudades grandes del país) tiene problemas de contaminación ambiental
- El principal problema de la contaminación vehicular es el particulado de escape.

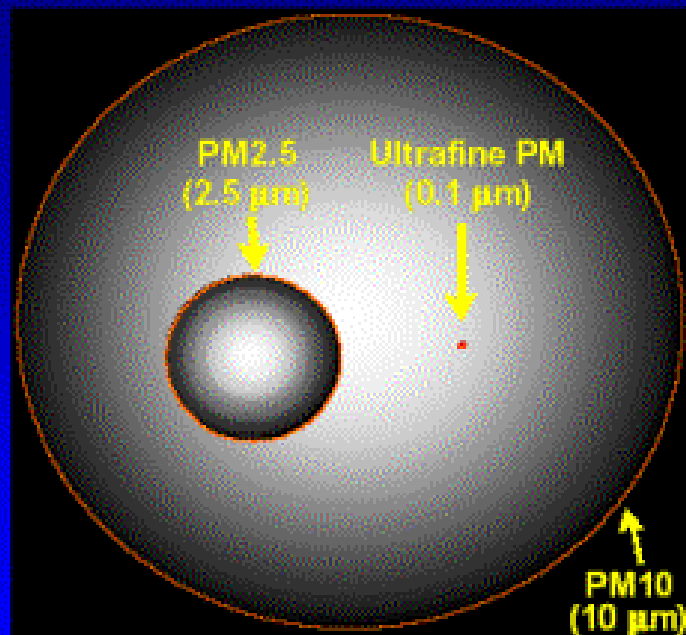
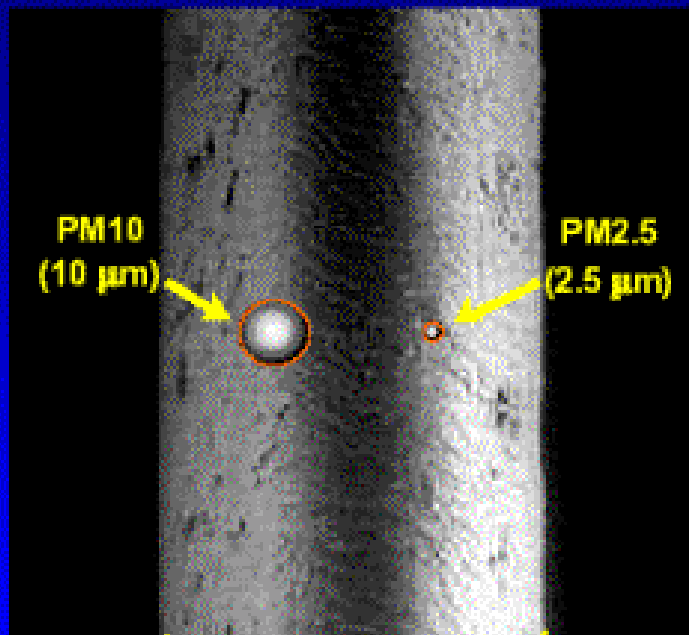
MICROPARTÍCULAS



Source: Kittelsen, 1999, ref 12

Tamaños relativos

Comparison of PM10, PM2.5, and Ultrafine PM



Human Hair
(60 μm diameter)

Relative size of particles



Ultrafine
Particulate
Matter:
Public
Health
Issues And
Related
Research

January 31,
2003 Air
Resources
Board
California
Environmental
Protection
archivo
jan03.pdf

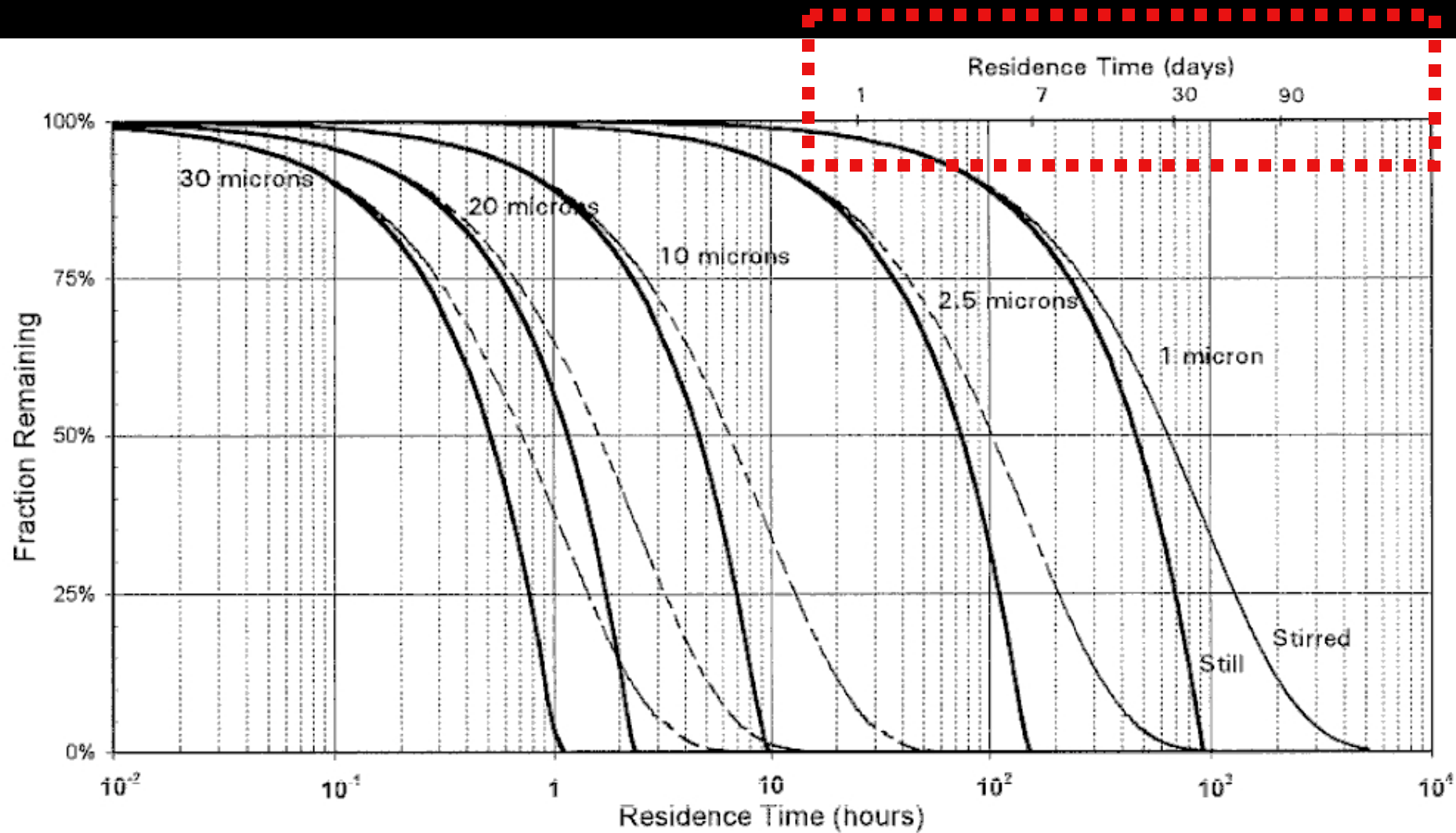
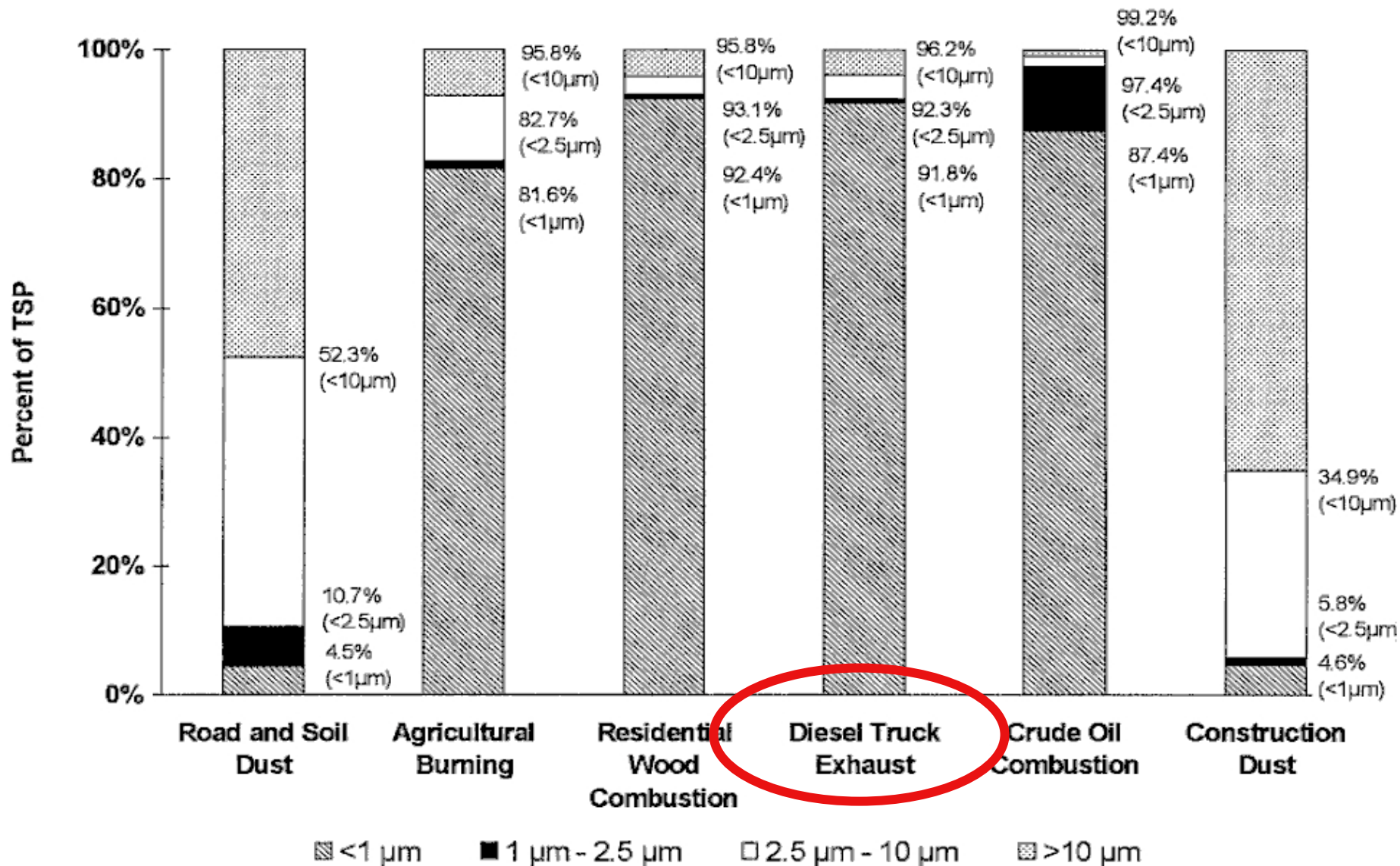


Figure 2.1.2. Residence times for homogeneously distributed particles of different aerodynamic diameters in a 100 m deep mixed layer. Gravitational settling is assumed for both still and stirred chamber models (Hinds, 1982).

Distribución según origen



FINDINGS OF THE SCIENTIFIC REVIEW PANEL ON THE REPORT ON DIESEL EXHAUST

as adopted at the Panel's April 22, 1998, Meeting

<http://www.carb.gov.ca>

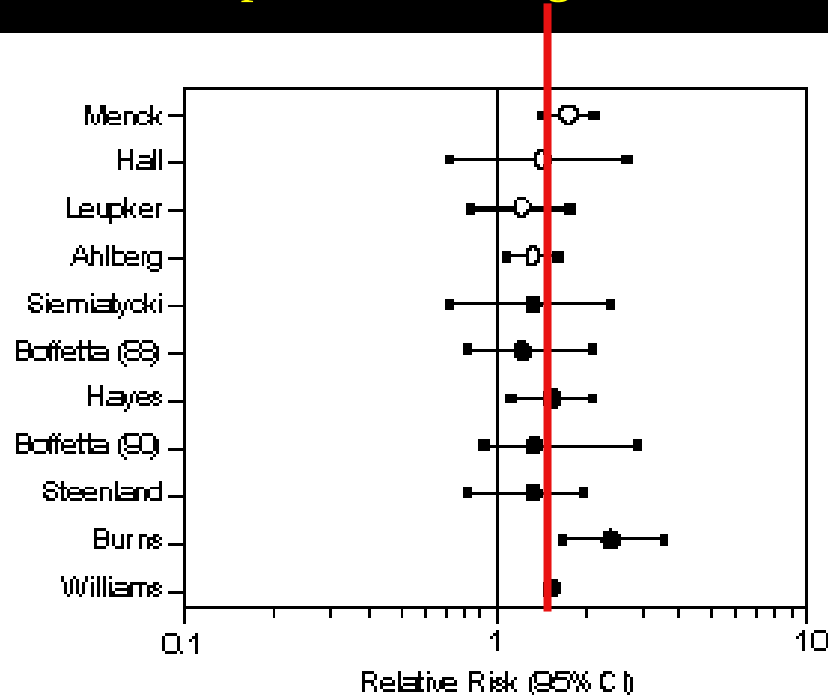


Figure 8-2. Lung cancer and exposure to diesel exhaust in truck drivers. ● = Relative risk adjusted for cigarette smoking; ○ = relative risk not adjusted for cigarette smoking. For the study by Williams, confidence intervals were not reported and could not be calculated. For the Steenland study, the data were gathered from union reports of long-haul truck drivers; for the Boffetta (1988) study, the data were self-reported by diesel truck drivers; and for the Siemiatycki study, they were self-reported by heavy-duty truck drivers (personal communication).

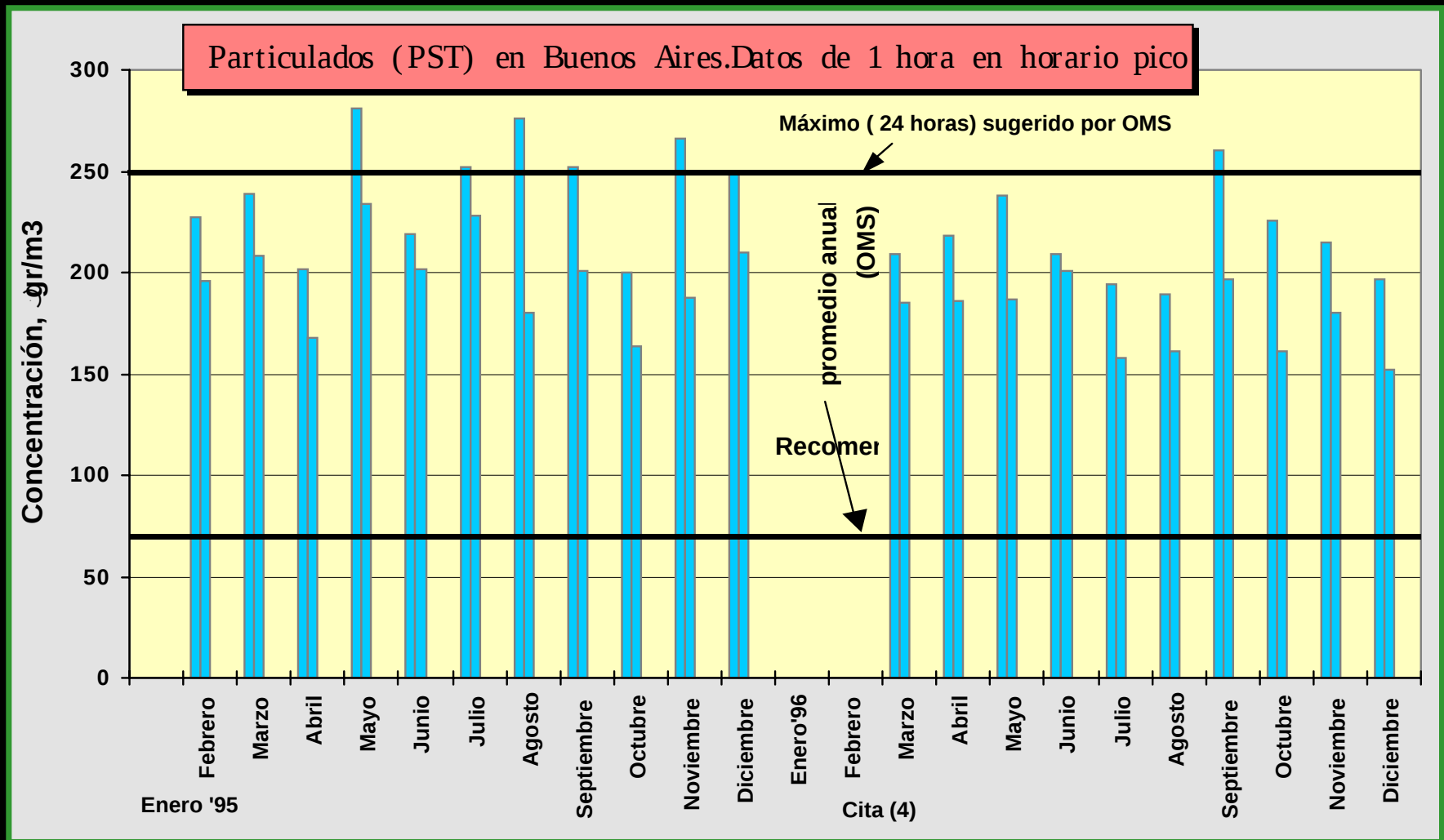
Acción de contaminantes

Table 7: Estimated Statewide Average Potential Cancer Risk from Outdoor Ambient Levels of Air Toxics for the year 2000

Compound	Potential Cancer Risk ^{1,2} Excess Cancers/Million	Percent Contribution to Total Risk
Diesel Exhaust PM ₁₀	540	71.2
1,3-Butadiene	74	9.8
Benzene	57	7.5
Carbon Tetrachloride	30	4.0
Formaldehyde	19	2.5
Hexavalent Chromium	17	2.2
para-Dichlorobenzene	9	1.2
Acetaldehyde	5	0.7
Perchloroethylene	5	0.7
Methylene Chloride	2	0.3
TOTAL	758	100

13.- Risk Reduction Plan to Reduce Particulate Matter Emissions from Diesel-Fueled Engines and Vehicles. Archivo rrpfinal.pdf. <http://www.arb.gov.ca>

Particulados en Buenos Aires



4.- Lic Graciela Arrechea. Estudio del Caso de la Ciudad de Buenos Aires.

Primer Seminario Internacional Gestión de la Calidad de Aire en la Ciudad de Buenos Aires.
Hotel Colón, 3 al 5 de Junio de 1997, Buenos Aires.

NOx en Buenos Aires

Los NOx están excedidos en sus promedios frente a los valores recomendados por la OMS. El valor recomendado es de 150 microgramos por metro cúbico, promedio 24 horas y 400 microgramos en 1 hora (0,4 mg/m³)

Nox, mg/m³	
Año	Promedio de máximos anuales
1994	0.303
1995	0.377
1996	0.219
1997	0.414
1998	0.421
1999	0.343

El promedio anual de los máximos mensuales de 1 hora está excedido en algunos años, y los datos puntuales llegan a duplicar ese promedio.

Anuario Estadístico 2000 de la Ciudad de Buenos Aires. Programa de relevamiento de contaminantes básico. Año 1994 y siguientes, Ciudad Autónoma de Buenos Aires
http://www.buenosaires.gov.ar/areas/hacienda/sis_estadistico/Anu_estadistico/Index.htm

CO en Buenos Aires

Monóxido de carbono (1998)		
(ppm)		
Máximo	Mínimo	Mes
		Ene
.	.	Feb
5.8	0.3	Mar
6.4	0.3	Abr
7.1	0.3	May
.	.	Jun
8.3	0.3	Jul
10.8	0.3	Ago
6.7	0.3	Sep
6.3	0.3	Oct
5.0	0.3	Nov
.	.	Dic
.	.	Ene

El Monóxido de Carbono, se encuentra con concentraciones superiores al máximo recomendado, **de 9 ppm promedio de 8 horas**. Se detectan valores puntuales de hasta 15 ppm en el micro centro. Los resultados , de promedios mensuales durante 8 horas, arrojan valores que exceden los recomendados por la OMS.

Emisiones certificadas para el mismo motor Diesel y a Gas

Emissions (g/BHP-hr)

Manufacturer	Model	HP	Fuel	THC	NMHC	CO	NOx	PM
Cummins	B5.9G	230	CNG	0.1	0.06	2.7	1.8	0.02
Cummins	ISB215	215	Diesel	0.1	3.5	0.6	3.4	0.07
Cummins	C8.3G	250/275	CNG		0.6	0.9	1.8	0.02
Cummins	ISC300	310	Diesel	0.3		1.0	4.0	0.09
Cummins	ISC250	265	Diesel	0.2		0.9	4.0	0.09
John Deere	T06068	239	CNG		0.3	1.9	2.4	0.04
John Deere	6081H	254	CNG		0.4	1.8	2.2	0.02
Detroit Diesel	Series 50G	275	CNG		0.6	2.27	2.2	0.01
Detroit Diesel	ES50BUS	250	Diesel	0.52		0.75	3.96	0.042
Detroit Diesel	Series60G	330	CNG		0.8	2.0	2.0	0.02
Detroit Diesel	Series 60	500	Diesel	0.1		0.7	3.9	0.1
Cummins	C8.3-275G	275	CNG		0.2	0.6	1.7	0.01
Cummins	ISC280	289	Diesel	0.1		0.5	3.9	0.05

Transporte a GNL: Algunos mitos

1.- Contaminación : Los vehículos a gas emiten la misma cantidad de particulado y NOx que los vehículos Diesel.

Falso. Emiten 97 % menos de particulado y 58 % menos de Nox (1)

2.- Emiten más gases de efecto invernadero

Falso. La emisión “Well to Wheel”, del pozo a la rueda, es menor.

(1) Datos del U. S. DEPARTMENT of ENERGY,
OFFICE of ENERGY EFFICIENCY and
RENEWABLE ENERGY (página Clean Cities)

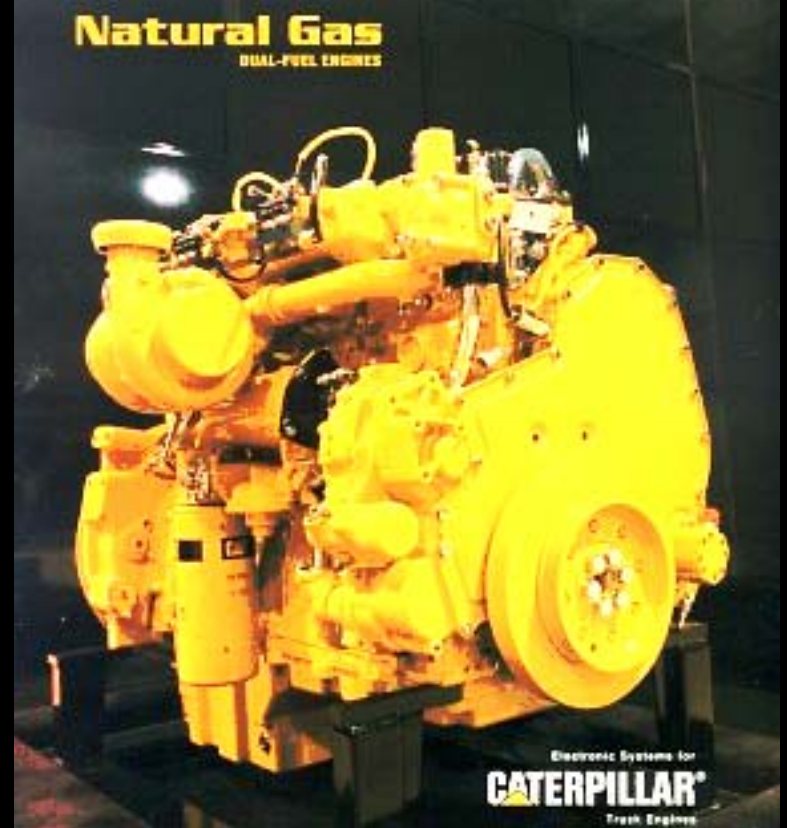
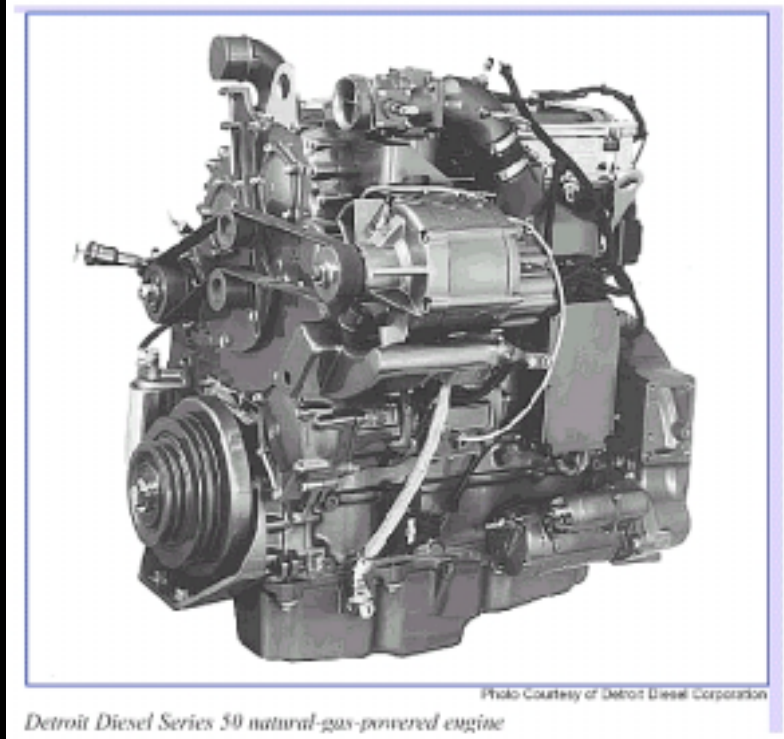
3.- Los vehículos a gas son más costosos

Cierto en el costo inicial o en el costo de conversión. Pero el costo de operación es mucho menor debido a los precios de los combustibles.

4.- La nuevas tecnologías de motores Diesel, con filtro de partículas y catalizador de escape, producirán menos emisiones que los vehículos a gas.

Cierto...si comparamos con **motores a gas no dotados de estos filtros**. Pero esa tecnología no está disponible en el país. No existen hoy combustibles con la especificación necesaria. Los catalizadores están garantizados para menos de la quinta parte de la vida del vehículo, aún con esos combustibles. Pero duran menos de 10.000 Km con los que disponemos. Y cuando se agotan....

5.- Los tanques de LNG ventean gas. Falso. Un tanque térmico permanece de 4 a 7 días sin ventear. Y cuando lo hace, se enfría, y deja de hacerlo. Y el metano es más liviano que el aire.



Motor ciclo Otto

Motor dual Diesel /Gas



6.- Los camiones a LNG consumen mucho. Falso.

Este camión tractor de 40 toneladas y 360 HP consume en ciclo Diesel, 1 litro de Gas Oil por milla. Consume 2,2 litros de GNL por milla funcionando en ciclo Otto y 1,7 litros de GNL en sistema bifuel (gas/diesel). [1litro GNL ~0,6 m³]



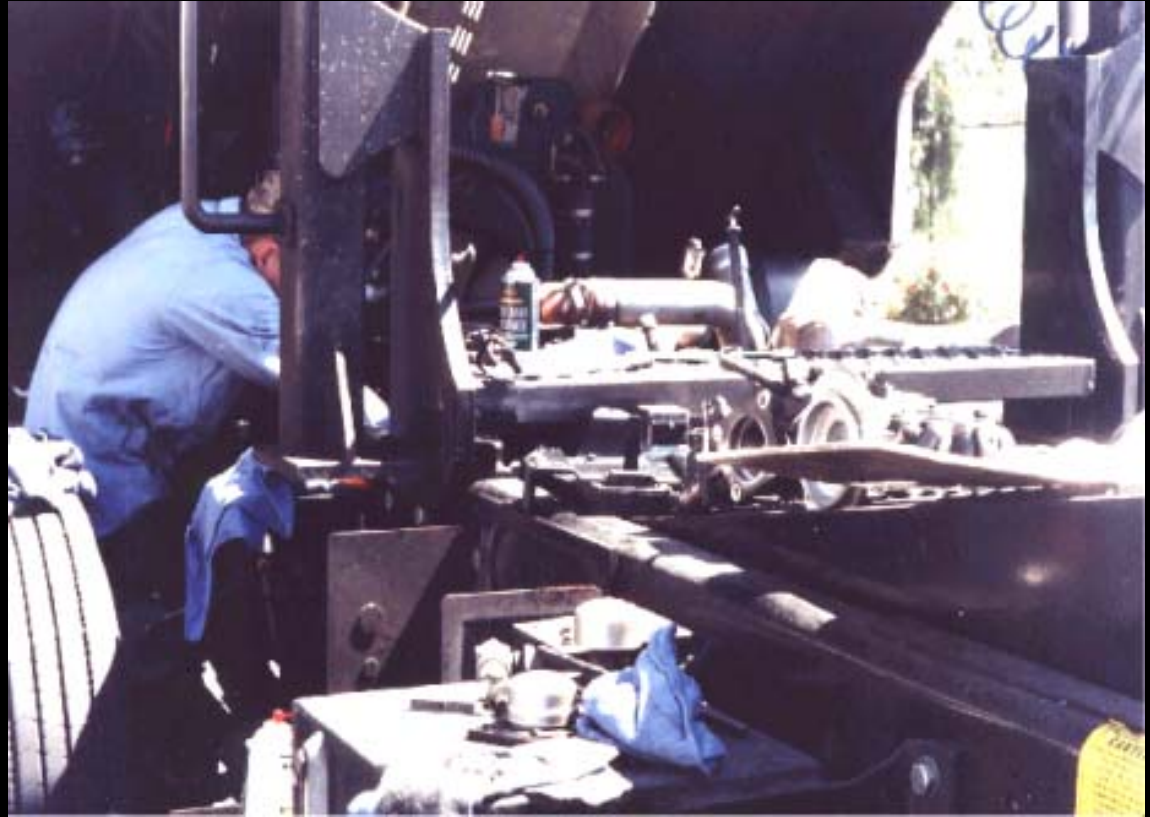
A los valores de surtidor de hoy en el país, de 1,43 \$/litro de Gas Oil, y 0,45 \$/m³ de gas:

Costo Diesel: 0,90 \$/Km

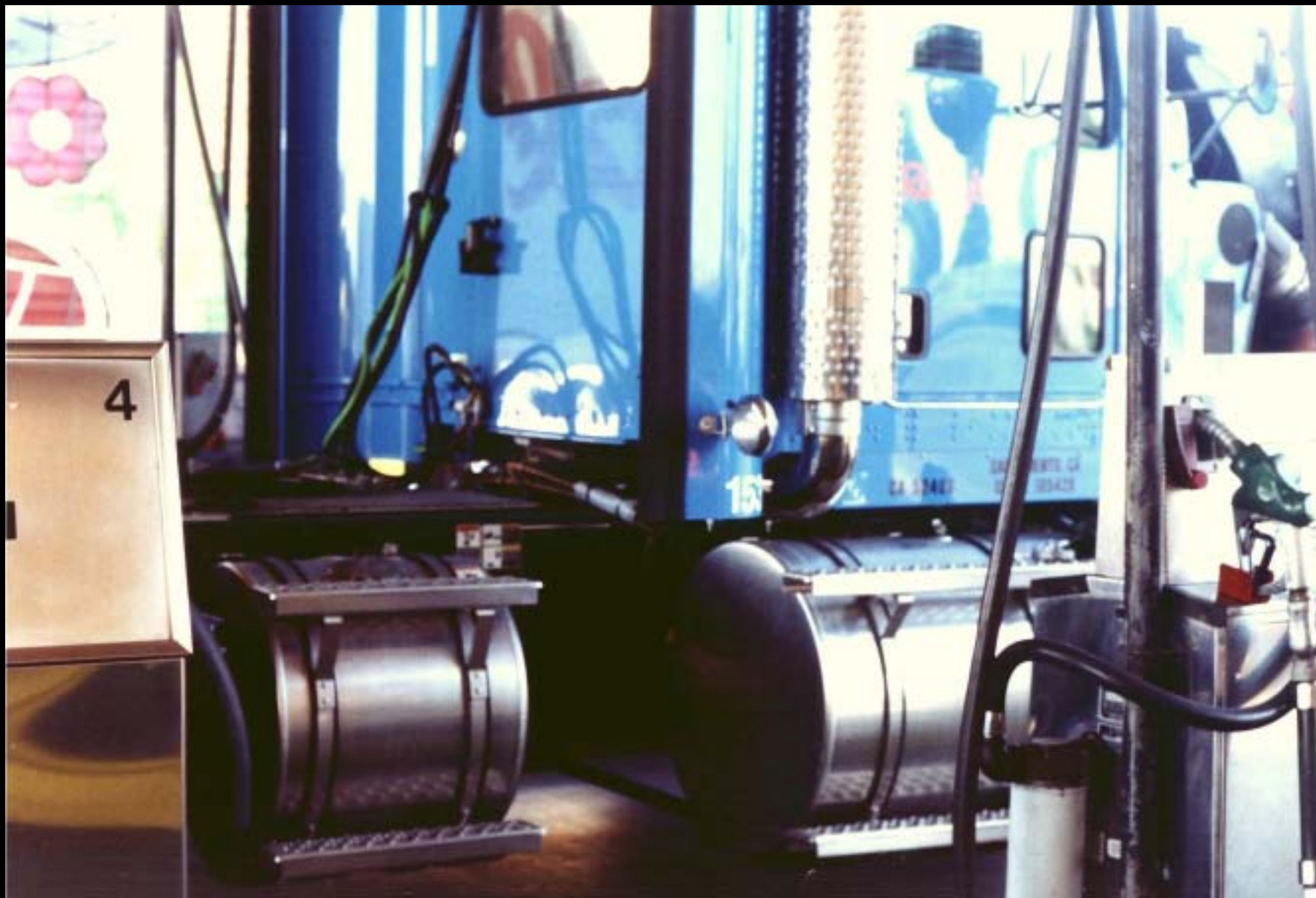
Costo a gas (0,28+0.06) \$/Km (Dual) ///0,375 \$/Km (Otto)

7.- El mantenimiento es más caro y complicado. Falso.

Esa no es la experiencia de Estados Unidos. Es el mismo, y la duración es igual o más a gas. Además el vehículo a gas no emite particulados del quemado del combustible cuando está gastado. Porque el gas se combustiona sin emisiones, limpio.



La **autonomía** puede llegar a los **600 kilómetros** dependiendo de los tanques.



Sistema dual Diesel –Gas (LNG)

8.- El gas debe contener 98 % de metano. Si el contenido de etano es de más del 2 % se “pinchan” los pistones.

Falso. La composición del gas no tiene nada que ver con los problemas mecánicos que surgieron hace años. Los problemas que hubo en California se debieron a una inadecuada alimentación que producía una mezcla pobre en los momentos de máximo torque, y máxima exigencia del motor. Produciendo altas temperaturas de combustión.

La próxima tabla muestra las composiciones de gas recomendadas por SAE y los principales fabricantes de motores de Estados Unidos (Caterpillar, Cummins, John Deere, Detroit Diesel, Mack)

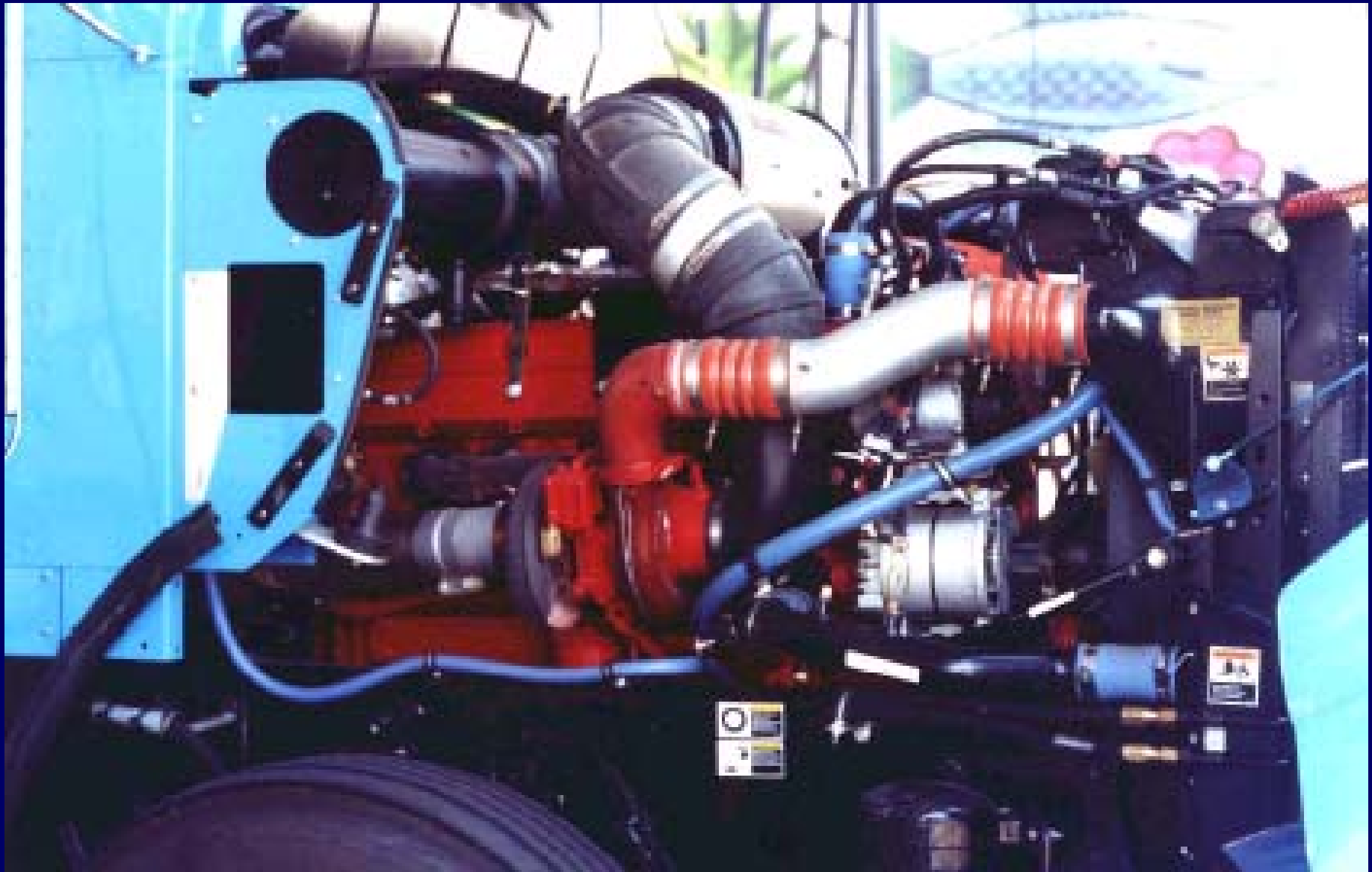
Son absolutamente compatibles con el gas argentino.

Table 2 Recommended gas composition ranges by some natural gas engine manufacturers (SAE, 2001 and Detroit Diesel Corporation, 1998)

Component	Tolerance	CAT Dual- Fuel	Cummins	Deere	Detroit	Mack
Hydrocarbons						
Methane	Minimum	88.0%	90%		88%	85%
Ethane	Maximum	6.0%	4%		6%	11%
C ₃ +	Maximum	3.0%				
Propane	Maximum		1.7%	5%	1.7%	9%
C ₄ +	Maximum		0.7%		0.3%	
C ₆ +	Maximum	0.2%				
Butane	Maximum			1%		5%
C ₂ + C ₃ +C ₄						11%
Inerts (N ₂ , CO ₂)	Range/ Max	1.5-4.5%	3.0% total			2% N ₂ 3%CO ₂
Oxygen	Maximum	1.0%	0.5%			
Hydrogen	Maximum	0.1%	0.1%		0.1%	
CO	Maximum	0.1%	0.1%			
Sulfur	Maximum		0.001% by mass		22 ppm by mass	
Methanol	Maximum				0%	
CO ₂ + N ₂ + O ₂	Maximum				4.5%	



Carga de LNG en un micro de larga distancia



Y esta puede ser una opción para el transporte argentino.
(Turbo Diesel dual con intercooler)

El GNL se convertirá, en el mediano plazo, en otra opción más para el mercado argentino.

Y transformará en reservas probadas ciertos recursos contingentes que hoy no son recuperables.