

La economía del gas natural

C a r a c t e r í s t i c a s

El gas natural todavía no es un commodity. Su manipulación no cuenta con sistemas logísticos que lo conviertan en un bien transable internacionalmente. De allí que no haya un precio internacional para él. El transporte, la distribución y el almacenamiento involucran grandes inversiones que ameritan en todo proyecto la certificación de reservas comprobadas de largo plazo y la seguridad de una demanda mínima con un horizonte de crecimiento.

Las reservas de gas natural que posee la Argentina tienen un mercado doméstico y un mercado regional. El desarrollo del gas natural en la Argentina fue un acierto estratégico del anterior esquema de asignación planificada de recursos. Se subsidió fuertemente el precio del gas natural a costa de la YPF estatal, y Gas del Estado llevó adelante un importante proceso de inversión en transporte y distribución. La demanda creció rápidamente, alentada por la subvención a la redes de distribución y por el bajo precio del gas natural respecto de los combustibles sustitutos.

Cuando se privatizó Gas del Estado y se desreguló el mercado de compraventa, se transfirió al sector privado un sistema maduro. Ya el gas natural participaba con más de 40% en la matriz de energía primaria (en 1960, el gas natural representaba sólo 3% de las fuentes de energía primaria).

Hoy, dos compañías privadas realizan el transporte de gas y ocho la distribución, a tarifas reguladas sobre la base de una metodología de recuperación de costos. Las tarifas de transporte y distribución contienen tres componentes: uno que cubre los costos operativos, otro, la inversión realizada, y un tercero que remunera la inversión. Son tarifas máximas, pero, por principio, las licenciatarias no pueden dejar de recuperar costos. Los compradores del sistema gasífero fijaron el precio de sus ofertas a partir del esquema tarifario original y los compromisos de inversión obligatoria que debían asumir. Las tarifas originales, que tuvieron en cuenta una modelización teórica de recuperación de costos, se ajustan semestralmente por

inflación (evolución del índice de producción industrial de Estados Unidos) y estructuralmente cada cinco años, para rever su correspondencia con la lógica de recuperación de costos, incluyendo la mayor eficiencia operativa.

El precio del gas natural se transa entre productores privados que movilizan sus reservas gasíferas, y los distribuidores y grandes consumidores. El precio final del gas natural en la Argentina tampoco es caro hoy respecto del precio de los combustibles sustitutos. No es más caro que el fueloil para el gran consumidor de gas natural - industrias y usinas- (ver estadística de CP), y es más barato que los combustibles alternativos para la familia.

El costo mensual de calefacción de una unidad de 30 metros cuadrados es de \$ 150 si se utiliza leña, de \$ 100 si se utiliza querosén, de \$ 120 si se utiliza gas en garrafa y de \$ 50 si se usa gas natural. Ni hablar de las comodidades que ofrece y las ventajas ambientales. ¿Podrá la Argentina seguir gozando de abundancia gasífera y de precios razonables en las próximas décadas?

El mercado

La competencia del mercado gasífero es un objetivo explícito de política energética plasmado en el marco regulatorio sectorial (Ley 24.076, art. 2°).

Esta definición de política energética rige la interpretación de la letra y el espíritu de todo el plexo normativo de esta industria (Ley 24.076 y decretos 1738/92 y 2255/92) y constituye el punto de referencia de la microeconomía del gas natural. En aras de la competencia del mercado, la oferta y la demanda de gas natural en la Argentina están desreguladas, y los precios, sujetos a la libre transacción entre oferentes y demandantes. El transporte y la distribución (monopolios naturales) fueron sujetos al régimen de acceso abierto, en la variante contractual carrier.

Microeconómicamente, la competencia del mercado gasífero persigue un traslado de renta al consumidor, que la operación del mercado explicita en menores precios. Se busca la competencia intergas. Que el gas de una cuenca compita con el de otra. Por eso se limita la integración vertical en la cadena de valor del negocio gasífero. Por eso,

el que produce no puede transportar y distribuir, y viceversa. Por eso el transportista no puede ser comercializador. (artículos 33 al 36 del Marco Regulatorio).

En el sistema de acceso abierto no puede haber renta ni en el transporte ni en la distribución (sí utilidad sobre la inversión, que es un componente de las tarifas). La producción de gas natural, en cambio, sí es generadora de rentas. Si no hay competencia intergas, la renta del productor surge de un net back que toma como referencia el precio del sustituto combustible en el principal mercado consumidor. Cuando el gas de una cuenca compite con el de otra, el costo marginal de la cuenca más cara para producir lo necesario para satisfacer la demanda es el determinante del precio en boca de pozo para el conjunto de las cuencas y el que fija los valores de renta gasífera. Bajo competencia intergas la Cuenca Austral es la que fija el nivel de los costos marginales.

Como todavía no hay competencia entre cuencas, el precio del gas natural de cada cuenca (boca de pozo) se establece a partir de un net back del precio del gas natural en puerta de ciudad de Buenos Aires con referencia al precio del sustituto combustible.

La operación de estas reglas de juego nos permite fundar una respuesta al interrogante de la abundancia y de los precios futuros del gas natural.

Abundancia

Hacia el 2010 la Argentina estará vertebrada con Chile mediante tres gasoductos (dos ya están en operación) y con Brasil a través del gasoducto del Noreste y de un gasoducto del Sur que unirá Entre Ríos con el sur brasileño por Paso de los Libres, y que podrá servir a la República del Uruguay.

Los trabajos de exploración en las cinco cuencas sedimentarias productivas argentinas permitirían descubrir unos 750.000 millones de metros cúbicos de gas. La inversión necesaria para explorar y desarrollar estas reservas es de unos US\$ 14.000 millones.

En un esquema de mercado, los productores de gas natural no tienen interés en desarrollar reservas que excedan un

stock de más de 10 años porque no las pueden valorizar. Las compañías se cotizan en función del valor presente de su negocio futuro, y las tasas de descuento que actualizan los flujos hacen desechables (en valor presente) aquellos que están alejados en el tiempo. Esta circunstancia tienta a muchas empresas a reponer reservas comprando las que están en producción.

Las reservas de gas natural tienen características diferenciales a las del petróleo. Cuando el yacimiento gasífero se agota, se agota el recurso. Es decir, se ha recuperado casi todo el gas existente en el yacimiento. En cambio, el petróleo requiere de alta eficiencia en la explotación para llegar a la producción potencial minera, y cuando los yacimientos tienden a agotarse aún queda por extraer un alto porcentaje del recurso (70/80%). De allí que mientras las reservas de líquidos pueden incrementarse por ajustes y revisiones que reflejan la aplicación de nuevas tecnologías en las tasas de recuperación, esto difícilmente puede aplicarse en el manejo de las reservas de gas. Mientras 10 años de reservas de crudo son muy flexibles (tecnología mediana), 10 años de reservas de gas son 10 años. De allí la importancia de nuevos descubrimientos gasíferos.

Como el gas natural no es un commodity, su importancia en la matriz de energía primaria de la Argentina (42%) obliga a compatibilizar los proyectos de exportación con el desarrollo del mercado interno. Como las empresas no quieren inmovilizar capitales destinados a explorar reservas que no pueden comercializar rápidamente, desde su óptica empresaria poco importa que el proyecto sea doméstico o regional. El óptimo económico (con lógica de asignación de mercado) es contar con una masa crítica de reservas de gas con mercados de comercialización asegurados domésticos o regionales. La compatibilización del interés empresario con las necesidades del mercado local es un tema clave de estrategia sectorial. Condicionan la abundancia futura del gas natural y la evolución no traumática de los precios en boca de pozo. Son las empresas las que reponen reservas con inversión, pero son el costo de la inversión logística y la naturaleza de este combustible los que imponen la necesidad de suministro a largo plazo.

Don X y don K

En 1997 el Enargas procedió a la revisión estructural de las tarifas de transporte y distribución y a la fijación de los nuevos márgenes para el período 1998-2002. Esta primera revisión no se fundó en una auditoría integral de costos de las distintas licenciatarias. Más bien, analizó mejoras de eficiencia con incidencia en el esquema tarifario original. Otra alternativa hubiera sido referenciar las tarifas vigentes a un modelo tarifario teórico de recuperación de costos del sistema y, en función de ello, efectuar los ajustes.

El factor "X" de eficiencia permitió reducciones de US\$ 429 millones en el sistema global, que se trasladarán a los usuarios a través de bajas tarifarias (ver cuadro 1).

Cuadro 1a - Resumen de X (miles de U\$S)					
Licenciataria	Reducción margen tarifario X única vez	Facturación	Modificación reglamen. de servicios	Control de inventarios	VAN Proyectos X Prácticas de compra
Ban	4.8%	5.174	4.113	824	6.498
Centro	4.7%	1.877	1.329		924
CGP	4.5%	1.231	3.213	356	2.720
CGS	4.6%	581	1.406	152	4.354
Cuyana	4.8%	1.329	1.092	107	1.125
Litoral	4.7%	1.640	1.381		869
MetroGas	4.7%	10.268	7.252	2.148	8.428
Gasnor	4.4%	1.028	888	190	1.047
TGN	5.2%			3.925	1.280
TGS	6.5%			3.881	1.482
Total		23.128	20.674	11.585	28.726

Fuente: Enargas.

Cuadro 1b - Resumen de X (miles de U\$S)					
Licenciataria	Pasaje de Scraper	Reducción costos op. transporte	Reducción costos de compresión	Mantenim. por condición	Desbalance acumulado
Ban					
Centro					
CGP					
CGS					
Cuyana					
Litoral					
MetroGas					

Gasnor					
TGN		1.356		1.177	5.258
TGS	8.274	19.185	10.861	4.080	
Total	8.274	20.542	10.861	5.257	5.258

Fuente: Enargas.

Cuadro 1c - Resumen de X (miles de U\$S)				
Licenciataria	Total proyectos sin Op. Técnica	Operación técnica	Productividad total	Total
Ban	16.609	12.873	13.195	42.678
Centro	4.129	4.343	4.185	12.658
CGP	7.520	7.132	6.860	21.512
CGS	6.494	5.674	6.865	19.033
Cuyana	3.654	6.224	4.790	14.667
Litoral	3.890	4.168	3.365	11.423
MetroGas	28.096	11.328	15.910	55.333
Gasnor	3.153	1.839	2.615	7.607
TGN	12.996	33.611	34.582	81.190
TGS	47.764	62.154	53.168	163.086
Total	134.305	149.348	145.535	429.187

Fuente: Enargas.

Las nuevas tarifas incluyen un componente de inversión de US\$ 974 millones para el período 1998-2002, destinado a mejorar la seguridad, la calidad y la confiabilidad del servicio.

Las licenciatarias, por su parte, presentaron 120 proyectos de inversión para calificar con factor "K" y lograr un incremento de las tarifas base. Una vez ajustados los montos a invertir, 95 de esos proyectos, por un total de US\$ 190 millones, fueron calificados, restando proyectos por US\$ 176 millones, que por su complejidad técnica y económica serán definidos en los próximos días. Los proyectos que califican se favorecen de un mecanismo de financiación que se aplicará sobre las tarifas en vigencia a cada momento y se utilizará en los casos de expansiones futuras cuya conveniencia se extienda sobre el conjunto del sistema (no sólo sobre beneficiarios directos de las obras) y no estén contemplados en las tarifas actuales. Básicamente, se trata de inversiones que agregan capacidad adicional requerida en firme por el sistema

durante el período que finaliza el 31 de diciembre del 2002. El factor "K" incide aumentando las tarifas, dependiendo su porcentaje de la zona y de los proyectos involucrados. Los proyectos calificados permitirán la incorporación de más de 400.000 nuevos usuarios que se agregarán a los que ingresan al sistema por crecimiento vegetativo, estimados en un millón para el próximo quinquenio.

Cuadro 2 - Inversiones previstas por las licenciatarias quinquenio 1998-2002 (cat. 1, 2 y 3)	
Licenciataria	Miles de \$
Transportadora de Gas del Norte	359.735
Transportadora de Gas del Sur	150.796
Total transportadoras	510.531
Camuzzi Gas Pampeana	85.140
Camuzzi Gas del Sur	30.502
Distribuidora de Gas Centro	23.967
Distribuidora de Gas Cuyana	28.162
Gas Natural Ban	134.597
Gasnor	5.449
Litoral Gas	56.988
MetroGas	99.287
Total distribuidoras	464.092
Total licenciatarias	974.623

La incidencia del factor "X" y el factor "K" es muy significativa en la consideración de los precios futuros del gas natural que pagarán los distintos consumidores. El sistema gasífero hoy está operando casi a pleno. Los actuales usuarios podrán mantener un sistema tarifario más o menos estable, con bajas por eficiencia y subas por recibir beneficios indirectos de inversiones calificadas por el factor "K" (roll in). Pero, a partir de la saturación del sistema, los potenciales nuevos usuarios deberán hacerse cargo de las tarifas para financiar un nuevo gasoducto. Estas serán significativamente más altas. El precio futuro del gas natural obliga a considerar el costo marginal de largo plazo y, en ese escenario, el futuro usuario debe prepararse para consumir un gas natural más caro.

Las decisiones estratégicas correctas de política energética y la factibilidad económica de un nuevo gasoducto troncal constituyen sendos desafíos para el siglo XXI del gas

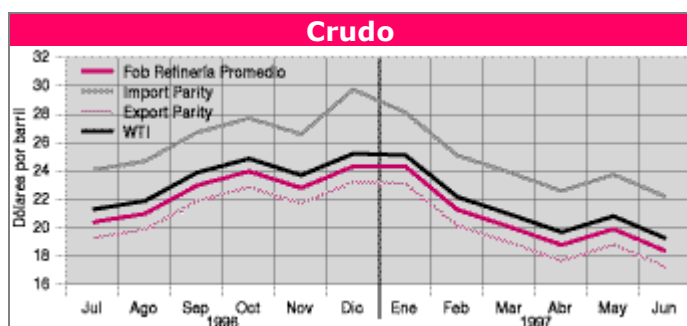
natural argentino. Hay que conciliar el interés de los productores (mayor precio en boca de pozo) y las restricciones del sistema (construir un nuevo gasoducto) con las necesidades energéticas (gas como reserva de valor) y el interés de los consumidores (energía abundante y barata).

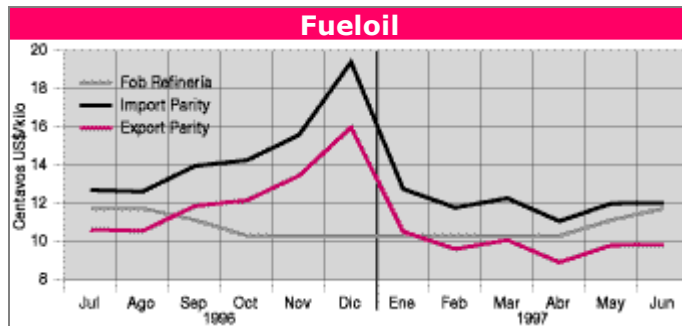
Mercado local respecto del negocio de oportunidad

El seguimiento de los precios de los crudos locales y de los principales derivados se efectúa en función del negocio de oportunidad que ofrece el mercado externo. Si el crudo no lo vendo localmente, lo puedo exportar. Si no lo compro localmente, lo puedo importar. Lo mismo sucede con los derivados. El negocio de oportunidad queda reflejado en las respectivas paridades de importación y exportación. En materia de crudo hemos tomado la cotización de un crudo promedio en la Argentina. La referencia internacional está dada por la cotización del WTI (West Texas Intermediate). Para la nafta súper, tomamos como referencia del negocio de oportunidad la cotización de la gasolina premium unleaded 92 US Gulf o equivalente. Para la nafta normal, la regular unleaded 87 US Gulf o equivalente.

Para el gasoil, el gasoil destilado N° 2 US Gulf con 0,3% de azufre o equivalente. Para el fueloil, el fueloil US Gulf con 1% de azufre o equivalente. Para el gas licuado a granel (GLP), el GLP de Arabia Saudita y de Mont Belvieu, Texas.

En junio el crudo bajó. Productos importados: todos bajaron menos el fueloil, que no tuvo variantes. Productos locales: no variaron, sólo el fueloil tuvo otra suba estacional. La nafta súper, el gasoil y el gas licuado se encuentran por encima de sus valores de importación.

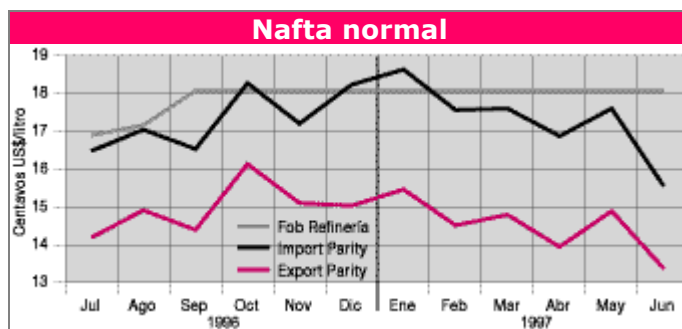




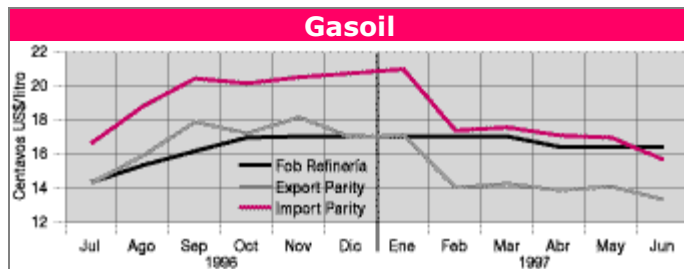
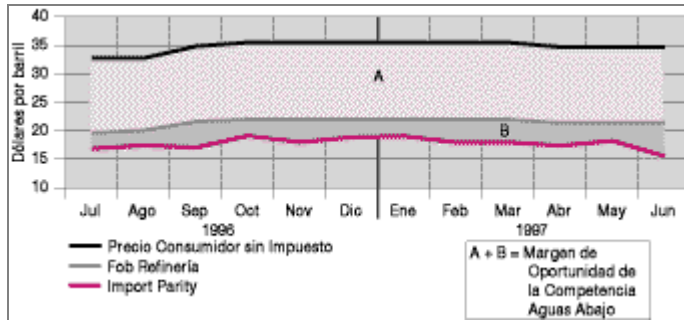
Margen de oportunidad de la competencia

Este es un concepto que hemos desarrollado para ir siguiendo con la serie estadística la oportunidad de entrada a nuevos actores que ofrece el desborde de precios ex refinería de los productos por encima de la paridad de importación, teniendo en cuenta el precio en el surtidor final antes de impuestos. Va de suyo que quien quiere competir con producto importado, si no es un estacionero instalado que pueda mudar de bandera, además de comprar en tanque de puerto debe afrontar la inversión de instalación o compra de una estación de servicio. El margen de oportunidad de la competencia será en el mediano plazo un indicador del grado de competencia e internacionalización del mercado petrolero local.

En junio el margen de oportunidad de la nafta súper aumentó (disminuyó el precio de la nafta importada y la local no varió).



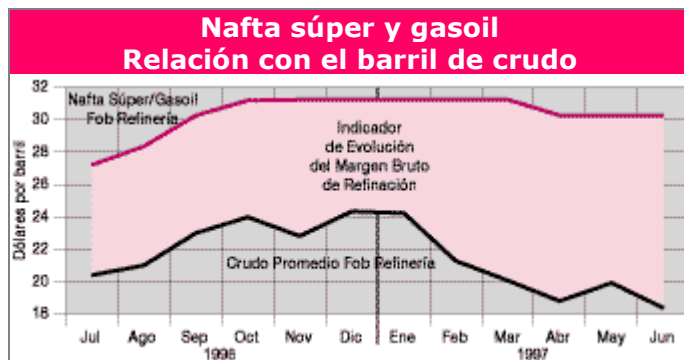
Nafta súper



Margen bruto de refinación

Establece una referencia entre el precio del crudo que entra a refinería y la valorización de los principales productos refinados. Es un indicador susceptible a la comparación internacional y también será una referencia del grado de competencia e internacionalización del mercado petrolero local.

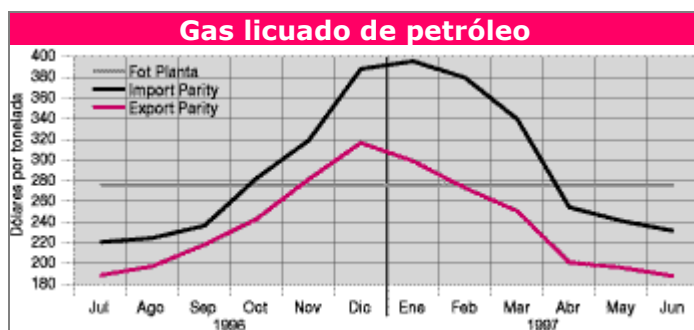
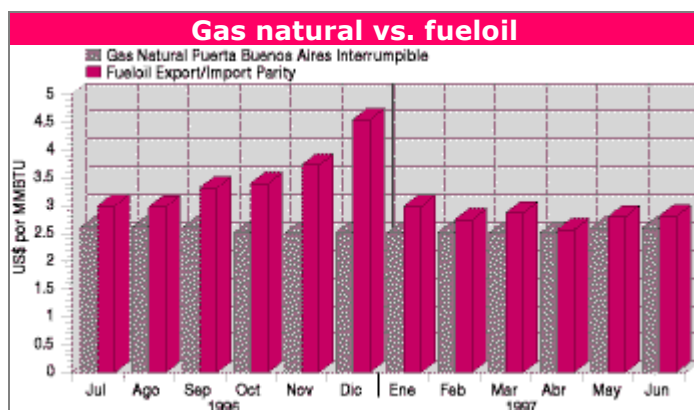
En junio el margen de refinación aumentó (bajó el crudo; la nafta súper y el gasoil locales sin cambios). El spread entre la cotización de los crudos locales y la cotización del WTI no varió.



Gas natural vs. fueloil

La evolución de estos precios debe ser seguida atentamente por los empresarios industriales. La comparación, por un lado, interrelaciona al mercado gasífero con el petrolero y permite decidir la opción de sustitución. Por otro lado, es un indicador del grado de competencia intergás en el mercado de compraventa del gas natural.

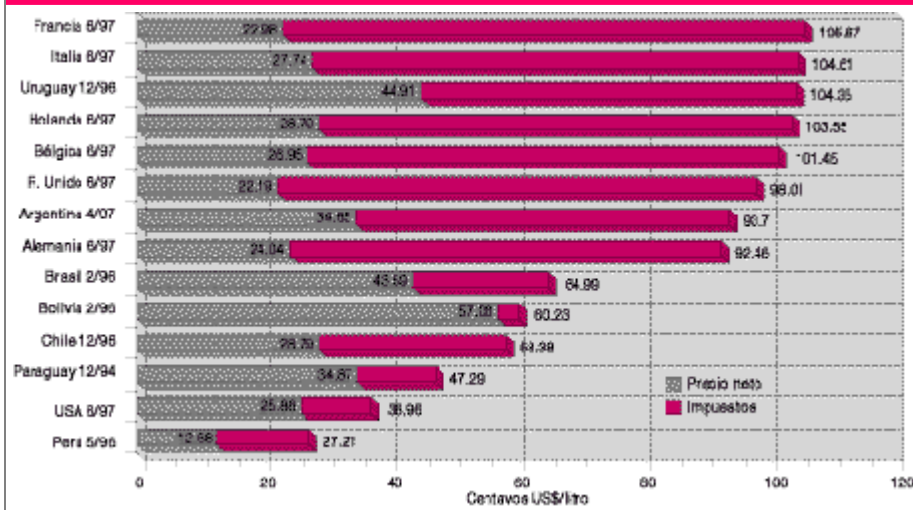
En junio el gas natural y el fueloil importado no variaron. La diferencia es a favor del gas natural -servicio interrumpible- con respecto al fueloil.



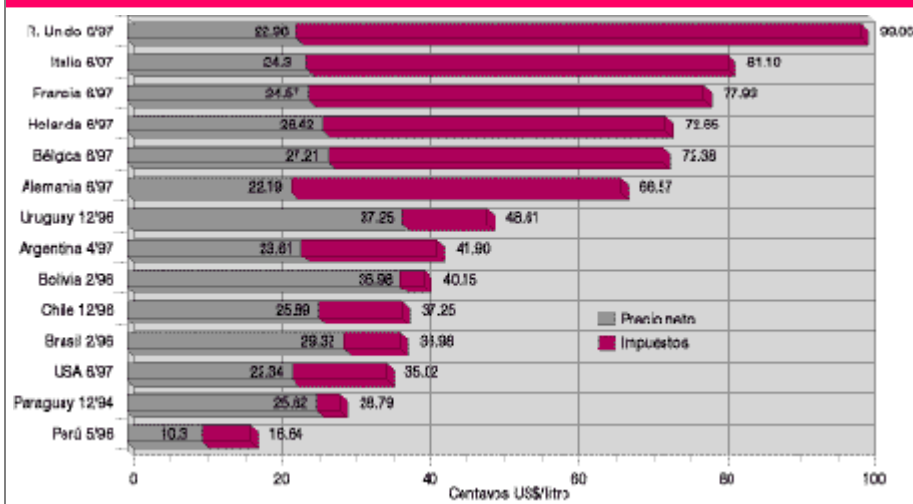
Mercado internacional respecto del mercado local

Incluye la comparación de precios internacionales de la nafta súper y del gasoil a consumidores finales en Europa, América y la Argentina. Permite discriminar el componente impositivo del precio final de los productos, y comparar los precios antes de impuestos en los distintos mercados.

Comparación precios internacionales a consumidores de Europa y América - Junio '97 Nafta Súper



Comparación precios internacionales a consumidores de Europa y América - Junio '97 Gasoil



Base de datos: contador Gustavo Requena