



Indicadores Downstream Hidrocarburos de Argentina, Enero de 2014

Indicadores Downstream Hidrocarburos de Argentina, Enero de 2014

Por Ricardo De Dicco

TABLA DE CONTENIDOS

Introducción	3
Capacidad instalada del parque de refinación	5
Volúmenes de procesamiento de petróleo	8
Elaboración y comercialización de los combustibles líquidos	10
Demanda interna de gas natural por redes y expansión del sistema de transporte	16
Referencias Bibliográficas	25

Introducción

El mercado hidrocarburífero se divide en cuatro segmentos: exploración y producción de hidrocarburos, transporte (de petróleo, gas natural y subproductos derivados), procesamiento de petróleo y tratamiento del gas, y, distribución y comercialización de los productos. Un quinto segmento corresponde a los disímiles procesos industriales de la petroquímica. Estos segmentos se agrupan en dos grandes áreas: upstream (exploración y extracción) y downstream (transporte, refinación de crudo, tratamiento del gas, distribución y comercialización). Son de interés de este informe los segmentos del área downstream.

El segmento de transporte de hidrocarburos comprende medios terrestres o marítimos, tales como cañerías, oleoductos (transporte de crudo desde boca de pozo hasta las plantas de procesamiento o de transferencia), poliductos (transporte de combustibles líquidos desde las refinerías hasta las plantas de transferencia) y gasoductos (transporte de gas natural desde boca de pozo hasta las refinerías, plantas de fraccionamiento o de transferencia), o a través de camiones cisterna, buques cisterna y ferrocarril. Con respecto a los combustibles pesados (como el fuel oil), estos se transportan por poliductos, mientras que los combustibles ligeros (naftas, GLP, etc.) se los transporta por camiones cisterna y ferrocarril. La infraestructura requerida está conformada por los siguientes elementos: los caños, los caminos de acceso y mantenimiento a los mismos, las estaciones de recepción, despacho y control, las estaciones compresoras de gas y las de bombeo de petróleo.

El segmento de procesamiento de crudos consiste inicialmente en el fraccionamiento por destilación del petróleo, cuyos cortes obtenidos se someten a operaciones de transformación molecular o a nuevos tratamientos físicos de separación de los componentes del petróleo, procesos químicos de conversión, mezclas, etc., requeridos para la elaboración de combustibles líquidos que serán comercializados en el mercado. Estos subproductos obtenidos o combustibles líquidos derivados (gasolinas, gasóleos, fueloil, GLP, kerosenes, aceites lubricantes, asfaltos, etc.) del procesamiento del petróleo en las plantas de refinación se distribuyen al mercado mediante poliductos, camiones cisterna, barcazas y barcos petroleros hasta las terminales de almacenamiento y/o hasta las bocas de expendio (estaciones de servicio) para su posterior comercialización, o a grandes consumidores específicos (petroquímica, industrias y centrales termoeléctricas, por ejemplo).

En relación al segmento de fraccionamiento o tratamiento del gas, éste consiste en la separación de hidrocarburos líquidos pesados o gas licuado de petróleo (GLP), que son el propano, el butano, el etano, el pentano y la gasolina natural (condensado), existentes en los yacimientos gasíferos, para luego ser envasados y comercializados en el mercado. El etano, el propano y el butano se pueden comercializar como combustibles envasados a los centros mayoristas (y estos a los puntos de venta) o como materias primas a las plantas de refinación y plantas petroquímicas, siendo las

fracciones más pesadas de GLP empleadas como cortes en el blending de las gasolinas (naftas). El gas natural que arriba a las plantas de fraccionamiento o tratamiento, está compuesto en un 85% por metano, 5,5% por etano, 2,5% por propano, 1% por butano y pentano e hidrocarburos de mayor número de átomos de carbono, correspondiendo el resto a N₂, CO, CO₂ y H₂O.

Con respecto a la industria petroquímica, corresponde a la obtención de compuestos y sustancias químicas procedentes de la refinación de petróleo y del tratamiento del gas. Los subproductos petroquímicos e hidrocarburíferos que se derivan son el etileno (polietilenos de baja y de alta densidad, óxido de etileno, acetaldehído, cloruro de vinilo y acetato de vinilo), propileno (polipropileno, óxido de polipropileno y acrilonitrilo), fracción C₄ (butadieno) y benceno (estireno, fenol, ácido adípico, caprolactama, adiponitrilo y hexametildiamina). Según su composición química y su estructura, se dividen en tres los grupos de productos petroquímicos: alifáticos (ácido acético, anhídrido acético, acetona, butadieno, alcohol etílico, cloruro etílico, dicloruro de etileno, etilenglicol, etileno, formaldehído, alcohol isopropílico, alcohol metílico y propileno); aromáticos (benceno, tolueno, xileno, fenol y estireno); e; inorgánicos (azufre, amoníaco y los derivados tales como ácido nítrico, nitrato amónico, sulfato amónico, urea y negro de humo). Siendo los alifáticos los productos petroquímicos de mayor relevancia en volumen (más del 60% del total), los aromáticos corresponden a los de menor volumen, y los inorgánicos a los de menor valor económico.

Capacidad instalada del parque de refinación

La capacidad instalada de procesamiento de petróleo en Argentina es de aproximadamente 100.000 m³/diarios (628.980 barriles/diarios), concentrándose el 98% de la misma en ocho refinерías pertenecientes a seis empresas. YPF posee tres refinерías propias, con las cuales concentra el 51,2% de la capacidad instalada (30% La Plata, 17,2% Luján de Cuyo y 4% Plaza Huincul), el resto de las empresas poseen una sola refinерía, con las siguientes participaciones: 15,9% Shell, 13,8% AXION (ex Esso), 8% Oil Combustibles, 4,9% Petrobras, 4,2% Refinor, correspondiendo el 2% restante a otras 16 empresas. Es decir, sólo tres empresas concentran el 80,9% de la capacidad instalada de refinación de crudo. A continuación se presenta un listado de las principales ocho refinерías:

- **La Plata** (Buenos Aires). YPF, capacidad instalada: 30.050 m³/d.¹
- **Luján de Cuyo** (Mendoza). YPF, capacidad instalada: 17.175 m³/d.²
- **Plaza Huincul** (Neuquén). YPF, capacidad instalada: 3.975 m³/d.³
- **Campo Durán** (Salta). Refinor, capacidad instalada: 4.200 m³/d.⁴
- **San Lorenzo** (Santa Fe). Oil Combustibles, capacidad instalada: 8.000 m³/d.⁵
- **Bahía Blanca** (Buenos Aires). Petrobras, capacidad instalada: 4.850 m³/d.⁶
- **Campana** (Buenos Aires). AXION, capacidad instalada: 13.800 m³/d.⁷

¹ Construida por YPF Sociedad del Estado e inaugurada en 1925. Fue privatizada parcialmente en 1992 y totalmente en 1999. YPF fue intervenida por el Estado Nacional el 16/04/2012; con la promulgación de la Ley 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera el 04/05/2012, el Estado Argentino pasó a controlar el 51% del capital accionario de YPF.

² Construida por YPF S.E. e inaugurada en 1940.

³ Construida por YPF S.E. e inaugurada en 1975.

⁴ Construida por YPF S.E. e inaugurada en 1962. Fue privatizada en 1992/1999, quedando bajo propiedad de Refinor S.A. El 50% de las acciones de Refinor pertenecen a YPF, 21,5% a Pluspetrol y 28,5% a Petrobras; siendo Petrobras el operador de esta refinерía.

⁵ Construida por YPF S.E. e inaugurada en 1938. Fue privatizada en 1992, pasando a manos de Pecom Energía (Grupo Pérez Companc). Vendida a Petrobras a comienzos de la década del 2000. En Mayo de 2010 la refinерía, junto a su planta fluvial y red de comercialización de combustibles asociada fue vendida a Oil Combustibles S.A., 100% propiedad del Grupo Indalo, perteneciente a Cristóbal López. Dicha transferencia de activos se efectivizó en Mayo de 2011.

⁶ Construida por Ricardo Eliçabe en 1926, perteneció a la empresa argentina Isaura hasta el año 1994, cuando ésta se fusionó con Astra y CGC, conformando EG3. Ésta última vendió sus activos a YPF S.A. a fines de la década de 1990. Poco tiempo después, en el año 2000, YPF S.A. y Petrobras intercambiaron activos, pasando ésta refinерía bajo la titularidad de Petrobras.

⁷ Construida por la West Indian Oil Co. (denominada así Esso Argentina a comienzos del siglo XX) e inaugurada en 1911. Luego de 100 años de operar la refinерía de Campana con la marca Esso, Bidas Corp. concretó en Septiembre de 2012 la adquisición de los activos de la refinерía de ExxonMobil; véase al respecto: <http://www.axionenergy.com> **AXION Energy**, una empresa controlada por Bidas Corp., quedó a cargo de la gestión de los activos de la marca Esso de ExxonMobil. Cabe recordar que desde el año 2010 el capital societario de Bidas Corp. está conformado en partes iguales por Bidas Energy Holdings Ltd. y por la compañía petrolera china CNOOC International Ltd.

- **Dock Sud** (Buenos Aires). Shell, capacidad instalada: 15.900 m³/d.⁸

El grupo de las restantes empresas está conformado por 16 pequeñas destilerías, que suman en conjunto una capacidad instalada de 2.050 m³/diarios aproximadamente. El 80% de esa capacidad lo concentran 3 de estas empresas: RHASA (capacidad: 500 m³/d, alquilada por ENARSA), New American Oil (capacidad: 240 m³/d) y Refinería Neuquina (capacidad: 900 m³/d, controlada por Petrolera Argentina SA, perteneciente al Grupo Más Energía); la primera ubicada en Campana (Buenos Aires) y las dos últimas están localizadas en Plaza Huincul (Neuquén).

Tabla 12. Capacidad instalada de procesamiento de petróleo por empresa en m³/diarios en 2013

YPF	Shell	AXION (ex Esso)	Oil Comb.	Petrobras	Refinor	Resto	TOTAL
51.200	15.900	13.800	8.000	4.850	4.200	2.050	100.000
51,2%	15,9%	13,8%	8,0%	4,9%	4,2%	2,0%	100,0%

Fuente: elaboración propia en base a datos de las empresas del sector.

Todas las instalaciones complejas e integradas de procesamiento de petróleo fueron construidas por YPF Sociedad del Estado (las refinerías de La Plata, Lujan de Cuyo, Plaza Huincul, San Lorenzo, Bahía Blanca y Campo Durán), a excepción de las refinerías de Shell y AXION Energy (ex Esso).

Desde la privatización de YPF en 1992 no se han registrado inversiones en la construcción de nuevas plantas, y sólo se han observado escasos esfuerzos por incrementar la capacidad de refinación de las instalaciones existentes. Entre las inversiones llevadas a cabo en el parque de procesamiento de crudo, destacamos las efectuadas por YPF y Petrobras, más la comprometida por AXION Energy.

- YPF. Con respecto a la refinería de Luján de Cuyo, según el documento 20-F del año 2011 de YPF, en Noviembre de 2010 se puso en marcha el nuevo horno Topping III, con el objeto de mejorar la eficiencia energética de la unidad al reemplazar con este horno los tres existentes de diseño obsoleto, lográndose un incremento de 400 m³/diarios en la capacidad instalada de procesamiento de crudos, que pasó de 16.775 m³/diarios a 17.175 m³/diarios. Otros dos proyectos se llevaron a cabo en 2012 y 2013, siendo uno de ellos correspondiente a la instalación de una unidad de hidrotamiento de gasoil de 2.640 m³/diarios, proveniente de Filipinas con un reactor construido en Argentina, siendo la misma adquirida en 2010; mientras que el otro corresponde a la construcción de una unidad de

⁸ Construida por Shell e inaugurada en 1931; desde entonces propietaria de la misma.

hidrotratamiento de naftas, cuya ingeniería de detalle fue realizada en 2010.⁹ En lo concerniente a la refinería de La Plata, en Agosto de 2012 se puso en marcha la nueva planta de hidrodesulfuración de gasoil, mediante una inversión de AR\$ 1.400 millones. Esta nueva unidad permitirá elaborar 1.750 millones de litros anuales de gasoil (4.800 m³/diarios) con bajo contenido de azufre (esta inversión representa la de mayor magnitud efectuada en los últimos quince años en el segmento de refinación del país). La nueva unidad incluyó la incorporación de un reactor procedente de la India.¹⁰ Cabe señalar que el 2 de Abril de 2013 se produjo un incendio en la refinería de La Plata ocasionado por el temporal que devastó las localidades de La Plata, Berisso y Ensenada, afectando temporalmente su capacidad de procesamiento por los daños presentados en la unidad de Coke A y en menor medida en el Topping C. Para fines de Mayo de ese año el Topping C quedó plenamente operativo; respecto a la nueva planta de coke, la empresa decidió acelerar las obras, cuya inversión fue estimada en US\$ 800 millones.

- Petrobras. Durante los años 2005 y 2006 efectuó un revamping en la refinería de San Lorenzo, que posibilitó incrementar en 30% la capacidad instalada de procesamiento de petróleo, pasando de 5.000 a 8.000 m³/diarios (recordemos que esta refinería fue vendida a Oil Combustibles en 2010, efectivizándose la operación en Mayo de 2011). Durante los años siguientes se efectuaron otras inversiones de importancia, tales como el revamping de destilación para procesamiento de crudos pesados en las refinerías de San Lorenzo y de Bahía Blanca, así como también en ésta última se puso en marcha la unidad de recuperación de azufre y además se realizaron modificaciones que permitieron que la unidad de hidrotratamiento y reformado de naftas alcance el 100% de su capacidad de diseño.¹¹
- AXION Energy (ex Esso). AXION Energy anunció en 2012 un plan de inversiones en la refinería de Campana con el objeto de incrementar en 50% su actual elaboración de naftas y en 60% la de gasóleos (desconocemos el monto y cronograma del plan de inversiones).¹²

A continuación indagaremos sobre los volúmenes procesados y el factor de utilización de las principales seis empresas de refinación en 2013.

⁹ http://www.ypf.com/InversoresAccionistas/InfoEconomicoFinanciera/Informe%20Anual/Informe_Anual_2010.pdf y <http://www.ypf.com/enu/InversoresAccionistas/InfoEconomicoFinanciera/YPF%20Informes20f/YPF%202011%20-%202020F.pdf> (pág. 58).

¹⁰ <http://www.ypf.com/YPFHoy/YPFSalaPrensa/Paginas/Inauguraci%C3%B3n-de-planta-en-La-Plata.aspx>

¹¹ Véase el siguiente enlace:

http://www.petrobras.com.ar/Petrobras/Internet_Institucional/Espanol/Financiera/Estados_Financ/Documentos/NOTASPESACompaginado1.pdf

¹² <http://www.axionenergy.com>

Volúmenes de procesamiento de petróleo

En 2013 YPF concentró el 54,3% del petróleo refinado, seguido por Shell y AXION con 16,5% cada una, Petrobras con 5,6%, Oil Combustibles con 5,4% y Refinor con 1,7%. En la variación porcentual respecto al año anterior, se observa que YPF declinó en 3,9% el volumen de crudo procesado, debido al incendio ocasionado por el temporal de Abril de 2013 que afectó parte de su infraestructura, como fuera mencionado precedentemente. Por consiguiente, la refinería de La Plata declinó 11,5%, mientras que los complejos industriales de refinación de Luján de Cuyo y de Plaza Huincul incrementaron en 6,8% y 4,2%, respectivamente, sus volúmenes de procesamiento. En relación a las demás empresas, Shell aumentó 7,2%, AXION y Petrobras disminuyeron apenas 0,7% y 0,2%, respectivamente, Oil Combustibles y Refinor descendieron 4,4% y 12,8%, respectivamente.

En relación al factor de utilización de la capacidad instalada por cada una de estas seis principales empresas refinadoras, se observa que YPF tuvo un factor de 86,2% (77,6% La Plata, 98,5% Luján de Cuyo y 98,3% Plaza Huincul), Shell 84,2%, AXION 97,1%, Oil Combustibles 54,5%, Petrobras 94,2% y Refinor 32,5%; destacándose las refinerías de YPF ubicadas en Luján de Cuyo (Mendoza) y en Plaza Huincul (Neuquén), por el mayor aprovechamiento de su capacidad instalada. El factor de utilización promedio de estas seis empresas en conjunto fue de 83%; es decir, una capacidad ociosa de 16.626 millones de m³/diarios (el equivalente a una refinería mediano-grande de Argentina).

Tabla 13. Capacidad instalada de procesamiento de petróleo (en m³/diarios), volumen procesado (en m³/diarios), participación de mercado y factor de utilización (en %) de las seis principales empresas del parque de refinación de petróleo, año 2013

Empresas	YPF	Shell	AXION (ex Esso)	Oil Combust.	Petrobras	Refinor	TOTAL
Capacidad	51.200	15.900	13.800	8.000	4.850	4.200	97.950
Volumen procesado	44.155	13.385	13.398	4.363	4.568	1.365	81.324
Part. %	54,3	16,5	16,5	5,4	5,6	1,7	100,0
Factor de utilización	86,2	84,2	97,1	54,5	94,2	32,5	83,0

Nota: se excluyó el volumen procesado de crudo importado (procedente de Bolivia), ya que el mismo es importado por Refinor con el fin de elaborar gasoil que luego se exportó a Bolivia.

Fuente: elaboración propia en base a datos de las Tablas Dinámicas de Secretaría de Energía.

En términos generales, las empresas ante la caída de la producción de crudos livianos desde hace década y media (por falta de inversiones), en lugar de invertir (como hizo la nueva gestión pública de YPF en el último año y medio) para aumentar significativamente su producción, o en su defecto procesar crudos intermedios de la cuenca del Golfo San Jorge (de menor rendimiento), optaron por importar aquellos combustibles líquidos que requerían para cubrir la diferencia entre la oferta propia y la demanda del mercado interno. Ello significa, posiblemente, que no se les ocurrió o no les interesó importar crudos livianos, que son mucho más baratos que importar combustibles derivados. Esto fue evaluado por el Gobierno Nacional, aplicando hace pocos días la normativa pertinente que fuera mencionada páginas atrás en el presente informe.

Ahora bien, el procesamiento incluye los siguientes crudos: San Sebastián (Tierra del Fuego), Cuenca Marina (Tierra del Fuego), Cerro Redondo/Santa Cruz/María Inés (sur de Santa Cruz), Cañadón Seco (norte de Santa Cruz), Escalante (Chubut), Cuenca Neuquina/Rincón de los Sauces (Neuquén, Río Negro, La Pampa y sur de Mendoza), Mendoza (norte de Mendoza), Jujuy, Salta, Palmar Largo (Formosa), Petróleo Importado (de Bolivia) y gasolina natural. Veamos a continuación el tipo de crudos procesados:

- Cuenca Austral: son todos livianos (mayoritariamente de 40° a 52° API).
- Cuenca Golfo San Jorge: casi todos son intermedios (por ejemplo: Escalante 24° API; Cañadón Seco 26° API). Sólo un yacimiento posee crudos pesados (20,7° API en la provincia de Chubut, concesión Bella Vista Oeste).
- Cuenca Neuquina: la mayoría son livianos (34,7° a 37° API; ejemplo: Medanito y Rincón de los Sauces: 36° API), y un par son pesados (21,1° API en el sur de Mendoza, concesiones Cerro Fortunoso y Chihuido de la Sierra Negra, ambas operadas por YPF, más otro de 17,6° API).
- Cuenca Cuyana: la mayoría son intermedios (28° API), y al menos uno es liviano (32° API).
- Cuenca NOA: son todos livianos (40° a 59° API).

Elaboración y comercialización de los combustibles líquidos

En lo concerniente a la elaboración de combustibles líquidos en 2013 respecto al año anterior, YPF registró una caída de 2,1%, debido al siniestro ocurrido en la refinería de La Plata en Abril de ese año, como fuera mencionado oportunamente. Mientras que en La Plata la elaboración de combustibles líquidos declinaba 8,2%, en las refinерías de Luján de Cuyo y de Plaza Huincul se incrementaba en 6,4% y 5,1%, respectivamente. Las demás empresas de este grupo de 6 registró las siguientes variaciones: Shell aumentó 3,9%, AXION disminuyó 1%, Oil Combustibles ascendió 1,9%, y Petrobras y Refinor incrementaron sólo 0,7% y 0,1%, respectivamente.

Los principales subproductos obtenidos de la refinación de petróleo que analizaremos aquí son: naftas (súper y ultra), gas oil (común y ultra), aerokerosene, fuel oil, butano y propano, los cuales fueron seleccionados tanto por su volumen de producción como por su impacto en la demanda del aparato productivo nacional.

A continuación analizaremos los datos que se presentan en la Tabla 14, correspondientes al año 2013:¹³

- Nafta Súper: 5.780,6 miles de m³; participaciones de mercado: YPF 56,3%, Shell 17,6%, AXION 14,8%, Oil Combustibles 5,9%, Petrobras 5,6%, Refinor 2,8% y restantes empresas 0,5%. Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF 9,2% (10,8% La Plata, 8,7% Luján de Cuyo y -2,5% Plaza Huincul), Shell 0,4%, AXION 6,1%, Oil Combustibles 5,5%, Petrobras 3,5% y Refinor 47,4%.
- Nafta Ultra: 1.709,3 miles de m³; participaciones de mercado: YPF 55,5%, Shell 24,52%, AXION 11,2%, Petrobras 5,9%, Oil Combustibles 2,4%, Refinor 0,5% y restantes empresas <0,1%. Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF -11,5% (-25,1% La Plata, 8,1% Luján de Cuyo y 20,8% Plaza Huincul), Shell 5,3%, AXION 12,2%, Petrobras 23,6, Oil Combustibles 5,4% y Refinor -4,6%.
- Gasóleos (Común + Ultra): 11.680,8 miles de m³; participaciones de mercado: YPF 58%, AXION 14,8%, Shell 12,4%, Oil Combustibles 5,9%, Petrobras 5,6%, Refinor 2,8% y restantes empresas 0,5%. Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF -3,8% (-18,4% La Plata, 8% Lujan de Cuyo y 11,5% Plaza Huincul), AXION -3,9%, Shell -1,7%, Oil Combustibles 5,7%, Petrobras 10,7% y Refinor -3,7%.

¹³ El butano y el propano son GLP que se obtienen del fraccionamiento o tratamiento del gas natural (en las plantas de tratamiento de gas y también por destilación de petróleo en las refinерías), los cuales son envasados en garrafas y tubos, respectivamente, que en el mercado interno son comercializados por medio de los centros mayoristas en puntos de venta que están ubicados en aglomeraciones urbanas o en lugares de éstas que carecen parcial o totalmente de provisión de gas natural distribuido por redes.

- Aerokerosene: 1.669,7 miles de m³; participaciones de mercado: YPF 56,3%, AXION 23% y Shell 20,7%. Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF -7,8% (-11,6% La Plata, 2,8% Luján de Cuyo y -4,5% Plaza Huincul), AXION 0,2% y Shell 24,1%.
- Fuel Oil: 2.335,7 miles de toneladas; participaciones de mercado: YPF 38,6%, Shell 29%, AXION 18,8%, Petrobras 5%, Oil Combustibles 4,1%, Refinor 1,9% y restantes empresas 2,6%. Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF 2,4% (sólo fue elaborado en el Complejo Industrial de Refinación La Plata), Shell -14,9%, AXION 14,8%, Petrobras 19,2%, Oil Combustibles -27,5% y Refinor -13,8%.
- Butano: 585,8 miles de toneladas; participaciones de mercado: YPF 50,1%, AXION 17,8%, Petrobras 12,3%, Shell 7,9%, Refinor 3,1% y restantes empresas 8,8% (Oil Combustibles 0%). Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF 7,7% (3,8% La Plata y 26,3% Luján de Cuyo; Plaza Huincul no elabora este producto), AXION -4,4%, Petrobras 15,9%, Shell 23,2% y Refinor 3,5%.
- Propano: 472,8 miles de toneladas; participaciones de mercado: YPF 66,4%, AXION 13,8%, Shell 11,1%, Petrobras 2,5%, Refinor 0,9% y restantes empresas 5,3% (Oil Combustibles 0%). Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF -2,7% (-4% La Plata y -1,1% Luján de Cuyo; Plaza Huincul no elabora este producto), AXION -5,3%, Shell -9,2%, Petrobras -17,5% y Refinor -23,1%.

Tabla 14. Volúmenes de los principales subproductos obtenidos por las refinерías en 2013 y participaciones de mercado (en miles de m³, miles de toneladas y porcentajes según corresponda)

Subproductos	YPF	Shell	AXION (ex Esso)	Petrobras	Oil Comb.	Refinor	Resto	TOTAL
Aeroker. Jet (miles de m ³)	940,5	345,8	383,4	-	-	-	-	1.669,7
	56,3%	20,7	23,0	-	-	-	-	100,0 %
Gasoil Común y Ultra (miles de m ³)	6.773,1	1.449,9	1.724,4	651,6	684,9	329,8	67,1	11.680,8
	58,0	12,4	14,8	5,6	5,9	2,8	0,5	100,0 %
Nafta Súper (miles de m ³)	3.096,3	1.015,1	875,8	369,1	268,5	146,6	9,2	5.780,6
	53,6	17,6	15,2	6,4	4,6	2,5	0,1	100,0 %
Nafta Ultra (miles de m ³)	948,7	419,6	190,6	100,7	41,0	8,2	0,5	1.709,3
	55,5	24,5	11,2	5,9	2,4	0,5	-	100,0 %
Fuel oil (miles de ton.)	902,7	677,4	439,3	116,8	94,7	44,7	60,1	2.335,7
	38,6	29,0	18,8	5,0	4,1	1,9	2,6	100,0 %

Butano (miles de ton.)	293,5	46,0	104,1	72,3	-	18,3	51,6	585,8
	50,1	7,9	17,8	12,3	-	3,1	8,8	100,0 %
Propano (miles de ton.)	313,8	52,5	65,2	11,8	-	4,3	25,2	472,8
	66,4	11,1	13,8	2,5	-	0,9	5,3	100,0 %

Fuente: elaboración propia en base a datos de las Tablas Dinámicas de Secretaría de Energía.

En lo concerniente a la comercialización de combustibles líquidos, según las Tablas Dinámicas de la Secretaría de Energía de la Nación, en 2013 se registró un incremento de 4% respecto al año anterior. En el caso de YPF se observa que aumentó sus ventas en 3,5% (algunas ventas de subproductos derivados fueron afectadas por el siniestro ocurrido en Abril de 2013 en la refinería La Plata); las demás empresas del grupo de 6 registraron las siguientes variaciones porcentuales: Shell 6,7%, AXION 5,2%, Petrobras 1,3%, Oil Combustibles 4% y Refinor 6,8%. A continuación se presenta una tabla con los volúmenes comercializados en el mercado interno de los combustibles líquidos citados en la tabla anterior.

Tabla 15. Volúmenes de los principales combustibles líquidos comercializados en el mercado interno en 2013 y participaciones de mercado (en miles de m³, miles de toneladas y % según corresponda)

Subproductos	YPF	Shell	AXION (ex Esso)	Petrobras	Oil Comb.	Refinor	Resto	TOTAL
Aeroker. Jet (miles de m ³)	926,4	345,5	368,9	-	-	-	-	1.640,8
	56,5%	21,0%	22,5%	-	-	-	-	100,0 %
Gasoil Común y Ultra (miles de m ³)	7.871,5	1.816,7	2.063,4	715,7	689,6	207,1	385,9	13.749,9
	57,2%	13,2%	15,0%	5,2%	5,0%	1,5%	2,8%	100,0 %
Nafta Súper (miles de m ³)	3.307,5	1.062,6	866,7	376,1	264,8	139,6	71,2	6.088,5
	54,3%	17,5%	14,2%	6,2%	4,3%	2,3%	1,2%	100,0 %
Nafta Ultra (miles de m ³)	1.146,5	452,4	205,4	92,9	42,0	8,1	6,5	1.953,8
	58,7%	23,2%	10,5%	4,8%	2,1%	0,4%	0,3%	100,0 %
Fuel oil (miles de ton.)	718,0	587,6	404,3	96,1	86,0	41,4	46,1	1.979,5
	36,3%	29,7%	20,4%	4,9%	4,3%	2,1%	2,3%	100,0 %
Butano (miles de ton.)	294,2	24,6	52,3	41,5	-	58,3	208,1	679,0
	43,3%	3,6%	7,7%	6,1%	-	8,6%	30,6%	100,0 %
Propano (miles de ton.)	137,7	46,6	56,7	10,3	-	212,5	233,4	697,2
	19,8%	6,7%	8,1%	1,5%	-	30,5%	33,5%	100,0 %

Fuente: elaboración propia en base a datos de las Tablas Dinámicas de Secretaría de Energía.

- Nafta Súper: 6.088,5 miles de m³; participaciones de mercado: YPF 54,3%, Shell 17,5%, AXION 14,2%, Petrobras 6,2%, Oil Combustibles 4,3%, Refinor 2,3% y restantes empresas 1,2%. Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF 12,2%, Shell 4,9%, AXION 10,8%, Petrobras -0,6%, Oil Combustibles 6,3% y Refinor 41%.
- Nafta Ultra: 1.953,8 miles de m³; participaciones de mercado: YPF 58,7%, Shell 23,2%, AXION 10,5%, Petrobras 4,8%, Oil Combustibles 2,1%, Refinor 0,4% y restantes empresas 0,3%. Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF 2,4%, Shell 13%, AXION 21,8%, Petrobras 10,9%, Oil Combustibles 9,4% y Refinor -4,7%.
- Gasóleos (Común + Ultra): 13.749,9 miles de m³; participaciones de mercado: YPF 57,2%, AXION 15%, Shell 13,2%, Petrobras 5,2%, Oil Combustibles 5%, Refinor 1,5% y restantes empresas 2,8%. Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF 1,5%, AXION 4,3%, Shell 4,4%, Petrobras -0,7%, Oil Combustibles 4,7% y Refinor -11,2%.
- Aerokerosene: 1.640,8 miles de m³; participaciones de mercado: YPF 56,5%, AXION 22,5% y Shell 21%. Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF 0%, AXION -1,3% y Shell 7,4%.
- Fuel Oil: 1.979,5 miles de toneladas; participaciones de mercado: YPF 36,3%, Shell 29,7%, AXION 20,4%, Petrobras 4,9%, Oil Combustibles 4,3%, Refinor 2,1% y restantes empresas 2,3%. Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF -1,5%, Shell -21,2%, AXION 4,3%, Petrobras 35,4%, Oil Combustibles -19,8% y Refinor -11,5%.
- Butano: 679,0 miles de toneladas; participaciones de mercado: YPF 43,3%, Refinor 8,6%, AXION 7,7%, Petrobras 6,1%, Shell 3,6% y restantes empresas 30,6%. Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF -2,8%, Refinor 40,1%, AXION 7,2%, Petrobras 1,5% y Shell 6%.
- Propano: 697,2 miles de toneladas; participaciones de mercado: Refinor 30,5%, YPF 19,8%, AXION 8,1%, Shell 6,7%, Petrobras 1,5% y restantes empresas 33,5%. Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: Refinor 31,7%, YPF -18,7%, AXION 93,5%, Shell -6,8% y Petrobras -22,6%.

Con respecto al comercio exterior, según las Tablas Dinámicas de la Secretaría de Energía de la Nación, en 2013 los combustibles líquidos de mayor importación fueron los gasóleos (común y ultra) y las naftas (súper y ultra), cuyas cifras se presentan en las tablas 16, 17 y 18, respectivamente.

- El volumen importado de gasóleos aumentó 80% respecto al año anterior, y su costo casi 72%. El mismo representó el 17,7% del volumen comercializado en el mercado interno. El 52% de la importación la efectuó YPF (debido al incendio de su refinería de La Plata), 16,3% Shell, 11,7% Petrolera del Cono Sur, 10,8% AXION, 6% Petrobras y 3,3% restantes empresas.

- El volumen importado de nafta súper aumentó significativamente porque en 2012 las operaciones de importación fueron muy pequeñas. El mismo representó menos del 1% del volumen comercializado en el mercado interno. El 65,8% de la importación lo efectuó Shell, 21,2% Petrobras y 13% AXION.
- El volumen importado de nafta ultra aumentó significativamente porque el año anterior las operaciones de importación fueron muy bajas. El mismo representó 12,6% del volumen comercializado en el mercado interno. El 98% de la importación lo efectuó YPF y 2% AXION.

Tabla 16a. Volúmenes de importación de gasóleos (común + ultra) y montos por empresas correspondientes al año 2013 y variación porcentual respecto al año anterior

Empresa	Part. %	Cantidad (m3)	V% 2013-2012	Monto (US\$)	V% 2013-2012
YPF	52,0	1.261.586	53,2	1.011.601.914	43,5
Shell	16,3	394.435	60,9	335.135.004	51,5
Petrolera del Cono Sur	11,7	283.484	1.088,1	236.763.970	1.820,8
AXION	10,8	263.197	86,4	220.986.346	77,5
Petrobras	6,0	144.693	25,7	116.268.537	25,1
Resto	3,3	79.697	No efectuaron importaciones en 2012	66.390.024	-
TOTAL	100,0	2.427.092	80,0	1.987.145.795	71,9%

Fuente: elaboración propia en base a datos de las Tablas Dinámicas de Secretaría de Energía.

Tabla 16b. Volúmenes de importación de nafta súper y montos por empresas correspondientes al año 2013 y variación porcentual respecto al año anterior

Empresa	Part. %	Cantidad (m3)	V% 2013-2012	Monto (US\$)	V% 2013-2012
Shell	65,8	86.605	7.974	77.023.082	9.087.505
Petrobras	21,2	27.929	No efectuó importaciones en 2012	20.949.181	-
AXION	13,0	17.165	No efectuó importaciones en 2012	16.333.403	-
TOTAL	100,0	131.699	1.551,6	114.305.665	1.157,8

Fuente: elaboración propia en base a datos de las Tablas Dinámicas de Secretaría de Energía.

Tabla 16c. Volúmenes de importación de nafta ultra y montos por empresas correspondientes al año 2013 y variación porcentual respecto al año anterior

Empresa	Part. %	Cantidad (m3)	V% 2013-2012	Monto (US\$)	V% 2013-2012
YPF	98,0	242.071	44.988	195.866.979	37.164.264
AXION	2,0	4.951	No efectuó importaciones en 2012	4.751.013	-
TOTAL	100,0	247.022	449,1	200.617.992	439,8

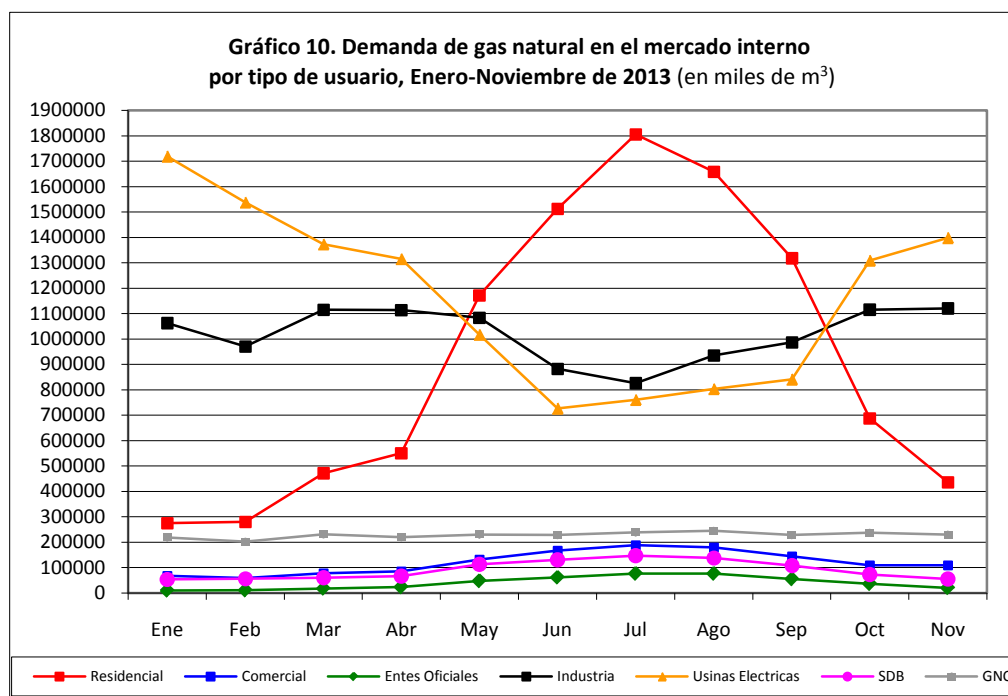
Fuente: elaboración propia en base a datos de las Tablas Dinámicas de Secretaría de Energía.

Demanda interna de gas natural por redes y expansión del sistema de transporte

Según los datos operativos del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), la demanda interna de gas natural entre Enero y Noviembre de 2013 fue de 39.444,3 millones de m³, registrando un aumento de 2,8% en relación a igual período del año anterior. Los principales incrementos se registraron en los subdistribuidores (12,2%), las industrias (5,5%), los usuarios residenciales (5%) y los comercios (3,8%), mientras que los organismos públicos aumentaron 1%, y las centrales térmicas y el gas natural comprimido (GNC) disminuyeron 0,9% y 1,4%, respectivamente. Los principales usuarios consumidores fueron las centrales térmicas (32,5%), las industrias (28,4%) y los residenciales (25,8%), mientras que el GNC, los comercios, los SDB y los entes oficiales participaron con 6,4%, 3,3%, 2,5% y 1,1%, respectivamente (Tabla 17).

Tabla 17. Gas natural entregado mensualmente y consumido por tipos de usuarios entre Enero y Noviembre de 2013 y variación % respecto al año anterior (en millones de m³ de 9.300 kcal y %)

	Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria	Centrales Térmicas	SDB	GNC	TOTAL
VOLUMEN	10.169,6	1.316,5	433,6	11.212,8	12.803,2	998,9	2.509,6	39.444,3
PARTIC. %	25,8	3,3	1,1	28,4	32,5	2,5	6,4	100,0
V% 13-12	5,0	3,8	1,0	5,5	-0,9	12,2	-1,4	2,8



Fuente: elaboración propia en base a datos operativos del ENARGAS.

Ahora bien, la oferta total de gas natural en 2013 fue de aproximadamente 53.000 millones de m³, de los cuales 78,5% procedió de la oferta local y 21,5% de la importación. El consumo de ese volumen se distribuyó aproximadamente de la siguiente manera: 24% en los yacimientos, 26% en las centrales térmicas, 22% en las industrias, 20% en los usuarios residenciales, 5% en el transporte automotor (GNC), 3% en los comercios y organismos públicos, y cerca del 0,1% destinado a la exportación.

Con respecto a los precios del gas, según datos del CLICET para Julio de 2013, el precio local era de US\$ 2,1 el millón de BTU el precio local (las industrias pagaban en promedio US\$ 3,4 el millón de BTU),¹⁴ y los de importación eran de US\$ 10,4 por millón de BTU el gas boliviano y US\$ 16 por millón de BTU el GNL.

En relación a la administración del despacho nacional de gas natural, en invierno y en otoño el control de despacho de gas se efectúa diariamente y se realiza mediante controles de presión de, al menos, dos veces al día:

- Días de invierno u otoño que por su severidad podría presentarse riesgo de disminución de *line pack* (gas acumulado en gasoducto), se procede así: el consumo prioritario es el residencial, comercial y GNC, y a estos usuarios nunca se les corta el servicio por razones de Seguridad Nacional. Cubierto este consumo la prioridad es el consumo industrial contratado en firme. Cubierto este consumo lo que queda se distribuye entre las usinas termoeléctricas. El consumo industrial contratado interrumpible es el que se corta. Se debe tener en cuenta que las industrias contratan en forma interrumpible parte de su consumo para ahorrarse el costo de contratar en firme. Tendría que ser de extrema severidad climática en un día en particular como para establecer un nivel de interrupción de suministro superior.
- Días de invierno u Otoño en que hay severidad climática pero sin riesgo de disminución de *line pack*, se procede así: el consumo prioritario es el residencial, comercial y GNC, y a estos usuarios nunca se les corta el servicio. Cubierto este consumo, la prioridad es el consumo industrial contratado en firme. Cubierto este consumo, lo que queda se distribuye entre las centrales termoeléctricas. El remanente se distribuye entre el consumo industrial contratado interrumpible.
- Resto de días de invierno u Otoño donde no hay riesgo de disminución de *line pack*, se procede así: prácticamente no hay cortes, salvo en alguna zona puntual donde sea muy severo el clima y a los efectos de mantener la presión en los caños.

¹⁴ No obstante, cuando en un día se le informa la interrupción la parte de su servicio interrumpible y la industria no respeta la medida, únicamente por ese volumen que consumieron no autorizado y que debieron suspender lo pagan a valor de GNL (16 US\$ MM/BTU).

En lo concerniente a la ampliación de la capacidad de transporte de gas natural, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, la Secretaría de Energía de la Nación (dependiente del citado Ministerio), la empresa pública ENARSA, la empresa Emgasud S.A. (ahora GENNEIA S.A.) y el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), acordaron años atrás la realización de las obras de infraestructura pertinentes con el objeto de consolidar la provisión de gas natural en el país.

Habiéndose concluido las obras de la denominada Ampliación 2004-2005, que permitieron incorporar al Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural 4,7 millones de m³/diarios de capacidad, se encuentra en ejecución la Ampliación de la Capacidad de Transporte 2006-2013, el proyecto de infraestructura para gas natural más ambicioso de las últimas décadas. Este proyecto integral incluye la instalación, a lo largo y ancho del país, de casi 3.150 km de cañerías de gran diámetro, el incremento de aproximadamente 263.000 HP de potencia de compresión en 17 plantas compresoras y la ejecución de numerosas obras complementarias para readaptar el sistema existente. Esta obra debe ser destacada por su relevancia estratégica a los fines de brindar un adecuado respaldo al proceso de crecimiento y desarrollo nacional desde la consolidación de la matriz energética. En ese sentido, una vez finalizada, la Ampliación permitirá un aumento de la capacidad de transporte nacional de 25,9 millones de m³/diarios, lo que significa que un solo proyecto ampliará en 20% el total de la capacidad de transporte nacional existente antes de su inicio.

La Tabla 18 exhibe un resumen de las obras contenidas en la Ampliación 2006-2013, distinguiendo las mismas por sistema (Norte y Sur) y tipo de obra (loops y plantas compresoras):

Tabla 18. Ampliación de la capacidad de transporte de gas 2006-2013 por sistema y tipo de obra				
Sistema	Loops (km)	Potencia (HP)	Capacidad de transporte adicional (m³/día)	Sobre gasoducto
Norte	1.945	55.900	15.238.782	
			10.403.623	Norte
			4.835.159	Centro Oeste
Sur	1.204	207.000	10.703.497	
			745.257	Neuba II
			9.958.240	San Martín
TOTAL	3.149	262.900	25.942.279	
Nota: no se tuvieron en cuenta los dos traslados de 4.700 HP a PC Río Colorado y el de 12.700 HP a PC Moy Aike.				
Fuente: Plan Energético Nacional del Ministerio de Planificación Federal.				

Entre las obras de mayor relevancia, podemos destacar:

- Gasoducto submarino que cruza el Estrecho de Magallanes, denominado Gasoducto Transmagallánico, inaugurado en Marzo de 2010, con una capacidad de transporte de 18 millones de m³/diarios, con una extensión de obra de 37,7 km de gasoducto de 24".
- Ampliación Gasoducto Loop Regional Sur, proyecto acordado entre el Ministerio de Planificación Federal, la Secretaría de Energía de la Nación, el ENARGAS, y las empresas ENARSA y Emgasud S.A. (ahora GENNEIA).
- Gasoducto de Integración Juana Azurduy para la importación de gas boliviano, que oportunamente fue caracterizado en el presente informe, inaugurado en Junio de 2011, con una capacidad de transporte de 17,6 millones de m³/diarios.
- Gasoducto del Noreste Argentino, también caracterizado oportunamente en el presente informe, que tendrá una extensión de 4.131 km (1.448 km de gasoducto de 24" + 2.683 km de gasoductos de derivación), que proveerá de gas natural a las provincias del NEA (Formosa, Chaco, Corrientes y Misiones), norte de Salta y centro y norte de Santa Fe, y beneficiará a más de 3,4 millones de ciudadanos de 6 provincias.
- Programa Gas Plus, que promueve la inversión en nuevos yacimientos, especialmente bajo las formas no convencionales como el shale gas y el tight gas. En el año 2012 se incorporaron a la producción gasífera alrededor de 12 millones de m³/diarios (en 2009 y 2011 se inyectaron 3,6 y 9,8 millones de m³/diarios, respectivamente), en particular procedentes de las provincias de Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego. 66 proyectos fueron aprobados y se estima incorporar unos 160.000 millones de m³ de reservas de gas.
- Planta de Inyección Propano Aire (PIPA). Con el objeto de sumar esfuerzos para enfrentar los picos de consumo de gas natural el Ministerio de Planificación Federal decidió desarrollar el proyecto PIPA en el partido bonaerense de Esteban Echeverría. En 2008 ENARSA e YPF firmaron un contrato, en el marco del Programa Energía Total, para el diseño, construcción, operación, mantenimiento y despacho de la PIPA, con capacidad para 1,5 millones de m³/día de gas sintético (9.300 kcal/m³), para beneficiar a 500.000 ciudadanos. Las obras de diseño, construcción y puesta en marcha fueron encargadas por ENARSA a YPF, culminaron fines de 2009 y demandaron una inversión pública de US\$ 29 millones. Entre Mayo y mediados de Octubre de 2010 las tareas de operación, mantenimiento y despacho de la planta también fueron encargadas por ENARSA a YPF. Desde mediados de Octubre de 2010 ENARSA se encuentra a cargo de la operación y mantenimiento de la PIPA. Las normas de calidad y seguridad son exigidas por el ENARGAS y la Secretaría de Energía de la Nación. La PIPA produce gas

natural sintético, resultado de la mezcla de propano vaporizado y aire en porcentajes aproximados de 60% y 40%, respectivamente, a fin de ser inyectado en el anillo de media presión de la Capital Federal y en el Conurbano Bonaerense. De esta forma, la PIPA complementa la inyección de gas natural desde el sistema de transporte troncal siendo importante su empleo durante los picos de demanda en épocas invernales. La PIPA se encuentra vinculada mediante un propano ducto a las instalaciones de almacenamiento de gas licuado de petróleo (GLP), propiedad de YPF, ubicadas en Dock Sud (partido de Avellaneda, provincia de Buenos Aires). El propano debe tener una calidad tal que permita cumplir, una vez producida la mezcla, con los parámetros de calidad exigidos por la regulación del sistema de gas natural argentino. Dicha calidad de propano se obtiene exclusivamente a partir del propano extraído del gas natural, procesado en Bahía Blanca siendo transportado hasta Dock Sud en un buque arrendado por ENARSA específicamente para este propósito.

- Proyectos de regasificación de GNL (Bahía Blanca y Escobar), los cuales fueron caracterizados en el "*Informe Upstream Hidrocarburos de Argentina, Enero de 2014*", elaborado por el mismo autor del presente informe.

De manera complementaria a las expansiones sobre el sistema de transporte, se han desarrollado numerosos proyectos de expansión de los sistemas de distribución a lo largo y ancho del país con aportes del Estado Nacional. Desde el año 2006 se han desarrollado 23 obras de gasoductos de distribución de gran magnitud en 13 provincias, lo cual supone la instalación de algo más de 1.000 km de cañería troncal y 450.000 metros de redes de distribución para beneficiar a más de 238.000 usuarios. Los principales proyectos de distribución que se realizaron que aún continúan desarrollándose son:

- Gasoducto Fuegoño, que beneficia a 44.000 usuarios de la provincia de Tierra del Fuego.
- Gasoducto Cordillerano, que beneficia a 77.300 usuarios de las provincias de Río Negro y Neuquén.
- Gasoducto Patagónico, que beneficia a 8.500 usuarios de 13 localidades de la provincia del Chubut.
- Gasoducto de Interconexión entre los gasoductos Cordillerano Patagónico y troncal San Martín, para anillar a la cuenca Neuquina con las cuencas más australes de gas.
- Gasoducto Chumbita-La Rioja, que también comprende la instalación de una planta compresora en ejecución, para beneficiar a 15.000 usuarios.
- Gasoducto del Oeste, que beneficia a 1.300 usuarios de la provincia de La Pampa.

- Gasoducto de Daireaux, que beneficia a 4.400 usuarios de esta localidad bonaerense.
- Gasoducto de Arrecifes-Salto en la provincia de Buenos Aires.
- Gasoducto La Madrid, que beneficia a 2.400 usuarios de esta localidad bonaerense.
- Gasoducto Miraflores-La Quiaca, que beneficia a 1.440 usuarios de la provincia de Jujuy.
- Proyecto de Integración Neuquén-Río Negro (San Patricio del Chañar y otras), que incorpora a 8.100 usuarios adicionales.
- Sistema Ruta 8 en la provincia de Córdoba, que incorpora a 6.500 usuarios.
- Sistema Mendoza-San Juan, que incluye la instalación de una planta compresora y beneficia a 80.700 usuarios.
- Sistema de Distribución de la provincia de Santa Cruz, que beneficia a 11.000 usuarios.
- Ampliación Conesa-Viedma, que beneficia a 3.800 usuarios adicionales de la provincia de Río Negro.
- Ciudad de Tartagal, 50.000 metros de redes habilitadas, que benefician a 3.700 usuarios de la provincia de Salta.

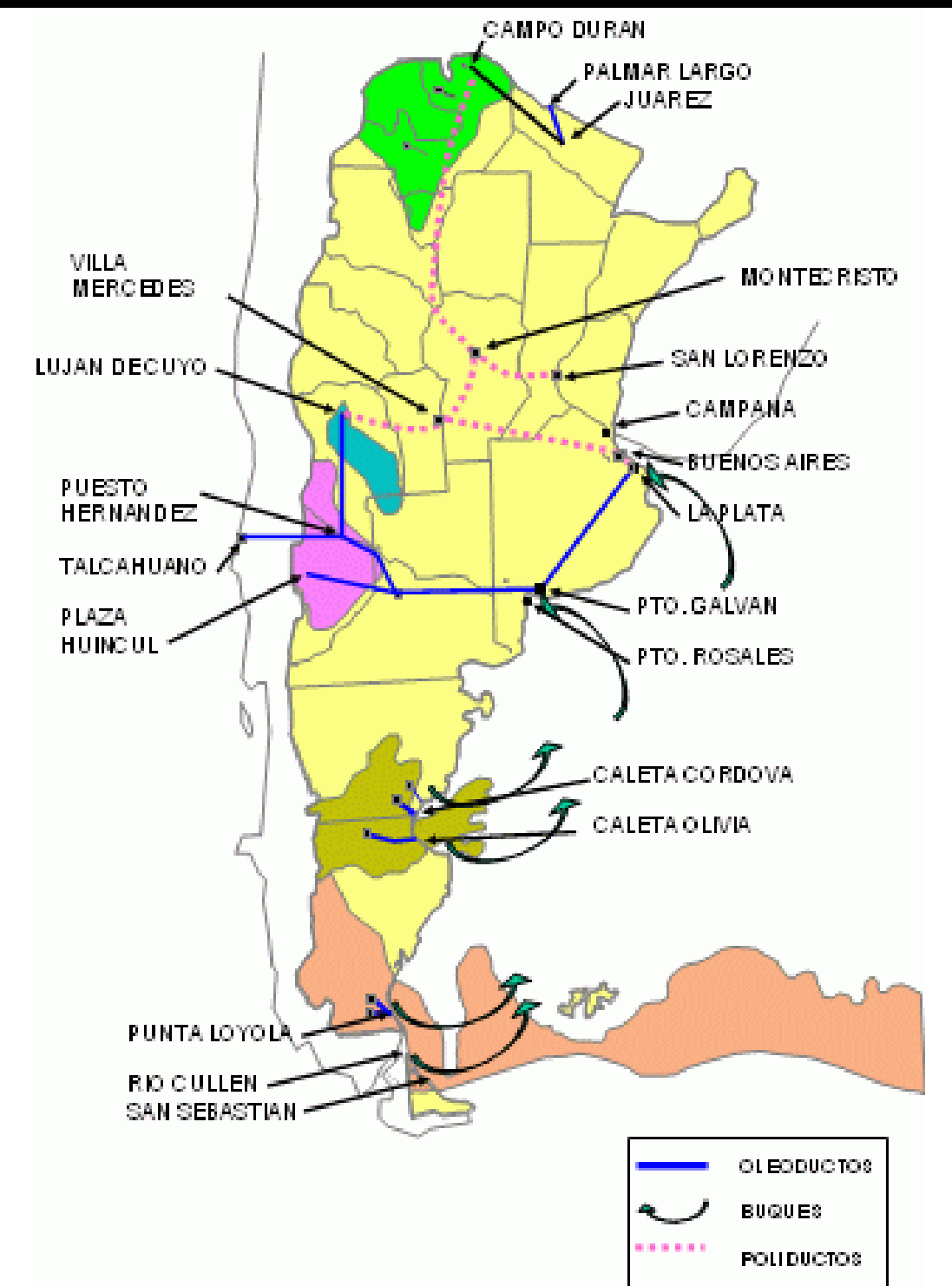
Todas estas obras, que corresponden al Plan Energético Nacional 2004-2019 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, permitieron incorporar más de 2 millones de hogares al servicio público de gas natural por redes, lo que implica un aumento de 33,7% durante en el período 2004-2013.

Ricardo De Dicco. San Carlos de Bariloche, 24 de Enero de 2014.

A continuación se presenta un anexo de mapas de transporte de hidrocarburos.

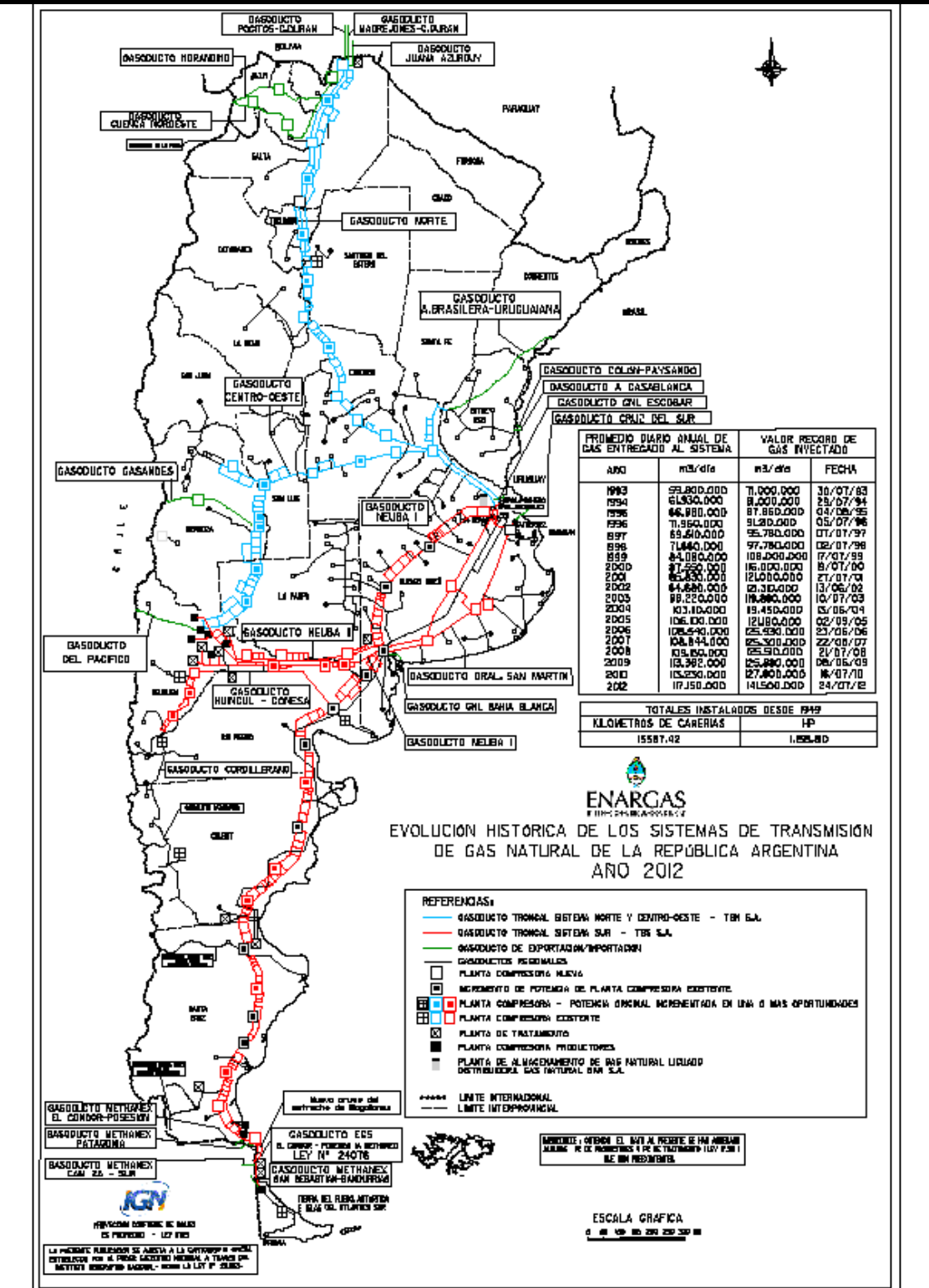
Anexo: Mapas del Transporte de Hidrocarburos en Argentina

Transporte de Petróleo Crudo y de Subproductos Derivados

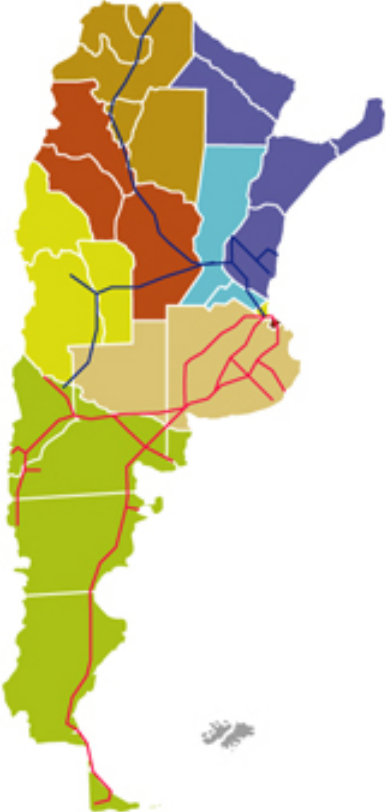
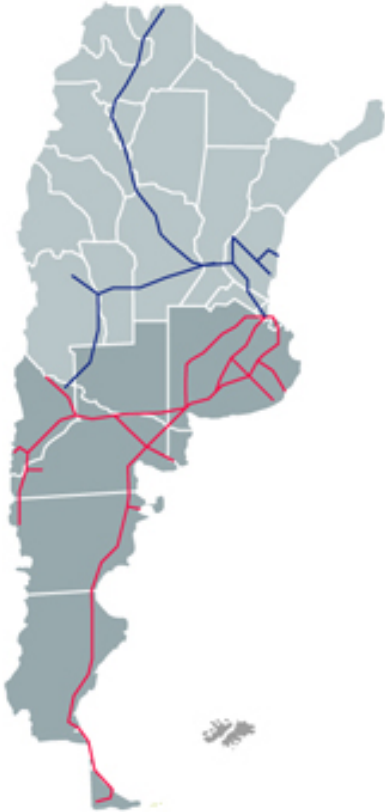


Fuente: Secretaría de Energía de la Nación.

Gasoductos troncales y regionales de abastecimiento del mercado interno, de exportación (a Chile, Brasil y Uruguay) y de importación (de Bolivia), Marzo de 2012



Fuente: Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).

Sistema de Transporte y Distribución Troncal de Gas Natural del mercado argentino			
Prestatarias del Servicio Público de Distribución		Prestatarias del Servicio Público de Transporte	
			
Distribuidoras	Jurisdicciones	Transportistas	Cuencas / Destinos
Gasnor S.A.	Jujuy, Salta, Tucumán y Santiago del Estero.	Transportadora de Gas del Sur S.A. (TGS)	Transporte gas natural de las cuencas NOA y Cuyana para las distribuidoras Gasnor, Gasnea, Distribuidora de Gas del Centro, Distribuidora de Gas Cuyana y Litoral Gas.
Gasnea S.A.	Formosa, Chaco, Misiones, Corrientes y Entre Ríos (solo esta ultima esta conectada al sistema troncal de gasoductos).		
Distribuidora del Gas del Centro S.A.	Catamarca, La Rioja y Córdoba.		
Litoral Gas S.A.	Santa Fe y noreste de Buenos Aires.	Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN)	Transporte gas natural de las cuencas Austral, Golfo de San Jorge y Neuquina para las distribuidoras Camuzzi Gas del Sur, Camuzzi Gas Pampeana, Distribuidora de Gas Cuyana, Metrogas y Gas Natural BAN.
Distribuidora de Gas Cuyana S.A.	San Juan, Mendoza y San Luis.		
Gas Natural BAN S.A.	Norte y oeste del Conurbano Bonaerense.		
Metrogas S.A.	Ciudad de Buenos Aires y Sur del Conurbano Bonaerense.		
Camuzzi Gas Pampeana S.A.	La Pampa y Buenos Aires.		
Camuzzi Gas del Sur S.A.	Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz, Tierra del Fuego y extremo sur de Buenos Aires.		
Fuente: ENARGAS.			

Referencias Bibliográficas

Bernal, Federico y Ricardo De Dicco (2013). *Resultados del Plan Energético Nacional 2004-2019*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo (2014). *Indicadores Energéticos de Argentina, Enero de 2014*. Documento de Trabajo del Observatorio de la Energía, Tecnología e Infraestructura para el Desarrollo (OETEC) y Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). San Carlos de Bariloche.

De Dicco, Ricardo (2013). *Avances del Plan Energético Nacional 2004-2019*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires. Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo (2013). *Diagnóstico y perspectivas del parque de refinación de petróleo de Argentina 2012*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo (2012). *Indicadores Energéticos de Argentina 2011*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo (2011). *Inversiones en el sector hidrocarburífero de Argentina, período 2003-2011*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo (2008). *Indicadores Energéticos de Argentina 2007*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo (2006). *2010, ¿odisea energética? Petróleo y Crisis*. Editorial Capital Intelectual, colección "Claves para Todos". Buenos Aires.

ENARSA (2013). *Informe de Gestión 2012*. Buenos Aires.

Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (2013). *Plan Energético Nacional 2004-2019*. Buenos Aires. Datos actualizados a Noviembre/2013.

Secretaría de Energía de la Nación (1996-2013). *Tablas Dinámicas*. Buenos Aires. Datos actualizados al 24/01/2014 (downstream).

NOTAS SOBRE EL AUTOR

Ricardo De Dicco

- Es especialista en Economía de la Energía y en Infraestructura y Planificación Energética del Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO) de la Universidad del Salvador.
- Especialista en Tecnología Nuclear y en Teledetección Satelital del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICeT).
- Se desempeñó entre 1991 y 2001 como consultor internacional en Tecnologías de la Información y de las Telecomunicaciones Satelitales.
- A partir de 2002 inició sus actividades de docencia e investigación científica sobre la problemática energética de Argentina y de América Latina en el Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del IDICSO (Universidad del Salvador), desde 2005 en la Universidad de Buenos Aires, a partir de 2006 como Director de Investigación Científico-Técnica del CLICeT, desde 2008 es miembro del Observatorio de Prospectiva Tecnológica Energética Nacional (OPTE) de Argentina, desde 2011 consultor externo de la Gerencia General de INVAP Sociedad del Estado y desde 2013 es Director del Observatorio de la Energía, Tecnología e Infraestructura para el Desarrollo (OETEC) y Coordinador de la Comisión de Energía Nuclear Metalúrgica de la Asociación de Industriales Metalúrgicos de la República Argentina (ADIMRA).
- También brindó servicios de consultoría a PDVSA Argentina S.A. y de asesoramiento a organismos públicos e internacionales, como ser la Comisión de Energía y Combustibles de la H. Cámara de Diputados de la Nación, el H. Senado de la provincia de Buenos Aires, el Ministerio de Educación de la Nación, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios y la Organización de Naciones Unidas.
- Ha participado como expositor en numerosos seminarios y congresos nacionales e internacionales sobre la problemática energética de Argentina y de América Latina.
- Es autor de más de un centenar de informes de investigación y artículos de opinión publicados en instituciones académicas y medios de prensa del país y extranjeros.
- Entre sus últimas publicaciones, se destacan: *"2010, ¿Odisea Energética? Petróleo y Crisis"* (Editorial Capital Intelectual, Colección Claves para Todos, Buenos Aires, 2006), co-autor de *"La Cuestión Energética en la Argentina"* (FCE-UBA y ACARA, Buenos Aires, 2006), de *"L'Argentine après la débâcle. Itinéraire d'une recomposition inédite"* (Michel Houdiard Editeur, París, 2007) y de *"Cien años de petróleo argentino. Descubrimiento, saqueo y perspectivas"* (Editorial Capital Intelectual, Colección Claves para Todos, Buenos Aires, 2008).

Correo electrónico: clicet@gmail.com



OETEC

Infraestructura para el desarrollo

<http://www.oetec.org>
oetecid@gmail.com