

INFORMES DE CADENAS DE VALOR

AÑO 1 - N° 6 –Julio 2016

Hidrocarburos



Ministerio de Hacienda y
Finanzas Públicas
Presidencia de la Nación

Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo
Subsecretaría de Planificación Económica
Dirección Nacional de Planificación Regional
Dirección Nacional de Planificación Sectorial

AUTORIDADES

Ministro de Hacienda y Finanzas Públicas

Lic. Alfonso Prat-Gay

Secretario de Política Económica y Planificación del Desarrollo

Lic. Pedro Lacoste

Subsecretario de Planificación Económica

Dr. Ernesto O'Connor

Directora Nacional de Planificación Sectorial

Lic. Paula Nahirñak

TÉCNICOS RESPONSABLES

Mariano Ramón, Lic. Mariela Ruggiero

ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO	6
<i>Indicadores Seleccionados</i>	7
<i>Esquema de la Cadena</i>	7
I. ESTRUCTURA DE LA CADENA	8
II. SITUACIÓN PRODUCTIVA Y ECONÓMICA	10
<i>II.1. Extracción y reservas</i>	11
<i>II.2. Transporte, refinación, distribución y comercialización</i>	14
<i>II.3. Refinación de petróleo</i>	14
<i>II.4. Distribución y comercialización</i>	16
<i>II.5. Capacidad productiva</i>	17
<i>II.6. Ventas al mercado interno</i>	18
<i>II.7. Comercio internacional</i>	19
<i>II.8. Vinculaciones con otras cadenas</i>	20
<i>II.9. Empleo</i>	21
<i>II.10. Costos y márgenes</i>	22
<i>II.11. Estructura de mercado y perfil empresario</i>	24
<i>II.12. Precios Internos</i>	25
III. MERCADO GLOBAL	26
<i>III.1. Producción, comercio y precios</i>	26
<i>III.2. Pronósticos de oferta, demanda y precios</i>	29
IV. LA CADENA Y SU LOCALIZACIÓN TERRITORIAL POR PROVINCIAS	30
V. POLÍTICAS PÚBLICAS RELEVANTES	32
VI. OTROS ASPECTOS RELACIONADOS	35
<i>IV.1. Ambientales</i>	35
<i>IV.2. Innovación</i>	35
VII. DESAFÍOS Y OPORTUNIDADES	38
<i>VII.1. Identificación de principales desafíos y tendencias de la cadena</i>	38
BIBLIOGRAFÍA	39
<i>Bases de datos y páginas web consultadas</i>	39
ANEXOS	41
<i>Anexo metodológico</i>	41
<i>Anexo Estadístico</i>	47

Este informe tiene por objeto realizar una descripción analítica y estructural de la cadena de valor de los hidrocarburos. Se consideran temáticas como: la configuración de relaciones económicas; su contexto internacional y tendencias; su proceso productivo y su evolución; la localización territorial; la incidencia de las políticas públicas, entre otros aspectos de relevancia.

Publicación propiedad del Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas de la Nación. Director Dr. Ernesto O'Connor. Registro DNDA en trámite. Hipólito Yrigoyen 250 Piso 8º (C1086 AAB) Ciudad Autónoma de Buenos Aires –República Argentina. Te: (54 11) 4349-5945 y 5918. Correo electrónico: ssplane@mecon.gov.ar URL: <http://mecon.gov.ar>

GLOSARIO

- Balance energético: aplicación de la ecuación de la conservación de la energía a un sistema determinado. Contabilidad de cantidades de energía intercambiadas por un sistema.
- Barril de petróleo: una unidad volumétrica (crudo, oil) equivalente a 42 galones americanos, 159 litros.
- BBL/DÍA: producción de barriles diarios
- Central eléctrica: instalación donde se efectúa la transformación de una fuente de energía primaria en energía eléctrica.
- Ciclo combinado: combinación de una o más turbinas de gas y de vapor en una planta de generación de electricidad. Sistema que complementa la generación eléctrica producida con una turbina de gas, con el aprovechamiento del calor residual de la combustión en una caldera de recuperación. El rendimiento es muy superior a los sistemas tradicionales de generación de energía eléctrica.
- Combustibles fósiles: sustancias combustibles procedentes de residuos vegetales o animales almacenados en períodos de tiempo muy grandes. Son el petróleo, gas natural, carbón, esquistos bituminosos, pizarras y arenas asfálticas.
- Comercialización: actividad ligada a la compra de energía o gas al por mayor (por ejemplo, a una empresa generadora o en el mercado mayorista) y la vende al por menor (por ejemplo, a un consumidor cualificado).
- Commodity: término inglés que se utiliza para referirse a las diferentes materias primas transadas en los mercados internacionales y que su cotización resulta subyacente a los mismos.
- Concesión o permiso: una concesión es el derecho que le otorga el Estado a una persona física o jurídica para que realice actividades de extracción, de acuerdo con la ley vigente. En el caso de Argentina, los estados provinciales son propietarios de todas las riquezas que se encuentran en el suelo y para realizar la exploración y la explotación de un recurso se tiene que solicitar un permiso.
- Distribución: actividad dedicada a la distribución de energía eléctrica o gas, así como a la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución.
- Eficiencia energética: está asociada al concepto de conservación de la energía, pero no puede entenderse solamente como una reducción del consumo. Los países de América Latina tienen un desafío doble, crear las condiciones para una adecuada calidad de vida de toda la población, que en muchos casos necesita aumentar su consumo de energía, y al mismo tiempo reducir la cantidad de energía que es convertida en bienes y servicios.
- ENARSA: Energía Argentina Sociedad Anónima. Fue creada el 29 de diciembre del año 2004, por la Ley Nacional Nº 25.943 y promulgada mediante el Decreto 1.529/2004.
- Energía primaria: fuente de energía natural existente en la naturaleza, como el carbón, el petróleo, el gas natural, el sol, agua almacenada o en movimiento, las mareas, el viento, el uranio, calor almacenado en la tierra (geotermia), etc. Se obtienen de la naturaleza, en forma directa como en el caso de la energía hidráulica, eólica o solar, la leña y otros combustibles vegetales; o después de un proceso de extracción como el petróleo, carbón mineral, geoenergía, etc. Después de su transformación, la energía primaria produce energía secundaria o intermedia (combustibles líquidos, carbón, electricidad, etc.).

- Esquisto: es un petróleo no convencional producido a partir de esquistos bituminosos mediante descomposición química, hidrogenación, o disolución térmica. Estos procesos convierten a la materia orgánica contenida dentro de la roca en petróleo sintético y gas.
- Esquistos bituminosos (lutitas bituminosas): son rocas metamórficas arcillosas, generalmente negruzcas, que contienen materiales inorgánicos y orgánicos, procedentes de la fauna y la flora acuáticas. El contenido en petróleo de los esquistos bituminosos varía enormemente, de forma que de una tonelada pueden extraerse de 75 a 125 litros de petróleo.
- Gas Natural: compuesto básicamente por metano, y una pequeña cantidad de otros gases más pesados dependiendo del yacimiento, como etano, propano, butano, etc.
- Gas Natural Líquido: Gas natural en fase líquida mediante la reducción de la temperatura (a -161°C a presión atmosférica), para facilitar su transporte y/o almacenamiento. Para volver a utilizarlo, el GNL debe ser regasificado mediante el suministro de calor.
- M³/DÍA: producción de metros cúbicos diarios
- Hidrocarburo: compuesto químico integrado por hidrógeno y carbono.
- Reserva: cantidad conocida de un recurso explotable con las condiciones económicas y técnicas del momento.
- Red troncal: infraestructura de comunicaciones que conecta la red secundaria con los yacimientos principales.
- Transportista: empresa que tiene la función de transportar energía eléctrica o gas, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte. Las empresas transportistas están obligadas a brindar libre acceso a sus redes a cambio de unas tarifas de acceso reguladas por el Estado.
- Yacimientos: acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas.

SIGLAS Y ACRÓNIMOS

- BP: Empresa Británica de Petróleo.
- BTU: Unidad Térmica Británica. Un BTU equivale a 0,252164 Kilocalorías.
- EIA: Administración de Información Energética.
- ENARGAS: Ente Nacional Regulador del Gas.
- GLP: Gas Licuado de Petróleo.
- GN: Gas Natural.
- ICLG: Impuesto sobre Combustibles Líquidos y Gas Natural.
- IIB: Impuesto a los Ingresos Brutos.
- INDEC: Instituto Nacional de Estadística y Censos.
- INTI: Instituto Nacional de Tecnología Industrial
- IVA: Impuesto al Valor Agregado.
- MEyM: Ministerio de Energía y Minería.

- OLADE: Organización Latinoamericana de Energía.
- TEP: Tonelada Equivalente de Petróleo.
- VC: Valor de Corte, utilizado en la legislación para la determinación de los derechos de exportación
- WTI: Precio internacional del petróleo West Texas Intermediate.
- YPF: Yacimientos Petrolíferos Fiscales.

RESUMEN EJECUTIVO

- La cadena hidrocarburífera se desarrolla en cuatro etapas: la extracción del petróleo y el gas, que comprende también la búsqueda y perforación; transporte; procesamiento; y distribución y venta de subproductos.
- La importancia de esta cadena en el funcionamiento del sistema productivo argentino responde a: la alta dependencia que posee la matriz energética local respecto de los hidrocarburos, la dificultad de sustitución de este tipo de recurso por energías renovables y la infraestructura de generación eléctrica existente, altamente dependiente de la energía térmica.
- El mercado local, al igual que en el resto del mundo, se encuentra altamente concentrado en empresas que a su vez integran verticalmente los distintos eslabones de la cadena, esto responde a la característica capital-intensiva de la etapa extractiva y de procesamiento.
- La ubicación geográfica de los actores de la cadena depende fundamentalmente de la localización de los recursos naturales. En la Argentina se cuenta con cinco cuencas productivas que se extienden en las provincias de Formosa, Salta, Jujuy, Mendoza, La Pampa, Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego.
- El presente trabajo realiza un análisis de las principales variables relativas a la cadena para el período comprendido entre los años 2010 y 2015 donde se destaca que:
 - La actividad de exploración tuvo un desempeño estable y la cantidad de metros perforados por pozo tuvo un incremento substancial.
 - Sin embargo, se registra una declinación en la producción de hidrocarburos (tanto de petróleo como de gas) que da cuenta de una caída en la productividad por perforación efectiva. La producción de petróleo crudo registró una caída del 9,7% (pasó de 34,2 millones de m³ a 30,9) y el declino del gas se ubicó en el 9,0% (cayó de 47.083 millones de m³ a 42.860).
 - La capacidad de transporte total del sistema no esgrimió aumentos, dando cuenta de la falta de inversión en este segmento y en contraposición, la etapa refinación de petróleo mostró un crecimiento con dos marcados incrementos en los años 2012 y 2015. Los principales derivados que apalancaron el aumento en la refinación fueron las naftas y el fuel oil.
 - Durante los últimos años la cadena esgrime importantes desequilibrios en términos de comercio exterior, debido a la política energética implementada desde 2003 hasta 2015, que llegaron a transformarse en problemas de impacto macroeconómicos para el país. El déficit comercial del sector tuvo un máximo de US\$ 6.579 millones en el año 2014.
 - Las importaciones poseen una participación destacada de gas natural y de gasoil, esto se explica principalmente por la creciente demanda térmica de las usinas utilizadas para la generación eléctrica.
 - Los precios locales de los hidrocarburos se encontraron fuertemente regulados por distintos instrumentos de política económica, centralmente por medio de derechos de exportación y acuerdos internos. Esto provocó una disociación que ubicó a los valores mundiales por encima de la cotización interna durante 2010 y 2014 e inversamente, durante 2015 el barril doméstico estuvo por encima del precio internacional.
 - El costo de producción en la etapa exploratoria presenta amplias dispersiones que se relacionan con las fases productivas en que se encuentran los yacimientos y sus condiciones geológicas.
 - En la etapa de refinación, la estabilidad del precio interno del crudo, el ritmo devaluatorio y el aumento en los precios de los combustibles líquidos implicó incrementos en su margen bruto medido en dólares que generaron un esquema de rentabilidad con incentivos para aumentar las colocaciones domésticas.
- Durante los últimos años las políticas públicas del Estado nacional generaron una importante incidencia negativa sobre la cadena de hidrocarburos, especialmente en la etapa extractiva. Compensaciones directas y beneficios tributarios cubrieron la diferencia entre los costos de provisión de la energía y los precios que pagó la demanda.

- En este sentido, la estructura de precios relativos de la cadena se vio fuertemente alterada, lo que tornó inviables las posibilidades de acompañar el incremento de la demanda de energía con las inversiones necesarias para ampliar la oferta genuina.
- A nivel innovativo aparecen algunas áreas de intervención estratégica que se plantean como desafíos a resolver para el desarrollo de la cadena. En este sentido, la gran potencialidad que posee Argentina para la explotación de *shale gas* y *shale oil*, y la implicancia del uso intensivo de los métodos de fractura hidráulica para su extracción, se presentan como un elemento clave en el que su resolución puede definir en forma categórica la lógica de desarrollo sectorial a implementar durante los próximos años.
- En el largo plazo se requiere de un cambio estructural en la matriz energética, que en base a los avances tecnológicos, permita incrementar la producción de hidrocarburos con métodos sustentables y migre una parte importante de la oferta a fuentes de energía renovable.

INDICADORES SELECCIONADOS

Etapa / Indicador	Unidad de medida	Valor 2015	Variación 2015/2014	Tasa de crecimiento acumulativa 2015/2010
Extracción				
Petróleo crudo	Millones de m ³	30,9	0,03%	-2,02%
Gas natural	Millones de m ³	42.860,5	3,41%	-1,86%
Refinación				
Gasoil	Millones de m ³	12,3	5,36%	0,06%
Naftas	Millones de m ³	11,9	8,78%	3,89%
Fuel Oil	Millones de m ³	4,9	-0,12%	5,01%
GLP ⁽¹⁾	Millones de Tn	2,2	-6,95%	-3,63%
Consumo interno				
Gas distribuido en redes	Millones de m ³	43.570,6	1,92%	2,88%
Venta de combustibles	Millones de m ³	24,8	3,07%	1,86%
Exportaciones				
Hidrocarburos	Millones de dólares	1.419	-55,46%	-23,09%
Petróleo crudo	Millones de dólares	672,8	-58,56%	-16,15%
Combustibles	Millones de dólares	437,7	-53,99%	-14,38%
Resto	Millones de dólares	308,9	-49,53%	-12,78%
Importaciones				
Hidrocarburos	Millones de dólares	7.105	-37,08%	10,85%
Gas Natural (Licuado y gaseoso)	Millones de dólares	3.566	-39,66%	34,96%
Gasoil	Millones de dólares	1.887	-0,38	-0,01
Precios				
Petróleo crudo (WTI)	US\$ por Barril	48,7	-47,66%	-9,3%
Gas Natural Licuado	US\$ por millón de BTU	11,0	-35,53%	3,2%
Empleo registrado				
Extracción de petróleo y gas	Puestos de trabajo	18.340	4,95%	1,48%
Refinación y procesamiento	Puestos de trabajo	9.309	0,65%	0,31%
Distribución territorial de la producción				
Gas natural		Petróleo		
Neuquén (47,1%); Estado Nacional (11,5%); Santa Cruz (8,9%); Chubut (8,4%); Tierra del Fuego (7,1%); Salta (6,6%); Mendoza (5,7%); Rio Negro (3,6%); La Pampa (1,1%); Formosa (0,1%)		Chubut (30,0%); Santa Cruz (21,2%); Neuquén (19,8%); Mendoza (14,6%); Rio Negro (6,6%); La Pampa (4,2%); Tierra del Fuego (1,4%); Salta (1,0%); Estado Nacional (0,9%); Formosa (0,4%)		

(1) Incluye plantas de tratamiento y separadoras de gas natural.

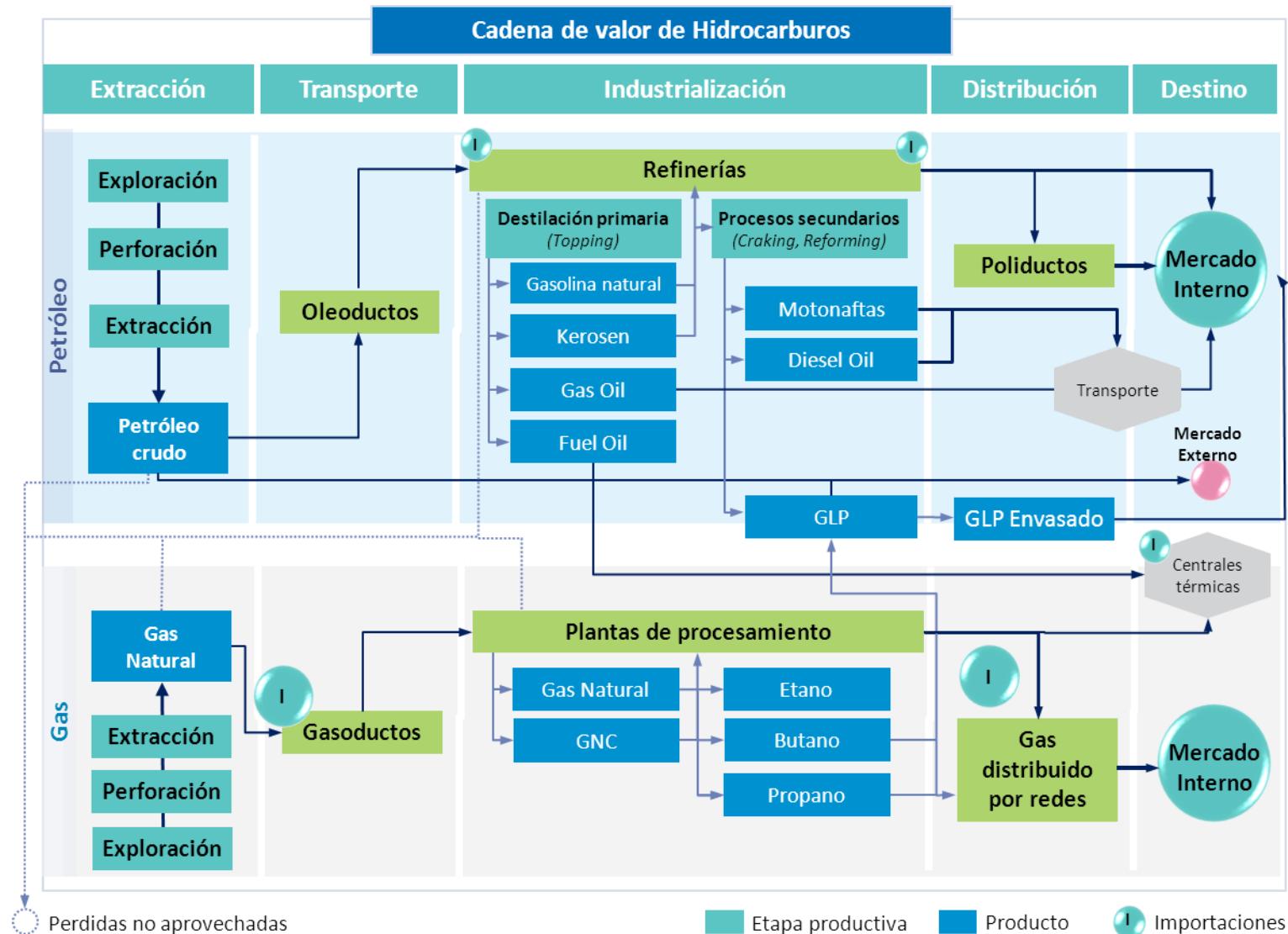
Fuente: elaboración propia con base en datos del MEyM, ENARGAS e INDEC.

Participación mundial de la Argentina	Porcentaje	Ranking
Producción		
Producción de petróleo crudo	0,71%	27
Producción de gas natural	1,02%	24
Refinación	0,64%	31

Reservas		
Probadas de petróleo crudo	0,13%	35
Probadas de gas natural	0,17%	35
No convencionales de petróleo (<i>shale oil</i>)	6,44%	4
No convencionales de gas natural (<i>shale gas</i>)	10,57%	2
Exportaciones		
Petróleo crudo	0,08%	44
Importaciones		
Gas Natural por gasoducto	0,81%	28
Gas Natural Licuado	1,96%	12

Fuente: elaboración propia con base en datos de British Petroleum.

ESQUEMA DE LA CADENA



Fuente: elaboración propia con base en datos del Ministerio de Energía y Minería.

I. ESTRUCTURA DE LA CADENA

La cadena hidrocarburífera se desarrolla en cuatro etapas compuestas a su vez se por diversas actividades. Dichas etapas son la extracción, que comprende también la búsqueda y perforación; el transporte, es decir el traslado de los hidrocarburos desde la “boca de pozo” a las plantas procesadoras; el procesamiento que incluye la refinación y/o separación de los mismos; y finalmente, la distribución y venta de los subproductos obtenidos.¹

La primera etapa, la cual comprende la realización de estudios y diagnósticos de exploración que dan lugar a la extracción de los hidrocarburos, es considerada como monoproducto², ya que las características geológicas en que se encuentran las reservas en nuestro país hacen que éstas actividades se desarrollen en forma conjunta tanto para el petróleo como para el gas.

Las técnicas utilizadas en este primer eslabón de la cadena, implican que en algunos yacimientos el gas natural que emerge junto al petróleo pueda ser inyectado a gasoductos, insumido para generar electricidad en el yacimiento, reinyectado en la formación para presionar la salida de los hidrocarburos aún encriptados o venteados a la atmósfera³.

Una vez extraídos los hidrocarburos, una parte se destina a la exportación y el resto pasa a la etapa de procesamiento donde se generan distintos tipos de combustibles que resultan esenciales para la actividad del transporte terrestre, fluvial, aéreo y para ciertas modalidades de ferrocarril, como así también para maquinaria agrícola y de la construcción.

Además, en función de la matriz de generación eléctrica nacional, los combustibles son un insumo central en la generación de electricidad, mediante distintas tecnologías de producción térmica (centrales a vapor, ciclos combinados, turbo diesel, turbo gas y motores diesel).

Adicionalmente, los combustibles son utilizados por la industria para la actividad de hornos, calderas, fraguas; así como también por los hogares; comercios y servicios para satisfacer necesidades de cocción, calentamiento de agua y acondicionamiento de ambientes.

Por otra parte, de la refinación de los hidrocarburos surgen insumos para la industria petroquímica⁴, así como también productos de uso final o intermedio en industrias químicas, farmacéuticas, de plásticos y envases.

En términos porcentuales, los hidrocarburos extraídos se distribuyen según los destinos en: gas distribuido en redes (39%), combustibles líquidos (36%), electricidad (19%), GLP (4%) y el resto de productos primarios (2%).

La importancia de esta cadena en el funcionamiento del sistema productivo argentino responde principalmente a la dificultad estructural de sustituir a los hidrocarburos por energías renovables en la matriz energética primaria y a la infraestructura de generación eléctrica existente, altamente dependiente de la energía térmica (72%)⁵.

En cuanto a la organización del mercado, cabe destacar que se trata de una estructura altamente concentrada en empresas que a su vez integran verticalmente los distintos eslabones de la cadena, esto al igual que en la mayoría de los mercados mundiales de esta cadena, responde centralmente a la característica capital intensiva de las etapas y en el caso particular de nuestro país, la manifestación concreta de esta lógica de acumulación del capital petrolero, se dio a partir del desarrollo histórico de una firma con capitales nacionales que tuvo una fuerte presencia en todas las etapas productivas. A pesar de ello, la versatilidad que exige la etapa extractiva implica la deslocalización del proceso productivo en

¹ Otra segmentación utilizada es la de *Ustream* para la extracción; *Midstream* en el transporte y *Downstream* para la refinación, procesamiento, distribución y venta.

² MANSILLA (2013).

³ Esta descripción es agregada y resulta disímil entre las distintas regiones y momentos del año calendario, la reinyección se efectúa fundamentalmente en meses de verano en las provincias de Neuquén y Mendoza, mientras que el gas aventado proviene de yacimientos sin conexión con los gasoductos principales. En nuestro país, existen instalaciones de transporte que permiten inyectarlo en gasoductos que capturan el 83% del gas extraído, el consumo dentro de los yacimientos en 2014 y 2015 fue del 12%, mientras que el 0,15% fue reinjectado a las formaciones y el 2,5% fue arrojado a la atmósfera, perdido o no aprovechado.

⁴ Bencinas, etano, aromáticos, parafinas y asfaltos que son derivados de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

⁵ La energía hidroeléctrica aporta el 23% de la electricidad y la nuclear el 4%.

diversas empresas proveedoras que funcionan como prestadoras de servicios a nivel mundial. Esto incide principalmente en los trabajos de perforación, puesta en producción de nuevos pozos y operaciones complejas de reparación y mantenimiento⁶, que son realizadas casi exclusivamente por empresas prestadoras de servicios con equipamiento específico propio.

En este segmento puede identificarse un primer grupo de empresas que intervienen en la etapa extractiva como operadoras donde se destacan: YPF, Pan American Energy, Total Austral, Pluspetrol y Petrobras, entre las más importantes del país⁷.

En lo que respecta a los proveedores de esta cadena, podemos señalar un primer segmento que corresponde a los que brindan servicios específicos a las grandes empresas, conformado por un grupo de multinacionales como Halliburton, Baker Hughes, Schlumberger, San Antonio, etc. que poseen la tecnología necesaria para la realización del trabajo prospectivo y estructural en los yacimientos y que se ubican geográficamente de acuerdo a la estrategia de localización de las empresas operadoras. Un segundo segmento de proveedores lo constituyen empresas locales (en su mayoría son PyME nacionales) que brindan servicios básicos de insumos o equipamiento de baja complejidad y especialización tecnológica, tanto a las operadoras como a las grandes prestadoras de servicios.⁸

Tal como se mencionó, una vez determinada la existencia de hidrocarburos en un yacimiento se comienza con la extracción comercial y simultánea del petróleo y el gas. A partir de este momento toda la cadena de hidrocarburos funciona bajo la lógica de un proceso continuo. La extracción puede darse a partir de la surgencia natural o a través de diferentes métodos de bombeo artificial por medio de las conocidas “cigüeñas” (extracción secundaria). Cabe destacar que en los dos eslabones siguientes, es decir en el transporte, así como también en la refinación, el proceso también funciona en forma continua y automatizada. La etapa de procesamiento es la que comienza a plantear la primera división de procesos en función del tipo de hidrocarburo. Para el caso del gas el producto extraído se transporta por ductos a plantas separadoras que habitualmente se ubican en áreas cercanas a la zona de extracción⁹. Allí se apartan los componentes ligeros (metano y etano, que constituyen el gas natural), el GLP (propano y butano) y los gases más pesados (como pentano y hexano).

El gas natural es reinyectado al sistema de transporte mediante el cual es llevado hasta las redes de distribución para su uso final, también forman parte del sistema las estaciones re-compresoras que son las encargadas de ir restituyendo la presión que va perdiendo el gas natural durante su transporte. El consumo se divide en: residencial, comercial, industrial, no energético (incluye industria petroquímica), generación eléctrica y GNC. El GLP se comercializa a granel, en recipientes, a través de redes de distribución cerrada para uso residencial o comercial y como insumo de la industria petroquímica.

A su vez, el petróleo es transportado mayoritariamente a las refinerías para obtener los subproductos a través de su refinación, cerca de un 14% de lo extraído se vende sin procesar a las terminales de exportación. En función de las distintas calidades de petróleo, existen distintos procesos de refinación a partir de los cuales se obtiene una gran variedad de productos (Gasoil, Naftas, Insumos químicos, Fuel oil, GLP y otros), existe además una importante estructura de almacenaje de combustibles, controlada mayoritariamente por las propias empresas refinadoras. En nuestro país, se da una situación disímil entre las refinerías grandes como La Plata o Luján de Cuyo y las de escala menor como Plaza Huincul (todas de YPF S.A.) y las pequeñas como la de Campo Duran perteneciente a Refinor. Las refinerías con mayor escala cuentan con procesos más completos y eficientes¹⁰, no obstante, el mercado interno se presenta como un

⁶ Como perforación, cementación y terminación de pozos y construcción de las instalaciones de superficie. En estas intervenciones se incluyen los trabajos denominadas como *work over* y *pulling*, que sirven para aumentar la productividad de los pozos.

⁷ Exceptuando a YPF S.A que se encuentra controlada mayoritariamente por el Estado Nacional por medio de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera Nro. 26.071 del año 2012, casi la totalidad de las empresas importantes son multinacionales y el resto de las operadoras locales posee capitales nacionales.

⁸ Esta estructuración del esquema de proveedores además de responder a los requerimientos de escala congruentes con los niveles de inversión necesarios (lo que explica los contratos globales entre las empresas de servicios y las petroleras), responde a la limitada productividad relativa que posee la producción nacional por causas geológicas.

⁹ En Argentina, una excepción se presenta en el caso de una planta separadora que se ubica en el polo petroquímico de Bahía Blanca, alejada de las cuencas productivas de gas.

¹⁰ Como *coking*, *reforming* o *hydrocracking* catalítico.

limitante al desarrollo de esta etapa, como plantea KAINDL (2009): “el nivel de la demanda de combustibles en nuestro país genera un límite al incremento de escalas y productividad”.

Una vez concluido el proceso de refinado, ya en el último eslabón de la cadena, tenemos la distribución de los combustibles líquidos en el mercado interno, la cual se realiza mediante dos canales:

- mayorista, integrado por grandes petroleras que abastecen a flotas de transporte de mercaderías o pasajeros, al agro, la industria, las usinas eléctricas y a las estaciones de servicios; y
- minorista, compuesto por estaciones de servicio y pequeños distribuidores independientes.

En el año 2015 se encontraban operativas 4.225 estaciones de servicio en el país, concentrando YPF, Shell, Axion y Petrobrás aproximadamente el 75% de dichas bocas de expendio (en general las estaciones de servicio se identifican con la marca de las empresas refinadoras). La concentración es aún más importante al analizar las ventas de derivados (Naftas y Gas Oil). Estos cuatro actores señalados dominan más del 95% de las ventas, concentrando YPF más de la mitad. Cabe destacar, que YPF y Petrobras están integradas verticalmente (*upstream* y *downstream*) mientras que las refinerías que no se encuentran integradas compran el crudo a las operadoras que sólo están presentes en el primer eslabón de la cadena, es decir en la etapa extractiva.

En términos de comercio exterior, los hidrocarburos tienen una participación muy significativa a partir del año 2011, cuándo comenzó a marcarse un sostenido déficit en el sector energético. Esto se originó centralmente por la caída en la extracción de gas natural y al aumento del consumo interno de energía que como se definió anteriormente depende significativamente de este tipo de hidrocarburo.

La ubicación geográfica de los actores de la cadena, sobre todo en las primeras etapas, depende fundamentalmente de la localización de los recursos naturales. Así es como encontramos diferentes núcleos productivos con reservas y extracción de hidrocarburos donde se encuentran diversas empresas prestadoras de servicios, estos están vinculados a las cuencas que se encuentran productivas y se destacan: Comodoro Rivadavia, Neuquén, Mendoza y en menor medida Tierra del Fuego y Salta. Los tres primeros, si bien no llegan a definirse formalmente como *clusters*, por su cercanía geográfica y complementariedad productiva pueden entenderse como núcleos productivos de la cadena. En este sentido, la existencia de reservas no convencionales en la provincia de Neuquén, podría generar un *cluster* específico de *Shale*.

Vaca muerta

Nuestro país cuenta con la segunda reserva mundial de shale gas, después de China y la cuarta reserva mundial de petróleo en esquisto¹¹. Este reservorio ubicado en la cuenca neuquina, denominado en forma general como “Vaca Muerta”, está conformado mayoritariamente de hidrocarburos “no convencionales” por encontrarse en un tipo de formación muy compacta e impermeable (los poros no están interconectados entre sí como en el caso de las convencionales). Estas formaciones, reciben el nombre genérico de shale, tigh, esquisto o lutitas. Para extraer el hidrocarburo de estas formaciones se utiliza una técnica denominada fractura hidráulica o fracking, que consiste en inyectar a presión un fluido formado básicamente por agua y arena, más el agregado de algunos aditivos químicos (0,5%). Si la fisura se abre gracias a la acción de la presión del agua, es necesario garantizar que quede abierta una vez que la presión disminuya, por este motivo se le agrega arena al agua. La arena ingresa a las fisuras y las apuntala para impedir que vuelvan a cerrarse.¹²

En la Argentina existen 19 cuencas sedimentarias, de las cuales sólo cinco de ellas son productivas: Austral, Golfo San Jorge, Cuyana, Noroeste y Neuquina¹³. Para visualizar en el territorio nacional las distintas cuencas sedimentarias ver sección “La cadena y su localización territorial por provincias”.

Finalmente, se destaca que a las particularidades de las actividades que componen la cadena se les suman las condiciones descriptas para el mercado argentino, dando lugar a un contexto complejo que agrega a la condición normal de elevado riesgo minero y bajo riesgo comercial, la dinámica de intervención del sector público argentino. Este contexto intensifica la incertidumbre al momento de evaluar inversiones y

¹¹ En base a datos de EIA 2016:

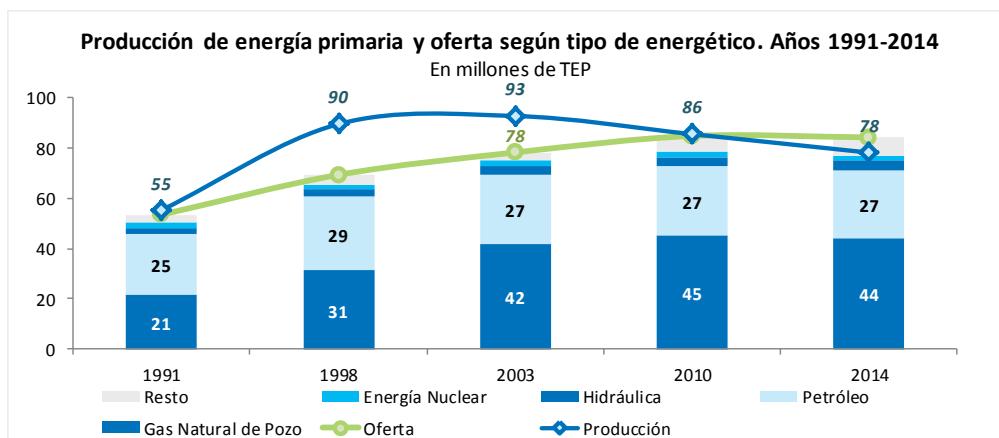
¹² En base a ANADÓN (2014).

¹³ Las explotaciones de tipo off-shore corresponden al Estado Nacional.

congruentemente da lugar a la obtención de significativas rentas para los proyectos que logran establecerse.

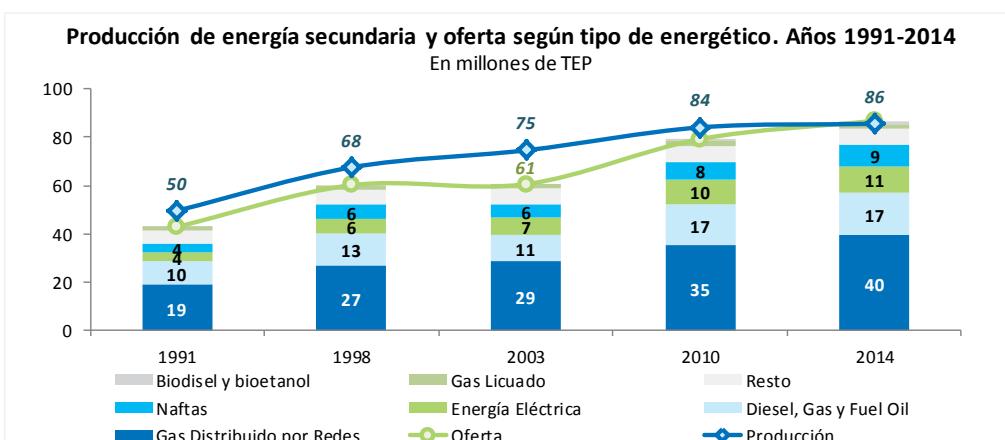
II. SITUACIÓN PRODUCTIVA Y ECONÓMICA

La matriz de generación primaria y secundaria de energía, establece una primera dimensión del rol estratégico que posee la cadena de hidrocarburos en la economía del país. En los gráficos 1 y 2 se presenta la evolución de la producción de energía primaria y secundaria junto con la oferta por tipo de energético. Puede observarse que los hidrocarburos mantienen una alta participación en la oferta energética, proveyendo el 85% de la energía primaria total. A su vez, los derivados del petróleo y el gas conforman el 93% de la matriz de energía secundaria. En ambos casos se observa que el desempeño creciente de la oferta no fue acompañado en igual ritmo por la producción y terminó generando un déficit de cobertura en el año 2014, esta dinámica se presenta en forma destacada en el caso de la producción primaria, donde el excedente de producción formaba parte de las exportaciones sectoriales.



Nota: en el resto se incluye carbón mineral, leña, bagazo, aceites vegetales, alcoholes vegetales, energía eólica y energía solar.

Fuente: elaboración propia con base en datos del MEyM.



Fuente: elaboración propia con base en datos del MEyM.

Además de poder evidenciar la sesgada orientación hidrocarburífera en la matriz energética nacional, los gráficos permiten ver la pérdida de autonomía que fue adquiriendo la cobertura de la demanda local de energía y en consecuencia la delicada dependencia de importaciones, especialmente de Gas Natural y Fuel Oil¹⁴. También se destaca la pequeña incidencia que tienen las energías renovables, en el año 2014 estas

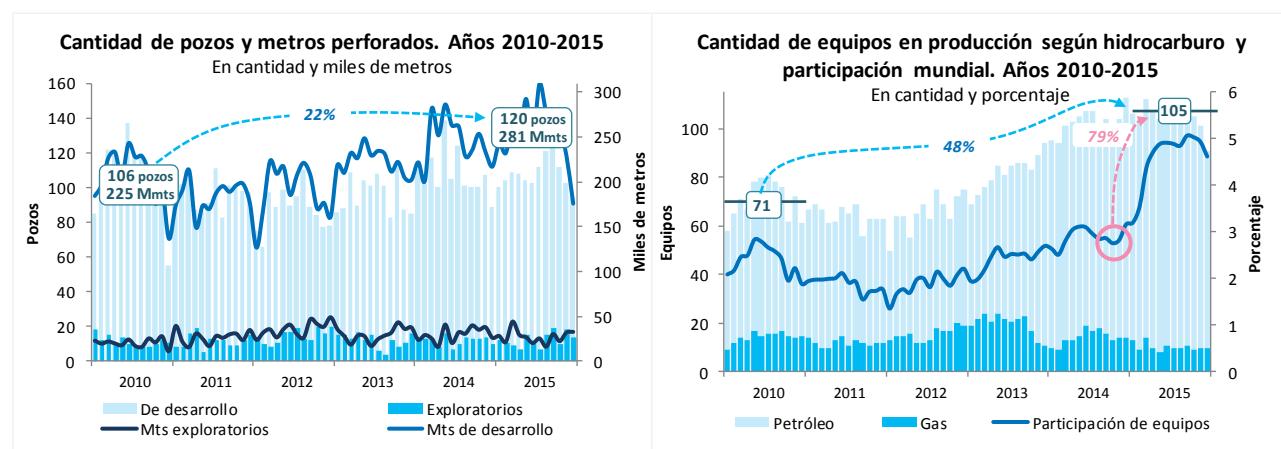
¹⁴ Para ver el detalle del desempeño comercial ver apartado "II.7. Comercio internacional".

aportaron el 4,1% de las fuentes primaria donde se destaca el biodiesel y el bioetanol que representan el 92% de las fuentes renovables¹⁵.

II.1. EXTRACCIÓN Y RESERVAS

II.1.1 EXTRACCIÓN

La cantidad de pozos exploratorios perforados entre los años 2010 y 2015 mantuvo un promedio estable de doce pozos mensuales. A su vez, la dinámica de las actividades de perforación que buscan aumentar la producción en el mediano y largo plazo (representada por la cantidad de pozos de desarrollo), tuvo un desempeño estable entre los extremos de la serie pero esgrimió un cambio de tendencia en el año 2012; donde se visualiza “un piso” que representa el 81% del promedio mensual de pozos entre 2010 y 2015. La cantidad de metros perforados por pozo tuvo un incremento substantivo aumentando un 22% entre los años analizados (pasó de 1.936 a 2.359 mts. por perforación).



Fuente: elaboración propia con base en datos del MEyM.

Por otra parte, la cantidad de equipos utilizados en la exploración y extracción acompañó el desempeño creciente descripto por los pozos en el período analizado. Con una variación del 48% entre los extremos, la distinción cualitativa de este crecimiento se refuerza cuando se analiza la participación de los equipos ubicados en la Argentina respecto al total de máquinas operativas en el mundo, donde se visualiza que el incremento local tuvo una correspondencia lineal con el crecimiento en la participación mundial. Cuando se relacionan las cantidades de perforaciones y equipos puede notarse una asimetría en los desempeños, esto responde a que parte de los equipos utilizados no se destinan a realizar nuevos desarrollos sino que sirven para incrementar la productividad de los existentes, se trata de las máquinas definidas como *workover*.

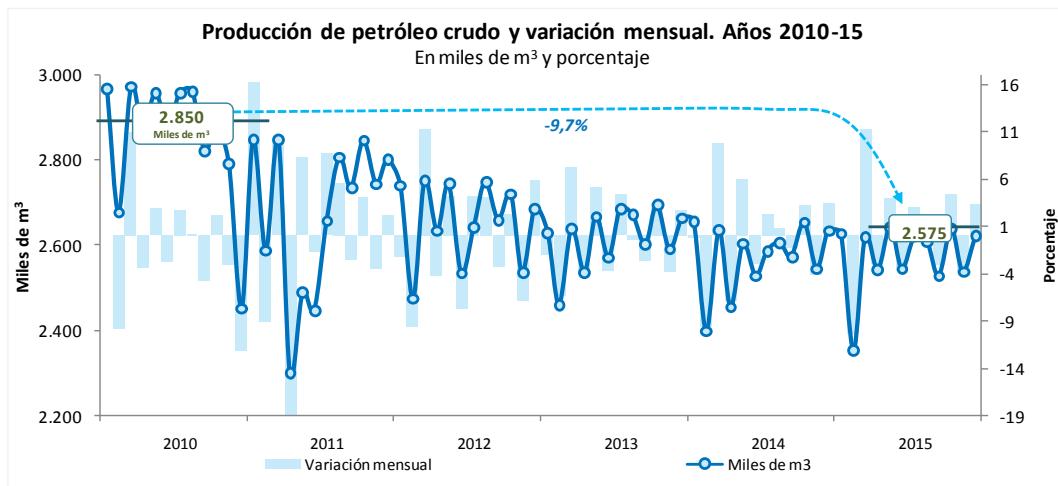
PETRÓLEO

En relación a la extracción de petróleo, resulta importante destacar la tendencia decreciente que experimenta a lo largo de todo el período la producción diaria de crudo. Con una caída del 9,7% entre 2010 y 2015, la producción del último período marcó el mínimo de 30,9 millones de m³. La serie muestra fuertes oscilaciones intermensuales en diciembre de 2010, enero de 2011 y abril del mismo año, todas superiores al 19%; éstas en particular responden a los conflictos gremiales que mantuvieron prácticamente paralizada la producción de petróleo en la cuenca del Golfo de San Jorge de la provincia de Santa Cruz.

La empresa operadora más importante en la extracción de crudo en nuestro país es YPF, en el año 2015 abarcó el 43% de la producción, le sigue PAE (19%) y con una incidencia menor Petrobras, Pluspetrol, Sinopec y Tecpetrol (6%, 5%, 4% y 4% respectivamente)¹⁶.

¹⁵ Este tipo de energía comenzó a tener participación a partir del fomento específico que se le dio a la industria local a través de la Ley N° 26.093 y el régimen que desgravaba las exportaciones progresivamente y obliga a componer los combustibles locales con una parte creciente de biocombustibles.

La dinámica de participación en el mercado de las firmas se mantuvo estable en el caso de YPF y PAE, pero los últimos seis años Pluspetrol y Sinopec incrementaron su cuota en detrimento de Petrobras y el resto de las empresas.



Fuente: elaboración propia con base en datos del MEyM.

Por su parte, en el análisis de la extracción por cuencas sedimentarias entre 2010 y 2015, se observa que todas las superficies tuvieron un declino en la producción con heterogéneos niveles de intensidad. El área del Golfo San Jorge produce el 49% del crudo y mostró una variación del -3,2%, este desempeño logró compensar las fuertes caídas que exhibieron la cuenca Noreste y Austral, con variaciones promedio del -27%; y la Cuyana y Neuquina con tasas del -14%.

Este tipo de desempeño por cuenca guarda relación con la etapa productiva en que se encuentran los yacimientos del área (creciente o decreciente) y el nivel de inversión que posee cada una; a mayor cantidad de reservas, menor será el costo unitario de los pozos extractivos. En este sentido, el Golfo de San Jorge que extrae el crudo tipo "Escalante"¹⁷, posee el 67% de las reservas existentes en las cuencas productivas del país, le sigue la cuenca Neuquina con el 22% de las reservas y entre la Cuyana, Austral y Noreste se abarca el 11% restante.

GAS NATURAL

La tendencia declinante en la extracción de gas registra una intensidad similar a la presentada por la producción de petróleo, en este caso el declino del gas se ubicó en el 9,0% (cayó de 47.083 millones de m³ a 42.860). Sin embargo, la trayectoria muestra un cambio de tendencia, durante los primeros años la caída llega al 11% entre 2010 y finales de 2012 y a partir del año 2013 la extracción se estabiliza y comienza un alza que llega al 3% al final del año 2015 (TCA 2013-15: 2%). Este rebote responde principalmente a los incentivos directos que el Estado Nacional otorgó a las gasíferas por el aumento en la inyección local, donde el mecanismo utilizado consistía en ubicar artificialmente los precios locales por encima de los internacionales¹⁸.

En este sentido, las principales beneficiarias de los planes de estímulo mostraron un desempeño creciente en la extracción de gas, YPF aumentó su producción un 25% entre 2013 y 2015 y PAE un 17%, el resto de las gasíferas declinó su performance desde el inicio del período destacándose los rendimientos negativos que esgrimen Petrobras, Pluspetrol y Total Austral (-47%, -41% y -5% respectivamente).

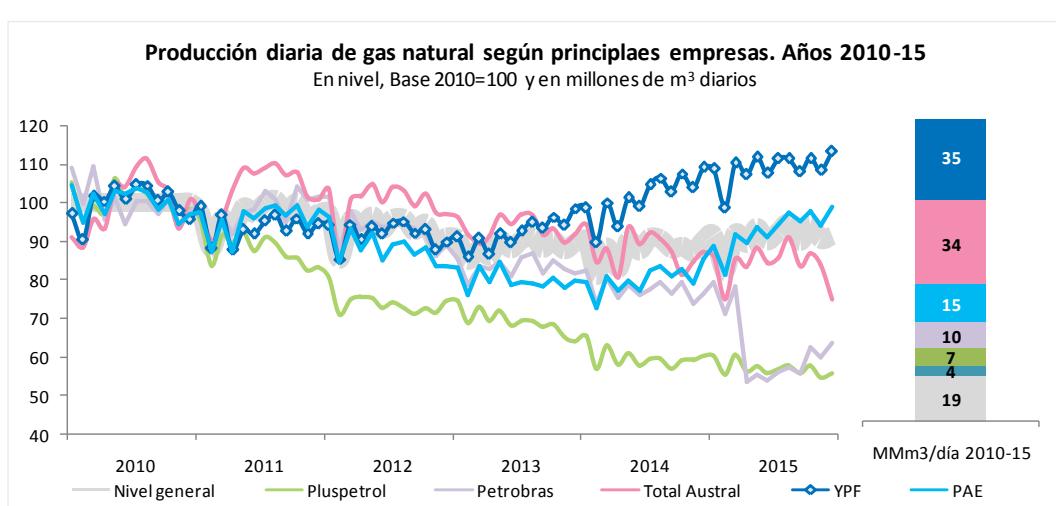
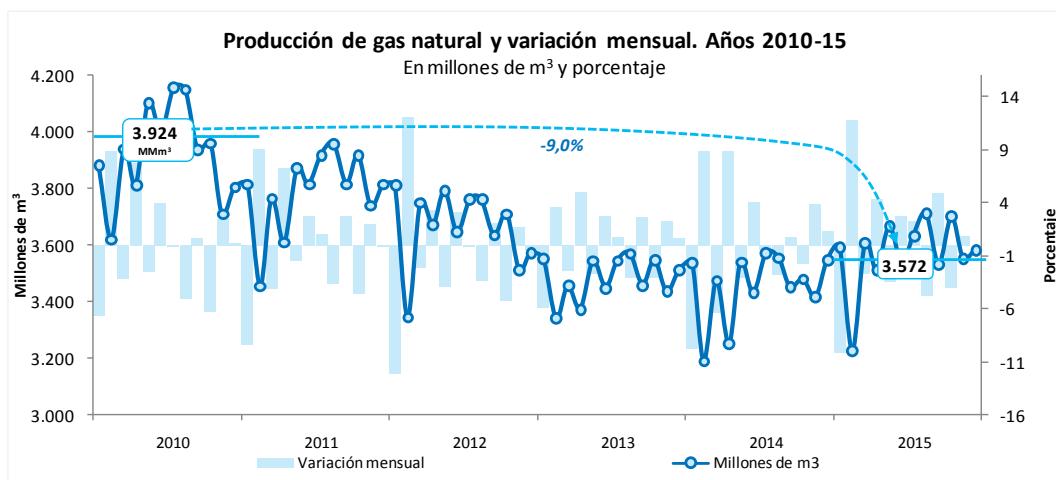
Las firmas que permitieron modificar la tendencia del ciclo operan sobre las principales cuencas gasíferas, YPF concentra más de la mitad de la cuenca Neuquina (55%) y esta a su vez representa el 57% de la

¹⁶ Para más detalle ver Anexo estadístico, sección de extracción.

¹⁷ De los denominados pesados (36 grados API). Por el nivel de tecnología existente en las refinerías locales, este tipo de crudo es utilizado en forma parcial y se destina principalmente al mercado externo.

¹⁸ En el período analizado el precio asegurado por la compensación (7,5 US\$/millón de BTU) más que duplicó el promedio internacional (3,12 US\$/millón de BTU).

producción, definiéndose como el área de mayor participación en la extracción de gas. PAE posee un 6% de los yacimientos del área araucana y el 16% de la cuenca Austral, siendo ésta la segunda cuenca gasífera operativa de la Argentina (23% de la extracción).



La dinámica de la producción traccionó la actividad de exploración que tuvo su correlato en la cantidad de reservas gasíferas. Estas muestran una caída sostenida entre 2010 y 2012 (-12%) y luego aumentan hasta 2015 (5%). Esto implicó que las reservas iniciaran el período con una durabilidad de 7 años, cayeran y luego extendieran su capacidad de abastecimiento a 7,7 años. La mayor cantidad de reservas se encuentran en la cuenca Neuquina, que mantuvo su participación en el 45%, sin embargo, la cuenca Austral aumentó sus capitales que sumados a la caída en el resto llevó a incrementar su participación en 11 pp.¹⁹

¹⁹ Para más detalle de la evolución de las reservas ver Anexo estadístico.

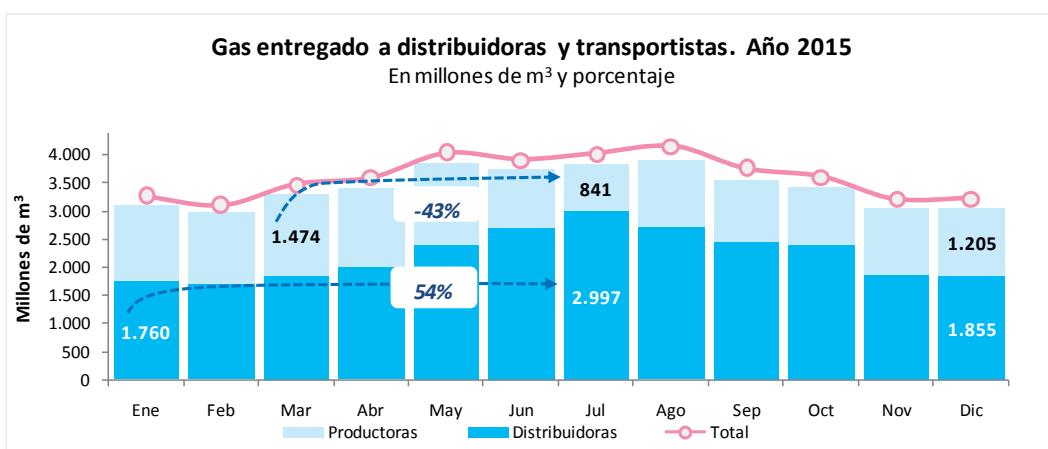
II.2. TRANSPORTE, REFINACIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

II.2.1 TRANSPORTE DE PETRÓLEO Y GAS

El sistema de transporte de petróleo y sus derivados opera diferenciadamente a través de redes de oleoductos o poliductos y por medio de buques. La red de ductos está dispuesta fundamentalmente en la zona centro y norte del país. Ésta trasporta la producción de las cuencas Norte, Cuyana y Neuquina. En cambio, la producción de las cuencas del Golfo San Jorge y Austral, es enviada a través de ductos hasta las plantas de almacenaje de las terminales marítimas para luego ser trasportadas por buques. Para visualizar la infraestructura de transporte ver el Mapa 4 en la sección “La cadena y su localización territorial por provincias”.

A su vez, el sistema de transporte de gas en la Argentina, está dividido en dos grandes regiones. La región norte, administrada por la empresa licenciataria Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN) y la región sur, que está administrada por la otra empresa licenciataria, Transportadora de Gas del Sur S.A (TGS). El mapa citado anteriormente, expone las trazas principales del sistema de transporte de gas en la Argentina²⁰.

La capacidad de transporte total del sistema, en el año 2015, fue de 43.570 millones de m³ diarios, con un máximo de 134,4 MMm³/día registrado en el mes de agosto. El comportamiento estacional de la demanda influye en la asignación al sector residencial que se encuentra priorizada por el Ente Nacional Regulador del Gas y, en este sentido, la distribución mensual del gas entregado a distribuidoras y transportistas, muestra como durante los meses invernales cerca del 70% del gas se destina a consumidores residenciales en detrimento del destinado al sector productivo.



Fuente: elaboración propia con base en datos de ENARGAS.

II.3. REFINACIÓN DE PETRÓLEO

II.3.1 DERIVADOS DEL PETRÓLEO

La evolución de la elaboración de productos derivados del petróleo y el gas desarrollado en las refinerías del país presentó dos importantes incrementos de igual cuantía los años 2012 y 2015 (5%), esto responde a una combinación de aumento tanto en la productividad de las refinerías como en su la capacidad instalada, ambas ampliaciones generaron un agregado de 10,2% en la producción diaria de las fábricas.

Los principales derivados que apalancaron el aumento fueron las naftas, estas explican el 54% del incremento, a su vez el *Fuel Oil* aportó el 27% y el resto del incremento se repartieron entre GLP e insumos químicos (7% y 4%); el único subproducto que incidió negativamente fue el combustible aéreo (-0,5%).

²⁰ Existen también los denominados gasoductos regionales. En este caso y siguiendo el formato del Anuario del Enargas del año 2014, la capacidad de estos ductos está incluida en los sistemas de TGN y TGS. El mapa exhaustivo, se encuentra en la página Web del Enargas.

Producción de derivados del petróleo y el gas. Años 2010-2015							
	En miles de m ³ y porcentaje						
Producto	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Promedio 2010-15
Total	37.264	37.242	39.102	39.104	39.194	41.067	106,4 m ³ /día
Gasoil	12.238	12.188	12.114	11.850	11.648	12.273	33,0 %
Naftas	9.843	10.453	11.067	10.950	10.951	11.912	29,8 %
Fuel Oil	3.809	3.542	4.171	4.554	4.869	4.863	11,8 %
Insumentos químicos	4.177	3.959	4.212	4.269	4.437	4.324	11,6 %
Gas Licuado de Petróleo	1.755	1.774	1.828	1.861	1.886	2.001	5,1 %
Combustibles aeronáuticos	1.644	1.596	1.681	1.670	1.607	1.626	4,5 %
Resto (1)	3.798	3.732	4.028	3.949	3.796	4.069	10,7 %

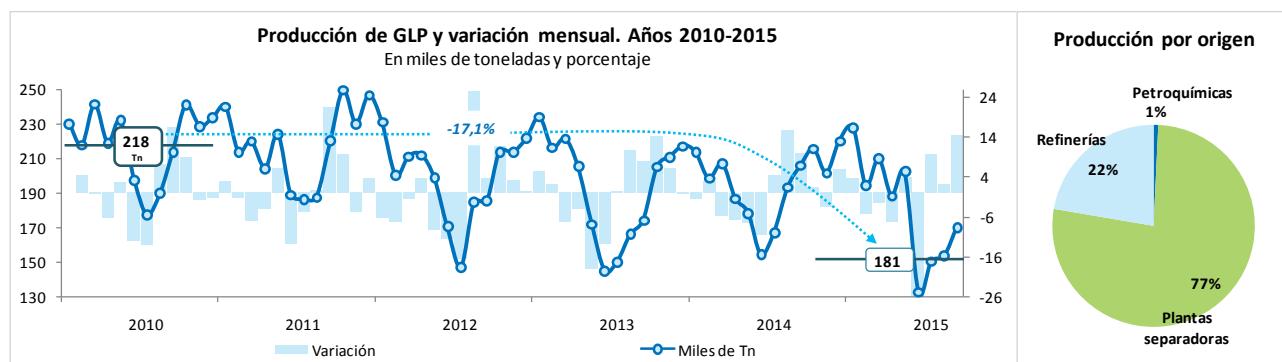
(1) Incluye: coque, gas de refinería para consumo propio, Lubricantes, Aguarras y Kerosen.

Fuente: elaboración propia con base en datos de ENARGAS.

II.3.2 PRODUCCIÓN DE GLP

La producción local ha experimentado una constante caída durante los últimos seis años, entre 2010 y 2015 se redujo a una tasa anual acumulativa de 3,6%, estableciendo un mínimo en la serie de 181 mil toneladas en el año 2015.

La producción local se encuentra repartida casi en partes iguales entre propano (1,17 millones de toneladas) y butano (1,10 millones de toneladas), mientras que el componente mezcla representó en 2015 el 3,3% de la producción (en particular esta categoría viene acelerando su caída).



Fuente: elaboración propia con base en datos de MEyM.

La producción de GLP se origina mayoritariamente en las plantas separadoras de Gas Natural, que durante los últimos seis años acumularon el 77% de la producción, a su vez las refinerías alcanzaron el 22% y la industria petroquímica aportó el 1% del total.

En términos regionales, el 45% de la producción proviene de la provincia de Neuquén, el 25% de Bahía Blanca y el 28% de las refinerías ubicadas en Campana, La Plata y Dock Sud. El polo productor ubicado en Salta acapara el 4% de la producción total (10% de las refinerías) y la zona Noreste del país no posee producción de GLP, en este caso la refinería más cercana se ubica en la Provincia de Santa Fe (menos del 1% de la producción de las refinerías).

Los dos productores principales en Argentina son YPF (con 23% de participación sobre la producción total) y Compañía Mega (22% del total). En un segundo grupo se ubican Transportadora de Gas del Sur (TGS, con 17%) y Refinería del Norte (REFINOR, 13%), finalmente Axion (con 6%) completa el grupo de cinco empresas que dan cuenta del 80% de la producción.

El gas licuado comercializado en envases resulta el principal producto energético para el sector residencial que no accede al gas natural de red. La mayor concentración de este tipo de usuarios se encuentra en el conurbano bonaerense Buenos Aires (34%), seguido por Santa Fe (29%) y Córdoba (9%). Este segmento de la población se compone mayoritariamente por hogares con bajos ingresos, el 67% de estos se ubican entre el primer y quinto decil de ingreso. Es decir, que se desprende una relación inversa entre nivel de ingresos

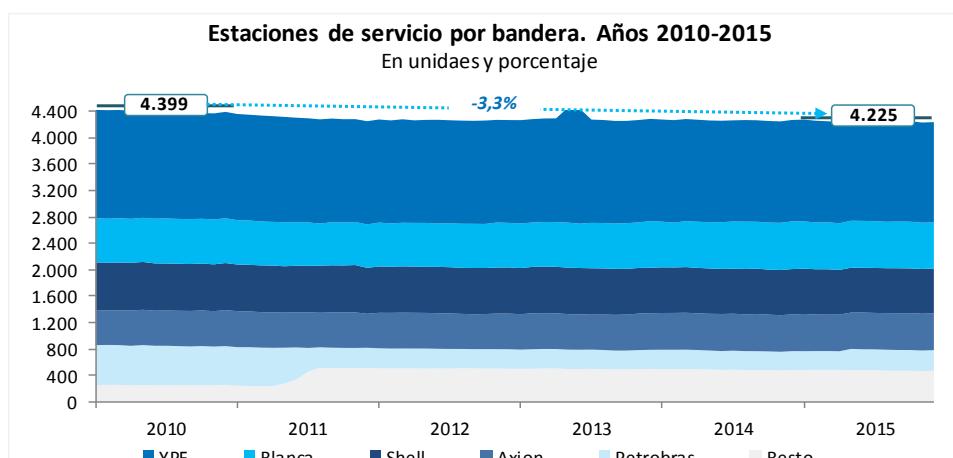
del hogar y el consumo de garrafas; por cada hogar que consume GLP en el último decil de ingreso existen cinco en primero. En términos agregados, el nivel de ingresos promedio de un hogar usuario de GLP envasado es un 27% menor al de un hogar que no es usuario.²¹

II.4. DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

II.4.1 COMBUSTIBLES

Una vez pasado el proceso de refinado, la distribución de los combustibles líquidos en el mercado interno se realiza por dos canales: mayorista²² y minorista, compuesto este último por estaciones de servicio y pequeños distribuidores independientes. La distribución minorista, cuenta con un total de 4.225 estaciones de servicio en el año 2015, YPF abarca la mayoría del mercado (37%), seguido por Shell (16%) y en tercer lugar los establecimientos independientes (bandera blanca, 16%).

En el período analizado, la reducción del 3,3% en las estaciones de servicio, implica un cierre de 144 establecimientos, de los cuales un 59% se encontraban en el interior del país. En este sentido, la menor cantidad de bocas de expendio encuentra una de sus explicaciones en el incremento del parque automotor que utiliza GNC, lo que generó un aumento del número de estaciones que comercializan exclusivamente gas natural comprimido, estas aumentaron un 4% (pasaron de 1.723 a 1.800).



Fuente: elaboración propia con base en datos de MEyM.

II.4.2 RED DE DISTRIBUCIÓN DE GAS

Al igual que lo que sucede en el segmento de transporte, la distribución de gas está a cargo de empresas que tienen licencias sobre dicho servicio para determinadas regiones geográficas.

En el siguiente cuadro se presentan los datos de distribución y puede observarse que la misma se incrementó un 15% del año 2010 al 2015. Destacándose Metrogas como la única distribuidora que mermó su entrega (-10%) y Litoral Gas la que muestra el mayor incremento (34%).²³

²¹ Estos datos surgen en base al análisis de la base de microdatos perteneciente a la Encuesta Permanente de Hogares que desarrolla el INDEC.

²² Integrado por grandes petroleras que abastecen a flotas de transporte de mercaderías o pasajeros, al agro y a las estaciones de servicios.

²³ En algunas localidades del país las redes de distribución de gas no están conectadas físicamente a los gasoductos troncales. Esta situación se da especialmente en el NEA. Las maneras de abastecer las redes de estos centros de consumo alejados del sistema troncal, son diversas, aunque la más utilizada es la que se realiza con GLP indiluido (propano vaporizado). Otro sería el caso de aquellos núcleos de consumo que no cuentan con un sistema de redes y por tal motivo, el abastecimiento se realiza a través de un sistema de intercambio de recipientes (garrafas). En estos casos, la fuente de energética también es el GLP.

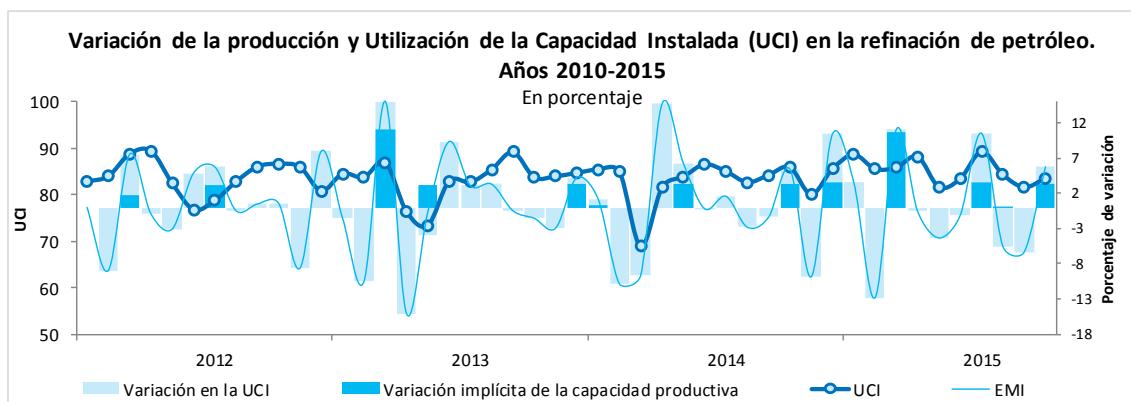
Distribución de gas natural. Años 2010-2015							
En miles de m ³							
Producto	2010	2011	2012	2013	2014	2015	%
Total	37.808	40.335	41.552	42.915	42.750	43.571	100
Pampeana	6.821	7.043	7.174	7.968	7.864	7.868	18,1
Sur	5.440	6.315	6.224	6.825	7.452	7.443	17,1
Metrogas	8.166	8.468	8.602	8.202	7.465	7.390	17,0
Litoral	4.407	4.688	5.058	5.459	5.630	5.903	13,5
Ban	4.382	4.650	5.002	4.688	4.731	4.746	10,9
Gasnor	3.388	3.560	3.805	3.774	4.069	4.383	10,1
Centro	2.483	2.729	2.797	2.917	2.577	2.799	6,4
Cuyana	2.387	2.519	2.493	2.672	2.561	2.631	6,0
Gasnea	249	273	293	300	299	303	0,7
Paraná	83	89	103	111	101	105	0,2

Fuente: elaboración propia con base en datos de ENARGAS.

II.5. CAPACIDAD PRODUCTIVA

Teniendo en cuenta la evolución de la capacidad de refinación, es oportuno analizar en qué nivel se ubicó la Utilización de la Capacidad Instalada (UCI) del sector durante los últimos seis años. Como puede apreciarse en el siguiente gráfico, la UCI mostró un promedio del 84%, alcanzando un nivel del 89% en julio de 2015.

Teniendo en cuenta la variación que experimentó la producción medida a través del bloque “refinación de petróleo” del Estimador Mensual Industrial que desarrolla el INDEC y el dato de utilización de la capacidad instalada de la misma fuente. Puede inferirse que existen períodos donde los aumentos se adjudican a incrementos de la capacidad productiva. Esto se destaca en los períodos presentados (marzo de 2013 y 2015) y resultan consistentes con las inversiones realizadas por la empresa YPF en su refinería de Dock Sud.



Fuente: elaboración propia con base en datos de INDEC.

La capacidad productiva de refinación en la Argentina asciende a 36,86 millones de m³ anuales, este valor representa un 30% de la capacidad productiva de Brasil y un 47% de la de Venezuela. Las refinerías ubicadas en Buenos Aires representan el 63% de la capacidad instalada e YPF concentra más del 51% de la misma.

Refinerías instaladas en Argentina según capacidad de procesamiento diario. Año 2015				
Refinería	Empresa	Capacidad productiva	Provincia	Año de inauguración
Total	-	36,86	-	-
La Plata	YPF	10,97	Buenos Aires	1925
Luján de Cuyo	YPF	6,27	Mendoza	1940
Dock Sud	Shell	5,80	Buenos Aires	1931
Campana	Axion	5,04	Buenos Aires	1911
San Lorenzo	Oil	2,92	Santa Fe	1938
Bahía Blanca	Petrobras	1,77	Buenos Aires	1926
Campo Duran	Refinor / YPF	1,53	Salta	1962
Plaza Huincul	YPF	1,46	Neuquén	1975
Resto	PyMEs	1,10	-	-

Fuente: elaboración propia con base en datos de las empresas publicados en internet.

II.6. VENTAS AL MERCADO INTERNO

La evolución del consumo final de energía secundaria, en línea con la estructura de la matriz energética, muestra una gran incidencia de los hidrocarburos y es explicada centralmente por el consumo de gas y derivados del petróleo (80%).

Consumo por tipo de energía y fuente. Años 2010-2015						
Energía secundaria	2010	2011	2012	2013	2014	%
Total	56.174	58.467	57.363	60.273	59.918	100
Electricidad	9.509	9.967	10.178	10.578	10.899	18,2
Gas distribuido por redes	20.860	22.077	22.011	23.227	22.883	38,2
Derivados del petróleo(1)	24.825	25.278	24.316	25.587	25.151	42,0
Otros(2)	980	1.145	858	881	985	1,6

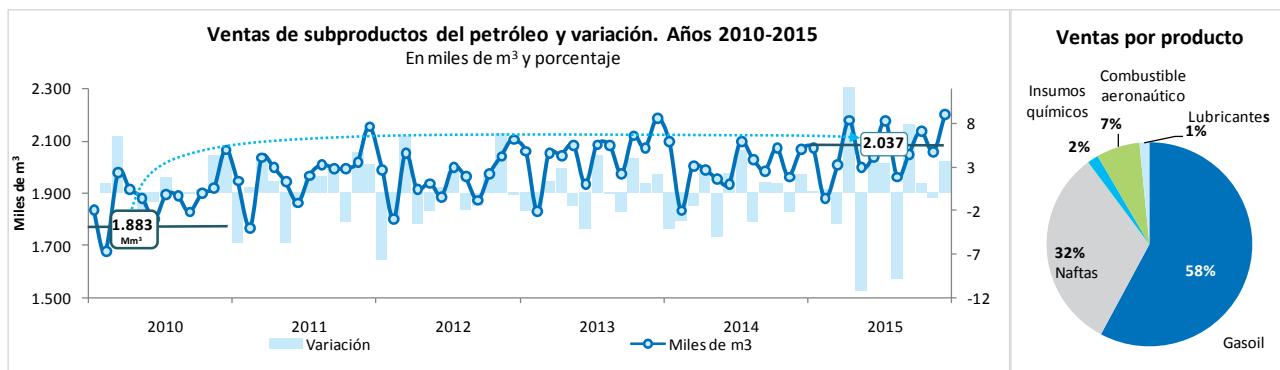
(1) En derivados de petróleo se incluye: gas de refinería, gas licuado, motonafta total, kerosene y aerokerosene, diesel oil, gas oil, fuel oil, carbón residual y no energético.
(2) Otros: gas de coquería, gas de alto horno, coque de carbón, carbón de leña, bioetanol, biodiesel.

Fuente: elaboración propia con base en datos de MEyM.

El sector con mayor demanda es el del transporte (31% del consumo promedio entre 2010 y 2014), seguido por el sector residencial (28%) y el industrial (26%); a su vez el sector agropecuario y comercial participan con igual cuantía en la demanda (8%).

Por otra parte, cuando se analizan las ventas según el tipo de producto. Se destaca la evolución positiva que muestran las ventas, con un incremento del 9,6% entre 2010 y 2015 (a una tasa acumulativa anual del 2%), en el último período se registraron ventas por 24,8 millones de m³. Allí el gas oil resulta el producto más vendido durante todo el período, explicado por el consumo de las centrales eléctricas y al aumento en la superficie utilizada para la producción agropecuaria.

También se aprecia la participación en segundo orden de las naftas, aquí es conveniente resaltar que las ventas se acompañan por las variaciones en la demanda automotriz de combustibles más livianos, es decir, la refinación de nafta de bajo octanaje fue suplantada por la nafta ultra.



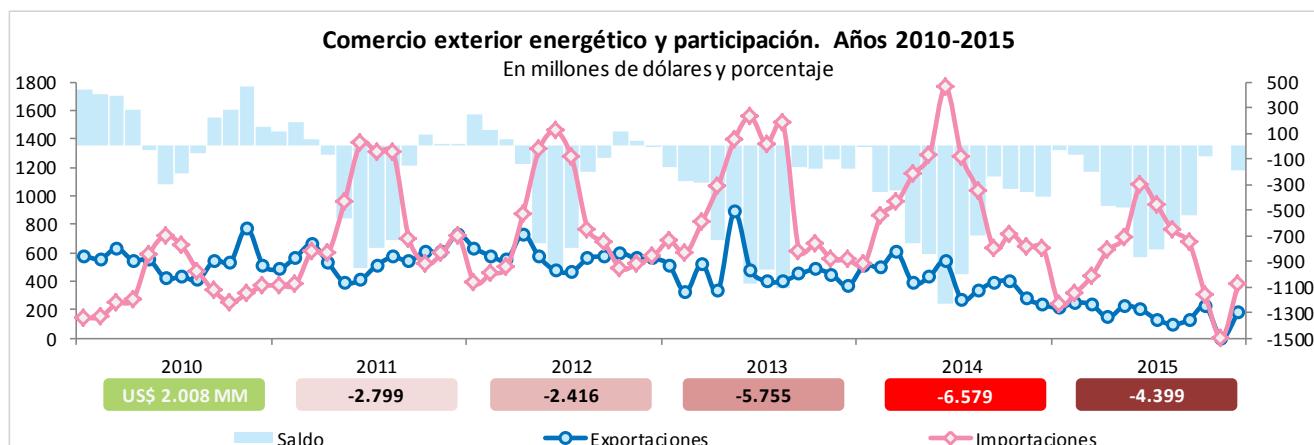
Fuente: elaboración propia con base en datos de MEyM.

II.7. COMERCIO INTERNACIONAL

II.7.1 EXPORTACIONES, IMPORTACIONES Y BALANZA COMERCIAL

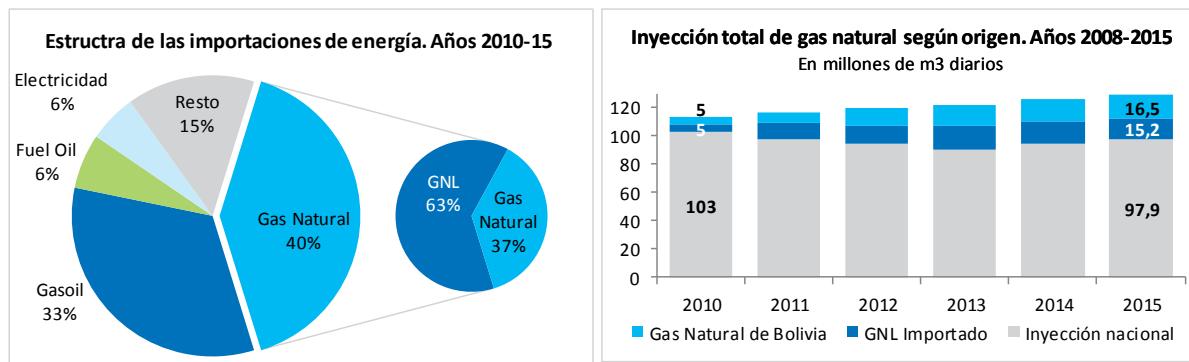
Los hidrocarburos comenzaron a definir una creciente participación en el comercio exterior argentino a partir del año 2011. En este período, las importaciones de combustible líquido requeridas para abastecer la demanda interna terminaron definiendo un déficit comercial que incidió significativamente en el balance comercial agregado, alcanzando a representar el 18% del total de importaciones en el año 2014. Sin embargo, en el año 2015 se experimentó una mejora que estribó en la disminución de los precios internacionales (-37%) y la reducción de las cantidades compradas (-12%).

Por su parte, las exportaciones mostraron una reducción drástica del 69% entre 2010 y 2015. Esta sostenida caída del 22% interanual tiene correspondencia con el descenso en la producción antes descripto.



Fuente: elaboración propia con base en datos de INDEC.

Las importaciones poseen estructuralmente una participación destacada del gas natural y el gasoil, ambos acumulan el 73% de las compras en el período 2010-2015. En particular la demanda de Gas natural creció significativamente en el período analizado y la inyección local se contrae sensiblemente (-5%); esto provocó un aumento sostenido de las importaciones provenientes de Bolivia (TCA del 27%) y del Gas Natural Licuado originario principalmente de Trinidad y Tobago (TCA: 25%).



Nota: en el resto se incluye carbón, naftas (liviana y pesada), crudo, GLP y otros derivados

Fuente: elaboración propia con base en datos de INDEC y ENARSA.

II.7.2 INSERCIÓN INTERNACIONAL ACTUAL: PARTICIPACIÓN RELATIVA DE ARGENTINA

Las exportaciones de petróleo crudo de Argentina concentran el 0,2% de las exportaciones mundiales (U\$S 1.618 millones). Por otra parte, desde el año 2010 el país es un importador sostenido de Gas Natural proveniente de Bolivia por medio del gasoducto Juana Azurduy que inyecta 5,4 millones de m³ diarios (un 32% del total de exportaciones de Bolivia). A su vez, las importaciones de Gas Natural Licuado por medio de barcos ascienden a un promedio de 6,5 MMm³/día y representan un 30% de las importaciones de Latinoamérica y un 2% de las mundiales.

II.8. VINCULACIONES CON OTRAS CADENAS

La cadena de los hidrocarburos produce principalmente combustibles que son esenciales para el sector doméstico y de servicios, pero son sensiblemente especiales para la actividad industrial. Los derivados del petróleo y el gas como insumos difundidos capturan el 9,6% de las compras realizadas por las actividades económicas nacionales. Este promedio se explica principalmente por las actividades productivas del sector secundario y de la construcción (10,8%), obteniendo los servicios una menor demanda en los productos de la cadena (7,0%).

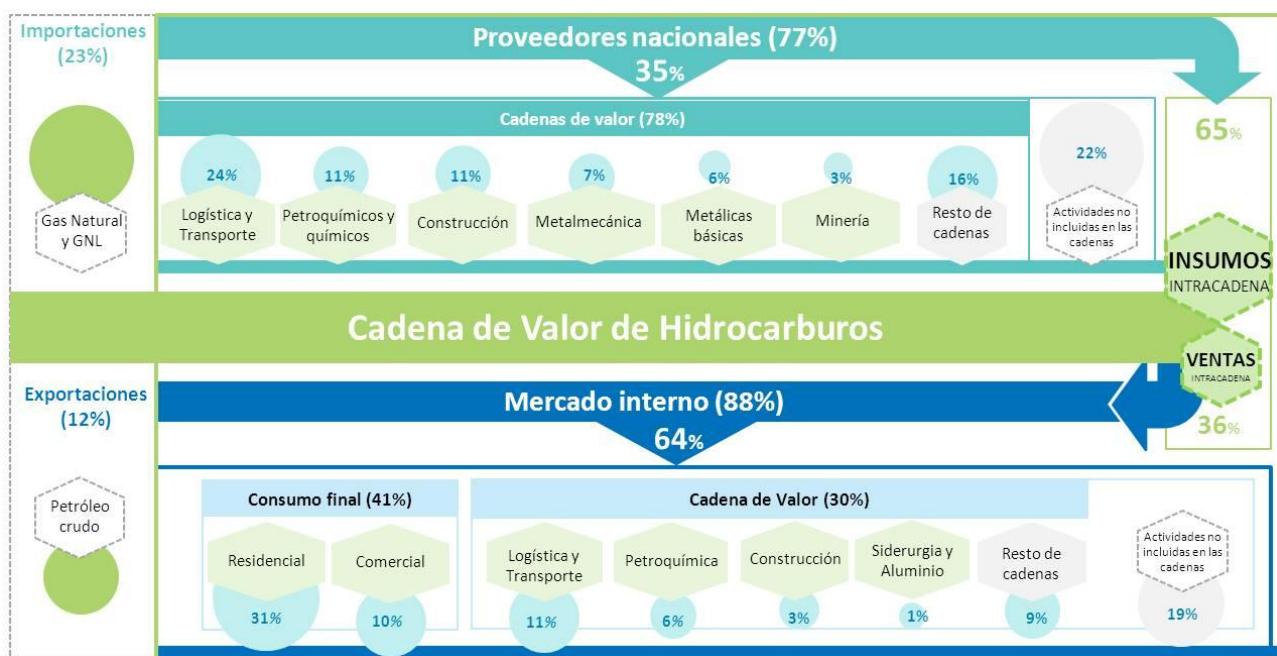
Teniendo en cuenta que nuestro país utiliza mayoritariamente energía térmica para la generación de electricidad (el 67% de la generación eléctrica proviene del gas y los combustibles líquidos), los hidrocarburos inciden directa e indirectamente en los sectores productivos. En este sentido, la importante participación de fuentes hidrocarburíferas en la oferta energética se ordena sectorialmente con la cobertura plena de la demanda del sector de transporte, el 96% dentro del sector agropecuario, el 93% en el comercio y el 87% de la energía consumida por el sector industrial.

La participación de las compras al interior de la cadena es muy importante y representa el 65% del total, a su vez un 23% de los insumos son de origen importado y organizándolos en cadenas de valor el transporte y los petroquímicos son los que generan mayor abastecimiento.²⁴

En relación a las ventas de la cadena se destaca que las colocaciones en el mercado interno representan el 88% de las mismas, dentro de estas, el 36% se realiza dentro de la cadena y el resto se reparte para el consumo final y a otros sectores productivos; donde se destacan la cadena de logística y la petroquímica. Por consiguiente esta industria produce productos finales e intermedios, de muy difícil sustitución, que son altamente estratégicos para el funcionamiento del sistema productivo nacional.

²⁴ Como se mencionó en la descripción estructural de la cadena, la industria del petróleo y del gas presenta en la etapa de exploración y explotación una serie de actividades específicas altamente especializadas, que son desarrolladas por empresas de servicios petroleros globales y propietarias de los equipos necesarios para desarrollarla. Con lo cual, la contratación de estos servicios se incluye en la demanda de importaciones de la cadena.

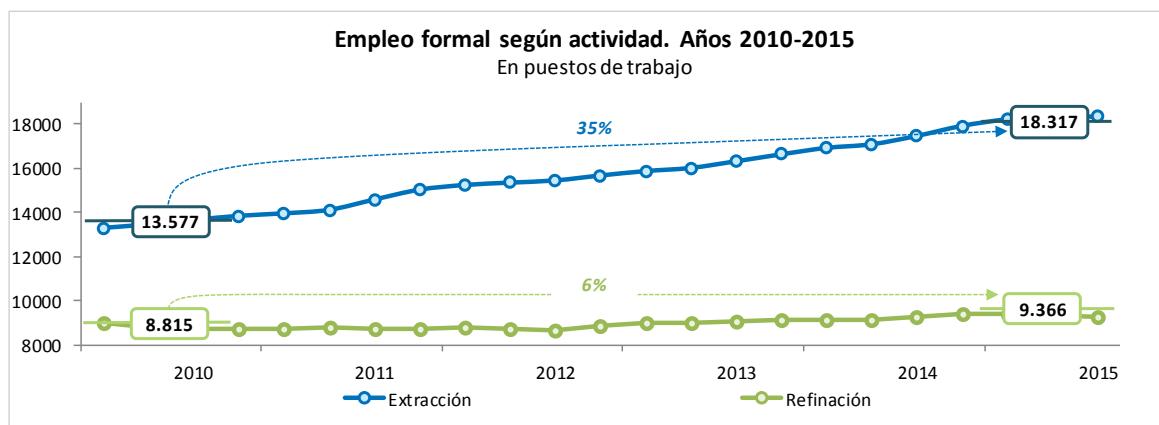
Esquema. Articulación de la cadena de valor de los hidrocarburos, según proveedores y destino. Año 2015



Fuente: elaboración propia con base en datos del MEyM e INDEC.

II.9. EMPLEO

El empleo del sector mostró una evolución creciente a lo largo de los años analizados, promediando un incremento agregado del 24% entre los extremos de la serie. En cuanto al peso del sector sobre el empleo nacional, durante el año 2015, los puestos generados representaron poco más del 2% del empleo privado registrado del país.



Fuente: elaboración propia con base en datos del Observatorio de Empleo y Dinámica Empresarial, Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social (MTEySS), en base al Sistema Integrado Previsional Argentino (SIPA).

Por otra parte, la evolución del empleo por actividad remarca el apalancamiento que posee la etapa de extracción que además de contribuir con el 66% del trabajo registrado evoluciona seis veces más que los puestos asociados a la refinación.

En referencia a los salarios, se destaca que exceptuando las remuneraciones promedio de los trabajadores de las estaciones de servicio, el resto de las actividades de la cadena se ubica por encima del nivel de la remuneración promedio de toda la economía. Esto se explica en mayor medida por la alta calificación que se requiere en esa etapa, donde los subsectores no sólo obtuvieron remuneraciones que duplicaron el promedio, sino que además consiguieron aumentos salariales con mayor velocidad que la media nacional.

En términos regionales, las provincias que poseen los yacimientos conservan una gran dependencia sectorial en sus variables de empleo, en estas jurisdicciones la actividad de la cadena resulta primordial ya

que suele ser uno de los recursos naturales y económicos principales de esas zonas. Sin embargo, la baja capacidad del sector para absorber la mano de obra local sumada a los bajos incentivos para diversificar las economías de dichas regiones (por la alta rentabilidad de la extracción del hidrocarburo) genera, en las zonas que disponen casi exclusivamente de este recurso, problemas de empleo informal, emigración de trabajadores a otras provincias y desempleo. Tal es el caso del área del Golfo San Jorge, donde se concentra el 63% de las reservas de petróleo del país y donde se emplea el 44% de los trabajadores de la extracción que en su mayoría no son originarios de la provincia del Chubut.

El Ministerio de Trabajo expone la relación sistemática entre el empleo y las economías regionales concentradas. Puntualmente analiza el caso del empleo en el Golfo San Jorge y señala que la característica no renovable del recurso hidrocarburífero genera que la estructura productiva del sector se vaya debilitando a medida que disminuye la disponibilidad del mismo, generando problemas de empleo en las regiones que dependen casi con exclusividad de esa fuente de trabajo.²⁵

II.10. COSTOS Y MÁRGENES

El costo de producción en la etapa exploratoria presenta amplias dispersiones que se relacionan con las etapas productivas en que se encuentran los yacimientos y sus condiciones geológicas. Este eslabón se caracteriza por ser intensivo en capital y tener una gran participación de “costos hundidos” en los proyectos de inversión. En este sentido, el costo medio de perforación de un pozo (ya sea exploratorio, de avanzada o de explotación) en la zona de Comodoro Rivadavia, asciende a US\$ 100 mil, mientras que en cuenca Noroeste este valor trepa a más de diez millones de dólares²⁶.

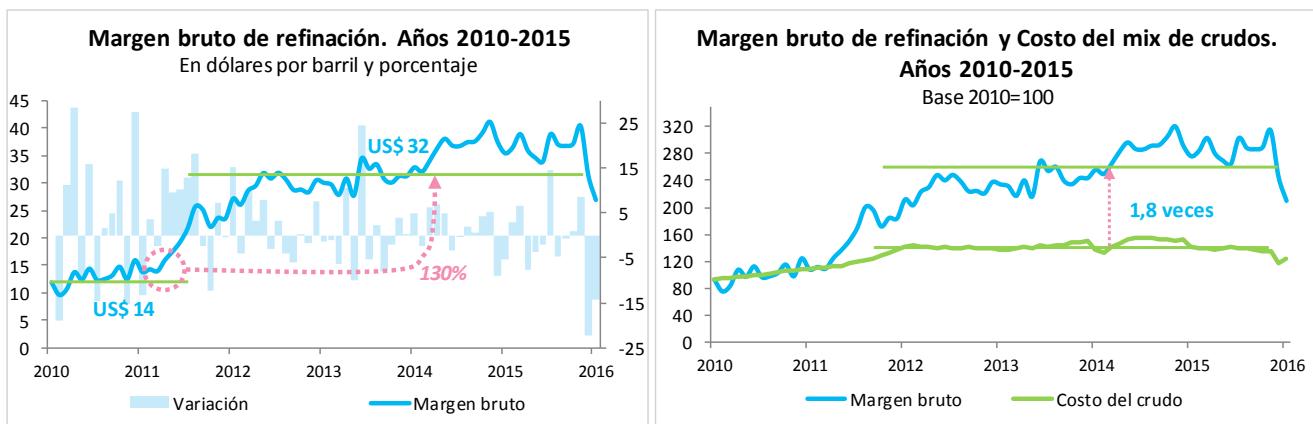
Durante la fase de extracción, el costo por barril de petróleo o metro cúbico de gas varía en función de un conjunto de características económico-productivas, a saber: la profundidad del yacimiento, de las impurezas físicas y químicas que acompañan a los hidrocarburos, grado de desarrollo local de los proveedores de servicios asociados, presencia o no de actividad sísmica, distancia hasta el ducto troncal, la etapa productiva en que se encuentra el yacimiento (primaria, secundaria o terciaria); y en el caso del petróleo, también dependerá de su viscosidad. Al encontrarse la etapa extractiva altamente concentrada y tratarse de economías de escala, el costo relativo en términos internacionales posee destacada influencia, en este sentido en la Argentina los yacimientos más económicos poseen un costo de extracción de US\$ 13,9 por barril, en México la estatal Pemex extrae a un costo de US\$ 10 por barril y en las naciones de la península arábiga siguen teniendo una importante ventaja económica ya que Kuwait trabaja con un costo de US\$ 8,50 el barril y Arabia Saudita lo hace a US\$ 9,90²⁷.

En nuestro país el esquema de rentabilidad de la etapa extractiva se encuentra especialmente ligado a los acuerdos anuales que se dan entre los gobiernos provinciales, el Estado Nacional, los productores y refinadores; cuyo objeto es mantener el nivel de actividad y el ingreso por regalías de las provincias petroleras. Estos acuerdos definieron en enero de 2016 un compromiso para mantener el precio del crudo tipo “Medanito” en US\$ 67 por barril y el “Escalante” en US\$ 54,9.

Por otra parte, para analizar los costos y márgenes en la etapa de procesamiento se debe tener en cuenta que la producción de combustibles líquidos es realizada tanto por empresas que se dedican exclusivamente a la refinación (por ejemplo, Axion y Shell) como por aquellas que, además, intervienen en el proceso de extracción del crudo (por ejemplo, YPF y Petrobrás). En estas últimas, el costo de refinación se encuentra enlazado con la operación en las cuencas y resulta más bajo que en las primeras.

²⁵ ROJO y ROTONDO (2008)

²⁶ y ²⁷ Según datos de Rystad Energy.

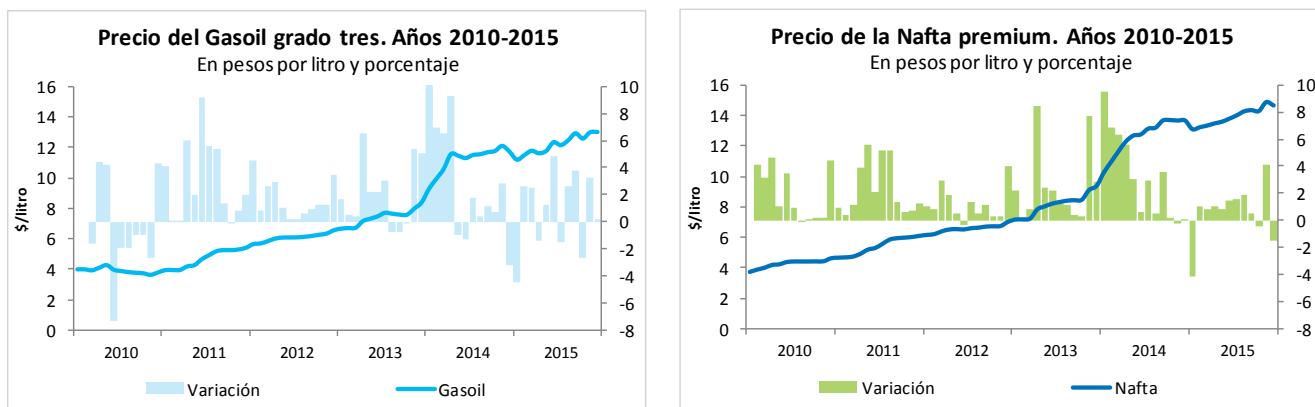


Fuente: elaboración propia en base a metodología descripta en el Anexo metodológico.

El gráfico anterior presenta los márgenes unitarios promedio de las refinadoras locales, de allí se desprende que durante los primeros meses del período analizado, la rentabilidad evolucionó de manera similar a los costos de la producción, debido a que estos últimos se encuentran fuertemente influidos por el precio interno del petróleo, y escasamente relacionados con la evolución de los salarios y los insumos importados²⁸.

A partir de mediados del año 2011 se da un cambio de nivel en el margen unitario explicado por un aumento sostenido mayor al 7% durante cinco meses, esto estableció un piso de US\$ 25 de margen bruto por barril para el año 2012. Durante el mismo período el comportamiento del principal insumo para la producción de derivados, el mix de crudos refinados, se mantuvo estable y los precios de los combustibles promediaron aumentos significativos, especialmente a partir del año 2013.

Este esquema de rentabilidad generó incentivos a las refinadoras para aumentar sus colocaciones domésticas que sumadas a la caída internacional de los precios en el año 2014 fue sesgando las ventas al mercado interno a los fines de aumentar los niveles de ganancia.



Fuente: elaboración propia con en base en datos de MEyM.

Al igual que la etapa extractiva, en la refinación, los costos se encuentran dolarizados y cobra centralidad la comparación con los niveles internacionales, el margen bruto promedio de US\$ 33 por barril procesado en la Argentina entre 2012 y 2015 más que duplicó el *crack spread* de EEUU, que hasta principios del año 2013 se ubicaba por encima del local (30 US\$/BBL)²⁹. Este esquema se explica centralmente por el nivel de apertura que posee la cadena en cada una de las economías, donde el mercado estadounidense se vio más afectado por el incremento experimentado en el nivel de precios del crudo.

Durante los últimos meses, el incremento en los precios de los derivados por detrás del ritmo devaluatorio provocó una tendencia parcial a que las naftas valuadas en dólares converjan a valores cercanos de

²⁸ Para observar la evolución de los precios internos del crudo ver apartado "II.12 Precios internos".

²⁹ Estos datos surgen del informe Nro 119 de MONTANAT Y ASOCIADOS correspondiente al mes de abril de 2016.

referencia regional y a una caída considerable en los márgenes de refinación. Dicha caída fue parcialmente atenuada por el precio sostén que CAMMESA paga por el fuel oil (80,07 US\$/BBL) y el gasoil (US\$ 0,77 por litro) destinado a generación eléctrica.

El costo de la etapa de transporte de los hidrocarburos también presenta amplia variabilidad, debido a la diferencia de distancias entre los yacimientos y los lugares de destino. De esta forma el costo de transporte de gas natural es insignificante para un consumidor de las ciudades de Neuquén, Ushuaia o San Salvador de Jujuy; no así para un habitante del Gran Buenos Aires o Capital Federal. Esta variabilidad se presenta también en el caso del petróleo transportado hasta los centros de refinación; idéntica comparación se puede hacer entre la refinería de Plaza Huincul, en Neuquén y la de La Plata, en Provincia de Buenos Aires.

Si bien el sistema tarifario del gas entregado por redes tiende a distribuir la asimetría de los costos originada en las distancias entre el consumo final y la boca del pozo, en la etapa de distribución se agrega el componente económico referido a las economías de escala, donde el costo medio de brindar el servicio es inversamente proporcional a la densidad demográfica y, en consecuencia, el nivel de consumo de los centros urbanos actúa inversamente sobre los costos de distribución.

Finalmente, los márgenes de ganancia asociados a la etapa de comercialización de los combustibles obtenidos de la refinación de petróleo; se definen a partir de los costos de transporte y el nivel de competencia que existe en las zonas de venta. Es decir, al ser distribuidos mediante transporte automotor a las estaciones de servicio del territorio nacional las distancias inciden significativamente sobre el precio final de los combustibles; la asimetría regional de costos se define en función de que dos terceras partes del parque refinador se encuentra en la provincia de Buenos Aires y el resto está distribuido en las provincias de Mendoza, Santa Fe y Neuquén. De la misma forma, la distribución de las bocas de expendio interviene directamente en la capacidad de capturar márgenes extraordinarios para el estacionero.

II.11. ESTRUCTURA DE MERCADO Y PERFIL EMPRESARIO

Al analizar cómo se conforma el mercado de hidrocarburos, se puede apreciar un alto nivel de concentración tanto en la extracción de petróleo y gas, como en la etapa de refinación, en la cual la concentración resulta aún mayor. En cadena de valor de hidrocarburos existen dos empresas que se encuentran integradas verticalmente, éstas son YPF y Petrobras Argentina. Las mismas participan de la extracción y explotación de hidrocarburos, así como de la refinación del petróleo, la distribución y la comercialización. YPF mantuvo esta estructura integrada desde sus inicios, mientras que Petrobras consiguió su posición actual en el mercado tras la adquisición de Perez Companc, empresa que hasta ese momento fue la segunda en importancia detrás de YPF, sin embargo en abril de 2015 esta firma comenzó a reducir su participación en el mercado y actualmente se encuentra negociando su salida de la argentina con el *holding* Pampa Energy.

La integración horizontal en el sector también se encuentra presente, y el principal jugador en este sentido sigue siendo YPF, ya que posee empresas que se especializan en distintas etapas de la cadena. Para mencionar algunos casos, YPF tiene el control de: Evangelista S.A. (Servicios de ingeniería y construcción), YPF Servicios Petroleros (perforación y reparación de pozos), YTEC (investigación y desarrollo) y Refinor (refinación), entre otras.

Es importante señalar que YPF además mantiene una posición central por ser la empresa operadora que mayor volumen de crudo extrae (47%). A su vez, Pan American Energy (que inició su actividad en 1998, cuando adquirió Amoco Oil y se asoció con Bridas) viene reduciendo su producción a un ritmo mayor que YPF y sin embargo ha logrado incrementar en 1 pp su participación en el mercado de crudo, esto se debe centralmente al declino mayor que sufren el resto de las petroleras (a excepción de Pluspetrol y Sinopec que incrementaron en 4 y 5pp su incidencia).

En el 2010, Petrobras ocupó el tercer lugar en la producción de petróleo. Esta empresa ingresó al país en el año 2003 cuando adquirió Pérez Companc (PeCom Energía). Otra empresa relevante en la etapa de extracción es Sinopec, que comenzó a operar en el año 2011 y en cinco años alcanzó el 5% del mercado.

La concentración del mercado entre el año 2010 y 2015, sufrió variaciones disímiles en función del tipo de hidrocarburo, en el caso de la extracción de petróleo se dio una mayor concentración ya que las primeras seis empresas aumentaron su participación en 9 pp. (pasaron del 75% al 84%); pero en el caso del gas la concentración disminuyó en 3pp. Para las primeras seis empresas (del 88% al 85%). Este movimiento se inicia en el año 2013 y responde en gran medida los incentivos de estímulo a la inyección de pequeñas gasíferas.³⁰

II.11.1 INVERSIONES RECENTES

Durante el período analizado, las inversiones de la etapa extractiva estuvieron direccionadas al reservorio de vaca muerta a partir del acuerdo firmado entre la petrolera estatal YPF y Chevron³¹, allí se invirtieron más de US\$ 3.000 millones de los 15.000 millones acordados para la perforación de 1400 pozos en el área de 395 km² perteneciente a Loma Campana (primer desarrollo masivo de hidrocarburos no convencionales).

Otra de las inversiones significativas del *upstream* fue la del proyecto Vega Pléyade, perteneciente a la firma francesa Total Austral, se trata del desarrollo de una plataforma *offshore* de gas y condensados que se instaló en la cuenca Austral y de un gasoducto submarino que lleva la producción a las dos plantas de tratamiento situadas en la costa de Tierra del Fuego. Fue desarrollado en dos años y medio y representó una inversión de más de US\$ 1000 millones. Se estima que permitirá la producción de hasta 10 millones de metros cúbicos de gas por día, que serán suministrados al mercado nacional.

Por otra parte, en los últimos dos años también se registraron inversiones en la etapa de refinación, que superaron los US\$ 2.600 millones. YPF realizó en el año 2013 importantes desembolsos para mejorar su capacidad de refinación; en la planta de Luján de Cuyo se inauguraron las Unidades de Hidrotratamiento de Gasoil y de Naftas, en las cuales se invirtieron US\$ 170 millones y US\$ 188 millones respectivamente. Ambas plantas aportan una importante mejora en la calidad de estos combustibles. A su vez, en el Complejo Industrial La Plata comenzó a funcionar la Unidad de Reformado Catalítico Continuo, que incrementó en más de un 50% la producción de aromáticos, utilizados para generar una mayor producción de naftas y productos petroquímicos, la inversión realizada fue de US\$ 463 millones.

Otra de las empresas que viene incorporando capital en el procesamiento de hidrocarburos es Axion, este *holding* se integra en partes iguales por Bridas Energy y la china CNOOC, desde el año 2013 viene incrementando la producción de combustibles livianos y expandiendo su red de estaciones de servicio, lleva invertidos más de US\$ 1.000 millones y recientemente anunció una inversión por más de US\$ 1.500 millones en su refinería de Campana.

II.12. PRECIOS INTERNOS

Los precios locales se encuentran fuertemente regulados por distintos instrumentos de política económica que sistematizan su incidencia sobre el valor interno del crudo en relación con el precio internacional de este *commodity*. En este sentido, el más importante se define en la Ley N° 17.319 que regula la exportación de hidrocarburos y sus derivados en base al abastecimiento del mercado interno y además delimita retenciones móviles con un esquema progresivo a partir del valor de 71 US\$/BBL.³²

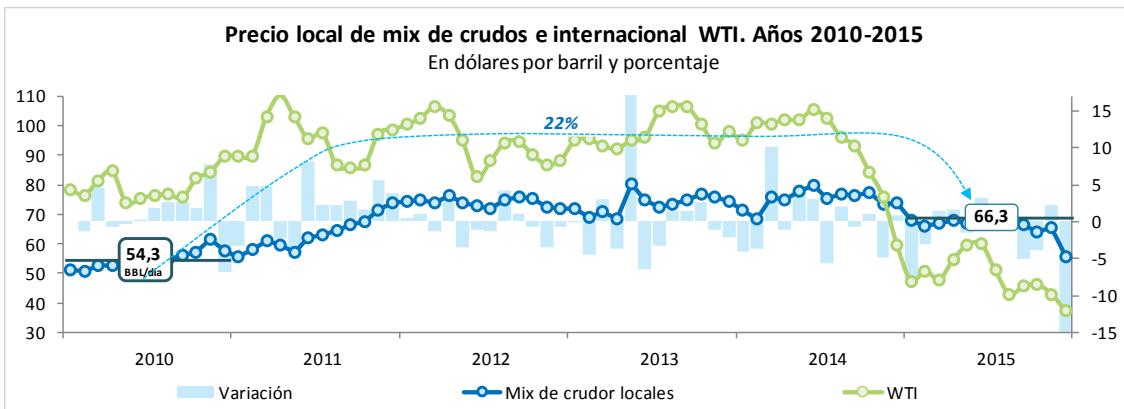
Esto provoca una disociación entre los precios locales y los internacionales, que durante el período analizado se ubicaron mayormente por debajo de los valores externos incidiendo de manera significativa sobre los precios relativos de la cadena y generando un desincentivo a la exportación, esta situación resulta especialmente significativa si se tiene en cuenta que entre 2010 y 2013 se registraron precios internacionales muy elevados.

³⁰ Ver apartado de políticas relevantes.

³¹ La petrolera YPF anunció en abril de 2011 un "espectacular" descubrimiento de petróleo en Vaca Muerta. Se trata de 927 millones de barriles, que equivalen a casi 5 años de la producción de la empresa en el país. La formación posee una extensión total de 30.000 km², de los que YPF posee 12.000 km².

³² En base a la Resolución N° 1077/2014 del ex Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, a partir de una cotización mayor a 71 US\$/BBL se aplica una alícuota de retención a la exportación que depende del valor Brent de referencia (PI) y se calcula en base a la siguiente fórmula: (PI - 70) / 70)

De esta manera, el valor local del crudo esgrimió un crecimiento del 22% entre los extremos de la serie y paralelamente representó en promedio un 73% del precio externo durante los primeros cinco años. Inversamente, a partir de diciembre de 2014 el barril doméstico estuvo un 34% por encima del precio internacional.



Fuente: Elaboración propia con base en datos del MEyM.

Por otra parte, los precios de los derivados del petróleo se encuentran vinculados directamente con el valor del crudo y su precio se arbitra en el mercado local a partir de condiciones relativamente competitivas³³.

Si bien existen diversos subproductos que surgen de la refinación del petróleo, la capacidad productiva y la tecnología utilizada en la destilación es mayormente estable y esto provoca que la producción local se vea determinada principalmente por la demanda. En este sentido, el precio de los derivados surge a grandes, en primer lugar, del precio del petróleo crudo más un margen de refinación, que incluye los costos de la refinación más impuestos. Luego, se le incorpora el margen de transporte, comercialización mayorista y minorista más otros impuestos. De esta forma, la política de desdoblamiento de los precios del barril del petróleo crudo, impactó en el precio de los subproductos del petróleo modificando el precio interno de referencia.

En referencia a los precios del gas natural, puede señalarse que el costo de provisión local se encuentra influenciado por los incentivos directos que brinda el Estado Nacional a través del programa de estímulo a la nueva inyección de gas, conocido como “Plan Gas”. Esta situación, diferencia el valor para las gasíferas beneficiadas entre los niveles de inyección “viejos” y el gas nuevo; en promedio el precio por millón de BTU ascendió a US\$ 4,5 en el año 2015, el gas viejo se valuaba en US\$ 2,4 y para el gas nuevo se asegura un precio de US\$ 7,5 el MBTU. El costo promedio de la oferta, tomando producción local y el gas importado, es de US\$ 6,3 por MBTU. La demanda paga en promedio US\$ 2,6 por MBTU y la diferencia es cubierta con los subsidios. Es decir, que un 59% del precio de extracción es compensado directa e indirectamente por el Estado Nacional.

III. MERCADO GLOBAL

III.1. PRODUCCIÓN, COMERCIO Y PRECIOS

III.1.1 PRODUCCIÓN

La producción de petróleo crudo mundial ha sido tendencialmente creciente a lo largo de la historia, y el incremento de los últimos seis años acompaña ese desempeño.

En el año 2014 se dio un contexto donde la producción superó significativamente el consumo y esto impactó directamente en los precios internacionales, provocando un marcado descenso a fines del período. El aumento de 2,1 millones de barriles diarios en la oferta global correspondió al crecimiento de países por

³³ El término “relativamente” refiere a que la mayoría de los productos derivados también son alcanzados por los Derechos de Exportación (a través de la Res. 1077/2014 de la Ex Secretaría de Energía), con lo cual, si bien la alícuota de retención resulta progresiva al nivel de valor agregado; el arbitraje local del precio se ve afectado por este instrumento y no recibe el precio internacional completo.

fueras de la OPEP; y en particular, Estados Unidos registró el mayor incremento de su historia, con un aumento récord de 1,6 millones barriles diarios, además la producción en Canadá y Brasil también alcanzó niveles récord, en estos casos se registraron incrementos de 310 y 230 mil barriles diarios respectivamente. En este contexto de aumento sostenido, la producción de la OPEP se mantuvo constante, donde las caídas registradas en Libia y Angola fueron compensadas por el aumento en la producción de Irak, Arabia Saudita e Irán.

Por su parte, la producción mundial de gas natural aumentó un 1,6% en 2015 por debajo del promedio de los últimos 10 años (2,5%), sin embargo este desempeño representó cuatro veces la tasa de crecimiento del consumo mundial (0,4%), lo que provocó una crisis de sobreproducción similar a la vivenciada en el mercado del crudo. La única región que superó el promedio de crecimiento fue América del Norte, en particular, Estados Unidos, donde se registró un aumento del 6,1%. Contrariamente la producción de la Unión Europea (UE) se redujo drásticamente en 9,8%, alcanzando su nivel más bajo desde 1971 y las disminuciones volumétricas más grandes se dieron en Rusia (-4,3%) y los Países Bajos (-18,7%).

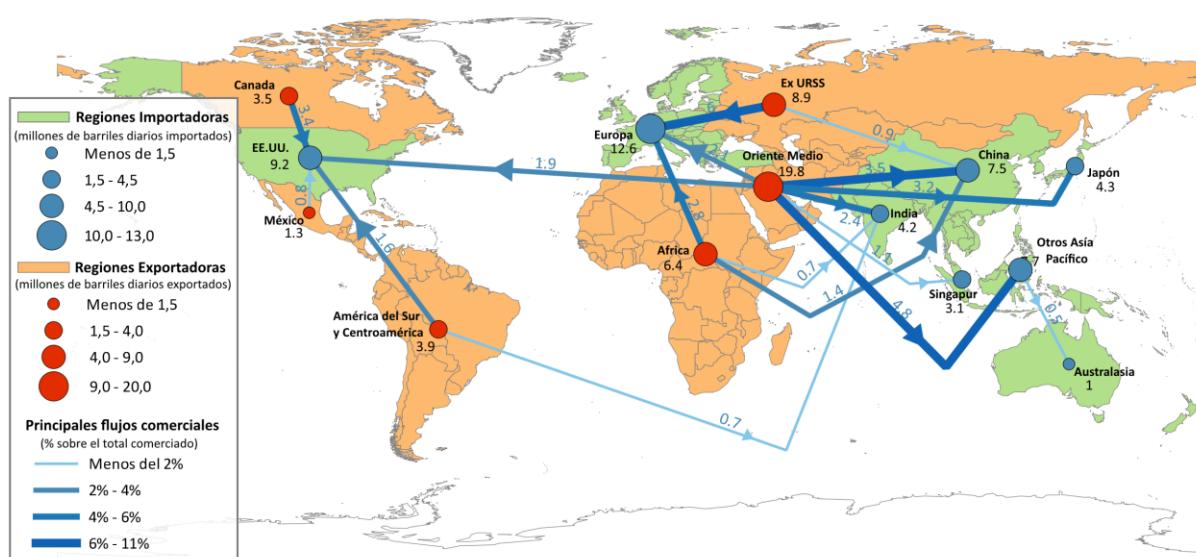
III.1.2 MOVIMIENTOS COMERCIALES

El comercio mundial de petróleo creció un 0,9% en el año 2014 (490.000 Bbl/Día), éste aumento fue impulsado por las importaciones de China y otras economías emergentes, mientras que las importaciones de Estados Unidos se redujeron debido al aumento del uso de crudo nacional en sus refinerías.

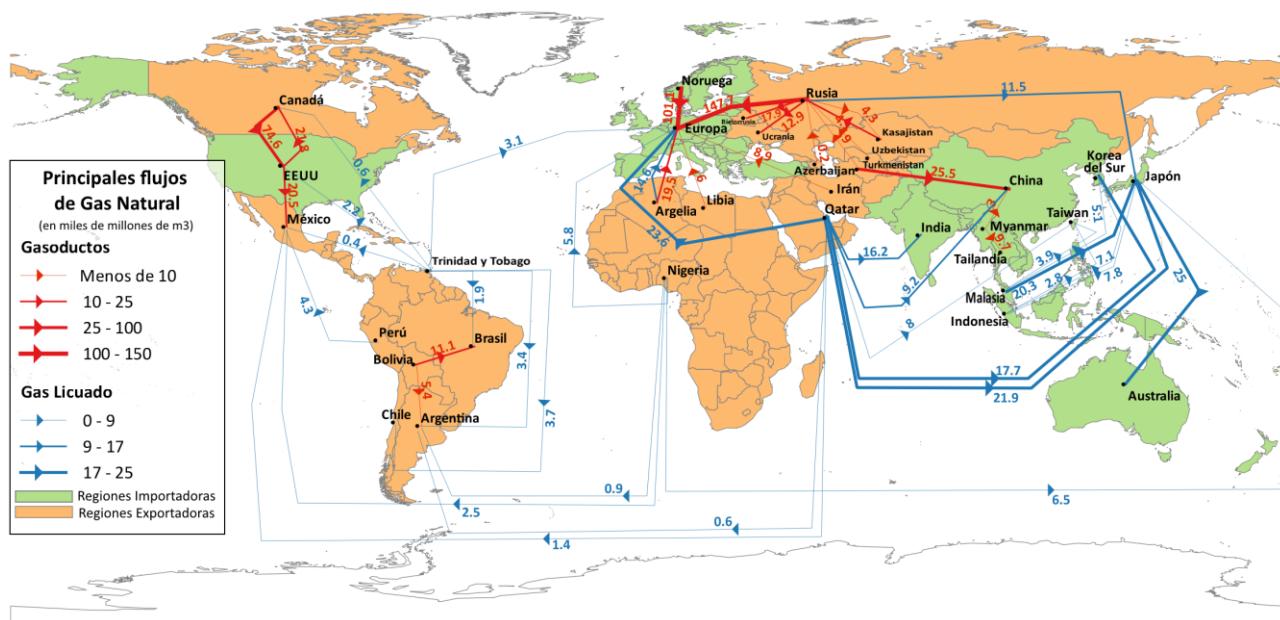
Por su parte, las exportaciones de petróleo continuaron trasladándose de este a oeste. China ya desde 2014 es el mayor importador neto de petróleo del mundo y desplazó en esta categoría a los Estados Unidos. Las importaciones netas de China alcanzaron los siete millones de barriles diarios, frente a 5,1 de los EE.UU. Las exportaciones desde el norte de África se redujeron en un 17,1%, (360.000 BBL/Día), debido a la menor producción de crudo de Libia y dieron lugar a las ventas externas de la península arábiga.

En el caso del comercio mundial de gas natural se registró una contracción del 3,4%, los envíos por ductos disminuyeron un 6,2%, referenciando la mayor caída de la historia. La disminución se explica principalmente por las caídas de las exportaciones de Rusia (-11,8%) y los Países Bajos (-29,9%). Recíprocamente las importaciones netas se redujeron notablemente, donde se destacan el Reino Unido (-28,2%), Alemania (-10,1%) y Ucrania (-29,9%). En contraposición, el comercio mundial de GNL aumentó un 2,4% y las mayores importaciones provinieron de China (10,8%) y el Reino Unido (20,1%), de esta manera la participación en el comercio mundial de gas del GNL se elevó a 33,4%.

Mapa. Comercio mundial de petróleo crudo según origen y destino. Año 2014



Mapa. Comercio mundial de Gas Natural por tubería y Gas Natural Licuado según origen y destino. Año 2014



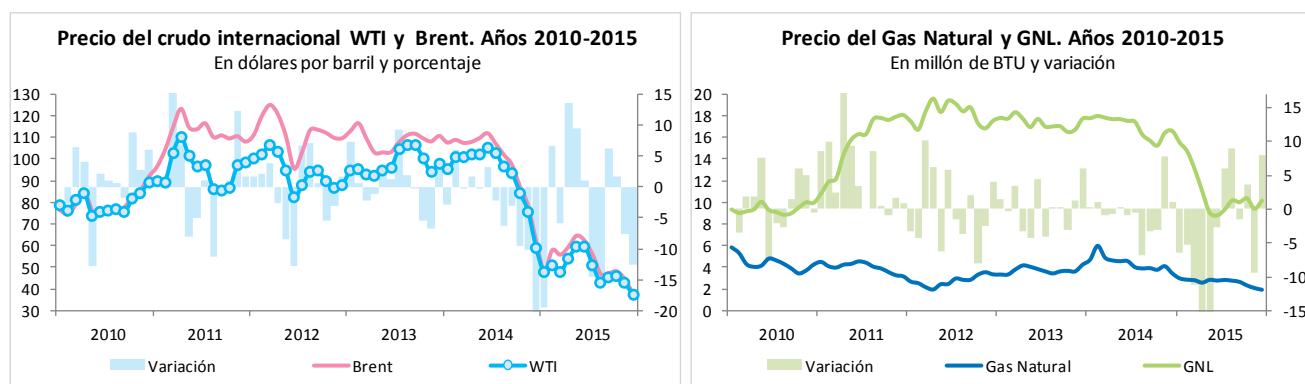
Fuente. Elaboración propia con base en datos de BP.

III.1.3 PRECIOS INTERNACIONALES

Los precios de los hidrocarburos experimentaron una dinámica de gran crecimiento desde principios del año 2011 y hasta mediados de 2014. Esto implicó que el barril de petróleo se ubicara en picos históricos, llegando a valer US\$ 125 el barril. De la misma forma el Gas Natural Licuado (GNL) también experimentó importantes alzas y llegó a sostener un valor de 18 US\$ por millón de BTU entre marzo y septiembre de 2012.

A partir de mediados de 2014 se registró un cambio de tendencia en la evolución alcista y comenzó un declino que ubicó los valores promedio de 2015 en un 47% más bajos que los de 2014 (48,7 US\$/BBL). De la misma manera el GNL descendió un 35% entre los promedios anuales de 2014 y 2015.

Estas caídas son resultado del fuerte crecimiento de la producción por fuera de la OPEP, la disminución del consumo agregado y la decisión adoptada en noviembre de 2014 por los estados petroleros de mantener su volumen de producción para defender su cuota de mercado.



Fuente: Elaboración propia con base en datos del BP.

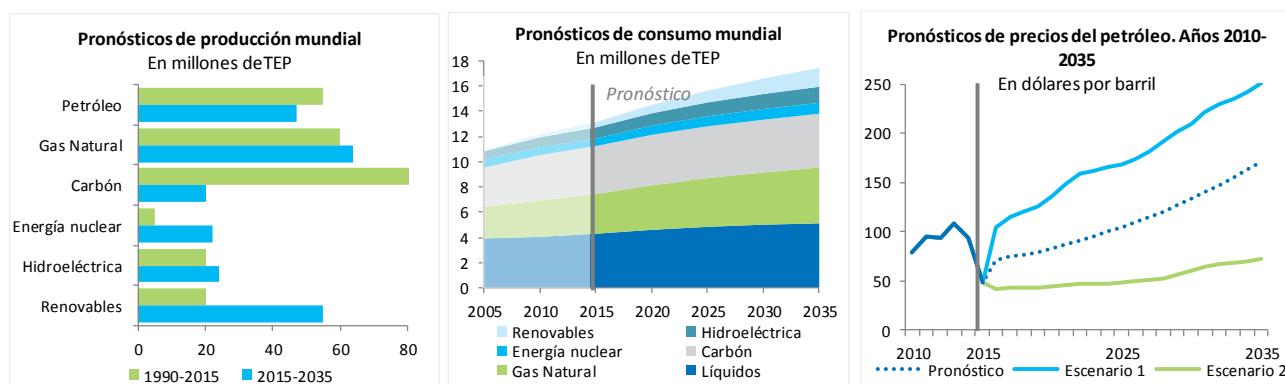
Parte del impacto de la decisiones de producción tomadas por los distintos actores del mercado del crudo descriptas anteriormente, se ven reflejadas en el diferencial existente entre los precios del Brent y el punto de referencia estadounidense *West Texas Intermediate* (WTI), donde la brecha se redujo a US\$ 5,66 por barril, a pesar del continuo crecimiento de la producción estadounidense.

II.2. PRONÓSTICOS DE OFERTA, DEMANDA Y PRECIOS

III.2.1 PRONÓSTICOS MUNDIALES

En el pronóstico mundial de oferta energética, los combustibles fósiles siguen siendo la principal fuente de energía para la actividad global, se estima que estos abastecerán alrededor del 60% del aumento de la energía y representarán casi el 80% del suministro total de energía en los próximos años.

Entre los años 2015 y 2035, el gas presenta el crecimiento más rápido al 1,8% anual, lo que conlleva un aumento en su participación dentro de la energía primaria. A su vez, el petróleo crece de manera constante al 0,9% anual, aunque la tendencia a la baja en su participación continúa como en los años observados hasta el año 2015. En este sentido, el aumento combinado de petróleo y gas sobre el total de energía primaria es similar al de los últimos 20 años.



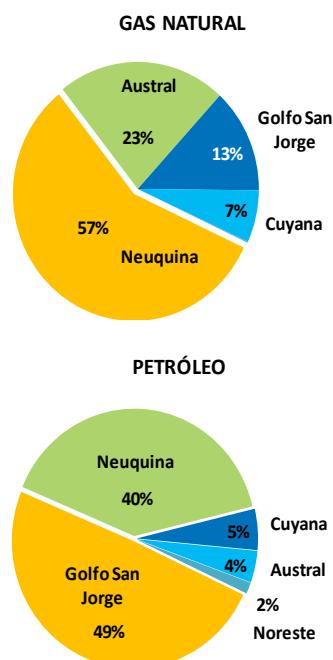
Fuente: Elaboración propia con base en datos de BP y EIA.

Mientras que el carbón y el petróleo desaceleran su participación, las energías renovables y sensiblemente el gas, aumentan la producción energética.

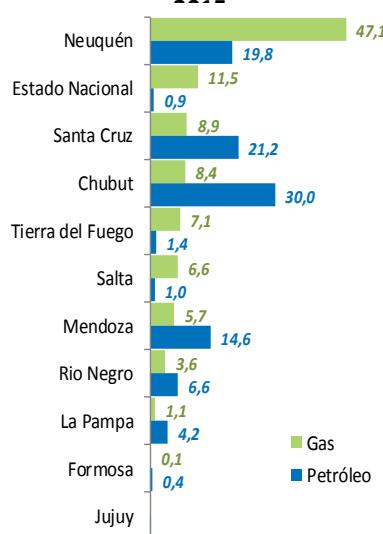
En lo referente a los precios del petróleo, el departamento de información energética de los EE.UU. (EIA) pronostica un sostenido aumento en el valor del barril de crudo a partir del año 2017. Sin embargo, si se proyectan dos escenarios opuestos podemos estimar en un caso un aumento mayor que el pronosticado, que llegue a elevar un 50% más los valores presagiados; en un contexto contrapuesto (de precios a la baja) el comportamiento de precios implicaría un mantenimiento del valor del barril en torno a los US\$ 53.

IV. LA CADENA Y SU LOCALIZACIÓN TERRITORIAL POR PROVINCIAS

Mapa. Extracción de hidrocarburos por cuencas sedimentarias. Año 2015

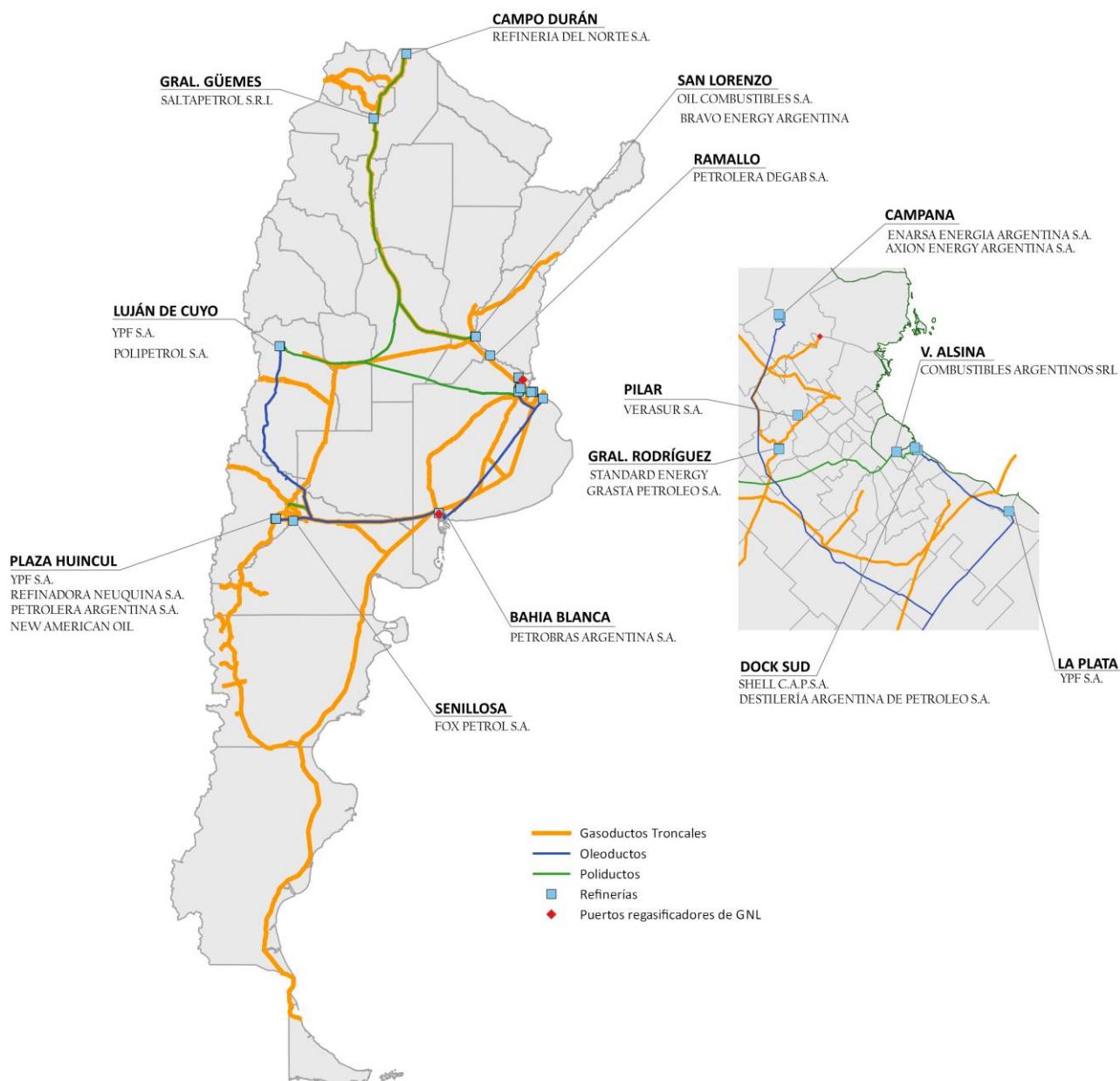


Participación en la producción



Fuente: elaboración propia con base en datos de MEyM.

Mapa. Transporte de petróleo crudo, productos derivados, sistema de gasoductos troncales, refinerías y plantas regasificadoras de la Argentina. Año 2015

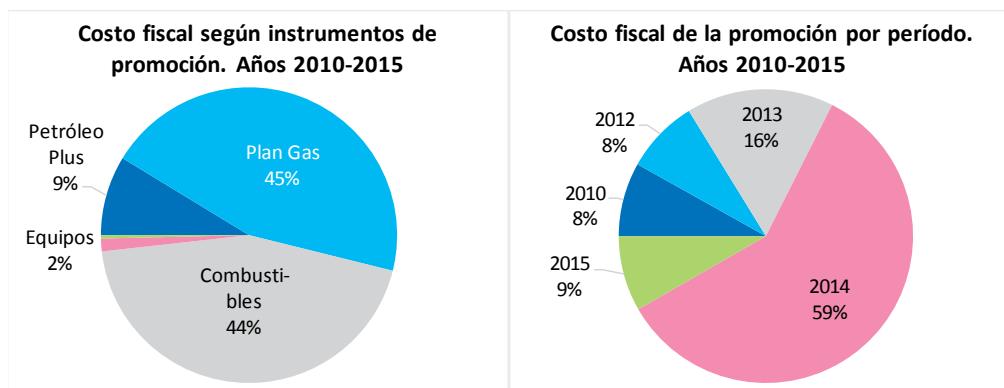


Fuente: elaboración propia con base en datos de MEyM.

V. POLÍTICAS PÚBLICAS RELEVANTES

La injerencia del Estado dentro del sector hidrocarburífero entre los años 2010 y 2015 se dio principalmente a través de la jurisdicción nacional, en este sentido, a partir de la sanción de la Ley Nº 26.741 la estrategia de intervención del gobierno nacional fue la de arbitrar precios y rentabilidades que permitieran sostener la actividad y redujera el déficit comercial del sector.³⁴

Los mecanismos utilizados para promocionar la actividad se centraron en compensaciones directas y beneficios tributarios, dependiendo de la etapa productiva a beneficiar y el tipo de beneficiario. Uno de los principales instrumentos del período fue el denominado “Plan Gas” que buscaba aumentar la inyección local de gas natural a través de un precio sostén, en segundo orden, la etapa de refinación se vio beneficiada por la eximición de tributos aduaneros para combustibles importados y otra importante política de incentivo fue la reducción en el arancel de importación para bienes de capital destinados a la exploración y extracción de hidrocarburos.



Fuente: Elaboración propia con base en datos de BP y EIA.

Entre los años 2010 y 2015 el costo fiscal estimado de la promoción al sector hidrocarburífero fue de más de US\$ 9.400 millones. Las empresas que mayor cantidad de beneficios obtuvieron fueron YPF y PAE, entre ambas capturaron el 58% del costo fiscal; en tercer orden aparece CAMMESA con una participación del 15% que responde exclusivamente al beneficio tributario por importar combustibles con arancel reducido.

A continuación se detallan las características de la normativa más relevante del período:

LEY N° 17.319

La Ley N° 17.319, sancionada en 1967, es la norma superior que rige a la cadena de hidrocarburos. Los cambios en la política del sector han generado modificaciones en esta ley central y por este motivo actualmente no se encuentra vigente en su totalidad, sin embargo su espíritu regulador sigue siendo efectivo y ha logrado mantenerse. Sus principales utilidades se refieren a los requisitos técnicos y formales en relación con los contratos de exploración y explotación como así también al pago de regalías y cánones.

Una de las modificaciones más importantes fue la concerniente al dominio de los hidrocarburos. Originalmente, la propiedad de los mismos era patrimonio del Estado Nacional pero con la reforma constitucional de 1994 y con la sanción, en 2007, de la Ley N° 26.197, pasó a manos de las provincias.

LEY 26.741

La Ley N° 26.741 del año 2012 declara de Interés Público Nacional el logro del Autoabastecimiento de Hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de éstos. A través de dicha Ley se crea el Consejo Federal de Hidrocarburos integrado por el Gobierno Nacional, las Provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. La función del Consejo Federal de

³⁴ Además, esta ley tiene como objetivo brindar las condiciones estructurales para incentivar la entrada de inversiones extranjeras, brindando estabilidad fiscal y desgravaciones impositivas durante varios años.

Hidrocarburos es promover la actuación coordinada del Estado nacional y los Estados provinciales a fin de garantizar el cumplimiento de los objetivos de dicha ley y la fijación de la política hidrocarburífera de la República Argentina que el Poder Ejecutivo Nacional someta a su consideración.

Asimismo, esta Ley declaró de Utilidad Pública la expropiación el cincuenta y un por ciento del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A., distribuyó dichas acciones en un 51% para el Estado nacional y en un 49% para las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos.

PETRÓLEO Y REFINADOS

La Ley N° 17.319 establece la posibilidad de exportar parte de la producción de hidrocarburos y sus derivados, siempre y cuando el mercado interno esté abastecido. Debido a los fuertes incrementos en el precio del petróleo en los últimos años así como a su volatilidad, se han dispuesto una serie de medidas para moderar el impacto en la economía local de los fenómenos antes descriptos.

Por medio de la Resolución N° 532 del Ministerio de Economía y Producción del año 2004, se aplicó un esquema de retenciones móviles, con el fin de diferenciar el precio del petróleo crudo que se paga en el mercado interno del precio internacional. La metodología utilizada contempló una alícuota mínima del 25%, que se incrementa cuando el precio internacional supera los US\$ 32 por barril, pudiendo alcanzar el 45% cuando sobrepase los US\$ 45.

Con la Resolución 394/07 del Ministerio de Economía y Producción y sus modificatorias, el esquema de retenciones quedó definido de tal manera que si el precio internacional supera los US\$ 42, la diferencia será retenida como derecho de exportación. En el caso de los derivados, las alícuotas que se aplican son iguales a las del crudo.

Por su parte, los precios de los derivados del petróleo surgen, en primer lugar, del precio del petróleo crudo más un margen de refinación, que incluye los costos de la refinación más impuestos. Luego, se le incorpora el margen de transporte, comercialización mayorista y minorista más los impuestos. De esta forma, la política de desdoblamiento de los precios del barril del petróleo crudo, impactó en el precio de los subproductos del petróleo modificando el precio interno de referencia.

El esquema de derechos de exportación vigente se regula por la Res. N° 1077/2014 del ex Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, a partir de una cotización mayor a los 71 US\$/BBL se aplica una alícuota que depende del valor internacional de referencia (PI) y se calcula en base a la siguiente fórmula: $(PI - 70) / 70$.

Por otra parte existe un acuerdo formal de precios entre el Estado Nacional y las distintas cámaras del sector, donde implícitamente se regulan los márgenes de los distintos segmentos intervenientes (refinación, transporte y comercialización). Estos acuerdos son luego ratificados a través de resoluciones oficiales; no obstante no existe un conjunto de normas específicas que regulen los precios, los márgenes y la forma en la que estos se determinan en la práctica.

Por último, cabe mencionar las distintas políticas llevadas a cabo con el fin de estimular la producción y la incorporación de reservas de petróleo: los programas “Petróleo Plus” y “Refinación Plus”, creados a través del Decreto N° 2014 del 2008 y el reciente “Programa de estímulo a la producción de petróleo crudo” normado por la Resolución 14/2015 de la Ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.

GAS NATURAL

La producción de gas natural ha recibido estímulos significativos a partir de la creación de programas destinados a la etapa extractiva y que buscan incrementar la inyección local de este hidrocarburo. Se destacan dos instrumentos: Programas de Estímulo a la Inyección de Gas Natural. Plan Gas I y Plan Gas II: Ambos buscan centralmente reducir, en el corto plazo, la brecha existente entre producción y consumo de gas natural. Estos programas buscan incrementar la inversión en exploración y explotación la producción y consecuentemente, reducir las importaciones de GNL.

Por su parte, el transporte y la distribución del gas por redes constituyen servicios públicos regulados y las empresas licenciatarias que los prestan están sujetas a la jurisdicción de contralor del Ente Nacional Regulador del Gas. A continuación se detallan las leyes y normas que aplican a esta etapa de la cadena.

Dos normas regulan el mercado de gas natural, la Ley N° 17.319 que se ocupa exclusivamente de la producción del mismo y la Ley N° 24.076, sancionada en junio de 1992, que regula el sector aguas abajo. Ésta última norma fue la que efectivizó la privatización de la empresa estatal Gas del Estado, y determinó el marco regulatorio del sector, estableciendo como ente regulador al ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas). Adicionalmente, define la estructura del mercado, describiendo los agentes que participan en los distintos tramos de la cadena: productores (que se rigen por la ley N° 17.319), transportistas, captadores, procesadores, almacenadores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores.

Otras legislaciones vigentes son los Decretos N° 180 y N° 181 del 2004. Éstos incorporaron elementos normativos inexistentes en el sector, y a su vez modificaron y perfeccionaron otros que estaban operativos. Los instrumentos regulatorios principales de dichas normas son:

- I) La creación de los fideicomisos financieros como instrumento de financiamiento de obras. Tanto para la expansión de la capacidad, como para el aumento de la potencia en transporte y distribución del gas.
- II) La creación del Mercado Electrónico de Gas (MEG), ámbito donde se administra una parte de las cantidades totales comercializadas por día en el país.
- III) La creación de una nueva segmentación del mercado de gas a través del proceso denominado *unbundling*³⁵.

En el caso del GNC, la Resolución N° 752/2005 también determinó que las estaciones de servicio de gas natural comprimido deban comprar el mismo directamente con el productor. Para esto, se fijaron mecanismos que asignó a cada productor un determinado número de estaciones de servicio con el fin de garantizar el abastecimiento de las mismas. En tanto, la norma que se ocupa de regular las cantidades en el mercado de gas natural es la Resolución N° 503/2005 de la ex Secretaría de Energía. La misma establece que la prioridad en la contratación de capacidad de transporte será en, última instancia, para el consumo residencial.

Por otra parte, el comercio exterior de gas natural está regulado por la Resolución N° 265/2004 (con sus respectivas modificaciones y normas complementarias), en la que se promueve la implementación de un programa de racionalización de exportaciones. El objetivo es priorizar el abastecimiento del mercado interno, a la vez que se limita la exportación de energía eléctrica generada por gas.

GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP)

El gas licuado de petróleo se ha transformado en los últimos tiempos en una fuente energética muy importante debido, fundamentalmente, a la diversidad de usos que presenta y a su valor energético. Esto generó un incremento de su utilización, y propició una regulación específica: la Ley N° 26.020 del año 2005.

Dicha norma es la principal organizadora del sector, en ella se detalla la estructura del mismo; quiénes son los participantes de la cadena y cuáles son sus obligaciones, funciones y responsabilidades: los productores, importadores, fraccionadores, transportistas, distribuidores, comercializadores, almacenadores, grandes consumidores, centros de canje y prestadores de servicios de puerto.

Por otro lado, con el objeto de promover la competencia aguas abajo la Ley N° 26.020 prohíbe la creación de cualquier tipo de cláusula de exclusividad entre productores, fraccionadores y distribuidores.

En cuanto al precio del GLP, el mismo tiene precios diferenciados según el segmento en donde sea comercializado. Si la venta es a granel (mayorista) el precio se acuerda entre los participantes del sector y el Ministerio de Energía y Minería. En cambio, si la venta es minorista (envasado) el precio es el reflejado en el

³⁵ Esquema de segmentación vertical que busca generar condiciones competitivas en el mercado.

programa “Hogares con Garrafa (Ho.Gar)”; este precio varía dependiendo la zona del país y el recipiente que lo contenga. El programa Ho.Gar se formalizó con el Decreto 470/2015 y provocó un cambio sustancial en el esquema de compensaciones, pasando las compensaciones que brinda el Estado del productor al consumidor.

Finalmente se acuerdan todos los márgenes y bonificación de la cadena de comercialización y al igual que en los combustibles y el gas natural, la regulación prioriza el abastecimiento del mercado interno.

VI. OTROS ASPECTOS RELACIONADOS

IV.1. AMBIENTALES

El reemplazo de combustibles provenientes de fósiles para la actividad mundial representa unos de los principales desafíos de esta cadena de valor. Paradójicamente su desarrollo implicaría una caída en la producción y una utilización selectiva de sus derivados. Es decir, la sostenibilidad ambiental entendida como un sistema complejo de biodiversidad no sólo económica y social, implica una matriz energética con energías renovables y de costos competitivos en la extracción de hidrocarburos que llevarían a morigerar el crecimiento cuantitativo de la cadena.

Sin embargo, la perspectiva de demanda mundial de energía para los próximos años continúa basándose en hidrocarburos líquidos y gaseosos. Esto se debe en gran parte a que el incremento de la producción mundial industrial durante la última década, estuvo originado en más de un 80% fuera del territorio de los países desarrollados³⁶, en numerosas proyecciones esta tendencia tiende a profundizarse o al menos a mantenerse. Además, este desempeño irá acompañado de un crecimiento en la demanda de energía acelerado por el proceso de urbanización en Asia (centralmente el de China e India), pero también en otras regiones como Medio Oriente y América Latina.

En este contexto de aumento de la demanda mundial de hidrocarburos, la cadena podría incorporar las externalidades negativas que genera a través de nuevas tecnologías que puedan hacer más eficientes los combustibles en términos de contaminación. Esta necesidad global deberá tener como contraparte regulaciones supranacionales con capacidad de incidencia en los actores transnacionales, sobre todo para la etapa extractiva.

En el plano local, la estrategia en el reemplazo de fuentes primarias de energía aparece desconectada de los incentivos específicos a la cadena de hidrocarburos y especialmente en el último tiempo a la etapa de refinación. El principal desafío entonces estriba en articular las políticas públicas para poder abordar en forma integral la conversión de una matriz energética que pondere especialmente las fuentes renovables e incorpore nuevas tecnologías para hacer más eficientes los combustibles.

La contraposición más fuerte se da en la potencialidad que posee Argentina para la explotación de *shale gas* y *shale oil*, y la implicancia del uso intensivo de los métodos de fractura hidráulica, donde las problemáticas ambientales asociadas a la perforación y el tratamiento de las aguas aparecen atendidas marginalmente y no existe una normativa acorde a los riesgos que implican. En este caso, una mejora en el tratamiento de los efluentes y la contención de posibles contaminaciones va en el sentido planteado de reunir tecnologías que permitan incorporar las externalidades negativas.

IV.2. INVESTIGACIÓN E INNOVACIÓN

En relación con las actividades de innovación, se distingue que los bienes de capital de mayor renovación y rotación en la cadena de hidrocarburos son los equipos vinculados al segmento *upstream*. Esta característica sumada al tipo de crudo existente en las cuencas más productivas del país (pesado), la localización geográfica de las áreas a explotar y la maduración de los yacimientos, revelan algunas áreas de trabajo estratégicas para el desarrollo innovativo, donde se destacan:

³⁶ IDÍGORAS y SANTARCÁNGELO (2015).

- el diseño de tecnologías que permitan operar en aguas profundas,
- la incorporación de procesos que posibiliten explotar crudos pesados,
- la explotación de los reservorios no convencionales a través de técnicas que permitan evitar daños ambientales y
- la utilización de nuevas tecnologías para incrementar el factor de recuperación de reservas *in situ*, especialmente de campos maduros con el objetivo de una reducción de costos.

Cabe destacar que la adquisición de tecnologías por parte de las empresas de esta cadena, se realiza fundamentalmente a través de las empresas multinacionales que brindan servicios específicos deslocalizados a nivel global, siendo de esta manera los principales innovadores de la etapa de *upstream* y generando un proceso de modernización que posee importantes barreras a la entrada. En este sentido, si bien esto permite una actualización relativa de bienes y procesos, facilitado centralmente por la asistencia local y la incorporación de métodos necesarios para la manipulación de las nuevas tecnologías; la caracterización de las máquinas utilizadas a nivel global se disocia de las condiciones particulares que en nuestro país vienen dadas por las características geológicas y la madurez de los yacimientos; donde la productividad es menor que en otras regiones del mundo y esto incide en los costos que implica el desarrollo de innovaciones nacionales.

En este sentido el desarrollo de proveedores locales también aparece como un desafío estratégico para apalancar las inversiones y se conecta directamente con la posibilidad de generar acuerdos específicos de complementariedad productiva con países latinoamericanos que también poseen importantes recursos hidrocarburíferos. En agosto de 2012 YPF inició el “Plan sustenta” a través del cual se busca mejorar la productividad, competitividad y calidad de los proveedores de la empresa y de la industria nacional. Este programa articula con el INTI en la asistencia técnica y regional principalmente para lograr detectar y fomentar la diversificación productiva en los territorios aledaños a las cuencas productivas.

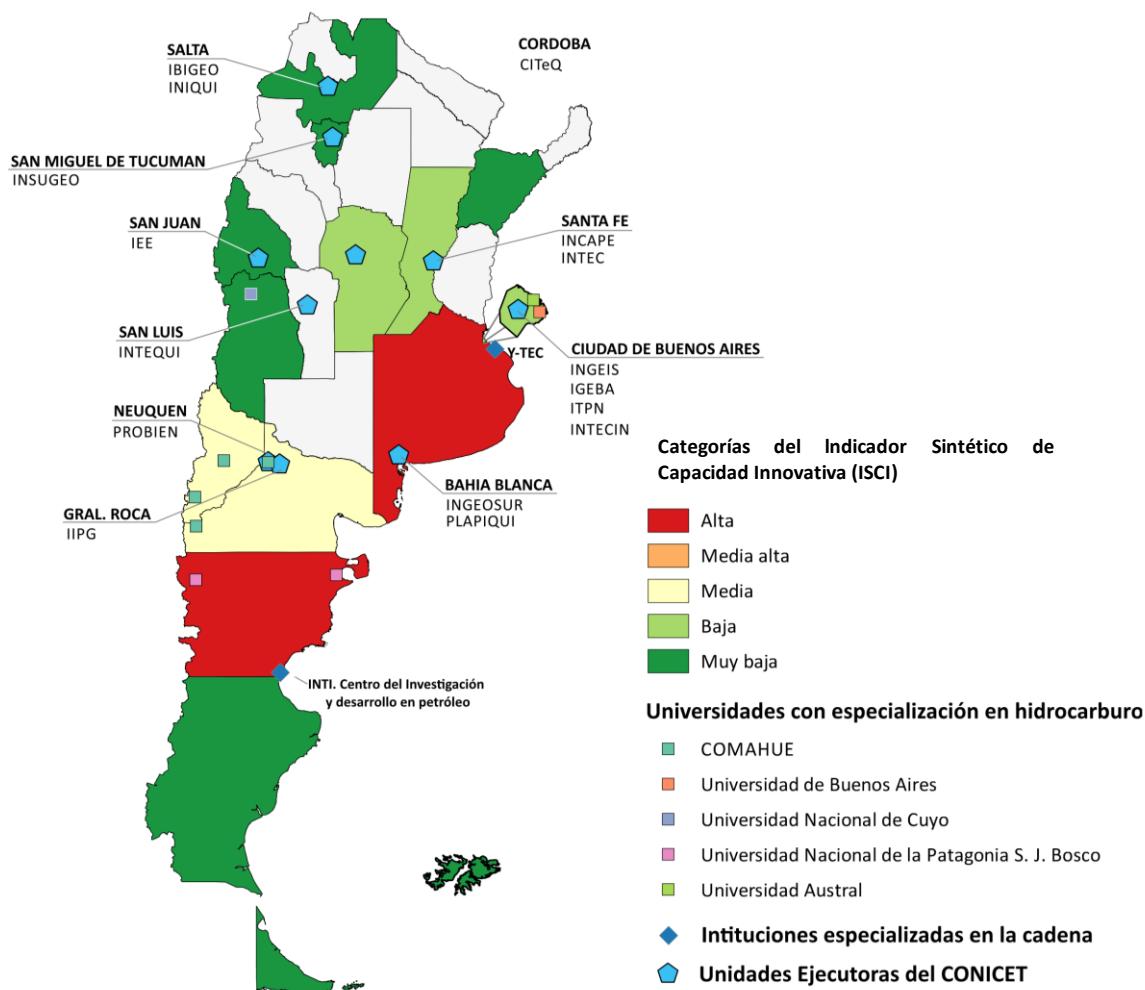
La propuesta consta de dos módulos. El primero, corresponde al desarrollo regional y el segundo apunta a la sustitución de importaciones. Se busca así generar una coherencia creciente en el objetivo estratégico de desarrollo del sector industrial proveedor de gas y petróleo, considerando a YPF como el actor sectorial con mayor capacidad para desarrollar eslabonamientos productivos crecientes y colaborar activamente con el incremento de competitividad, tecnología y perfil exportador de la industria nacional ligada a la actividad petrolera. Entre los resultados se destacan las mejoras en costos operativos (empresa ESIM, Mendoza); en innovación tecnológica de proveedores de materias primas para la extracción (Tassarolli, que desarrollaron diodos para detonación de explosivos bajo pozo); mejoras en la productividad para empresas ubicadas en la provincia de Neuquén (RODIAL, Tornería MG, LAZOS y DIPAR) y la integración regional a través del acceso a lotes en el Parque Industrial de Centenario para instalar sus bases. Además, el programa desarrolló capacitaciones en La Plata, donde participaron más de 300 personas de 35 empresas, a través de 192 horas de cursos; y en Comodoro Rivadavia la empresa Terramar accedió a un crédito Garantizar de \$6 millones para la adquisición de bienes de capital.

Y-TEC: Un caso de articulación entre la investigación y el desarrollo productivo

La firma Y-Tec es una empresa de tecnología creada en 2012 por YPF (51%) y el CONICET (49%), cuya misión es brindar soluciones tecnológicas de alto impacto para el sector energético. Y-TEC se concentra en el petróleo, el gas y las energías renovables. La empresa busca potenciar la industria nacional de hidrocarburos y diversificar la matriz energética del país.

Con un equipo profesional integrado por 320 científicos y técnicos especializados, Y-TEC realiza actividades de formación, transferencia de conocimientos y prestación de servicios a empresas del sector. La firma concentra capacidades y esfuerzos en una plataforma de unas 60 tecnologías en desarrollo, organizadas en un primer conjunto de 13 programas de investigación, desarrollo e innovación (I+D+i) que abordan problemáticas clave u oportunidades de mejora de alto valor en siete áreas estratégicas: recursos no convencionales, campos maduros, gas, refinación y petroquímica, nuevas energías, sostenibilidad ambiental y cadena de valor

Mapa. Indicador Sintético de Capacidad Innovativa³⁷ en la cadena de hidrocarburos e instituciones relevantes, según provincia. Año 2015.



Fuente: elaboración propia con base en datos de CONICET, MinCyT y ME.

En el mapeo de las capacidades innovativas se destacan geográficamente las provincias de Chubut y Buenos Aires, esto se debe a la acentuada concentración de instituciones y recursos científicos destinados a la especialidad de los hidrocarburos que contienen estas jurisdicciones. En el caso de Chubut, históricamente el desarrollo del petróleo se asoció al área de Comodoro Rivadavia y esto posibilitó establecer sinergias físicas que se materializaron en el centro de investigación específico del INTI, las universidades con especialidades en petróleo y la residencia de investigadores especializados. Por su parte Buenos Aires, al igual que en la mayoría de las cadenas productivas, posee una importante concentración de investigadores y recursos institucionales para desarrollar las actividades innovativas, de allí la alta concentración que posee en estas actividades. Teniendo en cuenta las dos provincias corresponde destacar que las innovaciones desarrolladas en el sur del país se enlazan territorialmente con la principal cuenca productiva del petróleo crudo (Golfo San Jorge) y en este sentido, se trata de una dinámica particularizada en la articulación directa con la etapa extractiva de la cadena.

Un dato estructural que se agrega a nivel general para las empresas que participan de la cadena de hidrocarburos, es que las actividades de innovación representan un 8,8% de sus ventas³⁸.

³⁷ Ver detalle metodológico en Anexo.

³⁸ En base a datos del INDEC, Encuesta Nacional sobre Innovación y Conducta Tecnológica (ENIT) 2010 y Encuesta Industrial Mensual (EIM).

VII. DESAFÍOS Y OPORTUNIDADES

VII.1. IDENTIFICACIÓN DE PRINCIPALES DESAFÍOS Y TENDENCIAS DE LA CADENA

El principal desafío que enfrenta hoy la cadena es el de reordenar los precios relativos de las distintas actividades que la componen, donde la agregación de valor sea el principal ordenador de las rentabilidades y el desarrollo de inversiones permita ser apalancado por escenarios con precios estructuralmente estables. Por otra parte, como se mencionó en las implicancias ambientales e innovativas del informe, la explotación del reservorio de recursos no convencionales en condiciones ambientales sustentables se presenta como otro desafío principal para la cadena.

El alcance de este objetivo involucra necesariamente poder articular con otros desafíos y oportunidades para el sector, a saber:

- desarrollar *cluster* a partir de la incorporación de ventajas y necesidades existentes, un ejemplo en este sentido surge a partir de la desarrollada industria de tuberías de acero y la necesidad de extender la red local de gas natural,
- promocionar específicamente a los proveedores locales de insumos petroleros, orientándolos al mercado interno y a los mercados regionales. Entre las oportunidades de colocación externa aparecen la extracción de crudos pesados en Venezuela y Colombia; la posibilidad de abastecer parte de los insumos requeridos por Brasil para el Presal y la explotación gasífera que se da en Bolivia. Tales coyunturas se vinculan a industrias relacionadas con la fabricación de válvulas de accionamiento manual y mecánico, recipientes a presión, tanques de almacenamiento, tableros de control, equipos de cabezal de pozo y también con ingeniería y tecnologías de medición remota,
- impulsar localmente los servicios en ingeniería mecánica, eléctrica, ambiental, en la instrumentación y control de las obras civiles para la explotación y en los trabajos de logística; áreas con recursos humanos que permitirán combinar las necesidades en el desarrollo de la cadena y la demanda de empleo calificado local.

Además, teniendo en cuenta la coyuntura mundial de la cadena, donde la caída en la actividad como consecuencia de la reducción del precio del crudo por un exceso de oferta (sobreproducción de crudo), lleva a que las inversiones se retiren de los yacimientos con mayores costos y de menor productividad como los alojados en nuestro país. La orientación de las políticas públicas cobra sustancial importancia y en particular las orientadas a desarrollar las investigaciones e innovaciones, en este sentido IDÍGORAS y SANTARCÁNGELO³⁹ recomiendan algunos ejes para su aplicación:

- Promover la instalación (dentro de los *clusters* existentes en el sector) de empresas que provean servicios medioambientales, de provisión y acondicionamiento y tratamiento de agua.
- Contribuir a la producción nacional de equipos y sus partes (trépanos, sondas, etc.) que hoy no se producen en el país y para los cuales existe capacidad productiva local.
- Promover la formación de recursos humanos en línea con las innovaciones que se realicen con la instalación de nuevos laboratorios de alta complejidad existen en el país empresas capaces de brindar soluciones tecnológicas de vanguardia en línea con los planes de inversión y producción de YPF; deben establecerse para ello lineamientos claros, bien definidos y sostenidos en el tiempo.
- Promover la articulación de los centros de investigación existentes en el sector.
- Lograr que la caída en los precios de los hidrocarburos no se traduzca en incentivos generales que desalienten la inversión local y se establezca un calibrado sistema de tributos que permita introducir productos importados estratégicos (crudos livianos) y desaliente un incremento general de las importaciones de energía.
- Reducir la contaminación generada por la actividad petrolera y gasífera, a través del tratamiento de los residuos y las aguas residuales y la contención de vertidos.

³⁹ IDÍGORAS y SANTARCÁNGELO (2015).

BIBLIOGRAFÍA

- ANADÓN Ernesto López [et.al.] (2014). *El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales*, 3a ed. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, Buenos Aires.
- BRITISH PETROLEUM (2015). *Statistical review of world energy full report 2014*. Londres, Inglaterra.
- DE DICCO Ricardo (2012). *Síntesis de los Indicadores Energéticos de Argentina 2011*, Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires, Argentina.
- DELFINI Marcelo, DUBBINI Daniela, LUGONES Manuel y RIVERO Ivana (2007). Innovación y empleo en tramas productivas de la Argentina, *Estudio de la trama de la industria de los hidrocarburos en la Provincia del Neuquén*, KOZULJ Roberto y LUGONES Manuel. Buenos Aires, Argentina.
- IDÍGORAS Gustavo y SANTARCÁNGELO Juan E (2015). *El futuro de las tecnologías en el año 2020 a nivel mundial en complejos productivos industriales y agroindustriales*, en Análisis tecnológicos y prospectivos sectoriales. Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, Buenos Aires, Argentina.
- INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS (2014) Las Cifras del Petróleo y el gas. Cincuenta años de Petrotecnia. Buenos Aires, Argentina.
- INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS (2011). Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la refinación del petróleo. Buenos Aires, Argentina.
- INSTITUTO ARGENTINO DE ENERGÍA “GENERAL MOSCONI” (2015). *Notas del seminario: La energía Argentina. Los desafíos políticos, técnicos y económicos 2016-2019*. Organizado por el Grupo de Ex Secretarios de Energía Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 8 de Abril de 2015. Recuperado de: http://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2015/05/Relator--a_Seminario_Ex_Secretarios_La_Energia_en_Argentina.pdf
- KAINDL M. editor (2009). *El abecé del petróleo y el gas: en el mundo y en la Argentina*. Instituto Argentino del Petróleo y el Gas, Buenos Aires, Argentina.
- KOZULJ Roberto (2000). *Resultados de la reestructuración de la industria del gas en la Argentina*. CEPAL. Santiago de Chile, Chile.
- MANSILLA Diego (2013). *Análisis de diagnóstico sectorial. Petróleo y Gas*, Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, Buenos Aires, Argentina.
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA (2015). *Metodología adoptada para la construcción del Balance Energético Nacional*. Recuperado de: <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3366>
- MONRROY Mauricio (2010). *Metodologías para la determinación de precios de los principales derivados del petróleo: América del Sur, 2009*. OLADE. Recuperado de: <http://www.olade.org/sites/default/files/publicaciones/METODOLOGIAS.pdf>
- OLADE (2014). *Visión General al Sector de Gas Natural en América Latina y el Caribe*. Quito, Ecuador.
- ROJO Sofía y ROTONDO Sebastián (2008); *Perfil de especialización del empleo en el Golfo San Jorge: un diagnóstico desde la perspectiva de desarrollo local*, Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social (MTEySS), Observatorio de Empleo y Dinámica Empresarial. Buenos Aires, Argentina.

BASES DE DATOS Y PÁGINAS WEB CONSULTADAS

- Base de datos de comercio exterior argentino del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC). Disponible en: <http://www.indec.gob.ar>
- Base de datos de comercio internacional de las Naciones Unidas (COMTRADE). Disponible en: <http://comtrade.un.org/data/>
- Base de datos de la petrolera British Petroleum: Disponible en: <http://www.bp.com>

- Base de datos del departamento de estadísticas de la energía de EEUU. Disponible en: <http://www.eia.org.ar>
- Base de datos del Ministerio de Energía y Minería. Disponible en: <http://www.energia.gob.ar>
- Confederación de Entidades del Comercio de Hidrocarburos y afines de la República Argentina (CECHA). Disponible en: <http://www.cecha.org.ar>
- Estadísticas e indicadores del Observatorio de Empleo y Dinámica Empresarial. Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social (MTEySS). Disponible en: <http://www.trabajo.gov.ar/>
- Federación de empresarios de combustibles de la República Argentina (FECRA). Disponible en: <http://www.infoestacion.com.ar>
- <http://www.agenbur.com/es/contenido/index.asp?idsec=9>
- <http://www.economia.gob.ar/>
- <http://elinversoronline.com/>
- <http://revistapetroquimica.com/>
- <http://www.bakerhughes.com>
- <http://www.enargas.gov.ar>
- <http://www.enernews.com/>
- <http://www.iapg.org.ar>
- <http://www.indexmundi.com>
- <http://www.imenergia.com/Glosario-C.html>
- <http://www.rystadenergy.com/Databases>
- <http://www.slb.com>
- http://www.tallerecologista.org.ar/menu/archivos/glosario_energia.pdf
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Disponible en: <http://www.olade.org>
- Organization of the petroleum Exporting Countries (OPEC). Disponible en: <http://www.opec.org>

ANEXOS

ANEXO METODOLÓGICO

METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA EL MARGEN DE REFINACIÓN O “CRACK SPREAD”

En base a la metodología utilizada en los informes mensuales de precios de la energía publicados por la consultora Montanat y Asociados se calculó el margen bruto de refinación en la Argentina a través de la siguiente fórmula:

Margen Bruto (MB)= (2Precio del gasoil + Precio de la nafta – 3 Precio del crudo)/3

Dónde:

Precio del crudo: es el precio del crudo que surge de ponderar el mix de crudos consumido por las refinerías y los datos de precios internos publicados en la sección de “Regalías” del Ministerio de Energía y Minería

Precios del gasoil y la nafta: son los precios en puerta de planta reconstruidos a partir de los precios promedio del gasoil y nafta en surtidor y al público. Se utilizó la siguiente fórmula:

Precio de refinación = (Precio en surtidor - (MC+Flete)*(1+IVA))/(1+ICLG+otros+IIBB+IVA)

Dónde:

Precio de refinación: es el precio de venta al público relevado por la Secretaría de Energía,

MC: es el margen bruto de comercialización,

Flete: es el costo del flete entre refinería y estación de servicio,

IVA: es la tasa de impuesto al valor agregado (21%),

ICLG: es la tasa de Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural para el gasoil (19%) y la nafta (62%),

Otros: se compone por la Tasa de Infraestructura Hídrica y la tasa de Impuesto al Gasoil, y

IIBB: es la alícuota de ingresos brutos que paga la refinería (3,5%).

METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA AUMENTO EN LA CAPACIDAD INSTALADA

En base a la información recolectada por el INDEC a través de su Encuesta Industrial Mensual, donde se obtiene datos de producción y porcentaje de utilización de la capacidad instalada siendo:

P: Producción,

UCI: porcentaje de utilización de la capacidad instalada y

CP: Capacidad Productiva.

Se define:

UCI = CP / P ; entonces: CP = UCI * P

Aplicando las variaciones de cada variable se obtiene la variación explicada por cambios en la capacidad productiva:

Var CP = Var UCI * Var P

RECORRIDO NORMATIVO DE LOS DERECHOS DE EXPORTACIÓN

Actualmente las retenciones a la exportación se rigen por la Resolución N° 1077 emitida en el año 2014 por la ex Secretaría de Energía. La alícuota de derecho se relaciona con el nivel de precios internacionales del crudo y resulta “testimonial” en términos económicos hasta el valor de US\$ 70 por barril (1% DE), a partir de este precio el porcentaje de retención es variable y genera un ingreso fijo y máximo para el exportador de US\$ 70 por barril. A continuación se reseña el recorrido normativo que se dio para este instrumento.

Mayo de 2002

Los Decretos Nro. 310 de fecha 13 de febrero de 2002, 809 y sus normas complementarias fijaron derechos de exportación (DE) a determinados hidrocarburos (ente los que se incluye el petróleo crudo).

Mayo de 2004

La Resolución N° 337 del ex Ministerio de Economía y Producción (MEyP) elevó al veinticinco por ciento (25%) el derecho de exportación aplicable al aceite crudo de petróleo y de mineral bituminoso.

Agosto de 2004

La Resolución Nº 532/2004 del ex MEyP mantuvo el DE del veinticinco por ciento para todos los valores del WTI y a partir de US\$ 32 por barril y luego estableció segmentos que incrementaban progresivamente el derecho.

Noviembre de 2007

La Resolución Nº 394/2007 deroga la 532 y fijó “valores de referencia y de corte” para los hidrocarburos.

Se definió una fórmula para calcular la alícuota. Donde, en los casos que el precio internacional supere o iguale al valor de referencia, la alícuota de exportación se calculaba con la siguiente fórmula:

$$d = \frac{Pi - VC}{VC} \times 100$$

Donde, d: Derecho de Exportación; Pi = Precio Internacional; VC = Valor de Corte

Si el precio internacional era inferior al valor de referencia (US\$ 60,9 por BBL) se aplicaba una alícuota del 45%.

Art. 6º — En el caso que el precio internacional del petróleo, fuese inferior a DOLARES ESTADOUNIDENSES CUARENTA Y CINCO (U\$S 45) por barril, se procederá a determinar los porcentajes a aplicar, en un plazo de NOVENTA (90) días hábiles.

	En US\$/M3		En US\$/BBI	
	Valor de Corte	Valor de referencia	Valor de Corte	Valor de referencia
2709.00 ACEITES CRUDOS DE PETROLEO O DE MINERAL BITUMINOSO				
2709.00.10 De petróleo	264	383	42	70
2709.00.90 Los demás	264	383	42	70

Enero de 2013

La Resolución N° 1/2013 define nuevos valores para el cálculo: “Sustitúyense en el Anexo I de la Resolución Nº 394/2007 las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del MERCOSUR.”

	En US\$/M3		En US\$/BBI	
	Valor de Corte	Valor de referencia	Valor de Corte	Valor de referencia
2709.00 ACEITES CRUDOS DE PETROLEO O DE MINERAL BITUMINOSO				
2709.00.10 De petróleo	440	503	70	80
2709.00.90 Los demás	440	503	70	80

Octubre de 2014

La Resolución 803/2014, modifica el “salto” que se establecía en el DE en el margen de 79-8 dólares la Resolución N° 394/2007.

Precio Internacional (USD/Bbl)	Precio Internacional (USD/m3)	Alícuota de retención
Menor a 80	Menor a 503	13,00%
Menor a 75	Menor a 472	11,50%
Menor a 70	Menor a 440	10,00%

Diciembre de 2014 (VIGENTE)

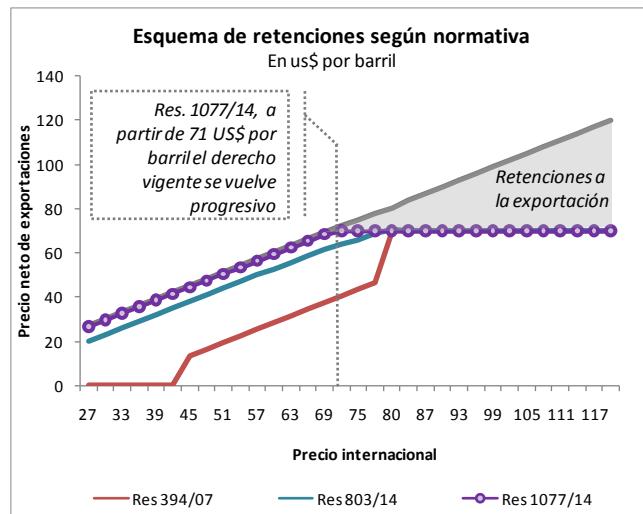
La Resolución N° 1077/2014 deroga la 394/07 y cambia los parámetros para el cálculo

- PI: Valor Brent de referencia del mes N menos US\$ 8,0 por barril;
- “Valor Brent de referencia”: es el promedio de los precios para el ICE Brent primera línea o mes inmediato publicado por el “Platts Crude Marketwire” bajo el encabezado “Futures Settlements” desde el día 21 del segundo mes inmediato anterior (mes N-2), inclusive y el día 20 del mes inmediato anterior (mes N-1) inclusive.
- “N”: es el mes de la exportación.

Discrimina el derecho por las posiciones con progresión sobre el valor agregado.

DE del crudo:

Precio internacional (US\$/bbl)	Alícuota de retención
Menor a 71	1%
Mayor o igual a 71	(PI - 70) / 70 x 100



METODOLOGÍA PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL INDICADOR SINTÉTICO DE CAPACIDAD INNOVATIVA

El Indicador Sintético de Capacidad Innovativa intenta reflejar una medida del potencial innovador, de investigación y desarrollo tecnológico para las temáticas que abarcan los procesos productivos y las principales tecnologías que involucra la cadena.

Este indicador abarca las siguientes dimensiones: Institucional, Educativa, Investigativa y de Incentivos. A continuación se detalla la composición de cada una.

- Institucional:** se refiere a instituciones del sector público o privado con una estructura formal especializada en la cadena. Se incluyen las Unidades Ejecutoras del CONICET que poseen líneas de investigación específicas y relacionadas con actividades de la cadena.

Instituciones con especialidades en innovación destinada a la cadena de hidrocarburos. Año 2015

Nº	Institución	Referencia geográfica	Descripción
1	INTI. Centro del Investigación y desarrollo en petróleo	Comodoro Rivadavia, Chubut	El centro INTI-Petróleo, se constituye para brindar el servicio público de generación y transferencia de tecnología productiva, y promover el crecimiento sustentable de la industria del petróleo y gas. El centro se encuentra ubicado en la ciudad de Comodoro Rivadavia y su área de influencia son todas las áreas petroleras y gasíferas de la República Argentina.
2	Y-TEC	La Plata (en construcción)	12.000m ² , 410 millones de pesos y 320 personas, entre profesionales propios, investigadores del CONICET trabajando in situ o en diferentes Centros de Investigación y Universidades, becarios doctorales o posdoctorales y personal de apoyo.

Fuente: elaboración propia en base a datos de páginas de internet de las instituciones.

Las Unidades Ejecutoras del CONICET desarrollan líneas de trabajo asociadas a temáticas relevantes para la cadena. Estos centros conforman la Red de Unidades Ejecutoras (UER) y se trata de asociaciones de investigadores, situados en diferentes lugares de trabajo, vinculados por una temática científica común mediante soportes informáticos adecuados e interacción directa periódica. Las UER se conforman con el propósito de llevar adelante planes científicos y tecnológicos vinculantes y formar recursos humanos en su especialidad. Cada lugar de trabajo se constituye en un nodo de la UER para las que, en la mayoría de los casos, existe otra institución que es contraparte del CONICET (generalmente se trata de universidades públicas).

Para componer esta dimensión del ISAI se relevaron las últimas memorias anuales de la UER y se detectaron las relacionadas con temáticas de la cadena, los resultados se presentan en el siguiente cuadro:

Unidades Ejecutoras en Red con líneas de investigación en la cadena de hidrocarburos. Año 2016

UER	Provincia	Localidad	Contraparte	Líneas de investigación
CICTERRA	Córdoba	Córdoba	UNC	Geología y paleontología del Cuaternario; Geoquímica de superficie, biogegeoquímica y geobiología; Cuencas sedimentarias; Mineralogía y petrología del basamento, Geología tectónica, geodinámica y geofísica, Vulcanología, Bioestratigrafía y paleobiología del Paleozoico, Vertebrados meso-cenozoicos

CITEQ	Córdoba	Córdoba	UTN Fac Reg Cba	Modelado para el control automático de procesos, Diseño y síntesis de materiales micro y mesoporosos , Diseño y síntesis de nanoarcillas, Energías renovables, Nanotecnología, Nanomateriales con aplicaciones específicas, Obtención de químicos finos, Procesos para la industria petroquímica, Reciclado químico de plásticos, Valorización de biomasa
IBIGEO	Salta	Salta	UNSLATA	Ciencias de la Tierra y relacionadas con el Medio Ambiente. Geoquímica de sedimentos y procesos de meteorización. Geoquímica ambiental. Organismos actuales y fósiles.
IEE	San Juan	San Juan	UNSJ	Electrónica de potencia, accionamientos eléctricos y energías alternativas, generación distribuida con fuentes de energía primaria renovables y convencionales, almacenadores de energía, nuevos esquemas y dispositivos de control; Economía y reestructuración de SSEE: Planificación de la expansión y operación de sistemas de múltiples vectores energéticos Análisis de funcionamiento y de seguridad de operación en tiempo real.
IGEBA	Bueno Aires	Capital Federal	UBA	Ciencias de la Tierra y relacionadas con el Medio Ambiente. Paleomagnetismo y Geomagnetismo. Geología. Sedimentología y Cs. Ambientales. Geofísica Aplicada Mineralogía y Petrología. Magnetismo de Rocas Ambientales y Cuaternario. Recursos Mineros sostenibles. Neotectónica y Reología
IIPG	Río Negro	General Roca	UNRN	Volcanología y Riesgo Geológico; Geología de Yacimientos; Geología del norte de la Patagonia; Paleobiología humana; Ichnología; Paleohistología de tetrapodos continentales; Paleohistología de reptiles marinos; Paleohistología; Paleontología de Vertebrados, diversidad, evolución y sistemática.
INCAPE	Santa Fe	Santa Fe	UNL	Diseño, desarrollo y aplicación a procesos de reactores no-convencionales (Membrana, estructurados y microreactores); desarrollo de catalizadores para la preservación del ambiente incluyendo la producción de combustibles limpios (no contaminantes). Desarrollo de procesos para el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos del país, tanto convencionales como no convencionales y renovables.
INGEIS	Buenos Aires	Capital Federal	UBA	GEOLOGIA ISOTOPCA. GEOCRONOLOGIA. SEDIMENTOLOGIA. GEOQUIMICA. PETROLOGIA. GEOFISICA. AGROAMBIENTE. ANTROPOLOGIA. GEOQUIMICA DEL PETROLEO.
INGEOSUR	Buenos Aires	Bahía Blanca	UNS	YACIMIENTOS MINERALES Y ROCAS DE APLICACIÓN; HIDROGEOLOGÍA; PALEONTOLOGÍA; ROCAS IGNEAS, SEDIMENTARIAS Y METAMÓRFICAS; MEDIO AMBIENTE Y GEOTECNIA; GEOLOGÍA REGIONAL Y GEOTECTONICA
INIQUI	Salta	Salta	UNSLATA	Ingeniería Química. Ingeniería de Procesos Químicos
INSUGEO	Tucumán	San Miguel de Tucumán	UNT	Ciencias de la Tierra y relacionadas con el Medio Ambiente Geología
INTEC	Santa Fe	Santa Fe	UNL	Polímeros y Reactores de Polimerización; Laboratorio de Control de Procesos; Termodinámica y Procesos de Ingeniería Ambiental; Contaminación en Biosistemas.
INTECIN	Capital Federal	Capital Federal	UBA	Ingeniería Mecánica; Ingeniería Civil; Ingeniería del Petróleo; Ingeniería de Materiales; Ingeniería de la Informática ; Ingeniería Física
INTEQUI	San Luis	San Luis	UNSL	Estudio de las reacciones heterogéneas y sus aplicaciones a la metalurgia extractiva; Separaciones con Tecnología de Membranas; Sistemas oxídicos vinculados al desarrollo de materiales cerámicos.
ITPN	Buenos Aires	Capital Federal	UBA	BIOPOLIMEROS; CARACTERIZACION Y SINTESIS DE MATERIALES NANOESTRUCTURADOS; POLIMEROS PARA PETROLEO Y CONSTRUCCION; PROPIEDADES MECANICAS Y FRACTURA; BIOTECNOLOGIA Y BIOSINTESIS
PLAPIQUI	Buenos Aires	Bahía Blanca	UNS	Catálisis; Ciencia y Tecnología de Polímeros; Ingeniería de Alimentos; Ingeniería de Procesos y Sistemas; Ingeniería de las Reacciones; Tecnología de Partículas; Termodinámica de Procesos
PROBIEN	Neuquén	Neuquén	UNCOMA	Ingeniería de Procesos Químicos. Tecnología de Procesos Limpios. Biotecnología y Biodiversidad de Levaduras. Control biológico. Tecnología de frutas. Biorremediación Decontaminación de efluentes. Energía Fotovoltaica Aplicada. Modelado de sólidos. Tratamiento de residuos urbanos con materiales adsorbentes

Fuente: elaboración propia en base a datos del CONICET.

2. **Educativa:** instituciones del sistema universitario que poseen alguna carrera de grado o posgrado con especialización en petróleo.

Los datos para la construcción de esta dimensión se tomaron de la Dirección Nacional de Información y Evaluación de la Calidad Educativa (DiNIECE) y la Red Federal de Información Educativa, ambos ámbitos pertenecientes a la Secretaría de Políticas Universitarias, del Ministerio de Educación de la Nación.

Universidades y graduados de especialidades en petróleo. Año 2015

Nº	Universidad	Referencia geográfica	Otros datos cualitativos		
			Cantidad de egresados especializados		
1	Buenos Aires	CABA	436	En promedio los egresados especializados en petróleo representan el 0,43% de los egresados totales en ciencias aplicadas	
2	Comahue	San Martín de los Andes. Neuquén	92		
		Zapala. Neuquén			
		Bariloche. Río Negro			
		Neuquén Capital			
3	Cuyo	Centro Universitario, Ciudad de Mendoza. Mendoza	227	En promedio los egresados especializados en petróleo representan el 0,43% de los egresados totales en ciencias aplicadas	
4	Patagonia S. J. Bosco	Esquel. Chubut	21		
5	Austral	Puerto Madryn. Chubut	27		
		CABA			

Fuente: relevamiento Anual 2014. DiNIECE. Ministerio de Educación.

3. Investigativa: investigadores y tecnólogos dedicados a la cadena.

Para esta dimensión se trabaja con información de la base de datos CVar. Esta base de datos se compone por un registro unificado y normalizado a nivel nacional, que contiene los datos curriculares (CV) del personal científico y tecnológico que se desempeña en las distintas instituciones públicas y privadas argentinas. Se enmarca dentro del Sistema de Información de Ciencia y Tecnología Argentino (SICyTAR), que funciona en el ámbito la Subsecretaría de Evaluación Institucional dependiente de la Secretaría de Articulación Científico Tecnológica del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, a fin de dar cumplimiento a lo establecido en la Ley Nº 25.467 de Ciencia, Tecnología e Innovación.

Recursos humanos dedicados a I+D con especialización en temáticas vinculadas la cadena de hidrocarburos. Año 2016.

Nº	Provincia	Cantidad	Palabras clave incluidas en la consulta*	
			Coincidencias	No encontradas
1	Buenos Aires	27		
2	CABA	15		
3	Chubut	13		
4	Córdoba	2		
5	Corrientes	1		
6	Mendoza	2		
7	Neuquén	4		
8	Río Negro	2		
9	Salta	1		
10	San Juan	3		
11	Santa Cruz	3		
12	Santa Fe	4		
13	Tierra del Fuego	2		
14	Tucumán	1		
	Total	80		

NOTA: (*) las palabras clave fueron generadas por la Dirección Nacional de Planificación Sectorial, SSPE, Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas.

Fuente: Dirección Nacional de Programas y Proyectos, Subsecretaría de Evaluación Institucional, Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, sobre datos del Registro CVar, SICyTAR.

4. Incentivos: proyectos innovativos promocionados por programas de incentivo. En este caso, se toman los proyectos pertenecientes al Fondo Tecnológico Argentino (FONTAR).

Se trabaja con los proyectos innovativos promocionados por los instrumentos del Fondo Tecnológico Argentino (FONTAR). Este fondo es ejecutado por la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica (ANPCyT) y apoya proyectos dirigidos al mejoramiento de la productividad del sector privado a través de la innovación tecnológica.

Se relevaron las convocatorias abiertas y las ventanillas vigentes para el año 2015 (ANR P+L; ANR P+L C1; ANR PDT; ANR 3500 C2; ANR I+D; ANR FONTAR I+D; ASIS – TECi; ANR INT 3500; ANR TEC 2015 C1).

Proyectos del FONTAR aprobados. Año 2015

Nº	Proyecto	Empresa	Referencia geográfica	Monto otorgado por FONTAR (en pesos)	Monto total del proyecto (en pesos)
1	Herramienta de simulación de última generación, para capacitación y entrenamiento en el desarrollo de distintos tipos de yacimientos de Hidrocarburos	EXE ENERGÍA SA	Córdoba	2.200.000	2.890.6000
2	Desarrollo innovador de tanque separador trifásico de ensayo para la industria del petróleo y gas	SICA METALURGICA ARGENTINA SA	Esperanza, Santa Fe	1.698.992	3.399.758
3	Diseño y desarrollo de equipo compresor para boca de pozo de gas natural accionado por equipo individual de bombeo mecánico	JICEC S.A.	Quilmes. Buenos Aires	1.525.383	1.906.734
4	Tratamiento y recuperación de suelo y agua con hidrocarburos	SOLAMB SRL	San Lorenzo, Santa Fe	2.199.874	3.704.854
5	Investigación y desarrollo	YPF Tecnología S.A.	La Plata. Buenos Aires	1.814.895	3.629.790

Fuente: elaboración propia en base a datos del FONTAR.

Construcción del Indicador

En base a los datos presentados se construyó el Indicador Sintético de Capacidades Innovativas (ISCI) relacionando las dimensiones presentadas a través del siguiente baremo:

$$\text{ISCI} = (0,50 * \text{Institucional}) + (0,25 * \text{Educativa}) + (0,15 * \text{Investigativa}) + (0,10 * \text{Incentivos})$$

Dónde, la dimensión Institucional se compone por:

$$\text{Institucional} = (0,35 * \text{Instituciones especializadas}) + (0,15 * \text{Universidades})$$

Se segmentaron los resultados en cinco categorías definidas como la presencia territorial de actividades innovativas: Alta ($\text{ISAI} \geq 0,20$); Media ($0,7 \leq \text{ISAI} < 0,20$); Baja ($0,03 \leq \text{ISAI} < 0,07$); Muy baja ($0 \leq \text{ISAI} < 0,03$).

Indicador Sintético de Capacidad Innovativa para la cadena de hidrocarburos. Año 2016

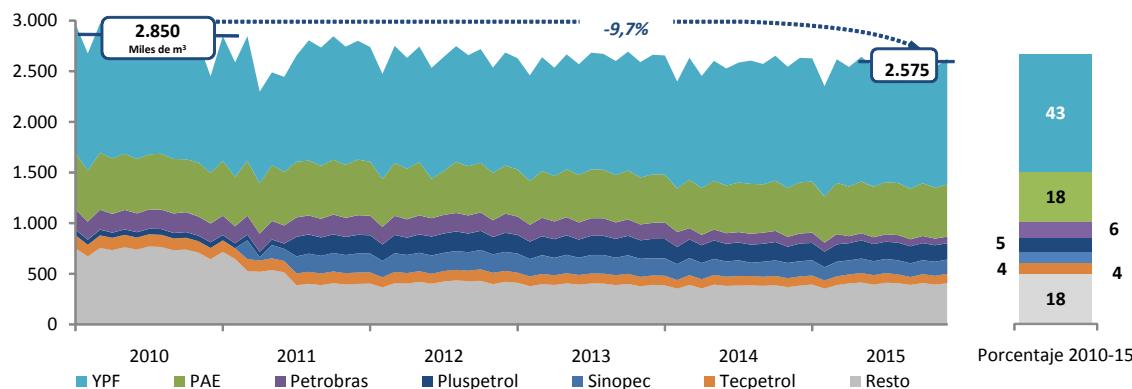
Provincia	ISCI	Dimensiones					
		Institucional		Educativa	Investigativa	Incentivos	
		Instituciones especializadas	Unidades ejecutoras en red				
		Ponderador					
Categoría	1	0,5		0,25	0,15	0,1	
		0,35	0,15				
Chubut	Alta	0,288	0,500	0,000	0,250	0,338	0
Buenos Aires	Alta	0,262	0,500	0,125	0	0,188	0,400
CABA	Media	0,124	0	0,250	0,250	0,163	0
Río Negro	Media	0,076	0	0,063	0,250	0,025	0
Neuquén	Media	0,074	0	0,063	0,250	0,013	0
Santa Fe	Baja	0,063	0	0,125	0	0,025	0,400
Córdoba	Baja	0,046	0	0,125	0	0,050	0,200
Salta	Muy Baja	0,023	0	0,125	0	0,025	0
Tucumán	Muy Baja	0,015	0	0,063	0	0,038	0
San Juan	Muy Baja	0,011	0	0,063	0	0,013	0
Corrientes	Muy Baja	0,006	0	0,000	0	0,038	0
Tierra del Fuego	Muy Baja	0,008	0	0,000	0	0,050	0
Santa Cruz	Muy Baja	0,004	0	0,000	0	0,025	0
Mendoza	Muy Baja	0,002	0	0,000	0	0,013	0

Fuente: elaboración propia en base a datos del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, Ministerio de Educación, CONICET, páginas de internet de las instituciones y FONTAR.

ANEXO ESTADÍSTICO

EXTRACCIÓN

Producción de petróleo crudo según principales empresas, en miles de m³ y porcentaje.
Años 2010-15



Fuente: elaboración propia con base en datos del Ministerio de Energía y Minería.

Producción de petróleo crudo por cuenca y plataforma, en miles m³ y porcentaje.
Años 2010-15

Año	Cuenca						Plataforma	
	Total	Golfo San Jorge	Neuquina	Cuyana	Austral	Noroeste	On Shore	Off Shore
2010	34.199	15.757	14.322	1.883	1.581	657	98,0	2,0
2011	32.116	14.674	13.551	1.872	1.466	554	98,1	1,9
2012	31.969	15.140	12.919	1.816	1.559	534	97,6	2,4
2013	31.333	15.031	12.645	1.753	1.432	472	97,7	2,3
2014	30.881	15.113	12.312	1.702	1.324	431	97,7	2,3
2015	30.894	15.250	12.340	1.614	1.246	444	97,9	2,1

Fuente: elaboración propia con base en datos del Ministerio de Energía y Minería.

Producción de gas por cuenca y plataforma, en millones de m³ y porcentaje. Años 2010-15

Año	Cuenca						Plataforma	
	Total	Neuquina	Austral	Golfo San Jorge	Noroeste	Cuyana	On shore	Off shore
2010	47.049	25.979	10.436	5.231	5.403	0	89,1	11,1
2011	45.528	25.159	10.818	4.880	4.609	61	87,3	12,7
2012	44.124	23.858	11.135	5.219	3.853	58	85,7	14,8
2013	41.708	22.642	10.514	5.234	3.260	58	84,4	15,7
2014	41.484	23.217	10.015	5.302	2.893	56	84,5	15,4
2015	42.902	24.626	9.654	5.715	2.852	54	84,7	15,2

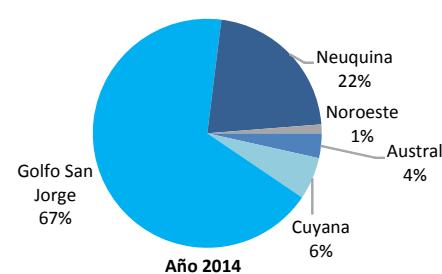
Fuente: elaboración propia con base en datos del Ministerio de Energía y Minería.

Reservas de petróleo crudo, en millones de m³ y porcentaje. Años 2010-15

Cuenca	Año				
	2010	2011	2012	2013	2014
Total	15.830	15.553	14.775	14.620	14.935
Austral	519	511	499	535	522
Cuyana	1.324	1.305	944	887	894
Golfo San Jorge	10.017	10.183	9.941	9.915	10.079
Neuquina	3.721	3.352	3.206	3.103	3.254
Noroeste	249	202	185	180	186

Nota: las reservas son calculadas al final de la vida útil de los yacimientos.

Fuente: elaboración propia en base a datos del Ministerio de Energía y Minería

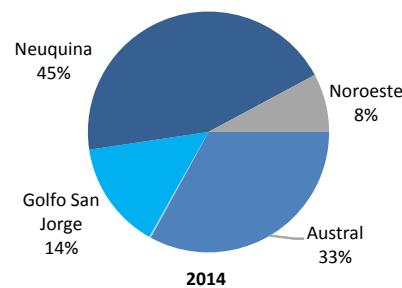


Reservas de gas, en millones de m³ y porcentaje. Años 2010-15

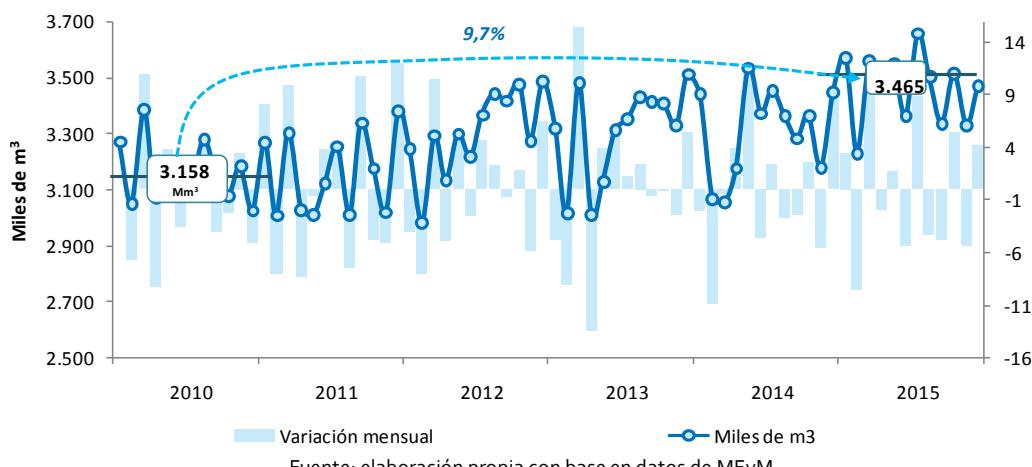
Cuenca	Año				
	2010	2011	2012	2013	2014
Total	358.733	332.494	315.509	328.258	332.164
Austral	106.559	103.945	100.781	110.653	109.497
Cuyana	1.081	1.062	761	744	770
Golfo San Jorge	45.915	48.552	48.446	47.849	47.987
Neuquina	161.535	145.292	133.700	138.960	147.855
Noroeste	43.643	33.643	31.821	30.052	26.055

Nota: las reservas son calculadas al final de la vida útil de los yacimientos.

Fuente: elaboración propia en base a datos del Ministerio de Energía y Minería



Producción de derivados del petróleo y el gas, en miles de m³ y porcentaje. Años 2010-15



Origen del capital de las empresas y participación en los distintos segmentos. Año 2015

Empresa	Propiedad y origen	Participación por mercados	Actividades productivas
YPF S.A.	Estado nacional y provinciales 51%; Privados 49% (España 11,8%, México 8,4 y otros)	Producción de petróleo (43,5%); producción de gas (28,4%); transporte de petróleo (69% oleoductos y 78% políditos); refinación (51,3%); comercialización (36,5%).	Integrada: exploración, extracción, transporte, refinación, distribución y comercialización
Pan American Energy LLC	Bridas (Argentina China) y CNOOC (China)	Producción de petróleo (18,8%); Producción de gas (12%)	Exploración y explotación, transporte, almacenamiento de petróleo y gas natural, distribución de gas y generación de energía eléctrica
Petrobras Argentina S.R.L.	Petrobras (Brasil)	Producción de petróleo (5,8%); producción de gas (8,3%); Refinación (8,4%); comercialización (8%).	Integrada: exploración, extracción, transporte, refinación, distribución y comercialización
Pluspetrol S.A.	Pluspetrol (Argentina) YPF 45%	Producción de gas (5,8%), producción de petróleo (5%)	Exploración, extracción de hidrocarburos y generación de energía eléctrica.
Sinopec Argentina.	Sinopec (China)	Producción de petróleo (4,2%); producción de gas (1,1%)	Exploración y extracción.
Tecpetrol S.A.	Techint (Argentina)	Producción de petróleo (4%); producción de gas (3,1%)	Exploración y extracción.
Total Austral S.A.	Total (Francia)	Producción de petróleo (27,4%); producción de gas (3,4%)	Exploración, extracción y transporte . Participa en el sector de lubricantes con sus marcas Total y Elf.
Shell C.A.P.S.A.	Shell (Países Bajos)	Refinación (15,5%); comercialización (17%)	Refinación y comercialización de combustibles.
Axion Energy	Bridas (Argentina China) y CNOOC (China)	Refinación (14%), comercialización (15,9%)	Refinación y comercialización de combustibles.
Oil Combustibles S.A.	Grupo Índalo (Argentina)	Refinación (3,6%), comercialización (8%)	Refinación y comercialización de combustibles.

Nota: los datos se encuentran actualizados a diciembre de 2015.

Fuente: elaboración propia con base en datos de la ex Secretaría de Energía y páginas web de las empresas correspondientes.

Tipo de crudo por cuenca. Año 2015

Cuenca	Crudo	API
Austral	San Sebastián	51º
Golfo San Jorge	Escalante	24º
	Cañadon Seco	26º
	Medanito	34,7º
Neuquina	Rincón de los Sauces	36º
	Cerro furtuoso	21,1º
	Chiuido de la sierra negra	17,6º
Cuyana	Cuyano	28º
NOA	Noa	40º a 59º

Fuente: elaboración propia con base en datos del MEyM.