

Mercados spot y derivados de energía. Experiencias internacionales. Desarrollo en Argentina.

Autor: Valentín Silvestri

Tutor: Marcelo Comisso

Índice

1. Introducción	3
2. Mercados spot y derivados de energía. Experiencias internacionales. Desarrollo en Argentina.	4
2.1. La industria del gas en Argentina	4
2.2. El marco normativo de la industria gasífera nacional.....	9
2.3. Participantes en la industria gasífera.....	12
2.3.1. Productores	12
2.3.2. Transportistas.....	13
2.3.3. Distribuidores	14
2.3.4. Subdistribuidores	15
2.3.5. Almacenadores.....	15
2.3.6. Comercializadores.....	16
2.3.7. Grandes usuarios industriales	16
2.3.8. Centrales eléctricas	17
2.3.9. Estaciones de GNC.....	17
2.4. El mercado de gas argentino	19
2.4.1. Compras <i>spot</i> de gas y el Mercado Electrónico de Gas	20
2.5. Mercados de derivados y experiencias internacionales.....	22
2.5.1. Experiencia en Estados Unidos.....	23
2.5.2. Experiencia en el Reino Unido de Gran Bretaña	24
2.5.3. Experiencia en Europa Continental.....	24
2.5.4. La situación del gas natural licuado – GNL	25
2.6. Factibilidad de instrumentos derivados en Argentina	27
3. Conclusión	29
4. Bibliografía.....	30

1. Introducción

La energía desde el punto de vista social y económico es un recurso natural primario o derivado, indispensable para llevar adelante las actividades productivas y que, a su vez, permite que podamos realizar nuestras rutinas diarias. La disponibilidad de energía y su comercialización es un factor fundamental para el desarrollo económico de una nación.

Los mercados energéticos son mercados de *commodities* que se ocupan específicamente del comercio y el suministro de energía, así como de la negociación de instrumentos de cobertura. Dentro de estos mercados existe un creciente interés por los derivados energéticos, instrumentos financieros en los que el activo subyacente se basa en productos energéticos como el petróleo, la electricidad y el gas natural, siendo este último el objeto de investigación del presente trabajo.

El gas natural es un combustible fósil cuya participación ocupa la primera posición en la matriz energética nacional, siendo un pilar fundamental de esta. La intensidad de esta participación es muy superior a la observada en los países de la región y es una de las mayores en el mundo. Además, el desarrollo de la perforación horizontal y la fractura hidráulica como métodos extractivos de hidrocarburos posicionan a Argentina como un país productor con un gran potencial dadas las reservas gasíferas no convencionales existentes.

Por otro lado, a nivel global el futuro del gas es prometedor. La industria del gas natural ha experimentado un rápido crecimiento en los últimos 30 años, especialmente a partir de fines de 1980 y principio de 1990 cuando las preocupaciones ambientales surgieron como un importante problema global. El crecimiento de la industria del gas natural se basa en dos factores:

- La rápida expansión en la utilización de gas natural licuado (GNL), el cual puede ser transportado alrededor del mundo en buques metaneros, de manera similar al petróleo, respondiendo así a las diferentes condiciones de oferta y demanda y generando un cambio en la dinámica de los mercados de gas: ocurre una transición de mercados regionales a un mercado global integrado.
- El rol que puede cumplir para hacer frente al cambio climático, ya que genera, por unidad de combustible utilizado, menores cantidades de dióxido de carbono (CO_2), óxidos de azufre (SO_x) y óxidos de nitrógeno (NO_x), como así también de material particulado, en comparación con el resto de los combustibles fósiles; contribuyendo así a la transición a una matriz energética con menor huella de carbono.

El presente trabajo tiene como objetivos:

- Delinear la industria gasífera y la importancia del gas natural en Argentina.
- Analizar el marco normativo que rige al mercado y la industria de gas.
- Describir los participantes del mercado de gas y los riesgos a los que se exponen de acuerdo a su posición.
- Representar el mercado argentino de gas.
- Exponer experiencias internacionales: La evolución de la estructura de mercados, el origen y uso de instrumentos derivados de gas natural y la actualidad de estos.
- Analizar las condiciones necesarias para el éxito de instrumentos derivados de gas natural en Argentina.

2. Mercados spot y derivados de energía. Experiencias internacionales. Desarrollo en Argentina.

2.1. La industria del gas en Argentina

El gas natural es una de las más limpias, seguras y útiles fuentes de energía, y es un componente vital en el suministro energético mundial.

Se trata de una fuente energética fósil, formada a lo largo del tiempo por procesos geológicos que convirtieron estos restos fósiles en reservas de hidrocarburos, atrapados por un estrato rocoso impermeable. Es un combustible gaseoso que consiste en una mezcla compleja de hidrocarburos de bajo peso molecular, principalmente metano (CH_4) pero que incluye también etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}), pentano (C_5H_{12}) e hidrocarburos más pesados en proporciones menores y además contiene algunos gases inertes y contaminantes que deben mantenerse en proporciones admisibles para no alterar las propiedades del gas natural, especialmente la capacidad de entregar energía por unidad de volumen, siendo este el motivo principal por el cual se requiere el gas y sobre dicha base es que se le da valor económico.

La aplicación más conocida del gas natural es la generación de calor, sin embargo, brinda excelentes rendimientos y una amplia gama de alternativas de uso doméstico e industrial, incluso como combustible automotriz y para la generación eléctrica, 60% de la cual es generada en centrales térmicas que, en gran medida, utilizan gas natural.

El gas natural a ser comercializado debe cumplir con especificaciones de calidad¹, y debe poder ser transportado desde los yacimientos hasta los centros de consumo; ya sea por gasoductos, como gas natural licuado o mediante camiones como gas natural comprimido (gasoducto virtual).

El gas natural licuado (GNL) es gas metano que ha sido procesado y enfriado a temperaturas inferiores a 160°C , lo que reduce su volumen unas 600 veces, para ser transportado en forma líquida por medio de buques conocidos como metaneros.

En Argentina hay dos puntos de regasificación de GNL, ambos en la provincia de Buenos Aires. Uno en el puerto de Bahía Blanca, que inyecta en el sistema de la transportadora TGS, y otro en el puerto de Escobar, que inyecta en el sistema de la transportadora TGN. En el año 2019 se concretó la primera exportación de GNL argentino desde Bahía Blanca, por parte de la empresa estatal YPF, quien celebró con la empresa belga Exmar un acuerdo de 10 años para el despliegue de la unidad de licuefacción flotante Tango FLNG en el puerto de Bahía Blanca.²

El gas natural comprimido (GNC) es también gas natural preparado para ser transportado. En lugar de cambiar su estado de gaseoso a líquido, como en el GNL, se conserva como gas en tanques metálicos a una presión de alrededor de 200 bar. Su aplicación como combustible en vehículos tiene como ventajas que su costo es inferior al del gasoil y las naftas y es menos contaminante, ya que emite hasta un 90% menos de partículas y gases, y reduce ruidos.

¹ Los parámetros que el gas natural debe cumplir se definen en la "Norma de Calidad de Gas Natural" NAG-602 aprobada en la Resolución 819/2019 del Ente Nacional Regulador del Gas, ENARGAS.

² <https://econojournal.com.ar/2019/11/viaje-al-interior-de-la-barcaza-licuefactora-de-Ing-de-ypf/>
Consultado: 09/03/2020.

El gas crudo es el gas tal como es extraído del yacimiento, que incluye diversas cantidades de hidrocarburos pesados (que pueden condensarse en condiciones normales de presión y temperatura), vapor de agua, compuestos de azufre, dióxido de carbono, nitrógeno, etc. Este gas crudo no resulta adecuado para su medición, distribución y uso directo por la mayoría de los consumidores, por lo que su aprovechamiento involucra diferentes etapas en la cadena de valor.

Una vez extraído de pozos ubicados en tierra firme, *on shore*, o mar adentro, *off shore*, el gas crudo es enviado a plantas de procesamiento para separarlo de los líquidos de gas natural (LGN), eliminar impurezas y reducir los niveles de otros gases que dificultan su manejo y procesamiento. Por lo que el término gas natural es utilizado para referirse al gas crudo ya procesado y que cumple los parámetros establecidos por la normativa específica.

El gas natural puede hallarse en los yacimientos en dos estados: 'libre' o 'asociado'. En estado libre, el gas se extrae de manera independiente a otros compuestos, y en estado asociado se encuentra mezclado con otros hidrocarburos, generalmente junto con petróleo. A su vez, los reservorios pueden ser convencionales o no convencionales, siendo estos últimos aquellos que no cuentan con la suficiente permeabilidad para que el petróleo y el gas puedan ser extraídos con los métodos tradicionales.

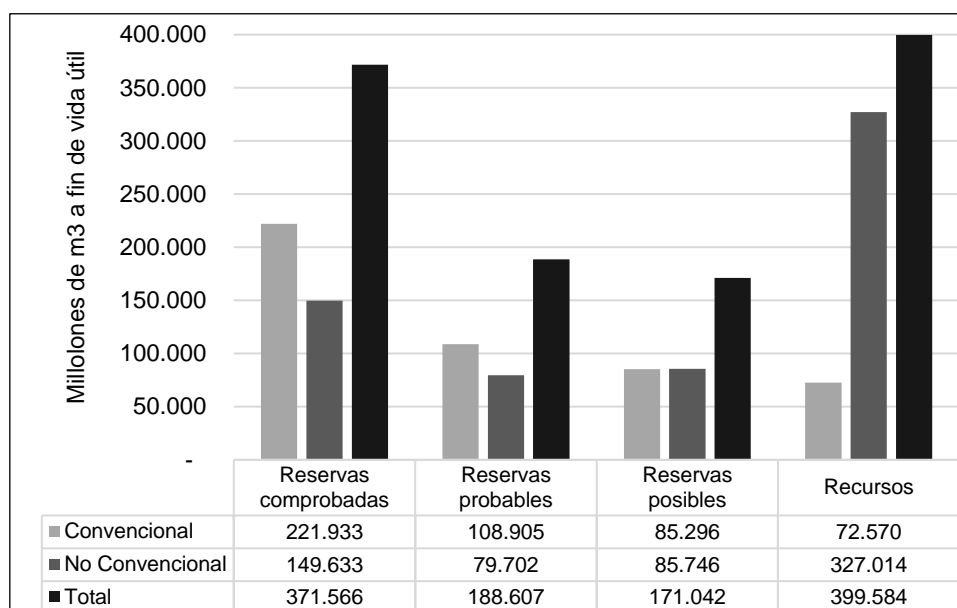
Las perspectivas de encontrar nuevas cuencas productoras de gran volumen siguiendo el paradigma del sistema petrolero convencional en todo el mundo se están agotando, y es por eso que los sistemas no convencionales van a determinar los niveles de reservas de hidrocarburos de la humanidad en el futuro cercano. Dentro de los yacimientos denominados no convencionales en Argentina se destacan los reservorios denominados *tight sands*, que han recibido la migración de hidrocarburos como en los yacimientos convencionales, y *shale*, en el cual el petróleo y/o gas aún se encuentra en la roca generadora.

La Argentina cuenta con diecinueve cuencas sedimentarias, de las cuales cinco producen actualmente hidrocarburos; estas cuencas son la Noroeste, la Cuyana, la Neuquina, el Golfo San Jorge y la Austral. Dentro de las cuencas marítimas productivas se destacan la cuenca Golfo San Jorge Marina, la Malvinas Norte y la Malvinas Oriental.

Dentro de la cuenca Neuquina se encuentra la promisorio formación no convencional Vaca Muerta, la cual, junto con otros reservorios no convencionales, posicionan a la Argentina como el segundo país con mayores recursos gasíferos no convencionales técnicamente recuperables, solo detrás de China.³

³ *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States* – 2012:
<https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf> Consultado: 09/03/2020.

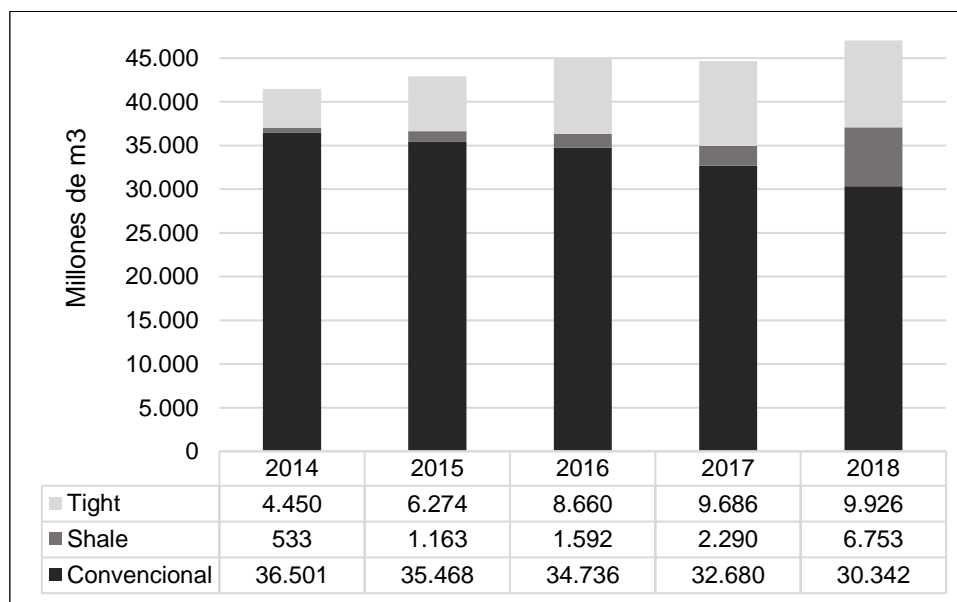
Gráfico 1 – Reservas de gas natural en Argentina, año 2018.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía al 31/12/2018.⁴

La producción de gas en Argentina en 2018 alcanzó un valor de 47.021 MMm³, y, si bien la producción actual es menor a la de años anteriores, se continua con una tendencia de crecimiento y recuperación favorecida por la creciente importancia de la producción no convencional, en especial en la Cuenca Neuquina con su aporte de *shale* y *tight gas*.

Gráfico 2 – Producción de gas convencional y no convencional en Argentina.



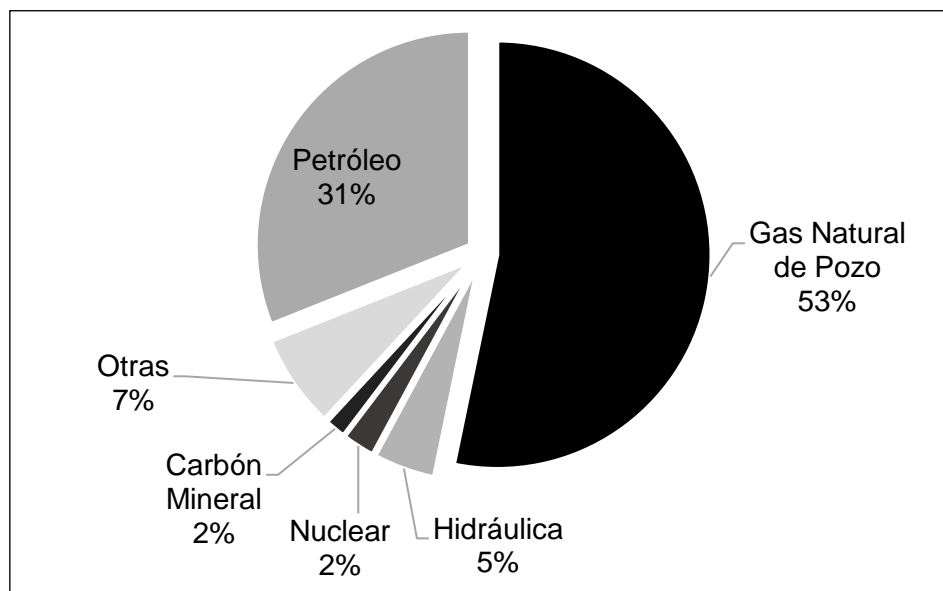
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía⁵

⁴ Datos disponibles en: <http://datos.minem.gob.ar/dataset/reservas-de-petroleo-y-gas> Consultado: 12/03/2020.

⁵ Datos disponibles en: <http://datos.minem.gob.ar/dataset?groups=exploracion-y-produccion-de-hidrocarburos> Consultado: 09/03/2020

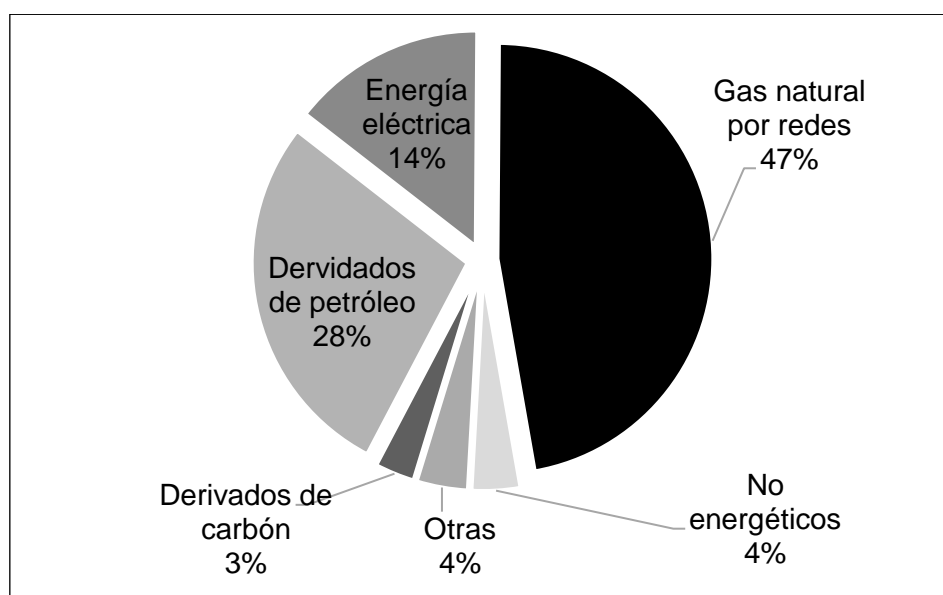
La importancia del gas natural en la matriz energética Argentina es tal, que contabiliza el 53,2% de la oferta primaria de energía, cuando en la participación promedio del gas natural en el año 2018 para los países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD) fue del 28,1%.⁶

Gráfico 3 – Fuentes energéticas de la Oferta Interna Primaria en Argentina.



Fuente: Elaboración propia en base al Balance Energético Nacional, año 2018.⁷

Gráfico 4 – Fuentes energéticas de la Oferta Interna Secundaria en Argentina.



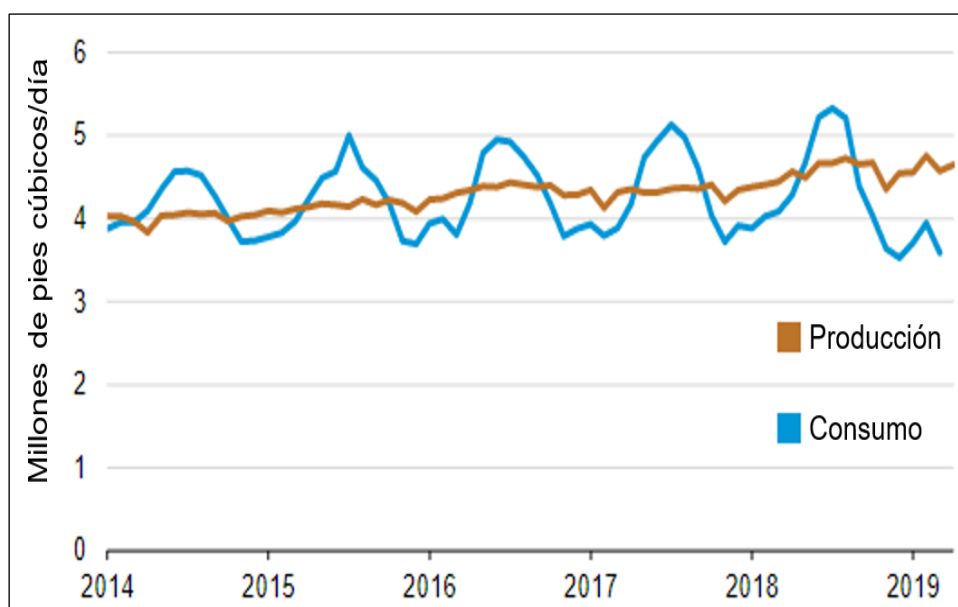
Fuente: Elaboración propia en base al Balance Energético Nacional, año 2018.⁸

⁶ <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/fuel-shares-in-oecd-total-primary-energy-supply-2018>
Consultado: 06/03/2020.

⁷ Las importaciones de gas no son contabilizadas como fuente primaria por considerarse libres de líquidos. Las importaciones de gas natural para el período 2018 fueron de 8159 kTEP, las exportaciones 373 kTEP y la disminución del gas de inventario, *line pack*, de 8 kTEP, totalizando una oferta interna total de gas de 47973 kTEP. <http://datos.minem.gob.ar/dataset/balances-energeticos> Consultado: 06/03/2020

⁸ El grupo derivados de carbón se compone de coque y gases de alto horno y coquería. El grupo derivados de petróleo se compone de gas licuado, gasolina natural, motonafta, naftas, fuel oil, diesel oil y gas oil. <http://datos.minem.gob.ar/dataset/balances-energeticos> Consultado: 06/03/2020.

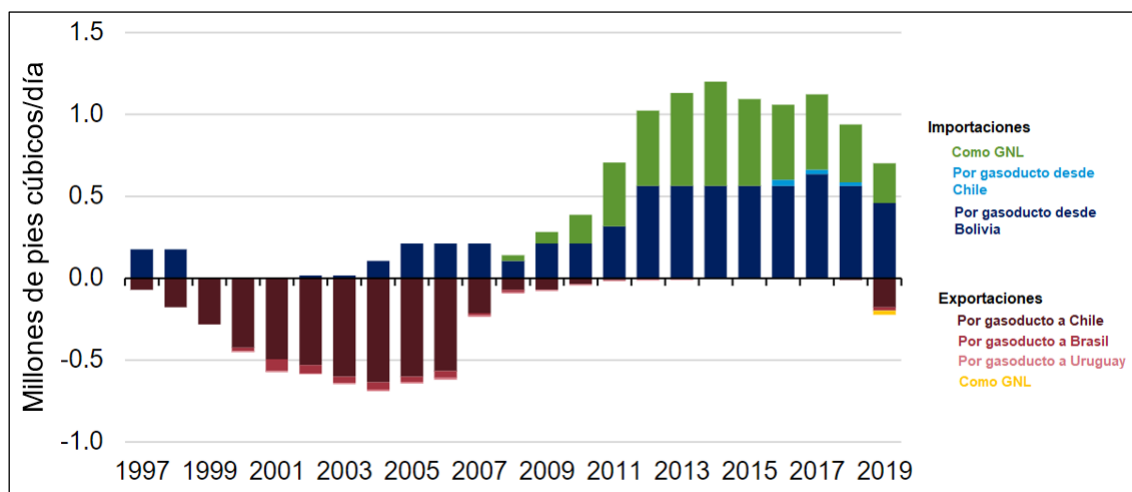
Gráfico 5 – Producción y consumo de gas natural en Argentina, 2014-2019.



Fuente: U.S. Energy Information Administration – EIA en base a datos de la Secretaría de Energía.⁹

La producción doméstica de gas natural durante temporada estival supera la demanda local, aunque resulta insuficiente durante los meses más fríos, de mayo a septiembre. Una de las problemáticas que Argentina enfrenta, y sobre la cual se están desarrollando pruebas, es la falta de formaciones geológicas adecuadas para el almacenamiento de gas natural a gran escala, lo que obliga a los productores a reducir la producción en meses calurosos.¹⁰

Gráfico 6 – Importaciones y Exportaciones de gas natural en Argentina, 1997-2019.



Fuente: U.S. Energy Information Administration – EIA en base a datos de la Secretaría de Energía a abril 2019.¹¹

⁹ <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=40093> Consultado: 08/03/2020. Referencia: 1 ft³ = 0.028316 m³.

¹⁰ <http://www.latam-energy.com/2019/07/17/argentina-un-almacen-subterraneo-de-gas-proyecta-ypf/> Consultado: 13/03/2020.

¹¹ <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=40093> Consultado: 08/03/2020.

2.2. El marco normativo de la industria gasífera nacional

El primer estatuto sobre hidrocarburos lo constituyó el Código de Minería, vigente desde el año 1887, que junto con las leyes y decretos de reservas fiscales que sucedieron al descubrimiento de petróleo en Comodoro Rivadavia en 1907, rigieron la actividad hasta la sanción, en el año 1935, de la Ley N° 12.161 acerca del régimen de las minas de petróleo e hidrocarburos fluidos. Esta Ley constituyó el primer estatuto orgánico petrolero.

El segundo intento legislativo orgánico tuvo lugar en el año 1958 con la sanción de la Ley N° 14.773, en la cual se declara la nacionalización de los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos existentes en el territorio de la República Argentina cuya explotación, industrialización y comercialización queda a cargo de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), Gas del Estado y Yacimientos Carboníferos Fiscales.

En el año 1967 se sanciona la parcialmente vigente Ley N° 17.319, denominada Ley de Hidrocarburos, que constituye un estatuto petrolero independiente y es el marco que regula la producción, captación y tratamiento del gas natural. Es complementada por la Ley N° 21.778 de 1978 en lo relativo a licitaciones y contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, y es modificada por las Leyes N° 26.197 y N° 27.007 de 2012 y 2014 respectivamente.

Durante la década de 1990 se dio un proceso de desregularización de la industria hidrocarburífera, caracterizado por un régimen de libertad de precios, importación y exportación, de refinación e instalación de bocas de expendio de combustible; proceso fundado en las disposiciones de la Ley N° 23.696 de Reforma del Estado y en los Decretos del Poder Ejecutivo Nacional N° 1.055/89, N° 1.212/89 y N° 1.589/89.

La Ley N° 24.145 de 1992 establece la privatización de la empresa estatal YPF y, junto con la Ley N° 26.197 de 2007, establece la federalización de los hidrocarburos; transfiriendo el dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las Provincias en cuyos territorios se encuentren.

En materia de regulación del gas, el servicio público de transporte y distribución al usuario se rige por las disposiciones de la Ley N° 24.076 de 1992, la cual constituye el Marco Regulatorio del Gas de la República Argentina e introduce principios de regulación económica para los nuevos actores privados en la cadena del gas natural, determinando así la estructura del mercado.

Esta ley, reglamentada por los Decretos N° 1.738/92, N° 2.255/92 y N° 2.731/93 del Poder Ejecutivo Nacional, establece la privatización del servicio público de gas, antes prestado por Gas del Estado. Al respecto se establecieron dos empresas transportadoras de gas y 9 empresas distribuidoras en todo el territorio nacional, a las que se les otorgaron licencias por 35 años y la posibilidad de prórroga por 10 años adicionales, y creó el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) como un organismo autárquico cuya principal misión es regular y fiscalizar las actividades de transporte y distribución de gas natural que, debido a sus características propias de monopolios naturales, han sido declaradas como "servicio público".

En particular, el Decreto 2.731/93 reglamenta el artículo 83 de la Ley N° 24.076, desregularando el precio del gas natural y definiendo el Mercado de Corto Plazo del Gas Natural (MCPGN) y el Mercado de Mediano y Largo Plazo de Gas Natural (MMLPGN).

La crisis económica-financiera que se manifestó en 2001 y que justificó el dictado de la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario en 2002, dio lugar a una serie de medidas regulatorias que produjeron una disociación entre las tarifas finales de los servicios y los costos económicos reales de abastecimiento de energía, con consecuencias sobre la calidad de las prestaciones y la fortaleza institucional del sector.

La Ley N° 25.943 del año 2004 sanciona la creación de la empresa Energía Argentina S.A. (ENARSA), la cual, luego de la fusión por absorción de Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A. (EBISA) impulsada por el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional 882/2017, pasa a denominarse Integración Energética Argentina S.A. (IEASA), siendo su principal misión la importación de buques con gas natural licuado (GNL) para cubrir la brecha entre oferta y demanda durante el período invernal y la importación de gas natural a través de gasoductos.

Los Decretos del Poder Ejecutivo Nacional N° 180 y N° 181 de 2004 incorporaron elementos normativos inexistentes en el sector, y a su vez modificaron los que estaban existentes. Los principales instrumentos regulatorios introducidos son:

- 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 de transporte y distribución del gas.
- La creación del Mercado Electrónico de Gas (MEG S.A.), ámbito donde se administra una parte de las cantidades totales comercializadas por día en el país.
- La creación de una nueva segmentación del mercado de gas a través del proceso denominado *unbundling*.

A su vez, el Decreto del Poder Ejecutivo N° 181/04 autorizó a la Secretaría de Energía a negociar con los productores de gas natural un mecanismo de ajuste de precios del gas natural suministrado a industrias y compañías de generación de electricidad.

En el caso del gas natural comprimido, la Resolución de la Secretaría de Energía N° 752/2005 determinó que las estaciones de servicio de GNC pueden comprar directamente al productor. Para esto, se fijaron mecanismos que asignaron a cada productor un determinado número de estaciones de servicio con el fin de garantizar el abastecimiento de las mismas.

En 2012 se sanciona la Ley N° 26.741, en la cual se declara de Interés Público Nacional el logro del Autoabastecimiento de Hidrocarburos y se impulsa la expropiación de YPF S.A. y Repsol-YPF Gas S.A. Además, bajo esta ley se crea el Consejo Federal de Hidrocarburos, encargado de garantizar el cumplimiento de los objetivos de la Ley y de fijar la política hidrocarburífera nacional. Con esta Ley, la estrategia de intervención del estado en el sector hidrocarburífero consistió en arbitrar precios y rentabilidades que permitieran sostener la actividad y reducir el déficit comercial del sector energético, además de brindar las condiciones estructurales para incentivar las inversiones extranjeras a través de compensaciones directas y beneficios tributarios, como el "Plan Gas" que buscaba aumentar la inyección local de gas natural a través de un precio sostén.

En el marco del proceso de normalización del sector de la energía, el Ministerio de Energía y Minería convocó a los productores de gas natural y a ENARSA a fin de que establezcan condiciones básicas que sirvan de marco para los acuerdos de suministro que celebren para la distribución de Gas Natural por Redes a partir del 1º de enero de 2018. En la convocatoria, el MINEM informó que ante la finalización del período de

prórroga fijado en la Ley N° 27.200 con relación a la emergencia pública iniciado en 2002, vuelve a tomar plena vigencia la Ley N° 24.076 la cual prevé que el precio de los acuerdos de suministros de gas natural será aquel que se determine por la libre interacción de la oferta y la demanda.

En este sentido, con fecha 29 de noviembre de 2017, los productores de gas natural y ENARSA suscribieron las “Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras de Gas por Redes”. En estas bases y condiciones se establecen las pautas básicas para garantizar el adecuado abastecimiento de gas natural a las Distribuidoras y consecuentemente a los consumidores finales residenciales y comerciales, y se establece la continuidad del sendero gradual y progresivo de reducción de subsidios, lo cual se da dentro del período de vigencia de las bases y condiciones hasta el 31 de diciembre de 2019, considerado el “período de transición” hasta la normalización indicada.

Además, se autorizan las importaciones de gas natural sin necesidad de aprobación previa, mientras que las exportaciones deberán ser autorizadas por el Poder Ejecutivo Nacional. El procedimiento para autorización de la exportación de gas natural queda definido por la Resolución N° 417/2019 del Ministerio de Hacienda y el procedimiento operativo de exportaciones de gas natural por la Disposición N° 284/2019 del mismo ministerio.

2.3. Participantes en la industria gasífera

La industria gasífera tiene segmentos susceptibles de competencia (*upstream*) y otros regulados (transporte y distribución), sometidos al régimen de servicio público, en los cuales se concentra la labor de los entes de control.

Los principales actores en la cadena de comercialización del gas natural son el productor, encargado de la explotación y acondicionamiento del gas; el transportista, encargado de transportar el gas desde los yacimientos hasta los centros consumidores; y el distribuidor, encargado de hacer llegar el gas hasta cada usuario final. A estos también se incorpora el comercializador, agente que actúa por cuenta y orden de terceros, a los efectos de la compraventa de los hidrocarburos.

La cadena productiva gasífera comienza en boca de pozo con el llamado “árbol de navidad”; luego siguen las redes de captación para coleccionar la producción de gas de los distintos pozos; las plantas de tratamiento para extraer el etano, propano y butano, y/o para acondicionar el gas natural a las especificaciones de calidad requerida; los sistemas de transporte (gasoductos y plantas compresoras) para conducir el gas natural desde los yacimientos hasta los respectivos centros de consumo; las estaciones reductoras de presión para ajustar las condiciones de ingreso a las redes de distribución, llegando finalmente a los usuarios finales.

Completan esta infraestructura también las plantas de licuefacción de gas natural, las de regasificación, el almacenamiento subterráneo, las plantas de inyección de propano-aire, las plantas de obtención de gas natural comprimido y las estaciones de regulación; todas ellas como complemento del abastecimiento tradicional a través de gasoductos.

Del lado de la demanda podemos identificar distintos segmentos de mercado bien diferenciados por sus hábitos de consumo, tanto a lo largo del día como durante las distintas épocas del año. Estos son los consumos industriales, para generación de energía eléctrica y consumo vehicular. Se excluye del siguiente análisis los consumos residenciales, comerciales y de entes oficiales.

La estructura regulatoria para la industria del gas natural crea un sistema de acceso abierto, *third party access* (TPA), bajo el cual los diversos participantes tienen acceso abierto a capacidad disponible en los sistemas de transporte y distribución sobre una base no discriminatoria.¹²

2.3.1. Productores

La Ley N° 24.076 define en su artículo 10 al productor como “... *toda persona física o jurídica que siendo titular de una concesión de explotación de hidrocarburos, o por otro título legal extrae gas natural de yacimientos ubicados en el territorio nacional disponiendo libremente del mismo.*”

Los productores pueden participar en el mercado de corto y largo plazo, estando sometidos en ambos casos al riesgo precio.

¹² Se contempla en el Artículo N° 13 de la Ley N° 24. 076 que cualquier consumidor instalado sobre las redes de distribución tiene la posibilidad de comprar directamente el gas al productor o un comercializador, abonando un *fee* al distribuidor por el uso de las instalaciones de distribución, situación conocida como *by pass* comercial. Y en su Artículo N° 49 determina la posibilidad de conexiones de usuarios directamente al sistema de transporte mediante sus propios ramales de alimentación, a su exclusivo costo, situación conocida como *by pass* físico.

A inicios de 2020 existen registradas 168 empresas petroleras de *upstream*, 71 de las cuales son operadoras activas.¹³ En el año 2018 fueron 49 las empresas que operaron en pozos gasíferos convencionales en las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge, Austral y Noroeste, mientras que fueron 17 las empresas que operaron pozos gasíferos no convencionales en las cuencas Austral, Neuquina y Golfo San Jorge.¹⁴

2.3.2. Transportistas

La Ley N° 24.076 define en su artículo N° 11 al transportista como “... *toda persona jurídica que es responsable del transporte del gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción por los distribuidores, consumidores que contraten directamente con el productor y almacenadores.*”

Dirigen el gas desde el punto en el que el gas se inyecta (Punto de Ingreso al Sistema de Transporte – PIST), en cabecera de gasoducto, hasta el punto de recepción, o *city gate*.

El sistema de transporte de gas se divide en dos sistemas, principalmente sobre una base geográfica (los sistemas de gasoductos troncales norte y sur), los cuales son operados por dos compañías:

- Transportadora de Gas del Sur S.A. – TGS: Opera en el centro-sur del país.
- Transportadora de Gas del Norte S.A. – TGN: Opera en el centro-norte del país.

Estos dos sistemas de red de gas son independientes y, por lo tanto, no hay posibilidad de que el gas natural que alimenta uno de los sistemas compita contra el suministro de gas del otro sistema; siendo el gas suministrado por TGS proveniente de las cuencas Austral, Golfo de San Jorge y Neuquina y el gas suministrado por TGN proveniente de las cuencas Noroeste, Cuyana y Neuquina.

Las empresas transportistas prestan el servicio de transporte al cargador conforme al contrato de servicio de transporte correspondiente; bajo las modalidades de firme (TF), interrumpible (TI) o de desplazamiento e intercambio (ED).¹⁵

En Argentina los sistemas de transporte y distribución no están dimensionados para atender a todo el abanico de clientes durante los picos de demanda en inviernos, asociados al mayor consumo residencial de gas para calefacción. Por esta razón, cuando la capacidad de transporte se satura, los transportistas proceden a cortar el suministro a sus clientes interrumpibles, privilegiando a los residenciales, comerciales e industriales firmes. Las distribuidoras tienen la obligación de servir a sus clientes residenciales y luego a las estaciones de GNC. Los grandes consumidores para asegurarse una reserva de capacidad de transporte uniforme durante todo el año deben pagar una tarifa diferencial firme.

¹³ Fuente: Registro de empresas petroleras del *upstream*.

https://www.se.gob.ar/registroustream/publico/login_emp.php Consultado: 08/03/2020.

¹⁴ Fuente: Producción de Pozos de Gas y Petróleo 2018. <http://datos.minem.gob.ar/dataset/produccion-de-petroleo-y-gas-por-pozo/archivo/333fd72a-9b83-4bc1-bc94-0f5940b52331> Consultado: 08/03/2020.

¹⁵ La modalidad en firme es el servicio de transporte efectuado sobre una base firme y que no está sujeto a reducción ni interrupción, con excepción de motivos de fuerza mayor. Interrumpible es una característica del servicio brindado de acuerdo con los contratos aplicables, que prevé y permite interrupciones, a sola opción del transportista, mediante el correspondiente aviso del transportista al cargador. La modalidad de desplazamiento e intercambio hace referencia al servicio de transporte prestado como un servicio firme, sujeto a interrupción solamente en el caso de que la capacidad de las instalaciones del transportista en el(los) punto(s) de entrega fuere insuficiente para recibir todas las cantidades ofrecidas, para su entrega en un determinado día en tal(es) punto(s) de entrega.

En caso de que el cargador no haga uso de la capacidad de transporte contratada puede revenderla mediante negociación directa en el Mercado Electrónico de Gas, de acuerdo con la Resolución N° 739/2005 de la Secretaría de Energía, la Resolución N° 419/1997 del ENARGAS y circulares propias del MEG.¹⁶

En el Artículo N° 33 de la Ley N° 24.076 se establece que los transportistas no podrán comprar ni vender gas, con excepción de las adquisiciones que puedan realizar para su propio consumo y el gas necesario para mantener la operabilidad de los sistemas de transporte. Por lo que su rentabilidad no depende de las variaciones de precio del gas natural.

2.3.3. Distribuidores

La Ley N° 24.076 define en su artículo N° 12 al distribuidor como *“... al prestador responsable de recibir el gas del transportista y abastecer a los consumidores a través de la red de distribución, hasta el medidor de consumo, dentro de una zona, entendiéndose por tal, una unidad geográfica delimitada. El distribuidor, en su carácter de tal, podrá realizar las operaciones de compra de gas natural pactando directamente con el productor o comercializador.”*

Toman el gas en el punto de *city gate* y lo distribuyen hasta el punto final de consumo.

Luego de la privatización de la empresa Gas del Estado el sistema de distribución de gas se dividió en nueve compañías regionales de distribución:

- Gasnor S.A.
- Distribuidora de Gas Cuyana S.A. – Ecogas
- Distribuidora de Gas del Centro S.A. – Ecogas
- GasNea S.A.
- Litoral Gas S.A.
- Camuzzi Gas Pampeana S.A.
- Camuzzi Gas del Sur S.A.
- Naturgy BAN S.A.
- MetroGAS S.A.

Estas empresas privadas, que prestan un servicio público, se encuentran nucleadas en la Asociación de Distribuidores de Gas (ADIGAS) que las representa ante el gobierno nacional, el sector empresario y cámaras, nacionales e internacionales; además de participar en la implementación y consenso de las políticas a desarrollar en el sector energético.

Al igual que en el servicio de transporte, la distribución de gas puede realizarse en base firme o interrumpible.

Los cargos tarifarios del servicio de distribución son competencia del ENARGAS.

Por el principio *pass thought* las empresas distribuidoras no se ven afectadas por fluctuaciones en el precio del gas natural.¹⁷ Sin embargo, se sancionó el Decreto N°

¹⁶ <https://negociacion.megsa.ar/Usuario/VisualizacionReventa.aspx?tipo=2> Consultado: 15/03/2020.

¹⁷ En la normativa se establecieron dos principios rectores del régimen tarifario:

- Sistema de *price cap* o precios tope para la fijación de la tarifa a los usuarios finales por la autoridad de aplicación.

Este sistema se aplica en la estructura tarifaria solamente a los precios regulados de transporte y distribución de gas y supone la fijación de precios máximos por parte de la autoridad regulatoria, por un

1.020/95 del Poder Ejecutivo Nacional con el fin estimular las operaciones en el Mercado de corto Plazo de Gas Natural (MCPGN) a precios más bajos, los cuales se reflejen en beneficios tanto para usuarios como para las firmas operadores,

Mediante este procedimiento alternativo y optativo las empresas distribuidoras determinan un precio trasladado que resultará en beneficios o pérdidas según como se relacione el precio de compra con el precio de referencia y el precio de cuenca, ambos determinados por ENARGAS antes del inicio de cada período estacional (el ajuste por variación en el precio del gas se realiza dos veces por año, en los meses de mayo y octubre).

Por este motivo, las empresas distribuidoras se encuentran afectadas, marginalmente, al riesgo precio del gas natural.

2.3.4. Subdistribuidores

Es un cliente que opera cañerías de gas que conectan el sistema de distribución de una distribuidora (a excepción del subdistribuidor de la ciudad de Paraná, conectado directamente a la red troncal de gasoductos de TGN) con un grupo de usuarios, autorizado por el ENARGAS para actuar como subdistribuidor.

Existen 62 subdistribuidores registradas en ENARGAS, 39 de ellos bajo la figura de cooperativas, 22 bajo la figura de sociedades anónimas y uno de ellos bajo la figura de sociedad de responsabilidad limitada.¹⁸

2.3.5. Almacenadores

Es una persona jurídica de derecho privado que tiene como objeto específico la prestación de servicios de almacenaje de gas y que ha sido debidamente autorizada por el ENARGAS.

El almacenamiento subterráneo puede realizarse en yacimientos depletados, en cavernas de sal o en acuíferos.¹⁹ En estas formaciones el gas es almacenado durante los meses de verano cuando la demanda es baja, y luego extraído durante los meses de invierno.

El almacenamiento en los gasoductos se suele denominar *line-pack*, y es el resultado de variaciones en la presión de estos gasoductos, principalmente de transporte.

Para mitigar las variaciones diarias en el consumo de los meses de extrema demanda se recurre a sistemas de almacenamiento de gas natural licuado para hacer el llamado *peak shaving*. La única planta para almacenamiento de GNL de América Latina comenzó a funcionar en el invierno de 1996 en General Rodríguez, provincia de Buenos Aires,

período de tiempo determinado y ajustables por índices de precios, a efectos de cubrir los costos de la licenciataria y ocasionados por la prestación del servicio.

- Sistema de *pass through* permite trasladar al precio de la tarifa ciertos costos que debe soportar el concesionario, no previstos en el momento en que fueron fijadas las tarifas.

El precio del gas es un precio de 'productor libre', no regulado, que puede subir o bajar, pudiéndose trasladar ese aumento a la tarifa del usuario gracias al principio *pass through*. El distribuidor y el transportista no absorben ninguna pérdida y se asegura la 'indemnidad' de la tarifa.

¹⁸ <https://www.enargas.gob.ar/secciones/directorio-industria/directorio-industria.php> Consultado: 07/03/2020.

¹⁹ <https://www.enargas.gob.ar/secciones/normativa/pdf/normas-discusion/proyecto-reglamento-almacenaje-gas-natural.pdf> Consultado: 15/03/2020.

operada por la distribuidora Naturgy BAN.²⁰ En estos sistemas el gas queda en reserva y, cuando se lo necesita, una unidad de vaporización y emisión regasifica el líquido para su inyección en la red de distribución, luego de pasarlo por estaciones de regulación y medición.

Este tipo de plantas reduce la necesidad de disponer de capacidad de transporte desde las zonas de producción de gas, y con ello las dimensiones de los gasoductos involucrados, que son utilizados en forma estacional; constituyendo una alternativa eficaz para reducir el costo total de transporte desde la producción hasta los centros de consumo, con alta demanda en la temporada invernal.

El almacenamiento puede mitigar las variaciones estacionales en los precios, absorbiendo gas en los períodos de baja demanda e inyectándolo cuando la demanda aumenta. Además, la información relativa al almacenamiento puede afectar las expectativas del mercado en lo que respecta a precios, siendo por ejemplo la cantidad de gas natural almacenada en el mes de noviembre un *benchmark* clave en el mercado norteamericano.

2.3.6. Comercializadores

La Ley N° 24.076 define en su artículo 14 al comercializador como “... a quien compra y vende gas natural por cuenta de terceros.”

Se considera comercializador a toda persona jurídica de derecho público o privado que compra y vende gas natural y/o transporte de gas natural, por cuenta y orden de terceros, y que ha sido registrada con dicho carácter por el ENARGAS, con excepción de las licenciatarias de distribución y los subdistribuidores.²¹

Actualmente existen 75 comercializadores registrados en ENARGAS.

Su actividad se encuentra fuertemente regulada; también deben inscribirse en un registro y depositar una suma como garantía de su solvencia financiera. Las diferencias de precio que resulten de la compraventa de partidas de gas constituyen el sostén económico de su negocio.

Como consecuencia de la tendencia mundial a la desregulación que se manifiesta en los mercados maduros de gas, los comercializadores se han convertido en actores centrales en la gestión comercial de los mismos, y no meros intermediarios ocasionales. De hecho, en muchos casos manejan una buena porción del mercado mayorista de gas que sustraen de las distribuidoras por medio de ofertas y promociones, reduciendo el papel de las mismas a simples operadores de la red de distribución minorista.

2.3.7. Grandes usuarios industriales

Se trata de usuarios que tienen como actividad el proceso de elaboración de productos, transformación de materias primas, reparación de maquinarias y equipos, y fabricaciones varias.

²⁰ Planta *Peak Shaving* – Naturgy:

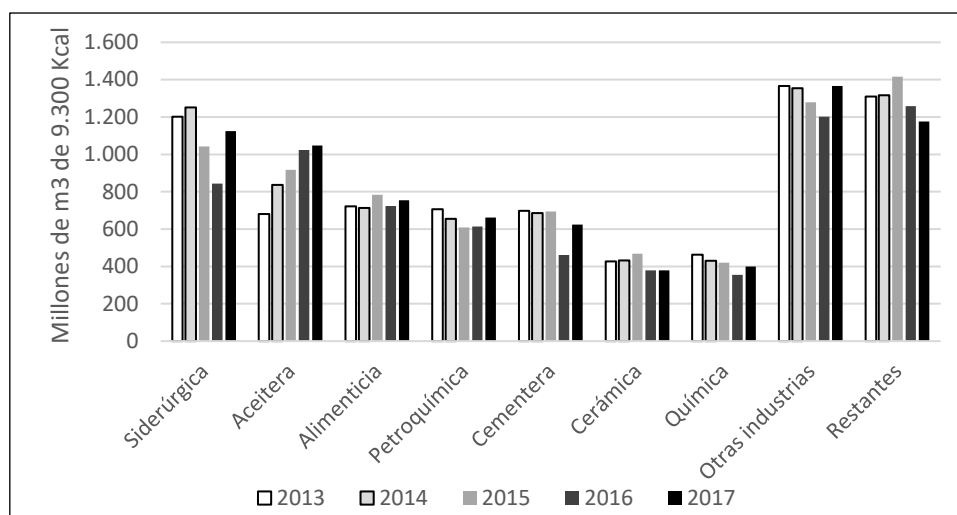
<http://www.naturgy.com.ar/ar/conocenos/la+compania/nuestra+compania/organizacion+local/distribucion+de+gas+natural/1297159086163/planta+peak+shaving.html> Consultado: 15/03/2020.

²¹ Reglamento de comercializadores – Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS):

<https://www.enargas.gob.ar/secciones/normativa/pdf/normas-discusion/IF-2019-66640590-APN-GDYE%23ENARGAS.pdf> Consultado: 15/03/2020.

El gas natural puede ser utilizado como materia prima, caso de la industria petroquímica para obtener amoníaco, metanol y los sucesivos productos derivados, o puede ser usado como fuente energética, bajo la forma de calor producto de su combustión.

Gráfico 7 – Gas natural entregado a grandes industrias según rama de actividad



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Indec.²²

Los grandes usuarios pueden negociar con las empresas productoras el precio, el volumen y otras condiciones contractuales y luego ser abastecidos por los gasoductos de las transportistas y distribuidoras, mediante la práctica conocida como *by pass* comercial.

2.3.8. Centrales eléctricas

Se trata de usuarios que emplean el gas natural para la generación de energía eléctrica en usinas. La autogeneración de energía eléctrica para establecimientos fabriles se excluye de esta clasificación.

La Resolución N° 70/2018 del Ministerio de Hacienda facultó a los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del mercado eléctrico mayorista (MEM) a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica.

Sin embargo, la citada resolución fue derogada y reemplazada por la Resolución N° 12/2019 del mismo Ministerio, mediante la cual la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) vuelve a centralizar las compras de gas para las centrales eléctricas.

2.3.9. Estaciones de GNC

Personas físicas o jurídicas que expendan gas natural comprimido para su uso como combustible para automotores, y cuentan con un medidor especial separado.

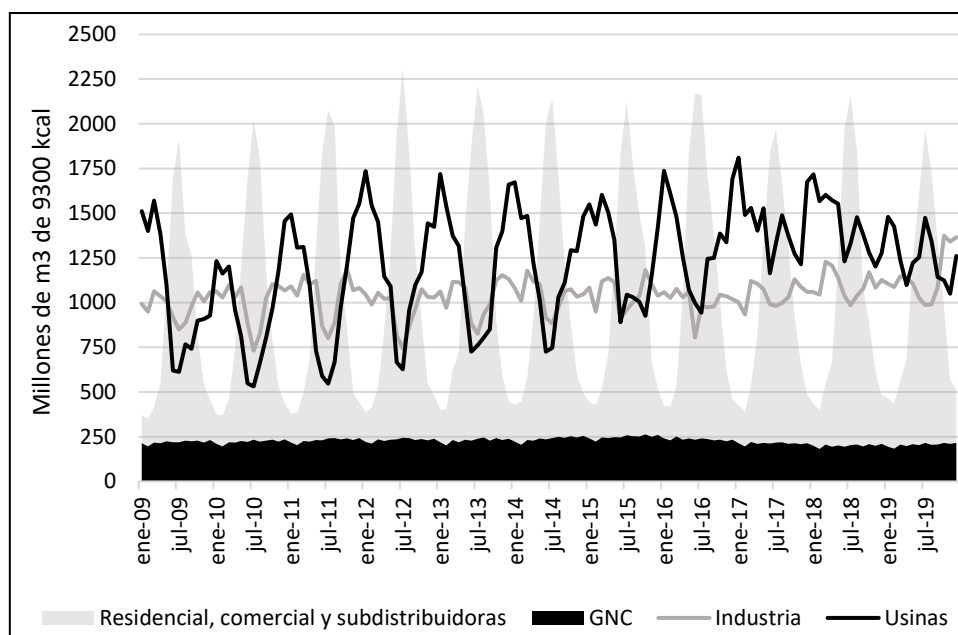
²² La categoría "Restantes" incluye a las ramas celulósica y papelera, cristalería, metalúrgica no ferrosa, bebidas, textil, fundición de metales ferrosos, frigorífica, automotriz, caucho y plástico, curtiembre y maderera. La categoría 'Otras industrias' computa el consumo de gas de las demás ramas industriales de la categoría "D" y aquellas actividades que sin ser manufactureras implican consumo de gas.

https://sitioanterior.indec.gob.ar/nivel4_default.asp?id_tema_1=3&id_tema_2=36&id_tema_3=145

Consultado: 06/03/2020.

Estas Estaciones de Carga de Gas Natural Comprimido (GNC) pueden adquirir el gas natural en forma directa de los productores o comercializadores; o a través de distribuidores y subdistribuidores, cuando estos últimos acepten abastecerlos.

Gráfico 8 – Gas natural entregado a cada segmento de consumidores, 2009-2019



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENARGAS.²³

²³ Datos operativos de gas natural: Total sistema – Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS): <https://www.enargas.gob.ar/secciones/transporte-y-distribucion/datos-operativos-subsec.php?sec=3&subsec=2&subsecord=02> Consultado: 07/04/2020.

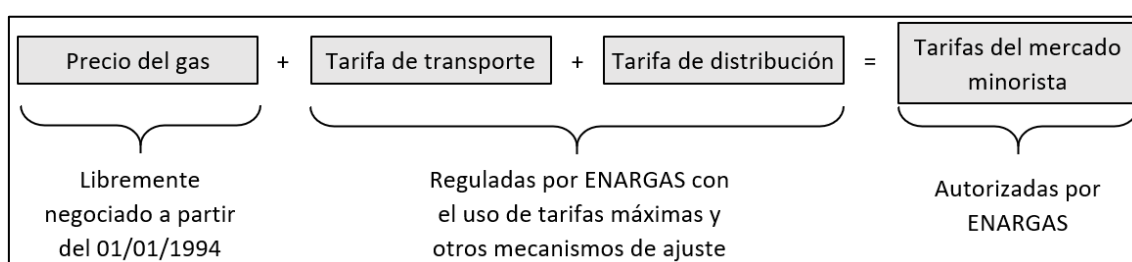
2.4. El mercado de gas argentino

A nivel internacional existen dos maneras conocidas de formación del precio del gas natural:

- El precio lo determina el mercado en función de la oferta y la demanda y de los precios de otros combustibles sustitutos.
- El precio es regulado por un organismo gubernamental.

En la Argentina, de acuerdo con lo establecido en el marco regulatorio de la industria del gas natural, el precio del gas natural sigue un esquema que combina las dos premisas indicadas inicialmente.

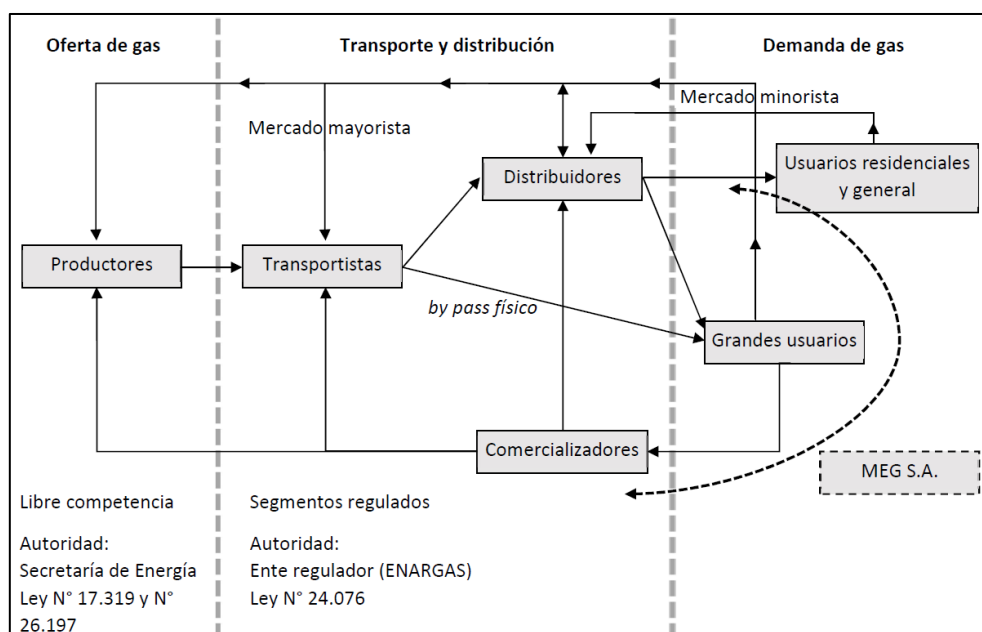
Gráfico 9 – Esquema tarifaria del gas natural en Argentina



Fuente: Elaboración propia en base a la Ley N° 24.076.

A partir de este esquema, hoy en día, la variable que establece el precio definitivo que paga cada usuario por el gas puesto en la “punta del quemador” es el precio del gas, precio este que está regulado o acotado para algunos segmentos de mercado, como en el mercado minorista, y es libre para otros, como en el mercado mayorista donde se negocia entre partes.

Gráfico 10 – Representación del mercado de gas argentino



Fuente: Aspectos técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución de gas – Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2014.

2.4.1. Compras *spot* de gas y el Mercado Electrónico de Gas

En mercados de gas natural fuertemente calzados, con rígidas vinculaciones entre vendedores y compradores basadas en contratos de mediano y largo plazo, siempre ha existido el problema de la reventa de gas por parte de compradores que momentáneamente no necesitan la totalidad del volumen de gas contratado o circunstancias especiales en las cuales requieren cantidades adicionales a las especificadas en sus contratos.

Para satisfacer estas necesidades especiales, se recurre a la compra/venta *spot* de gas, operación que se realiza por única vez pactando con una contraparte las condiciones de volumen y plazo, así como otras características.

Con el fin de que estas transacciones se realicen de manera transparente y abierta, permitiendo el acceso de todos los potenciales interesados, en enero de 2004 el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional Nº 180/04 creó el Mercado Electrónico del Gas (MEG), institución independiente que opera en el ámbito de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, para las operaciones de venta *spot* diarias de gas natural y un mercado secundario de servicios de transporte y distribución, y además estableció deberes de información para los compradores y vendedores de gas natural con relación a sus respectivas operaciones comerciales, requeridos como condición para inyectar y transportar cualquier volumen de gas natural a través del sistema de transporte, manteniendo una réplica de los despachos.²⁴

El Mercado Electrónico de Gas es el responsable de garantizar el funcionamiento en tiempo real y de manera centralizada de todos los mercados implementados electrónicamente, a través de la libre interacción de oferentes y demandantes, asegurando la transparencia y competitividad de los procedimientos y eficiencia en la formación de precios, cumpliendo y haciendo cumplir la reglamentación vigente.

Las operaciones de compra/venta *spot* diarias de gas natural se realizan mediante la negociación a través de la modalidad *spot* o subasta. Mediante la modalidad de negociación directa se realiza la reventa de capacidad de transporte y el intercambio, reventa o cesión de servicios brindados por prestatarias de servicios de distribución de gas natural por redes.

El primer producto en lanzarse bajo la administración del MEG fue la negociación del gas natural *spot* en boca de pozo, fijando las siguientes características:

- Se crearon 5 mercados diferentes, uno por cada cuenca productora (Neuquén, Noroeste, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego)
- Se definieron dos tipos de rondas en función del plazo:
 - o Ronda T para el volumen correspondiente al mismo día.
 - o Ronda T+1 para el volumen correspondiente al día siguiente de la transacción.
- Se estableció un período de tiempo de negociación de 1 hora para cada Ronda:
 - o Ronda T: de 16 a 17 hs del mismo día operativo.
 - o Ronda T+1: de 13:30 a 14:30 hs del día anterior.

²⁴ Réplica de despacho (RD): captura, procesamiento, almacenamiento y publicación automática de la información provista por los diversos actores de la industria del gas en la Argentina. En los países que son grandes consumidores se hacen públicos los precios de las transacciones *spot*, para orientar a los compradores acerca del nivel general que este mercado ha alcanzado en cada momento.

En dicho período se puede realizar ofertas de compra y/o venta en cualquiera de los 5 mercados, y al cierre se determina el resultado de los mismos mediante un “único” precio de corte, considerando todas las ofertas.

Existen dos tipos de licencias para operar como agentes en el mercado *spot*, y la consecuente inscripción en el Registro de Agentes del MEG:

- Licencia para Agentes de Cartera Propia (ACP): Sólo habilita para operar por cuenta propia a: (i) productores de gas, para la venta de productos de contado comercializados en el ámbito del MEG; y (ii) a usuarios de gas, para la compra de productos de contado comercializados en el ámbito del MEG, o para la venta de remanentes de esas adquisiciones.
- Licencias para Agentes Libres (AL): Habilita para comprar o vender productos de contado comercializados en el ámbito del MEG por cuenta propia o de terceros (comitentes). Es la licencia típica para el perfil del comercializador de gas natural inscripto como tal en el ENARGAS.

Actualmente existen 15 agentes de cartera propia y 29 agentes de cartera libre registrados en MEG.²⁵

²⁵ Agentes – Mercado Electrónico de Gas S.A. (MEGSA): <https://www.megsa.ar/App/agentes> Consultado: 01/04/2020.

2.5. Mercados de derivados y experiencias internacionales

Los mercados físicos y financieros se encuentran estrechamente vinculados y suelen utilizar los mismos mecanismos de mercado. Los derivados financieros aplicados al gas natural y al GNL existen en países que, además de poseer robustos mercados accionarios, ostentan también importantes estructuras de gas natural.

Estos mercados presentan la oportunidad a los participantes del mercado físico de comprar y vender gas natural a plazo, satisfaciendo necesidades de suministro cuando la modalidad de liquidación es contra entrega, así como la posibilidad de cubrir riesgo precio, *hedging*, y la posibilidad de realizar arbitrajes de tiempo, punto de entrega o forma. Además, los inversores, especuladores y fondos de inversión también utilizan estos productos financieros y físicos para obtener ganancias, brindando liquidez al mercado.

Los contratos negociados en mercados formales son estandarizados, con especificaciones de calidad, cantidad y punto de entrega definida de antemano por la bolsa. En mercados de derivados, el apalancamiento permite a los participantes del mercado la capacidad de negociar sin la necesidad de tener que pagar por la totalidad del valor negociado.

En los mercados *over-the-counter* (OTC) los contratos tranzados no requieren ser estandarizados y las transacciones se llevan a cabo a través de negociación directa entre las partes o mediante agentes, estando expuestos a riesgo de contraparte. Estos contratos únicos y complejos negociados en los mercados OTC suelen tener poco o ningún valor de reventa.

Los instrumentos derivados utilizados por mercados formales y OTC incluyen forwards, contratos de futuros, opciones y swaps.

Cuando las transacciones son grandes y/o poco frecuentes el riesgo de un precio desfavorable puede ser devastador para una empresa. En estas situaciones, es importante establecer el precio de los *commodities* antes de que se intercambien los bienes y el dinero.

El desarrollo de un mercado exitoso requiere de una mayor estandarización y un aumento de la liquidez. Para aumentar la liquidez de los mercados, las cantidades que se negocian deben concentrarse geográficamente. Esto condujo al desarrollo de los llamados hubs, un punto donde los intercambios de gas natural acordados entre las partes se entregan física o virtualmente.²⁶

²⁶ Un *hub* de gas natural usualmente es un punto neurálgico en una red de gasoductos, terminales de gas natural licuado y centros de almacenamiento. Es utilizado como un punto central para determinar el precio del gas natural de la red. Ciertos contratos de derivados utilizan este lugar geográfico como punto de entrega para la fijación del precio y transferencia de propiedad. Ejemplos: *Henry Hub* (USA) y *Zeebrugge Hub* (Bélgica).

Un *Virtual Trading Point* (VTP) no se encuentra ubicado en un punto geográfico específico, pero se asume que es cualquier punto virtual dentro de un mercado bien definido o red de gasoductos. Es decir, que el gas natural al ingresar al área de mercado o al sistema de gasoductos ya se considera disponible. Ejemplos: *National Balancing Point* (Reino Unido) y *Title Transfer Facility* (Países Bajos).

2.5.1. Experiencia en Estados Unidos

La aparición del gas natural como un *commodity* comercializable se produjo como resultado de la desregulación, siendo Estados Unidos el primer país en introducir competencia en su mercado nacional de gas natural.

La regulación federal de la industria del gas natural comenzó en 1938 con la *Natural Gas Act*²⁷, la cual permitía al gobierno federal la fijación de tarifas para el transporte de gas natural a lo largo de gasoductos interestatales, pero sin especificar ninguna regulación particular de los precios al productor.

La regulación de precios en boca de pozo, a través de precios máximos, se produjo en 1954 como producto del caso *Phillips Petroleum Co. vs Wisconsin*. Esta decisión desincentivó las inversiones en exploración, alentó a los estados productores a vender localmente en lugar de a nivel nacional, dado que el precio del gas en cada estado no estaba sujeto a la misma regulación, lo cual creó escasez de gas natural en algunos estados. Además, debido a la crisis del petróleo de 1973 y a los límites de precios impuestos, el gas natural se convirtió en un sustituto energético atractivo, aumentando sustancialmente la demanda del mismo.

Con motivo de la escasez de gas natural durante la década de 1970, se sancionó la *Natural Gas Policy Act* en 1978. Esta ley dio inicio a la desregulación de los mercados de gas natural, con el objetivo de crear un mercado único, a través de la remoción del control de precios y la eliminación de obstáculos en el comercio intra e interestatal de gas natural.

Sin embargo, la efectiva reestructuración de la industria de gas natural se alcanzó con la *Natural Gas Wellhead Decontrol Act* de 1989, que completó la desregulación de los precios de gas natural en boca de pozo a nivel nacional, dejando que el mercado determine el precio del gas natural; y con las *Order No. 436* y *No. 636* de la *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)*, de 1985 y 1992 respectivamente, que establecieron el acceso abierto a los servicios de transporte y el *unbundling* de los servicios de venta y transporte.

Esto significaba que los grandes consumidores de gas natural podían negociar precios directamente con los productores y contratar por separado su transporte; dando lugar a una gama de nuevos servicios, como el transporte y el comercio.

Un mercado de futuros de gas natural fue propuesto en 1984 a la *FERC*, pero no fue aprobado. En 1990, una propuesta que establecía un nuevo punto de entrega fue aprobada por la *FERC* y por la *Chicago Futures Trading Commission*; en abril de dicho año la negociación de contratos de futuros de gas natural, el *Henry Hub Natural Gas*, comenzó en *New York Mercantile Exchange (NYMEX)*, convirtiéndose en el primer contrato de futuros de gas natural negociado en el mundo.

La *Commodity Futures Trading Commission (CFTC)* es la responsable de regular los mercados de derivados en Estados Unidos. Actualmente existen 567 instrumentos derivados de gas natural aprobados y certificados por la CFTC, 277 ofrecidos por ICE US y 247 por NYMEX, abarcando contratos de futuros, opciones, *swaps* y *SPDC (Significant Price Discovery contract)*.²⁸

²⁷ Public policy on energy: Natural Gas – Ballotpedia: https://ballotpedia.org/Natural_gas Consultado: 12/04/2020.

²⁸ Trading organization products – Commodity Futures Trading Commission (CFTC): <https://sirt.cftc.gov/sirt/sirt.aspx?Topic=TradingOrganizationProducts> Consultado: 13/04/2020.

2.5.2. Experiencia en el Reino Unido de Gran Bretaña

En 1948, con la sanción de la *Gas Act*, se nacionalizó la industria del gas en Reino Unido, privatizando más de mil compañías englobadas bajo el vilo de *British Gas*, dando inicio a un monopolio estatal verticalmente integrado del suministro de gas.

Posteriormente, con la *Gas Act* de 1986, se introdujo un nuevo paradigma que impulsó la privatización de *British Gas*. Luego, a fines de la década de 1990, *British Gas plc* fue dividida en una serie de compañías independientes que desempeñan diferentes funciones. Además, se creó un ente regulador de las actividades *downstream*, la *Office of Gas Supply (Ofgas)*, posteriormente denominada *Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem)*; estando las actividades *upstream* reguladas por el *Department of Trade and Industry (DTI)*.

Esta política energética tenía dos objetivos:

- Crear un mercado para la negociación de commodities.
- Mantener la infraestructura necesaria, la cual estaba bajo la supervisión del regulador.

El desarrollo de contratos estandarizados para el transporte de gas de terceros, los acuerdos *third party access (TPA)*, y la posibilidad de comprar el gas directamente al productor por parte de los consumidores contribuyeron al desarrollo del mercado. Durante el período entre los años 1990 y 1998 emergió un mercado liberalizado de gas natural.

El *National Balancing Point (NBP)* fue establecido como un *hub* o punto central de negociación de gas natural en el Reino Unido.

A lo largo de este período, la naturaleza de los contratos de gas cambió de ser únicamente a largo plazo, usualmente con una duración igual a la vida útil del yacimiento, a incluir contratos de suministro de gas a corto plazo y contratos *spot*.

En 1999, la interconexión UK-Bélgica comenzó a operar; permitiendo al Reino Unido importar y exportar gas, introduciendo de esta manera nuevos competidores en la provisión de gas: Países Bajos y Noruega. Esta vinculación física significó que los precios del gas natural en el Reino Unido ahora estaban acoplados a los precios de Europa Continental, los que a su vez estaban indexados al precio del petróleo.

En este momento comenzó en el mercado de Europa Continental el comercio *spot*, dando lugar a contratos estandarizados y a *hubs* similares al NBP. El mercado europeo difería del británico, ya que la mayoría del volumen negociado se realizaba en contratos a largo plazo, con pequeños volúmenes siendo negociados a corto plazo en *hubs*.

2.5.3. Experiencia en Europa Continental

El proceso de privatización y liberalización de los mercados europeos de gas natural aparece en la agenda política entre los años 1980 y 1990. Sin embargo, este proceso ha sido extremadamente lento al carecer la Comunidad Europea de legitimidad para el desarrollo de cualquier política energética a nivel comunitario, al punto que hoy en día continúa con el proceso de liberalización y creación de un mercado interior de gas único, competitivo y en el que se garantice la seguridad de suministro.

Para armonizar y liberalizar el mercado interior de gas, la UE adoptó tres paquetes legislativos consecutivos de medidas en 1998, 2003 y 2009, que abordan cuestiones

tales como el acceso al mercado y a la red de transportes, normas de balance y de gestión de congestiones, leyes de transparencia, armonización de la regulación de los Estados Miembros, la protección del consumidor, y la creación de un mercado integrado asegurando niveles suficientes de interconexión. Junto con estos tres paquetes de energía se desarrolló el Modelo para el Mercado de Gas Europeo (*Gas Target Model – GTM*), en el que se define una visión común para dicho mercado apostándose por una representación simplificada de las características físicas de la red con un esquema *entry-exit*, y la creación de *hubs* virtuales o *VTP*.

El modelo de mercado propuesto se basa en tres pilares:

- Mejorar el acceso a la red europea de gas a través de la creación de mercados mayoristas de gas funcionales y eficientes que reduzcan las barreras de entrada.
- Fomentar la integración de los mercados favoreciendo la convergencia de precios, el comercio transfronterizo y el acoplamiento de mercados.
- Favorecer la seguridad de suministro a través de los mercados de gas y las fuentes de suministro.

Los *hubs* gasistas en Europa han evolucionado con cierto retraso con respecto a la evolución en Estados Unidos. En Europa, el primer *hub* gasista fue el *National Balancing Point (NBP)*, creado en 1996 en el Reino Unido y después el *Zeebrugge (ZEE)* belga, creado en el año 2000. A partir de entonces, impulsados por los cambios regulatorios, aparecen nuevos *hubs* de gas por toda Europa, creándose *GasPool (GBL)* y *NetConnect Germany (NCG)* en Alemania, *Title Transfer Facility (TTF)* en Países Bajos, entre otros. Sin embargo, el desarrollo de estos *hubs* no ha sido homogéneo, siendo el mercado británico (NBP) y el holandés (TTF) los más desarrollados, con un alto nivel de transparencia, un elevado número de participantes y en los que no solo tienen lugar intercambios físicos, sino que cuentan también con instrumentos financieros de cobertura de riesgos. Ambos mercados sirven de referencia para el resto de los mercados europeos.²⁹

El *Title Transfer Facility (TTF)* de Países Bajos es un *VTP* establecido en 2003, muy similar al NBP británico, superando a este en volúmenes negociados y convirtiéndose en el *hub* y *benchmark* líder del mercado europeo. Las transacciones mayoritariamente son extrabursátiles, con la intermediación de *brokers*, aunque puede operarse instrumentos en las plataformas del *European Energy Exchange (EEX)*, del *APX Group* y del *Intercontinental Exchange (ICE)*.^{30 31}

2.5.4. La situación del gas natural licuado – GNL

Si bien el mercado de GNL continúa estando dominado por contratos a largo plazo, en los últimos años se observa un cambio hacia acuerdos *spot* y a corto plazo. La industria se está moviendo gradualmente hacia una fijación de precios más basada en el mercado, vinculando contratos a corto y mediano plazo con evaluaciones de precios relacionadas con GNL; simultáneamente, los precios relacionados con el petróleo, la principal referencia contractual a largo plazo, están en decadencia.

²⁹ La creación de un mercado único de gas natural en Europa – Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI): <https://www.icaei.es/articulo-revista/la-creacion-de-un-mercado-unico-de-gas-natural-en-europa/> Consultado: 12/04/2020.

³⁰ *A story of success: The evolution of TTF trading* – CME Group: <https://www.cmegroup.com/education/articles-and-reports/a-story-of-success-the-evolution-of-ttf-trading.html> Consultado: 12/04/2020.

³¹ *Europe's role in the energy evolution* – Intercontinental Exchange Insights: <https://www.theice.com/insights/market-pulse/europe-role-in-the-energy-evolution> Consultado: 12/04/2020.

En 2019 el 76% de la demanda global de GNL provino de Asia y el 32% de las importaciones de GNL se realizaron sobre la base contratos *spot* o de corto plazo.³²

En Asia, la liberalización del GNL ha permitido que la región supere la falta de infraestructura en gasoductos, dando lugar al primer *benchmark* de gas natural de Asia con contratos de GNL, referidos a cargas físicas puntuales, establecidos contra el *Platts LNG Japan Korean Marker (JKM)*. Hace referencia en acuerdos *spot*, licitaciones y contratos a corto, mediano y largo plazo tanto en el noreste de Asia como a nivel mundial.

JKM refleja el valor de mercado *spot* de las cargas entregadas en el extranjero a Japón, Corea del Sur, China y Taiwán. Las entregas en estos lugares equivalen a la mayoría de la demanda mundial de GNL.

A comienzos de 2019 se negociaban al menos seis contratos de derivados para GNL, que van desde los contratos de futuros de la Costa del Golfo de EE. UU en el ICE hasta Dubai-Kuwait-India en *Singapore Exchange Ltd*. El más establecido es el *Japan-Korea Marker* de ICE, lanzado en 2012. El siguiente contrato de futuros más activo es el de *CME Group Inc.*, también basado en la evaluación *JKM* de *S&P Global Platts*.³³

³² *The LNG industry: Annual report – International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL)* : https://giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_annual_report_2019-compressed.pdf
Consultado: 15/04/2020.

³³ *The future is now for LNG as derivatives trading takes off – Bloomberg*: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-01-20/the-future-is-now-for-lng-as-derivatives-trading-takes-off> Consultado: 15/04/2020.

2.6. Factibilidad de instrumentos derivados en Argentina

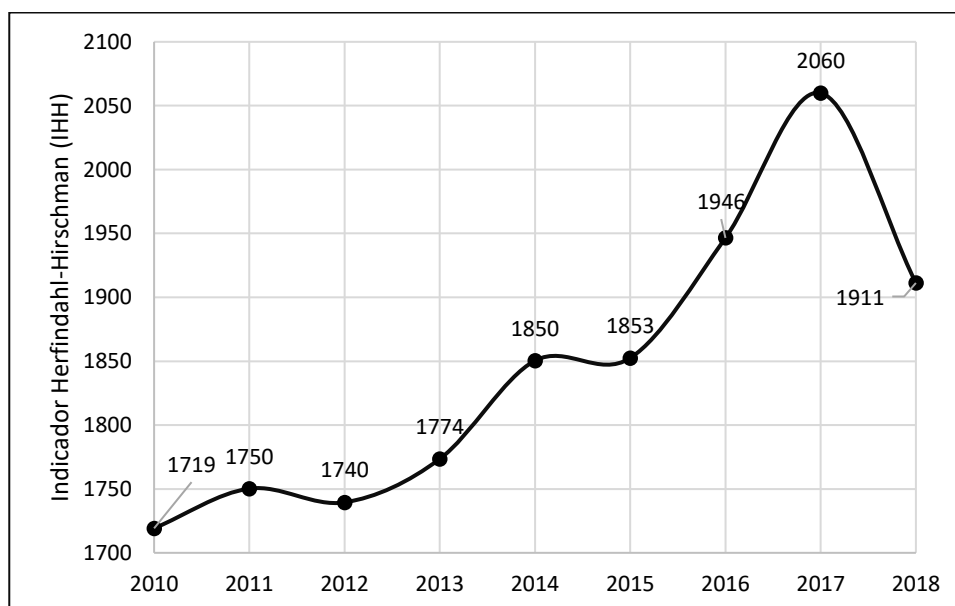
El éxito de cualquier instrumento derivado requiere de ciertas condiciones necesarias, aunque estas puedan no ser suficientes.

En particular para el gas natural se requiere de la homogeneidad del bien subyacente. En Argentina estas características se encuentran reguladas por ENARGAS, cuya especificación se puede hallar en la Norma de Calidad de Gas Natural – NAG-602 de 2019.

Otra condición necesaria es que el mercado donde sea negociado el subyacente sea competitivo. El grado de concentración puede analizarse a través de indicadores, como el indicador de dominancia (ID), indicador de concentración (IC) o el Índice de Herfindahl e Hirschman (IHH).

El Departamento de Justicia de los EEUU considera que valores del índice IHH menores a 1500 puntos se asocian a un mercado desconcentrado y valores mayores a 2500 puntos representa una estructura de mercado altamente concentrada.³⁴ Por lo que el mercado gasífero nacional, de acuerdo al rango de valores que asume el índice IHH, se puede considerar moderadamente concentrado, aunque presenta una tendencia a la concentración en los últimos años. Además, los valores calculados para cada cuenca reflejan un mayor grado de concentración.

Gráfico 11 – Indicador Herfindahl – Hirschman (IHH), 2010-2018.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de IAPG.³⁵

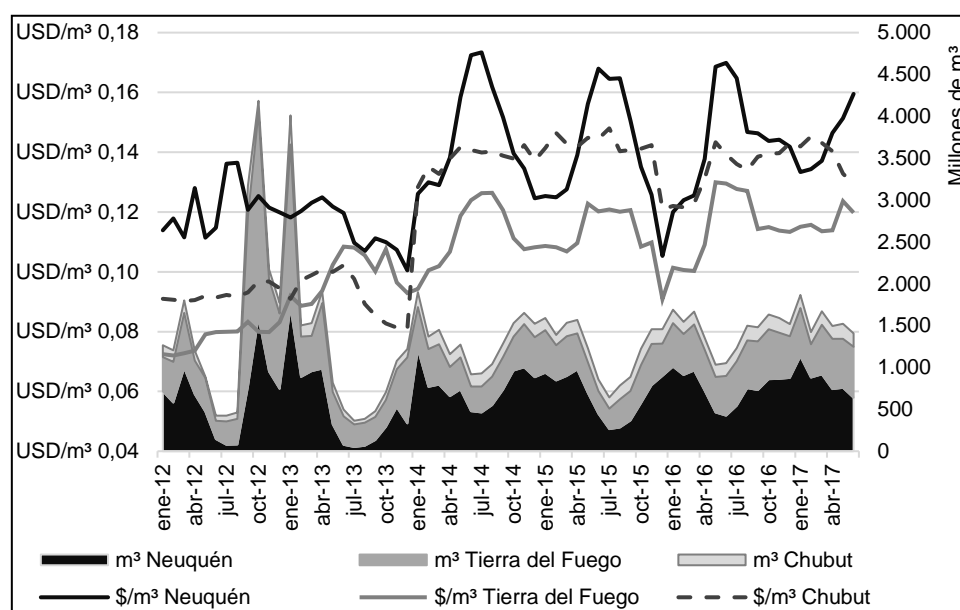
Por otro lado, es necesario que el precio del subyacente transado presente volatilidad, alcanzable con la *comoditización* del bien negociado, y que el instrumento derivado ofrezca la posibilidad de cobertura de riesgos y fijación de retornos a los diferentes participantes del mercado físico, además de atraer a especuladores quienes brindarán la liquidez necesaria para facilitar las operaciones de cobertura de los *hedgers*.

³⁴ HHI – Investopedia: <https://www.investopedia.com/terms/h/hhi.asp> Consultado: 28/04/2020.

³⁵ Informe anual: Producción de petróleo y gas. Años 2010 a 2018

http://www.iapg.org.ar/web_iapg/sectores/estadisticas/productos/listados/listado_todos_los_productos.htm Consultado: 27/04/2020.

Gráfico 12 – Precio promedio ponderado y volumen negociado en MEG, 2012-2017.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de MEG³⁶ y BCRA³⁷.

En lo que respecta a mercados institucionalizados donde operar estos instrumentos, Argentina cuenta con mercados a término centenarios con vasta experiencia en organizar, instrumentar, registrar, garantizar y liquidar la negociación de contratos de futuros y opciones. Entre estos mercados, ROFEX cuenta con experiencia en la instrumentación, operación y *clearing* de contratos de futuros y opciones sobre petróleo, siendo el activo subyacente el petróleo crudo *WTI (Light Sweet Crude Oil) NYMEX*.³⁸

A pesar de la importancia de los contratos de futuros de gas natural negociados en el *Henry Hub* y sus características de *benchmark* del mercado gasífero norteamericano, el mismo no debería utilizarse como precio de referencia en el mercado nacional, debido a falta de un mercado internacional desarrollado de gas natural, aún con el creciente impulso de GNL, ya que no incentivaría la operación del instrumento por parte de participantes del mercado físico como mecanismo cobertura. Esta falta de un índice o precio de referencia local, más allá de la información publicada por MEG acerca de las subastas en las réplicas de despacho, descartaría la liquidación del contrato con modalidad *cash-settlement*.

La modalidad de liquidación mediante *delivery* requiere la definición de un punto de entrega del gas natural, y la consiguiente capacidad de transporte requerida, la cual suele estar condicionada por contratos en firme y por la calidad prioritaria de la demanda residencial. En cuanto al punto de entrega, una problemática adicional se asocia al hecho de que el sistema de transporte nacional no se encuentra interconectado, por lo que no se podría acceder a todas las cuencas desde cualquier punto del país. Como solución de compromiso se encuentran el anillo de alta presión alrededor de Buenos Aires, el cual concentra gran parte de la demanda nacional, o en Neuquén, donde coexisten los sistemas de transporte, TGN y TGS, y se encuentra la mayor producción.

³⁶ Informe de precios promedios ponderados – Mercado Electrónico de Gas (MEGSA): <https://negociacion.megsa.ar/usuario/visualizacion/VisualizacionReportesPPP.aspx> Consultado: 11/04/2020.

³⁷ Tipo de cambio de referencia comunicación “A” 3500, promedio mensual – BCRA: https://www.bcr.gov.ar/PublicacionesEstadisticas/Tipos_de_cambios.asp Consultado: 27/04/2020.

³⁸ Reglamento del Contrato de Futuros y Opciones sobre Petróleo Crudo – ROFEX: <https://www.rofex.com.ar/upload/reglamentos/Reglamento%20Contrato%20de%20Futuros%20y%20Opciones%20de%20Petr%C3%B3leo.pdf> Consultado: 29/04/2020.

3. Conclusión

El futuro del gas natural es prometedor debido a sus características para ser utilizado como combustible de transición hacia una matriz energética mundial más limpia. Por otro lado, el proceso de “comoditización” del gas está avanzando internacionalmente gracias a la expansión del GNL, dando lugar al surgimiento y consolidación de un mercado de gas globalizado, donde los precios locales del gas natural irán desapareciendo.

Las nuevas oportunidades de exportación que brinda este escenario solamente podrán ser aprovechadas por aquellos países que aseguren una continuidad legal y cuyos productores tengan acceso a una rentabilidad suficiente para posibilitar inversiones en exploración y explotación de los yacimientos, así como una infraestructura para el transporte, almacenaje y licuefacción.

El buen funcionamiento de los vínculos entre cada uno de los eslabones que componen la cadena productiva del gas natural –*upstream*, *midstream* y *downstream*–, facilita la creación de mercados. Si las regulaciones generan conflictos sobre la utilización de la infraestructura, si el precio de su utilización no refleja los costos que impone la demanda en diferentes momentos, y más aún si se esperan cambios importantes en materia de regulación y modelo de regulación, es fácil advertir que la posibilidad de destruir mercados es más alta que la de construir nuevos mercados que converjan en un único mercado del gas.

Si los mercados están dispuestos a aceptar la volatilidad propia de un *commodity*, y los gobiernos a permitir el libre juego de la oferta y la demanda, entonces es posible tender hacia la “comoditización” del recurso con augurios de éxito.

El resultado de esta *comoditización* del gas natural es un bien volátil, que sume a los participantes del mercado físico a la toma de riesgos y a la especulación asociada al objeto de negociación. Un mercado de futuros permitiría brindar a los participantes de herramientas de cobertura de estos riesgos, y a su vez ofrecería un instrumento atractivo a especuladores, quienes brindarán de la liquidez necesaria para el buen funcionamiento del mercado.

Por otro lado, los mercados de gas natural latinoamericanos presentan complementariedades que pueden explotarse mejor bajo la integración regional. La región tiene grandes reservas y potenciales mercados domésticos, requisitos necesarios para justificar las inversiones involucradas en el desarrollo de esas reservas y en la construcción de la infraestructura de red. Las complementariedades se derivan del hecho de que la combinación de reservas y el potencial del mercado interno difiere entre países; las reservas de Bolivia son importantes, pero el país carece de potencial de mercado interno, Brasil y Chile no tienen importantes reservas explotadas, pero sí tienen un importante potencial de mercado de gas, mientras que Argentina tiene ambas.

Esta integración entre países sudamericanos expandiría notablemente el universo de potenciales participantes interesados en un mercado de derivados financieros con instrumentos de gas natural con los cuales mitigar sus riesgos.

Si bien el tratamiento del gas natural como un *commodity*, y el posterior desarrollo de instrumentos financieros derivados de este, es prematuro en Argentina; es innegable la importancia del mercado gasífero en Argentina, el impulso provisto por el GNL y las técnicas extractivas no convencionales, así como la necesidad de *comoditización* para aprovechar el potencial nacional y el creciente interés internacional por el gas natural.

4. Bibliografía

- Catalano, E. F. (1999). *Código de minería comentado*. Buenos Aires. Editorial Víctor P. de Zavalía S.A.
- Schofield, N. C. (2007). *Commodity derivatives. Markets and applications*. John Wiley & Sons Ltd.
- Pustišek, A. y Karasz, M. (2017). *Natural gas: A comercial perspective*. Springer International Publishing.
- (2015). *Energy primer: A handbook of Energy Markets Basics*. Federal Energy Regulatory Commission.
- Carcagno, P. L., et.al. (2014). *Aspectos técnicos, estratégicos y económicos del transporte y distribución de gas*. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
- Geman, H. (2005). *Commodities and commodity derivatives. Modeling and pricing for agriculturals, metals and energy*. John Wiley & Sons Ltd.
- Peterson, P. E. (2018). *Commodity derivatives. A guide for future practitioners*. Taylor & Francis.
- Webber, C. (2009). *The evolution of the gas industry in the UK*. International Gas Union's Gas Market Integration Task Force.
- De Vany, A. S. y Walls, W. D. (1995). *The emerging new order in natural gas: markets versus regulation*. Quorum Books.
- Petrecola, Diego y Martínez, María Fernanda (2010). *Condiciones de competencia en el mercado de gas natural de la República Argentina: 1990-2008*. *Economía* Vol. XXXIII, N° 65.
- Sureda, J. L., otros. (2003). *El precio del gas*. Revista Petrotecnia, IAPG.
- García, R. (2003). La importancia de las reglas previsibles. Revista Petrotecnia, IAPG.
- Casarin, A. A. y Nicollier, L. A. (2009). *Gas market integration in the southern cone*. International Gas Union's Gas Market Integration Task Force.
- Regis, G. D. (2002). *Futuros de gas natural*. Bolsa de Comercio de Rosario.