

EL GAS NO CONVENCIONAL DE VACA MUERTA COMO RECURSO ESTRATÉGICO PARA LA ARGENTINA: EVOLUCIÓN Y TENDENCIAS¹

The Unconventional Gas from Vaca Muerta as a strategic resource for Argentina: evolution and trends

DOI: <http://doi.org/10.33255/25914669/61035>

Claudia Marilina Ortiz

<https://orcid.org/0000-0002-5866-0381>

Departamento de Economía Universidad Nacional del Sur (UNS)

marilinaortiz.arg@gmail.com

Bahía Blanca, Buenos Aires, Argentina

María Florencia Zabaloy

<https://orcid.org/0000-0003-0494-1193>

Departamento de Economía Universidad Nacional del Sur (UNS) - Instituto de Investigaciones Económicas y Sociales del Sur IIESS (UNS-CONICET)

florencia.zabaloy@uns.edu.ar

Bahía Blanca, Buenos Aires, Argentina

Recibido: 15/04/2022

Aceptado: 11/10/2022

RESUMEN

Actualmente, el mundo atraviesa una transición energética, que busca aumentar la participación de energías menos contaminantes y mejorar la seguridad energética. La dotación de fuentes energéticas, entre ellas gas natural, posee fuertes implicancias geopolíticas. Argentina es uno de los

¹ El trabajo se realizó con financiamiento del Proyecto de Investigación "Los Drivers de la Transición Energética en Argentina: Energías Renovables y Eficiencia Energética" del Departamento de Economía Universidad Nacional del Sur

países con mayores reservas de gas no convencional (GNC), concentradas principalmente en la cuenca de Vaca Muerta. El objetivo del trabajo es analizar las principales tendencias del mercado de GNC argentino, enfatizando el rol de Vaca Muerta, durante el período 2010-2020, a partir de una revisión del marco regulatorio y de información estadística. Se encuentra que la producción de GNC ha aumentado casi un 40% sobre la producción total de gas, debido en gran parte a la implementación de subsidios a la oferta.

Palabras clave: combustibles fósiles, política energética, Vaca Muerta, Argentina

ABSTRACT

Nowadays, the world is undergoing an energy transition that seeks to increase the share of less polluting energies and improve energy security. The endowment of energy sources, including natural gas, has strong geopolitical implications. Argentina is one of the countries with the largest reserves of unconventional gas (UG), concentrated mainly in Vaca Muerta basin. The aim of the work is to analyze the main trends of the Argentine UG market, emphasizing the role of Vaca Muerta, during the period 2010-2020, based on a review of the regulatory framework and statistical information. Findings show that UG production has increased by almost 40% over total gas production, largely due to the implementation of supply-side subsidies.

Key words: fossil fuels, energy policy, Vaca Muerta, Argentina

1. Introducción

Los hidrocarburos constituyen una fuente de energía primaria fundamental para la humanidad, en cuanto al desarrollo de la industria y el mejoramiento de la calidad de vida de la población mundial. El descubrimiento de petróleo en el macizo de Bakú (actual Azerbaiyán) a fines del siglo XIX, inició la segunda revolución industrial, la cual se extendió hacia el resto de Europa, que utilizaba hasta el momento carbón vegetal desde la Primera Revolución Industrial (Cameron y Neal, 2014). En este sentido, la industria hidrocarburífera ha ido evolucionando en todo el mundo de la mano del petróleo y del gas natural; en un principio, a partir de reservorios convencionales y entrado el siglo XXI, también de reservorios no convencionales. Sin embargo, las reservas fósiles convencionales, a partir de las cuales es posible obtener hidrocarburos líquidos y/o gaseosos, han ido disminuyendo en productividad durante los últimos años a nivel global. En el caso de Argentina este agotamiento, se fue produciendo de manera simultánea, al descubrimiento de enormes reservas de explotación comercial en la cuenca de Vaca Muerta, principalmente en la Provincia de Neuquén. Esta cuenca aporta los principales volúmenes de Gas No Convencional (GNC) a la matriz energética del país.

Recientemente, con el desencadenamiento de la guerra entre Rusia y Ucrania, las discusiones sobre el mercado de gas natural han ganado fuerza frente a la crisis de desabastecimiento energético, dado que Rusia es uno de los mayores productores de petróleo y gas natural del mundo. Como consecuencia de las sanciones económicas a Rusia, uno de los países más afectados en el continente europeo ha sido Alemania, la cual se encontraba en plena construcción de un nuevo gasoducto (Nord Stream 2), en el marco de un plan nacional de energía para importar gas natural desde la Federación Rusa, con el objetivo de transicionar fuertemente hacia las energías más limpias, después de haber cerrado varias plantas nucleares dentro su territorio (Deutsche Welle, 2021). La reacción inmediata de Alemania, fue suspender las obras del Nord Stream 2 (Deutsche Welle, 2022) e ir en búsqueda de nuevos proveedores de gas natural dentro de Europa e incluso ha contemplado la posibilidad de importar gas natural licuado (GNL) desde Estados Unidos. El país norteamericano, es líder en producción de GNC y también exporta GNL al resto del mundo, con lo cual podría sostener su liderazgo en el futuro.

La situación internacional en materia energética plantea un desafío para la Argentina. Vaca Muerta, cobra hoy principal relevancia ya que su GNC es un bien social estratégico², en un contexto de alta dependencia respecto del gas natural para

² El estudio de la energía desde una perspectiva económica, implica considerar al GNC como un bien social. Este permite satisfacer necesidades básicas para la vida cotidiana de las personas como, por ejemplo, calefacción, cocción, transporte, entre otros (Guzowski,

producción y consumo y de dificultades para alcanzar la seguridad energética³. El GNC de Vaca Muerta podría resolver problemas en torno al autoabastecimiento, la accesibilidad y la sostenibilidad, si fuera posible su extracción en volúmenes significativos y a precios asequibles. Además, podría reducir el impacto sobre el medio ambiente considerando que dentro de los combustibles fósiles es el más limpio.

En este contexto, el objetivo del presente trabajo es analizar las principales tendencias del mercado de GNC de Argentina, haciendo énfasis en el rol de la cuenca de Vaca Muerta, en el período 2010-2020. Esto se realizará a partir de una revisión del marco regulatorio del sector y de información estadística. A tal fin el trabajo se estructura de la siguiente forma. El capítulo 2, describe la política de hidrocarburos en Argentina, separando en dos apartados la revisión histórica del sector y la evolución del marco regulatorio. Luego, en el capítulo 3 presenta un análisis del mercado de GNC, el cual se divide en tres apartados: oferta (precios, regalías y subsidios), demanda y tarifas. Finalmente, el capítulo 4 expone las principales discusiones y conclusiones del trabajo.

2. La política de hidrocarburos en Argentina

2.1. Evolución histórica

La explotación de gas natural en Argentina, se inició a fines de los años 40 (IPPA, 2021) a partir de la construcción de un enorme gasoducto que conectaba Buenos Aires y Comodoro Rivadavia. Los yacimientos más importantes en ese entonces, eran: Comodoro Rivadavia, Cañadón Seco, Plaza Huincul, Mendoza y Salta. La empresa encargada de realizar el proyecto, bajo la presidencia de Juan Domingo Perón, fue Gas del Estado. Argentina requería la construcción de dicho gasoducto para ahorrar el gasto en combustibles, satisfacer la demanda residencial, sacar el mayor partido posible a las cuantiosas reservas energéticas, bajar el precio de mercado y reducir las importaciones. Este primer gran gasoducto, se extendió por 1.700 kilómetros aproximadamente y atravesó las poblaciones de Rawson, San Antonio Oeste, General Conesa, Bahía Blanca, C. Pringles, Olavarría, Azul y Cañuelas (Rolando, 2010).

Alrededor de los años '70, se produjo el descubrimiento del yacimiento Loma La Lata, ubicado en la formación Sierras Blancas en la provincia de Neuquén; el

2010). A su vez, puede considerarse de carácter estratégico porque representa la base de todo el sistema económico argentino, desde el punto de vista de la producción, el consumo y la exportación (Guzowski, 2010) y desde una perspectiva histórica.

³ La seguridad energética, es superior al simple abastecimiento físico. Implica tener la capacidad de superar, los desafíos relacionados con interrupciones en el suministro o subas de precios en el corto plazo, y en lugar que los flujos de energía disponibles sean compatibles con la sustentabilidad del desarrollo económico en el largo plazo. Por ello, la seguridad energética está directamente relacionada con diferentes escenarios internacionales de largo plazo y con la evolución de los mercados energéticos, así como también con la política pública y la planificación (Escribano, 2006).

mismo fue descubierto oficialmente en 1918, pero el principal pozo de petróleo fue encontrado recién en el año 1977 y su explotación comenzó en 1980 gracias a un estudio más acabado de la zona (Rolando, 2010). Al momento del descubrimiento del yacimiento, en 1977 por parte de YPF, se pudo comprobar la existencia de 300.000 millones de metros³ recuperables de gas, con lo cual pasó a ser considerado el yacimiento más grande de Sudamérica. La provincia de Neuquén, se convirtió en poseedora del 95% de las reservas de Vaca Muerta, mientras que el 5% restante quedó en manos de las demás provincias (Río Negro, Mendoza y La Pampa); a nivel nacional, el yacimiento Loma La Lata concentró la mitad de las reservas gasíferas del país. Su enorme riqueza, permitió la construcción de importantes gasoductos y ramales tanto para abastecer el mercado interno, así como para la exportación. Además, se produjo un cambio importante en la composición del consumo, descendiendo el uso del petróleo y aumentando la demanda por gas natural. Cuando se produjo la conexión vía gasoductos entre los yacimientos neuquinos y las principales urbes del país, se modificó la matriz energética con un incremento en la producción de gas, cercana a la del petróleo. Sin embargo, la producción de los pozos de petróleo comenzó a declinar hacia finales de los años noventa (Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén, 2018). Por esta razón, YPF que hasta el momento era el principal concesionario y operador, firmó un acuerdo en 2012 con la empresa Chevron para anexar el reservorio Loma Campana, a la parte Norte del yacimiento Loma La Lata-Sierra Barrosa, iniciándose la perforación de los primeros cien pozos, mediante fractura hidráulica (YPF, 2012). El gas natural por su parte, tuvo un pico de exportaciones en el año 2004, aunque con el creciente aumento de la demanda interna en el año 2007, comenzó a destinarse exclusivamente al mercado interno, teniendo que cubrir el faltante con importaciones (Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén, 2018). Más allá de esta situación, la adición de Loma Campana como nuevo territorio de explotación, fue clave para el posterior desarrollo del gas natural en la zona, principalmente a partir del GNC.

Dada esta evolución histórica del sector hidrocarburífero y en particular del sector gasífero, Argentina posee una gran dependencia respecto del gas natural desde los años 70, tanto en producción como en consumo. La evolución de algunas variables que componen la matriz energética entre las décadas de 1970 y 2020, se resumen en la Figura 1, tomando los datos de participación porcentual sobre el total, de la producción de gas natural de pozo sobre la producción total de fuentes primarias y del consumo final de gas natural por red sobre el consumo final total de energía secundaria.

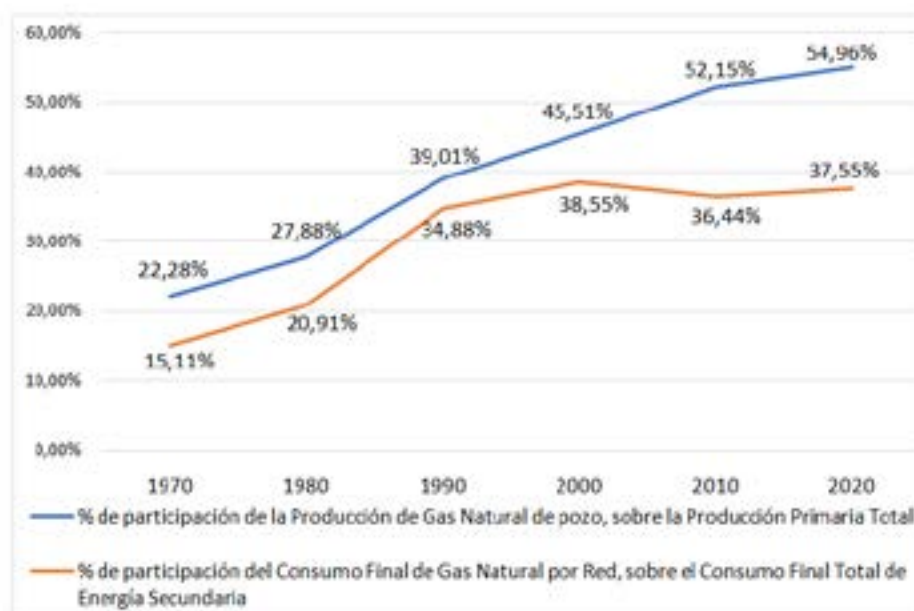


Figura 1: Evolución de la producción y consumo de gas natural en términos relativos, 1970-2020

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía (2021a)

A partir de 1980, se observa un despegue significativo de la producción de gas natural de pozo hasta el año 2020, lo cual se traduce en cuatro décadas de crecimiento continuo con picos de producción en 1990 y en 2010. Finalizando el período, entre 2010 y 2020, el gas natural de pozo siguió imponiéndose por encima de otros recursos disponibles tales como la energía hidráulica, la energía nuclear, el petróleo, entre otros (Secretaría de Energía, 2021a). Respecto del consumo final de gas natural, durante el subperíodo 1970-2000, se produjo un aumento extraordinario del mismo; sin embargo, entre las décadas del 2000 y 2010, se produjo una caída de 2,11%, respecto de otros recursos energéticos. Finalizando el período, se observa una recuperación de 1,11%, entre 2010 y 2020. Durante esta última etapa, el gas natural distribuido por red, representó alrededor del 37% en promedio sobre el consumo final total de energía secundaria, contra otras fuentes energéticas (Secretaría de Energía, 2021a). La variación punta a punta de todo el período, resultó en un incremento de la producción y el consumo final relativos, en 32,68% y 22,44%, respectivamente.

En el contexto más global de la matriz energética Argentina se puede ver la evolución de la participación del gas natural en la Figura 2. Como se puede observar, en 1990 representaba un 37% de la oferta interna total mientras que en 2020 llega a

representar un 54%.

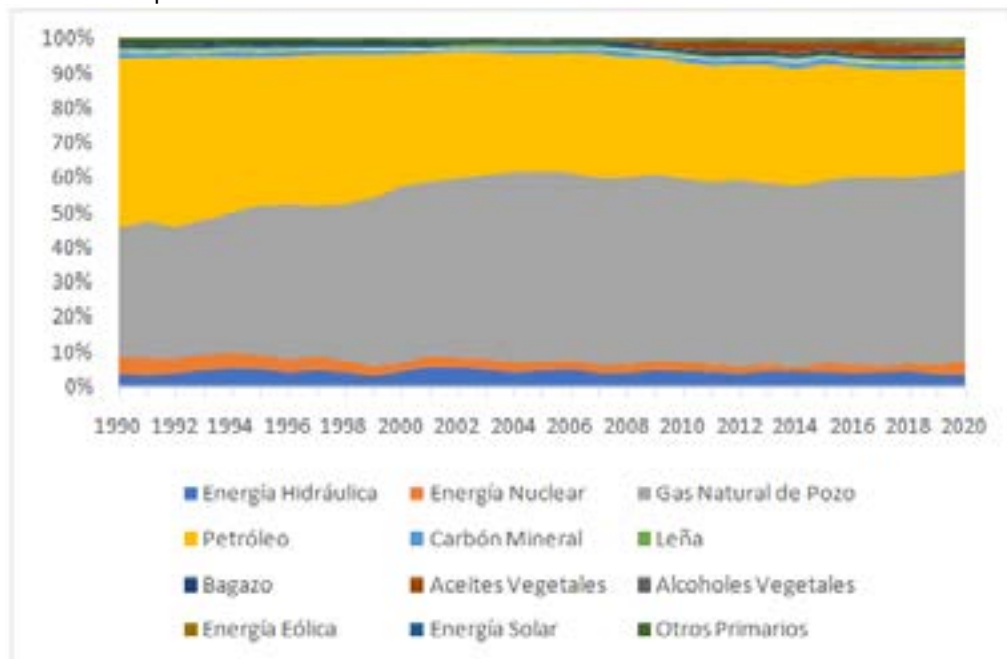


Figura 2: Evolución de la matriz oferta primaria Argentina 1990-2020

Fuente: Elaboración propia en base a datos de La Secretaría de Energía (2021a)

En relación al GNC, entre 2010 y 2020, el mismo fue ganando en participación dentro de la producción bruta total, mientras que los pozos convencionales fueron disminuyeron en productividad (Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén, 2018). Esto se vincula con el comienzo de la explotación en Vaca Muerta, principal reservorio de GNC.

El GNC, es un hidrocarburo originado en una roca sedimentaria de baja profundidad (**roca generadora o roca madre**) compuesta de materia orgánica, asentada durante el período jurásico y proveniente de microorganismos, plancton y otros materiales que se fueron acumulando en forma de capas sobre suelos acuáticos como lagos, mares y océanos. Con el avance de las distintas eras geológicas, se fue incrementando el número de capas sedimentarias por encima de estos restos fósiles, los cuales quedaron enterrados a mayor profundidad debiendo soportar una combinación entre presión, calor y falta de oxígeno (catagénesis); el resultado de este proceso es la formación de la roca madre, rica en materia orgánica y fuente de hidrocarburos (CIECTI, 2017). La roca sedimentaria que suele explotarse con mayor frecuencia para la producción de GNC es la **lutita bituminosa** o **black shale**. El gas proveniente de rocas compactas de baja porosidad o semipermeables se denomina **tight gas**. El gas que se obtiene de las

rocas que presentan menos porosidad consideradas casi impermeables se denomina **shale gas** (Álvarez Pelegry y Suárez Diez, 2016).

El GNC, requiere fractura hidráulica (**fracking**) como método de extracción, debido a que la roca que lo contiene es a la vez, roca principal y roca reservorio (Álvarez Pelegry y Suárez Diez, 2016 y Contreras, 2019). Esta técnica de explotación, permite que el gas natural que se encuentra entrampado en la roca de **shale**, pueda brotar hacia la superficie.

Con respecto a Vaca Muerta, la cuenca ubicada en la Provincia de Neuquén, comenzó a tener mayor relevancia a partir del año 2011, en el contexto de una incipiente crisis energética y luego de que un conjunto de tareas exploratorias de campo indicara que la misma poseía enormes cantidades de reservas comercializables de GNC. Esta formación, es una roca madre-reservorio de hidrocarburos no convencionales, descubierta por el geólogo y paleontólogo estadounidense Charles Edwin Weaver (1880-1958) en 1931. Su antigüedad, data del Thitoniano Temprano dentro del Jurásico Superior (Riccardi, 2008) en la zona que se encuentra a medio camino entre la ciudad de Neuquén y San Carlos de Bariloche (Lago Picún Leufú) y extendiéndose por toda la provincia hasta el norte neuquino, donde la formación corresponde al período Valangiano (Cretácico Temprano) (Alonso et al., 2014). La extensión aproximada de la cuenca neuquina se calcula en 36.600 km²; la profundidad máxima, puede alcanzar 4.500 metros desde la boca del pozo hasta la base de la formación y la mínima puede llegar a ubicarse entre los 600 y 800 metros de profundidad, por debajo de las napas de agua potable que aparecen a los 300 metros (YPF, 2020). Por otra parte, los pozos de GNC se ubican en la zona centro-oeste de la cuenca donde habita la mayor riqueza de materia orgánica del yacimiento, alcanzando una profundidad entre 140 metros y 230 metros (Alonso et al., 2014). Actualmente, las zonas de mayor actividad productiva de GNC dentro de la formación, son: Fortín de Piedra, Aguada Pichana, El Orejano y el Bloque Loma La Lata-Sierra Barrosa.

En 2010, aún no se producía **shale gas** (Secretaría de Energía, 2021c), por lo cual la producción de GNC fue de apenas 3,11 metros³ por día en **tight gas**; es decir, tan sólo un 2,41% sobre la producción total de gas natural, tal como muestra la Imagen 1. En 2020, finalizando el periodo, el GNC (**shale gas** y **tight gas**) incrementó enormemente su participación, alcanzando un 41,88% sobre el total de la producción de gas natural. La variación del volumen de producción de GNC, para el periodo 2010-2020, fue de 48,53 metros³ por día, lo cual se traduce en un aumento de casi 40% en la participación del GNC sobre la producción bruta total de gas natural en diez años (ENARGAS, 2021c). Este aumento en la participación del GNC permite explicar el aumento sostenido de la oferta interna de gas natural en Argentina, como se vio en las figuras anteriores.

Imagen 1: Producción bruta de gas por tipo de recurso en m3/día. Ene-dic. 2010-2020

Producción bruta de gas por tipo de recurso en m³/día. Enero-septiembre 2010-2020



Fuente: ENARGAS (2021c)

Con respecto a la producción de GNC, en Argentina, actualmente existen cinco cuencas productoras: Cuenca Austral, Cuenca Cuyana, Cuenca Golfo San Jorge, Cuenca Neuquina y Cuenca Noroeste, de las cuales la más productiva es la cuenca neuquina de Vaca Muerta (Secretaría de Energía, 2021c). Esta última, aportó el 61,35 % del gas natural total del país a la matriz energética a diciembre de 2020 (ENARGAS, 2021c) y un 63,85% a diciembre de 2021 (ENARGAS, 2022), con lo cual el gas natural proveniente de Vaca Muerta, ha tenido una participación creciente en la matriz energética nacional (Figura 3).

Figura 3: Participación de la Cuenca Vaca Muerta en la producción total de Gas natural del país, 2020 y 2021



Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENARGAS (2021c y 2022)

La penetración del gas natural y el creciente rol de Vaca Muerta en la Matriz Energética argentina durante la última década, podría determinar su importancia estratégica en relación al autoabastecimiento en el corto y mediano plazo y en cuanto a seguridad energética, en el largo plazo.

2.2. Marco regulatorio

El marco regulatorio que rige las actividades de exploración y explotación de todos los tipos de hidrocarburos que posee la República Argentina, se encuentran especificados en la Ley Nacional de Hidrocarburos N°17.319 promulgada el 23 de junio de 1967. La Tabla 1, muestra las principales transformaciones que experimentó la Ley en el tiempo y la evolución del marco jurídico general.

Tabla 1: Marco jurídico del sector hidrocarburífero argentino 1967-2014

Año	Medida	Descripción
1967	Ley N°17.319	<ul style="list-style-type: none"> Objetivo principal de regular la actividad petrolífera El Estado Nacional será dueño de todos los yacimientos de hidrocarburos del país Las tres etapas de la cadena productiva energética serán llevadas a cabo por parte de empresas privadas, estatales, o mixtas Diferencia y define zonas probadas y zonas posibles

1989	Ley de Reforma del Estado N°23.696	<ul style="list-style-type: none"> • Privatización de empresas estatales y desregulación del sector energético
1992	Ley N°24.145 de "Federalización de los Hidrocarburos"	<ul style="list-style-type: none"> • Privatización de YPF
1992	Ley N°24.076	<ul style="list-style-type: none"> • Desregulación del transporte y comercialización de gas natural • Privatización de Gas del Estado • Crea al Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)
2001	Ley N°25.561 de "Emergencia Económica"	<ul style="list-style-type: none"> • Cae el Plan de Convertibilidad, • Se paralizan y pesifican las tarifas de servicios públicos
2004	Ley N°25.943	<ul style="list-style-type: none"> • Adjudicación específica de explotaciones offshore, por parte de Energía Argentina S.A. (ENARSA)
2007	Ley N°29.197 (Ley Corta)	<ul style="list-style-type: none"> • El Estado Nacional concedió el dominio sobre los yacimientos del interior del país a las provincias petroleras, reservándose para sí mismo, los yacimientos marítimos localizados a partir de las 12 millas marítimas • Se extendió el vencimiento de los contratos bajo una visión de largo plazo en torno a la actividad hidrocarburífera
2012	Ley N°26.741 de "Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina"	<ul style="list-style-type: none"> • Objetivo: el autoabastecimiento energético del país a partir de tareas de exploración y explotación de los recursos fósiles nacionales. • Traspaso del 51% del patrimonio de YPF-Rep-sol a manos del Estado Nacional
2012	Decreto N°1.277	<ul style="list-style-type: none"> • Se creó la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas

2014	Ley N°27.007	<ul style="list-style-type: none"> • Establece la diferencia entre explotaciones convencionales y no convencionales • Establece que una misma empresa puede realizar tareas de exploración y explotación sobre ambos tipos de hidrocarburos • Permisos de exploración y explotación de hasta 5 y 35 años respectivamente
------	--------------	---

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Bindon (2017) e InfoLEG (2021)

Como se puede observar en la Tabla 1, Argentina posee una larga trayectoria en materia de hidrocarburos; al inicio, el Estado Nacional tuvo gran injerencia en el sector. Sin embargo, durante los años ´90 hubo una mayor participación del sector privado y desde el año 2012 a la actualidad, existe un sistema mixto donde participan ambos sectores de la economía.

3. Análisis del mercado de gas no convencional: el rol de Vaca Muerta

3.1. Oferta

La cadena productiva del gas natural, ya sea de origen convencional o no convencional, se divide en *upstream*, *midstream* y *downstream*. Cada eslabón a su vez, posee una estructura de mercado diferente en relación a la oferta. Aquí, sólo se considerará la oferta de gas natural a partir de la producción interna.

En el caso del *upstream*, la oferta es oligopólica debido a que la producción depende de un grupo reducido de empresas que se dedican a las tareas de exploración y explotación del recurso. Es característico dentro de esta etapa, el elevado riesgo durante la exploración de campo, la tercerización de las tareas de perforación y producción en los pozos y los procesos productivos capital-intensivos. La actividad en los pozos, se encuentra a cargo de empresas que poseen su propio capital y ofrecen los servicios de perforación, fractura hidráulica, producción entre otros (Aggio et al., 2017). En Argentina, a pesar de la desregulación del upstream en los ´90 la concentración de mercado hidrocarburífero continuó en manos de algunos pocos oferentes (Alonso, 2018). A partir del año 2010 con el aumento del número de perforaciones de GNC y con la estatización de YPF en 2012, se llega al año 2014 con más de 300 pozos perforados. Las empresas que produjeron GNC durante este periodo fueron, la nacional YPF, Petrobras, Pampa Energía, Apache, Pan American Energy, Pluspetrol y Capex. En el caso de Petrobras, este vendió sus activos en Argentina a Pampa Energía y esta última vendió su *upstream* a YPF; Apache también pasó a manos de YPF y a partir de estas operaciones, es que la empresa nacional logra explicar el incremento en su producción de GNC. Además, YPF concentró un tercio de la producción total de GNC, durante el año 2014. En 2015, un tercio del gas natural total producido en Vaca Muerta, donde participaban las empresas antes mencionadas, fue de origen

no convencional principalmente en **tight** gas. En el caso de las inversiones, estas se quintuplicaron pasando de 360 millones de dólares a 2 mil millones de dólares, entre 2010 y 2014 (CIECTI, 2017).

Por otra parte, el **midstream** consiste en el almacenamiento y transporte del GNC. Esta etapa de la cadena productiva, se caracteriza por la construcción de kilómetros de gasoductos que cubren las zonas productivas y áreas más pobladas del país. Las dos principales licenciatarias que concentran el transporte de gas natural son, Transportadora de Gas del Sur (TGS S.A.) y Transportadora de Gas del Norte (TGN S.A.). Cabe destacar al ENARGAS como un actor importante dentro del **midstream**, ya que dicho organismo funciona dentro del marco de la Secretaría de Energía (Ministerio de Economía) y tiene como principales funciones, regular, controlar, fiscalizar y resolver controversias inherentes al transporte público y a la distribución de gas natural en la Argentina (ENARGAS, 2021b).

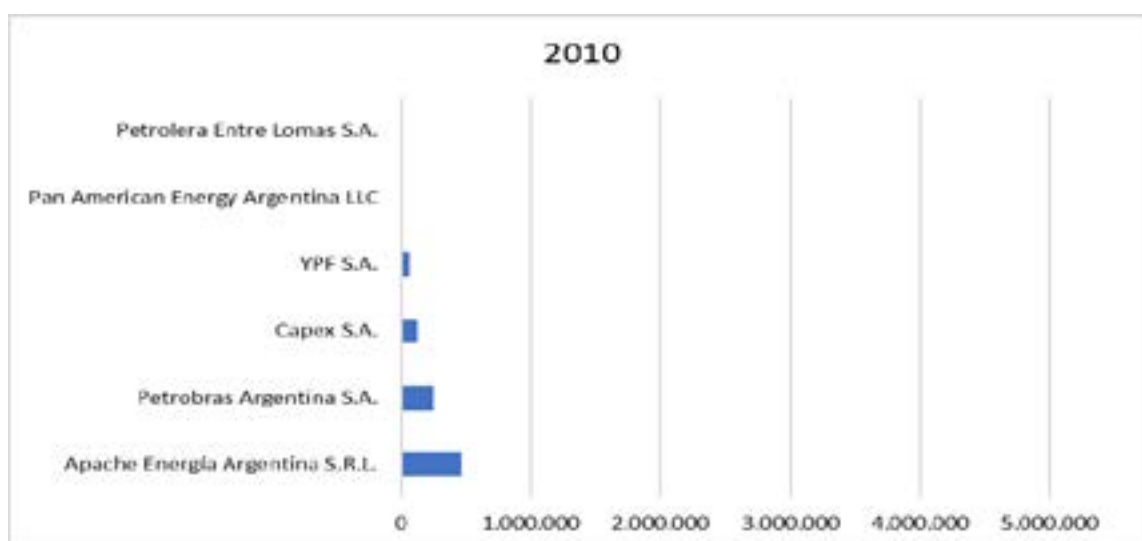
Respecto del gas natural ingresado al sistema de transporte desde la Cuenca Neuquina para su distribución a través de la red nacional de gasoductos, se registraron en 2010, en base a datos del ENARGAS, 7.836.654 miles de m³ distribuidos por la licenciataria TGN y 12.590.202 miles de m³ a través de la licenciataria TGS. Durante el año 2020, el gas ingresado fue de 6.842.590 miles de m³ distribuidos vía licenciataria TGN y 10.821.745 miles de m³ vía TGS (ENARGAS, 2021d).

Por último, el downstream, que representa el eslabón final de la cadena de valor del gas, consiste en la distribución y comercialización hasta el punto de destino: centrales eléctricas, industria, transporte, residencial, comercial, sector público y exportación (Secretaría de Política Económica, 2018). En Argentina, durante los años '90 se inició una nueva estructura de transporte y distribución del gas natural, lo cual devino en el nacimiento de monopolios regionales (Alonso, 2018). Actualmente, los usuarios de cada región sólo pueden acceder al hidrocarburo desde un único proveedor local, que tenga la concesión o el permiso sobre esa área geográfica (CIECTI, 2017). Las empresas distribuidoras de gas natural que operan en Argentina bajo esta modalidad actualmente, son: Metrogas, Ban, Centro, Cuyana, Litoral, Gasnea, Gasnor, Camuzzi Gas Pampeana y Camuzzi Gas del Sur (ENARGAS, 2021d).

Además, las empresas de hidrocarburos pueden participar de las tres etapas de la cadena productiva antes descriptas o desarrollar su actividad sólo en alguna de ellas. Entre 2010 y 2020 el número de empresas que operaron en Vaca Muerta, aumentó exponencialmente principalmente por parte de aquellas que producen **shale** gas. Dentro de ese periodo, la cuenca neuquina comenzó a recibir empresas de este tipo aproximadamente a partir de 2014; durante 2010 apenas algunas de ellas producían **tight** gas y con el tiempo se fueron incorporando más empresas en ambas categorías de GNC. En 2010, de las dieciséis empresas con presencia en la cuenca neuquina, tan sólo seis, realizaron tareas en los pozos de GNC, siendo la producción únicamente de **tight** gas (Figura 3). Entre estas empresas, la que presentó mayor actividad fue Apache Energía Argentina S.R.L. con 465.023,36 mm³ acumulados entre enero y diciembre

de ese año (Secretaría de Energía, 2021c). Sin embargo, la situación fue diferente durante el año 2020; de las veinticuatro empresas con presencia en la cuenca, quince concretaron actividades de producción tanto en *tight* gas como en *shale* gas. La empresa que más produjo GNC fue YPF S.A. con un acumulado de 5.116.304,72 mm³ entre enero y diciembre de dicho año (Figura 4) (Secretaría de Energía, 2021c).

Figura 4: Producción de GNC (mm³) en Vaca Muerta por empresa operadora, 2010 y 2020



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía (2021c)

En cuanto a los pequeños productores, se estima que actualmente participan alrededor de 2.000 pequeñas y medianas empresas que prestan distintos servicios dentro la cuenca (Calzada y Sigaudó, 2019).

Respecto de la concentración de mercado, el Índice Herfindahl–Hirschman (HHI) determina el grado de concentración de mercado de gas natural, a través de un rango de referencia que varía entre 1.500 puntos y 2.500 puntos. En Argentina el índice arrojaba un valor de 1.949 puntos para el año 2016, según datos del Departamento de Justicia de Estados Unidos (2018); cifra que se considera moderada (Alonso, 2018). Tomando el período de referencia 2009–2017, el índice HHI creció principalmente para las empresas YPF y Total Austral, pasando de 51,3% en 2009 a 60,3% en 2017; hacia el año 2018, cuando se da el “boom” de producción de GNC en Vaca Muerta, se diluye la concentración de mercado debido a que aparecen nuevas empresas oferentes. En síntesis, la mayor producción GNC redujo el poder de mercado que venían detentando YPF y Total Austral en conjunto, por lo cual la cuota de mercado cayó hasta 57,2% en 2018 (Invenómica, 2019). Durante el año 2018, los tramos *upstream* y *downstream*, se consideraban eslabones altamente concentrados (Secretaría de Política Económica, 2018).

En el mercado de GNC existen barreras a la entrada por tratarse de industrias donde existen economías de escala, es decir, costos medios decrecientes respecto al nivel de producción (Alonso, 2018). Otra barrera natural, son los costos hundidos o costos de puesta en marcha asociados al pago de los permisos de exploración y explotación en el *upstream* o el financiamiento de costosas obras de infraestructura, en el *midstream* (Alonso, 2018).

La explotación no convencional suele ser más costosa en comparación con la convencional, tanto en petróleo como en gas. Sin embargo, a pesar de presentar *costos* superiores, la productividad en la explotación de GNC en Argentina tuvo importantes avances dentro del sector energético: la cantidad de perforaciones y la profundidad de los mismos aumentó; YPF, por ejemplo, logró bajar estos costos en más de 50% entre 2016 y 2018. Respecto de la *inversión*, desde el año 2012 la inversión en GNC ha aumentado sobre el total de inversiones en gas natural y la composición de la producción se incrementó a partir de dos fuerzas contrapuestas: mientras la producción de GNC aumentaba, la convencional caía (Secretaría de Política Económica, 2018).

Por otra parte, el principal inversor en Vaca Muerta es el Estado argentino junto con un grupo de empresas con asentamiento en el país; según un informe del año 2019 del Instituto de Economías Energéticas y Análisis Financiero (IEEFA), el 65% de las inversiones totales correspondientes al periodo 2012-2017, fueron efectuadas por empresas argentinas y el 35%, por parte de empresas extranjeras (Calzada y Sigaudó, 2019). A partir del "boom" de producción de GNC del año 2018 (Universidad Austral, 2019), se esperaba que la participación privada en la producción total fuera mayor, pero hasta el momento ha crecido más lentamente de lo previsto (Calzada y Sigaudó, 2019). En este sentido, la expansión de YPF a partir del año 2014 permitió la adquisición de tecnología especializada y soluciones tecnológicas a través de la empresa nacional Y-TEC. Se optimizaron la gestión y los procesos productivos, lo cual facilitó la reducción de los tiempos de perforación y redujo el costo de las mismas (CIECTI, 2017). En Argentina, la tecnología continúa presentando un desafío para la producción de hidrocarburos en todas las etapas de la cadena productiva del gas y depende directamente de las inversiones que se realicen en el sector.

3.2. Precios, regalías y subsidios

A partir de la estatización de la empresa nacional YPF en 2012, el Estado Nacional, ha conducido su política energética a través de la misma. De esta manera, tiene incidencia sobre la competencia, pudiendo regular precios y/o cantidades y concentrando poder de mercado, lo cual en ocasiones deviene en una posición dominante (Alonso, 2018).

Respecto de la determinación del precio del gas natural convencional y no convencional, existen dos modalidades destacadas según el tipo de mercado: el precio Henry Hub y el Precio al Ingreso del Sistema de Transporte (PIST); ambos expresados en dólares/MMBTU. El *precio Henry Hub*, es el precio en el mercado *spot* y es el más

competitivo del mercado internacional al cual tienen acceso los Grandes Usuarios (SAESA, 2019), entre los cuales se encuentran los compradores que no demandan gas natural para uso doméstico, como por ejemplo los usuarios mayoristas (ENARGAS, 2021a). Este precio se forma a partir de la libre interacción entre oferta y demanda y toma su nombre a partir de un centro de distribución perteneciente al sistema de gasoductos de Erath, Louisiana, en Estados Unidos. Presenta los mayores volúmenes de producción, por lo cual se toma como referencia para fijación de precios en la negociación de los contratos de futuros de gas natural. Por otra parte, en Argentina el **precio PIST** o precio en boca de pozo, es un precio determinado en pesos y convertidos a dólares estadounidenses, tomando como referencia los valores del mercado norteamericano (InfoLEG, 2017). El **precio PIST**, es un precio que excluye costo de transporte y distribución, subsidios, impuestos y cargos financieros como tasas de interés de financiamiento o intereses por mora de pago (Ministerio de Energía y Minería Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos, 2018). Durante el año 2017, se establecieron las condiciones para el abastecimiento de gas natural entre las distribuidoras y los productores, donde ambos sectores acordaron ir reduciendo el monto de subsidios otorgados por el Estado Nacional, aplicados a la producción. Además, se calcularon los precios por categoría de usuarios y los precios uniformes por cuenca, en dólares estadounidenses por MMBTU para el periodo comprendido entre enero de 2018 y octubre de 2019, no interfiriendo sobre el tipo de cambio. Sin embargo, a partir de la suba del tipo de cambio en 2017, las tarifas finales de gas se dispararon, por lo cual se decidió establecer un precio único por cuenca y categoría; en el caso del cálculo del precio efectivo PIST, se utilizó un tipo de cambio fijado por el MINEM o por el ENARGAS, según quien estuviera a cargo de supervisar la actualización de tarifas durante ese periodo. En 2019, el precio del gas se mantuvo uniforme a lo largo de todo el año; de lo contrario hubiera aumentado como respuesta a las condiciones establecidas a principios del 2018 con la baja escalonada de subsidios a la producción (ENARGAS, 2020b). A partir del 1° de febrero del 2020, se retomó la actualización de tarifas y la determinación del precio del gas natural, pero esta vez a cargo de la Secretaría de Energía bajo la competencia del Ministerio de Economía; la nueva actualización, se llevó a cabo a partir de la Resolución N°791/2019 que modificó a la anterior Resolución N°521/2019 (InfoLEG, 2019).

El precio de mercado del gas natural, a partir de la Resolución 1-E/2018, establece que el precio PIST debe ser el resultado del libre juego entre oferta y demanda, dentro de un mercado competitivo. El artículo N°83 de la Ley 24.076, establece que dicha interacción, será libre dentro de un marco regulatorio que haga posible el funcionamiento de la industria.

Entre enero de 2018 y enero de 2022, la evolución del precio PIST del Gas Natural (convencional y no convencional) en base a la Resolución 1-E/2018 (Figura 4), muestra un descenso progresivo a partir de abril de 2019 hasta febrero de 2021 (Secretaría de Energía, 2021b y 2022). Esta caída en el precio del gas, puede atribuirse a tres

factores que se produjeron de manera simultánea: un incremento en la oferta, la contracción de la demanda industrial debido a la recesión económica y un factor de estacionalidad (consumo moderado) sobre la demanda residencial (Gandini, 2019). Finalizando el período se observa un pequeño salto entre abril 2021 y enero 2022 (Secretaría de Energía, 2022).

En cuanto a los precios Henry Hub durante el mismo período 2018-2022, la Figura 5 muestra cómo ha sido la evolución del precio del Gas Natural Total, en el mercado *spot*, es decir, donde participan los grandes usuarios como por ejemplo las centrales eléctricas. En noviembre de 2018, el precio del gas natural alcanza los 4,09 dólares/MMBTU y a partir de ese momento presenta una tendencia a la baja hasta junio de 2020 (EIA, 2021), momento en el cual, se produce una tendencia al alza hasta enero de 2022, presentando dos fuertes subas en febrero y octubre de 2021 (EIA, 2022).

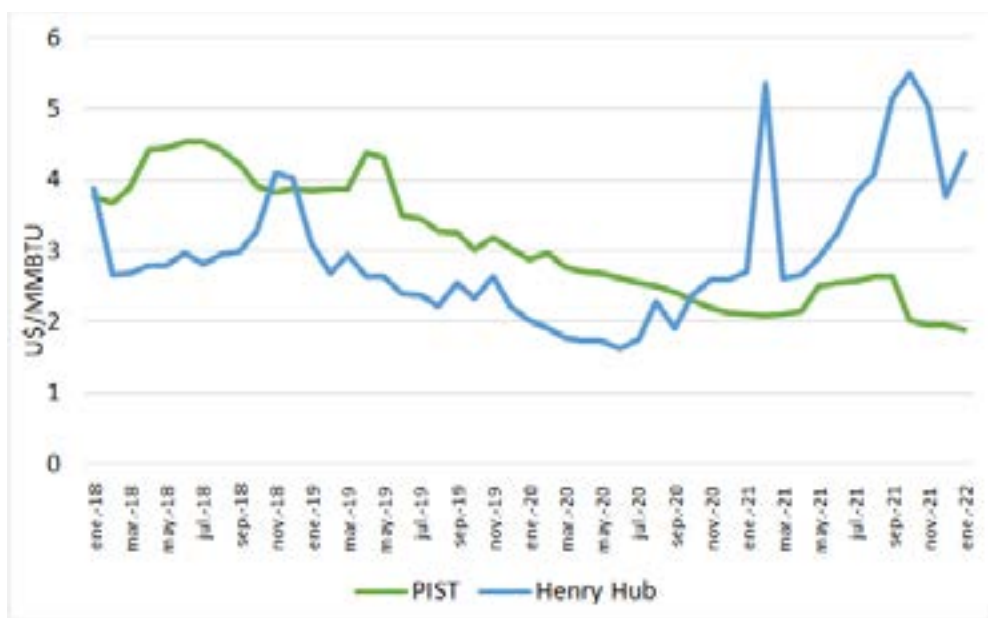


Figura 5: Evolución mensual de los precios del Gas Natural Total PIST y Henry Hub a distribuidoras, entre ene-2018 y ene-2022

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía (2021b y 2022) y EIA (2021 y 2022)

Hasta mediados de 2020, la situación del mercado *spot* en Argentina, indicaba una caída progresiva en los precios de oferta del gas natural para generación eléctrica; la gran competencia entre las productoras de gas natural total, empujó los precios a la baja a partir del excedente de producción y de la contracción de la demanda industrial (con excepción de la demanda residencial durante la cuarentena). Más allá del contexto, la Resolución N°46, que se inscribe dentro del Plan Gas, apunta a incentivar la producción de gas natural de yacimientos no convencionales, estableciendo un

precio subsidiado para el gas en boca de pozo de: 7,5 dólares/MMBTU en 2018, 7 dólares/MMBTU en 2019, 6,5 dólares/MMBTU en 2020 y 6 dólares/MMBTU en 2021 (IISD, 2021). La evolución del precio del GNC, en base al Plan Gas, se observa en la Figura 6.

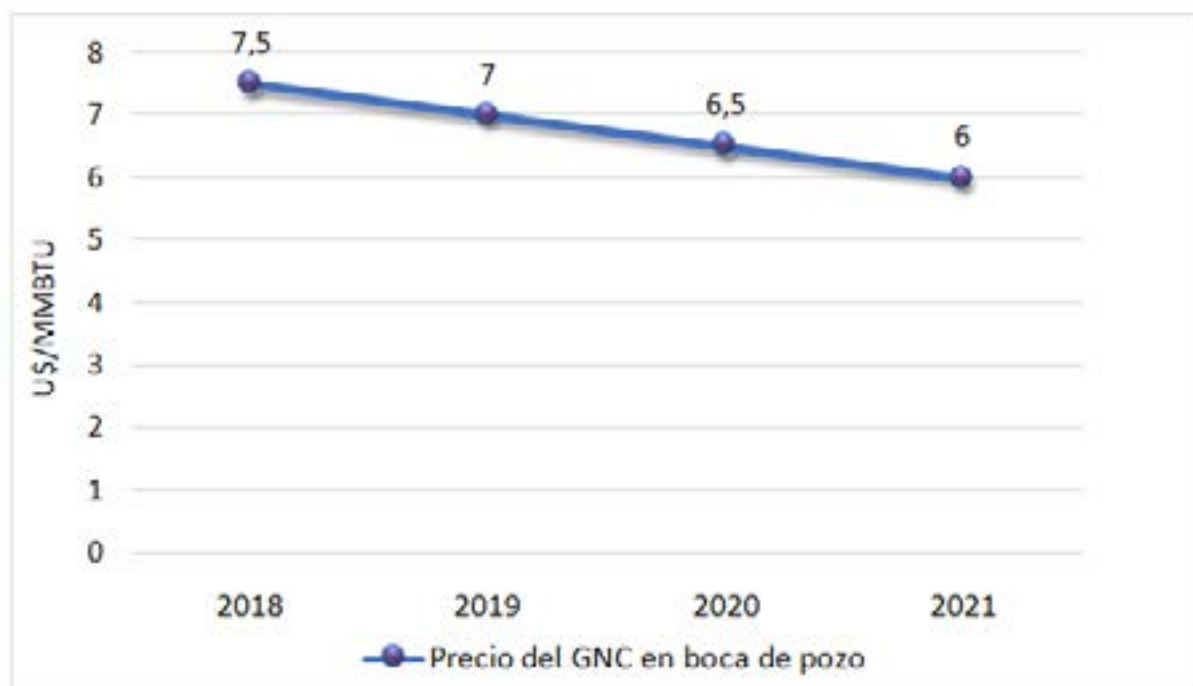


Figura 6: Evolución del precio del GNC en boca de pozo según Resolución N°46/2017, 2018-2021

Fuente: Elaboración propia en base a datos del IISD (2019)

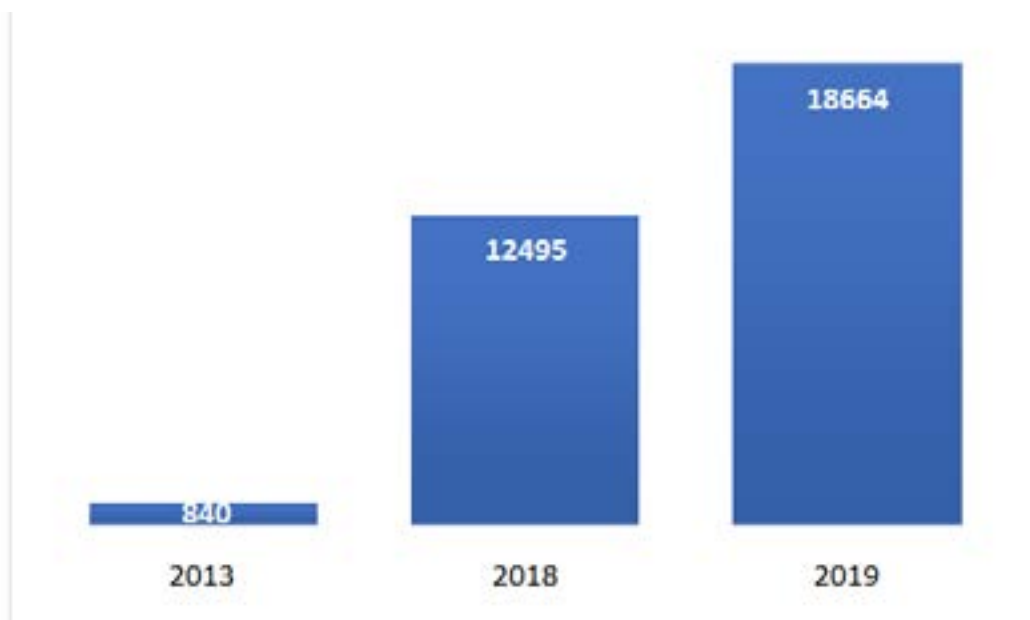
Con respecto a los impuestos y regalías en la Provincia de Neuquén, la Dirección Provincial de Ingresos Energéticos, tiene como objetivo el control y la fiscalización de los ingresos provenientes de las actividades de exploración y explotación hidrocarburífera en la provincia, a través de permisos o concesiones (Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén, 2018). En el caso específico de las **regalías**⁴, los responsables del pago de las mismas serán, todas aquellas empresas operadoras de actividades hidrocarburíferas que sean titulares de permisos de

⁴ Las regalías son detracciones de riqueza de particulares, en favor del Estado Nacional, Provincial o Municipal.

exploración y explotación. Durante la etapa exploratoria o tareas de campo, se pagará una alícuota de 15% en regalías sobre cualquier tipo de gas y a partir de la etapa de explotación, comenzará a regir una alícuota de 12% durante 35 años para los productores de GNC. El recaudador provincial, liquida las regalías de forma mensual, por yacimiento y concesión, en dólares estadounidenses. El pago se realiza en dinero o en especie, es decir la provincia acepta también el equivalente de la alícuota, en forma de producción (Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén, 2018).

En 2013, las regalías más los cánones gasíferos que percibía la Provincia de Neuquén, representaron 840 millones de pesos y 12.495 millones de pesos en 2018 (Figura 7); además, en 2019 el incremento fue extraordinario en términos monetarios ubicándose en 18.664 millones de pesos (Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén, 2018).

Figura 7 Regalías Gasíferas de la Provincia de Neuquén, 2013, 2018 y 2019, en millones de pesos



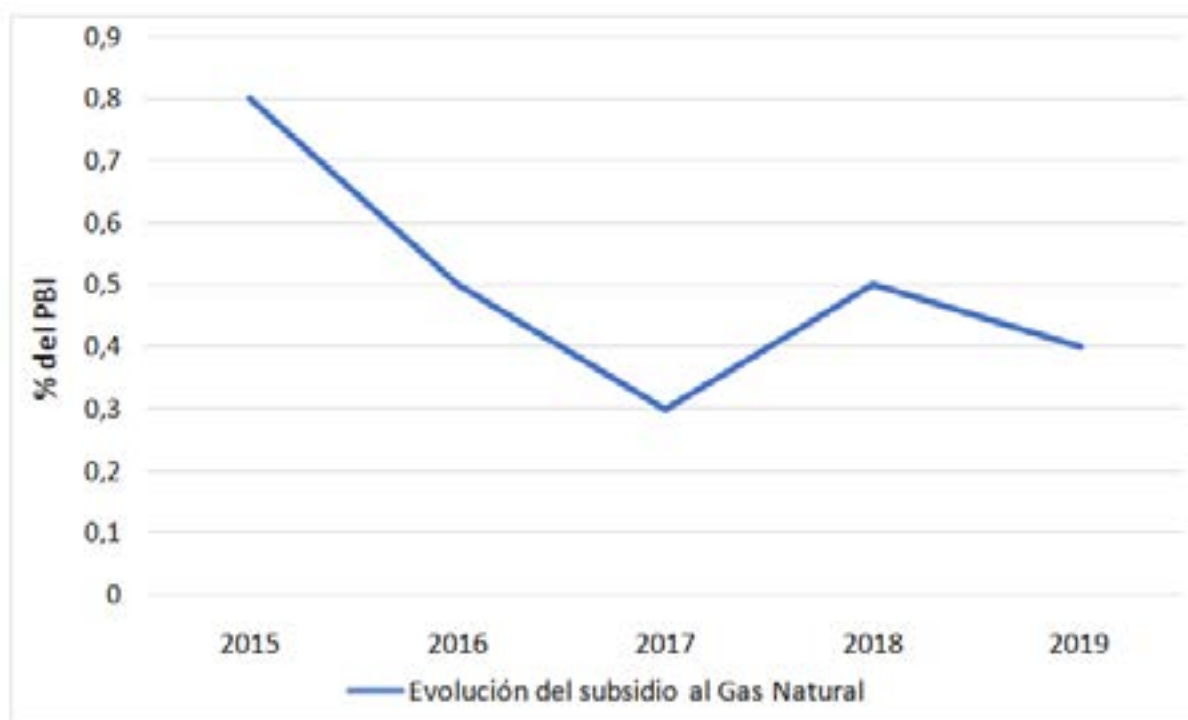
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Dirección Provincial de Ingresos Energéticos de la Provincia de Neuquén (2018)

Por otra parte, Argentina cuenta con un conjunto de **Planes, Programas y Subsidios** orientados al sector energético. El origen del Plan Gas, queda plasmado a partir de la Ley Nacional de Hidrocarburos modificada en 2014 (Ley N°27.007) y tiene como principal objetivo establecer un incentivo permanente de la producción de GNC. El Plan contempla distintas etapas conocidas como **Plan Gas I, II, III y IV** (Marval, O'Farrel y Mairal, 2014). La última versión se oficializó a través del Boletín Oficial a principios del año 2020 y se centró en financiar el desarrollo del complejo Vaca Muerta en la Provincia de Neuquén.

En relación a los subsidios al sector energético, entre 2004 y 2015, la Argentina subsidió fuertemente la producción de hidrocarburos fósiles con el fin de incentivar la producción interna; los subsidios representaron 10% del gasto público, en el año 2015 (IISD, 2021). Sin embargo, en el año 2017, se redujeron los subsidios a la producción de petróleo, pero se mantuvieron los incentivos a la producción de GNC (IISD, 2021).

Durante el periodo 2015-2019 el precio de oferta del gas natural cayó, debido al incremento en la producción de gas doméstico, principalmente de GNC (boom de producción en 2018 en Vaca Muerta) y al menor financiamiento de la producción de petróleo, junto con la baja en las importaciones de GNL desde Bolivia. Al mismo tiempo, el gas doméstico subsidiado por el Estado Nacional, fue disminuyendo tanto en volumen como en precio, pasando de 7,5 a 7 dólares/MMBTU entre 2018 y 2019. A principios del periodo durante el año 2015, de los ingresos que percibían los productores de gas natural, 47% era subsidiado y finalizando el periodo en 2019, esos subsidios representaron tan sólo 16%. En la Figura 8, se puede observar la contracción de subsidios a la producción de gas natural en Argentina entre 2015 y 2019, como porcentaje del PBI (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019).

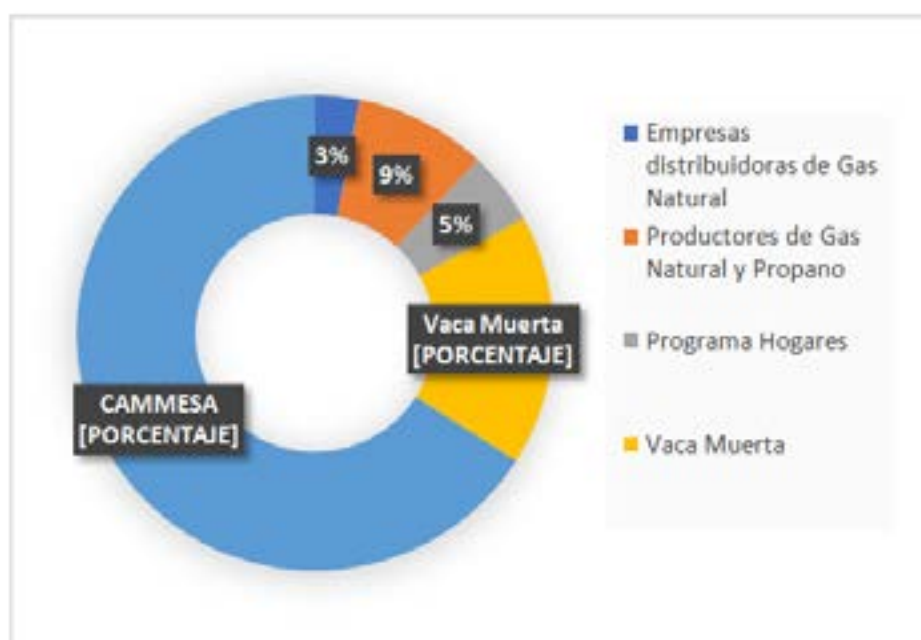
Figura 8: Evolución de los subsidios a la producción de Gas Natural como porcentaje del PBI, 2015-2019



Fuente: Elaboración propia en base a datos de La Secretaría de Gobierno de Energía (2019)

Realizando una comparación entre los sectores financiados con subsidios energéticos durante el año 2019 resulta que, del total de subsidios, sólo el 5% se destinó al financiamiento del **Programa Hogares** y el 95% restante a empresas energéticas, entre las cuales destacan la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) con 66% del total y el complejo Vaca Muerta con 17% sobre el total, tal como se observa en la Figura 9 (FARN, 2019).

Figura 9: Sectores financiados con subsidios energéticos en 2019



Fuente: Elaboración propia en base a datos del FARN (2019)

3.3. Demanda y tarifas

En el caso de la demanda final, no es posible distinguir el origen del gas natural consumido por los usuarios, entre convencional y no convencional, una vez que el gas comienza a distribuirse a través de la red nacional de gasoductos. Lo mismo aplica para el caso del GNL, que luego de atravesar un proceso de regasificación, también es distribuido por red. De esta manera, el análisis de esta sección hace referencia al gas natural total demandado.

Desde los años ´70 a la actualidad, el gas natural se ha considerado como un recurso eficiente, tanto para consumo como para producción y como un combustible menos contaminante comparado, por ejemplo, con el querosene, la leña, o el carbón. Los principales sectores que componen la demanda GNC en Argentina, son los sectores: residencial, comercial, industrial y grandes usuarios.

La **demanda residencial**, es la demanda de gas natural por parte de los hogares. El consumo se produce a través de las empresas distribuidoras de gas natural, que reciben el gas desde la última etapa de la cadena productiva (**downstream**) mediante la red nacional de gasoductos operados por las licenciatarias TGN y TGS. Las empresas que distribuyen el gas natural a todo el país (Tabla 2) cubriendo determinadas zonas son, Metrogas, Naturgy Ban, Camuzzi Gas Pampeana, Camuzzi Gas del Sur, Distribuidora Gas del Centro, Distribuidora Gas Cuyana, Litoral Gas, Gasnor y Gasnea (ENARGAS, 2021d). Entre diciembre de 2010 y diciembre de 2020, se incorporaron 1.366.919 usuarios nuevos al sector residencial (ENARGAS, 2011 y 2021d).

Tabla 2: Usuarios totales por distribuidora de gas natural, 2010 y 2020

Distribuidora	Usuarios totales a diciembre de 2010	Usuarios totales a diciembre de 2020
Metrogas	2.209.900	2.403.732
Naturgy Ban	1.438.700	1.679.883
Camuzzi Gas Pampeana	1.187.700	1.384.814
Distribuidora Gas del Centro	607.700	752.778
Litoral Gas	610.400	737.256
Camuzzi Gas del Sur	564.700	727.195
Distribuidora Gas Cuyana	496.300	604.486
Gasnor	420.200	568.657
Gasnea	68.900	112.818
TOTAL	7.604.500	8.971.419

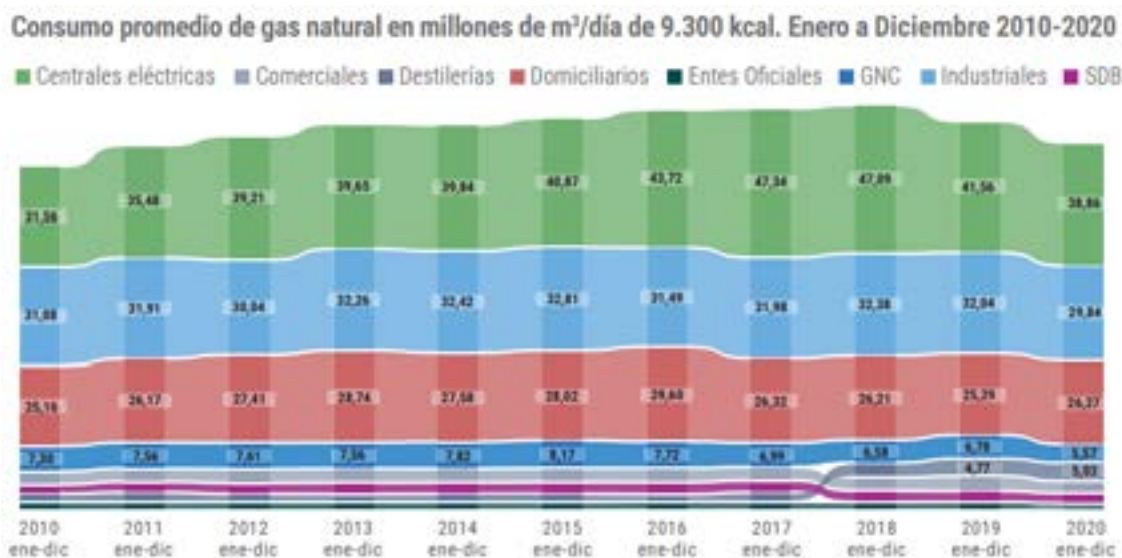
Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS (2011 y 2021d)

Por otra parte, la **demanda comercial**, es la demanda de gas natural por parte de locales de venta directa al consumidor final. Este sector, no representa un gran porcentaje de participación sobre la demanda total. Entre 2010 y 2020, se incrementó levemente de 2010 a 2011, manteniéndose estable hasta 2017 (luego del descongelamiento de las tarifas de servicios públicos) y comenzaron a reducirse cada vez más hasta finalizar el periodo en el año 2020. La variación punta a punta del consumo promedio comercial, fue una caída en 0,38 millones de m³ por día, pasando de 3,42 millones de m³ en 2010 a 3,04 millones de m³ en 2020 (ENARGAS, 2011; ENARGAS, 2021c). En cuanto a la demanda industrial, esta consiste en la demanda de gas que realiza la industria doméstica para poder producir y funcionar. Es uno de los sectores más importantes y representa un gran porcentaje de participación sobre la demanda total de gas natural. Entre 2010 y 2020, se mantuvo estable iniciando dicho periodo con un 31,08% de participación sobre la demanda, en 2010 y finalizando con un 29,84% de participación, en 2020 (ENARGAS, 2021c). Por último,

dentro de la demanda de grandes usuarios, se encuentra la demanda de las centrales eléctricas que representaron la mayor participación porcentual entre los años 2010 y 2020. Dentro de este periodo, tuvo una tendencia creciente hasta la mitad del año 2018, momento en el cual comienza a descender hasta diciembre de 2020 (ENARGAS, 2021c).

Resumiendo, la evolución de la participación de los sectores antes mencionados sobre la demanda de gas natural en Argentina durante el periodo 2010-2020, es la que se presenta en la Imagen 2.

Imagen 2: Consumo promedio de gas natural en millones de m³/día de 9.300 kcal, ene-dic 2010-2020



Fuente: ENARGAS (2021c)

Según el Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi" (IAE), en su resumen ejecutivo para el año 2020, la demanda total de gas natural en Argentina, cayó 8,3% entre octubre de 2019 y octubre de 2020. Por otra parte, la producción interna cayó más que proporcionalmente con respecto a la demanda, asociado a las restricciones de circulación por la Pandemia de Covid-19 (IAE, 2021). Esta tendencia de la demanda, es recogida también por el ENARGAS en el gráfico anterior.

Con respecto a las tarifas, el monto para los consumidores finales se determina sumando el precio PIST del gas, más la tarifa de transporte, más la tarifa de distribución llevada a cabo por las empresas correspondientes (Gobierno de la República Argentina, 2021). Respecto de la estructura, tanto en el caso de la demanda residencial como en el caso de la demanda comercial, la tarifación es en dos partes y en bloques crecientes, según el nivel de consumo y la categoría correspondiente. Una vez calculado el importe de la tarifa en dos partes correspondiente a cada categoría,

se computa un impuesto⁵ anual, luego se divide el monto total por 12 meses y por último se obtiene el cargo mensual promedio en metros cúbicos (Camuzzi, 2021).

Con respecto a las familias de bajos recursos de todo el país que quedan contempladas bajo el Programa Hogar, podrán acceder a una garrafa social de 10 kilos, pagando un monto actualizado de \$414 pesos argentinos, el cual ha sido determinado previamente por la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2021d). A este monto de base, se puede agregar un costo adicional si el grupo familiar tiene más de cinco personas, si el otorgamiento de la garrafa se produce en invierno y si la vivienda se encuentra en las provincias de la Región Patagónica, La Pampa, La Puna y Malargüe y el Partido de Patagones (Anses, 2021a). La Secretaría de Energía de la Nación, también fija la tarifa social por zona, número de integrantes de la familia, nivel de ingreso, entre otros requisitos (Camuzzi, 2021). Actualmente va dirigida a: jubilados y pensionados, trabajadores monotributistas, trabajadores en relación de dependencia, beneficiarios de programas sociales, empleados del servicio doméstico, personas que cobran una pensión no contributiva, personas con Certificado Único de Discapacidad (CUD), veteranos de guerra del Atlántico Sur, beneficiarios de la prestación por desempleo y monotributistas sociales (Anses, 2021b).

Más allá de estas medidas, es importante resaltar que la demanda de gas natural, es una demanda estacional que presenta picos durante el invierno. Una solución rápida por parte del Estado Nacional, ha sido la importación de gas desde otros países principalmente desde Bolivia para abastecer la demanda de los usuarios; Argentina ha incrementado las importaciones de gas natural boliviano, desde el año 2011, a partir de la firma de acuerdos bilaterales con el fin de garantizar el abastecimiento energético argentino (Arroyo Peláez, 2013). Por otra parte, se encuentra el incentivo a la producción doméstica, la cual requiere la implementación de distintos planes, programas y subsidios; sin embargo, estas medidas suelen estar por lo general dirigidas a compensar los ingresos que perciben los productores. El productor necesita mantener cierto precio que le permita cubrir costos y generar ganancias para invertir en bienes de capital, tecnología y en ampliar la capacidad instalada; de esa manera, sería posible abastecer el mercado durante los picos de demanda en invierno sin necesidad de abrir las importaciones.

4. Discusión y conclusiones

En este trabajo se indagó sobre la evolución histórica del sector gasífero en Argentina, haciendo énfasis en la explotación del GNC proveniente principalmente de la cuenca de Vaca Muerta. Luego, se analizó la producción de GNC, la evolución de los precios y subsidios; por último, se caracterizó a la demanda de gas natural.

En Argentina existe una fuerte dependencia respecto de este recurso, lo cual

⁵ El impuesto anual, varía según la localidad tenida en cuenta para el cálculo del monto del servicio.

se evidencia en los niveles de producción y consumo intermedio y final, entre las décadas de 1970 y 2020. En 2020, la producción de gas natural representó un 55% de la producción total de fuentes primarias, mientras que el consumo de gas natural representó un 38% del consumo total de fuentes secundarias. La variación punta a punta de todo el periodo, resultó en un incremento de la producción y el consumo final relativos, en 32,68% y 22,44%, respectivamente.

Cuando Argentina ha experimentado periodos de déficit de balanza energética, ha reemplazado la elevada demanda de gas natural con importaciones, principalmente desde Bolivia. Por este motivo, los reservorios de GNC de las cinco cuencas que posee nuestro país, cobran gran importancia para el desarrollo productivo nacional. En efecto, la producción de GNC ha aumentado casi un 40% sobre la producción total de gas entre 2010 y 2020.

Este gran aumento se debe en parte al declive en la productividad de los pozos convencionales y en parte a la implementación de subsidios por parte del Estado. Entre 2010 y 2021, el Estado Nacional ha implementado subsidios a la oferta con el objetivo de incrementar la producción y atraer inversiones (evitando el retiro de los productores de GNC del mercado) y subsidios a la demanda vía tarifas, para garantizar la accesibilidad en el consumo.

Argentina ha iniciado el año 2022, con dificultades para incrementar la escala de producción en Vaca Muerta, debido al retiro de los subsidios escalonados de la Resolución N°46/2017 y su consecuente incremento en los costos de explotación, sumado a las restricciones presupuestarias que impone el acuerdo de pago al Fondo Monetario Internacional (FMI). Además, las importaciones de GNL tendientes a suplir la falta de producción local, se espera que sean más costosas que antes del inicio de la guerra. El conflicto bélico, ha desencadenado un incremento en el precio de los alimentos y la energía a nivel internacional (EIA, 2022), lo cual se espera que tenga repercusiones sobre la matriz productiva de nuestro país. Actualmente, el Estado Nacional es el que más invierte en Vaca Muerta a través de YPF y debido a la falta de mayores inversiones por parte del sector privado, la aplicación de subsidios, planes y programas orientados al sector energético, parecería ser la única alternativa frente a la crisis energética mundial, al menos en el corto plazo.

Más allá del contexto internacional, los sistemas de explotación No Convencionales, van a determinar el volumen de producción de hidrocarburos en todo el mundo, a corto y mediano plazo. Recientemente, Argentina ha ingresado como país adherente a la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), organismo que depende de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) (IEA, 2022), quedando demostrada la importancia estratégica de Vaca Muerta para nuestro país y la región.

Por todo lo antes mencionado, el GNC de Vaca Muerta significa hoy una gran oportunidad de abastecimiento y seguridad energética a mediano y largo plazo, así como, un puente para la transición que demanda el mundo actualmente. Argentina,

necesita cubrir las necesidades energéticas para desarrollar su economía y en este sentido, el GNC resulta un bien social estratégico para el país.

El presente trabajo, estuvo orientado a realizar un diagnóstico preliminar de la situación del GNC en Argentina. Sin embargo, aún quedan muchos interrogantes para debatir. En particular, se plantea la necesidad de abordar dos cuestiones en futuros trabajos: el análisis del impacto ambiental y social de la explotación de yacimientos no convencionales; y el rol de Vaca Muerta en la política energética nacional, considerando los lineamientos para la transición energética de Argentina. Al respecto de este último punto, se pretende indagar: ¿Qué rol juega el GNC para la transición energética? ¿Hacia dónde deberían apuntar los subsidios, a promover energías renovables, o GNC? ¿Quiénes son los ganadores y perdedores en cada caso? ¿Cuál sería el impacto en la pobreza energética? ¿Qué rol juegan los grupos de interés en la determinación de estas políticas energéticas? Es importante no perder de vista la necesidad de construir colectiva y democráticamente un proceso de transición hacia un sistema energético más equitativo, menos concentrado, más democrático y menos contaminante (Bertinat, 2016).

Referencias

- Aggio, C., Lengyel, M., Milesi, D., Pandolfo, L. (2017). *Desafíos y Oportunidades de Innovación en la Producción de Petróleo y Gas No Convencionales en la Argentina*. CIECTI. Documento de trabajo N°10.
- Alonso, J. C., Giusiano, A., Gutiérrez Schmidt, N., Lauri, C. & Sales, T. (2014). *El shale de la formación Vaca Muerta: Integración de datos y estimación de recursos de petróleo y gas asociado, Provincia de Neuquén*. Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos. Publicaciones. Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén. Recuperado de: http://hidrocarburos.energianequen.gov.ar/?page_id=471
- Alonso, V. (2018). *Una revisión del sector hidrocarburífero de la República Argentina: El rol cumplido por la innovación y la competencia que modelaron su estructura actual*. Tesis de Maestría. Universidad de Buenos Aires.
- Álvarez Pelegry, E. y Suárez Diez, C. (2016). *Gas no convencional: shale gas. Aspectos estratégicos, técnicos, medioambientales y regulatorios*. Orkestra Instituto Vasco de Competitividad. Marcial Pons.
- Anses. (2021a). *Programa Hogar*. Recuperado de: <https://www.anses.gov.ar/programa-hogar>
- Anses. (2021b). *Tarifa social de gas*. Recuperado de: <https://www.anses.gov.ar/tarifa-social-de-gas>
- Arroyo Peláez, A.H. (2013). *La Argentina y el Estado Plurinacional de Bolivia, más que partícipes de una frontera común. Desarrollo Sostenible, inversiones y política en torno a los recursos del gas natural*. Serie N°163: Recursos naturales e infraestructura. CEPAL.
- Bertinat P. (2016). *Transición energética justa: pensando la democratización energética*. Uruguay: Friedrich-Ebert-Stiftung.
- Bindon, M. (2017). *Los recursos no convencionales en Argentina: Lineamientos para su desarrollo sustentable tomando en consideración el caso norteamericano*. (Tesis de Maestría). Universidad Torcuato Di Tella.
- Cameron, R. y Neal, L. (2014). *Historia Económica Mundial. Desde el Paleolítico hasta el presente*. Ed. 4ta. Alianza: Madrid.
- Camuzzi. (2021). *Tarifas vigentes*. Recuperado de: <https://www.camuzzigas.com.ar/tarifas-vigentes>
- Calzada, J y Sigaudó, D. (2019). *Petróleo y gas en Vaca Muerta. Situación actual, problemas y perspectivas*. Bolsa de Comercio de Rosario. Recuperado de: <https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/>

noticias-informativo-semanal/petroleo-y-gas

- CIECTI. (2017). **Hidrocarburos no convencionales en la Argentina: Oportunidad para el desarrollo de capacidades tecnológicas locales**. Publicaciones. Serie Policy Briefs. N°5.
- Contreras, M. (2019). **Conceptos y diferencias entre yacimientos convencionales y no convencionales**. KSM Services. Recuperado de: https://ksmservicesla.com/yacimientos-no-convencionales/?doing_wp_cron=1624012689.4191300868988037109375#:~:text=Los%20Yacimientos%20Convencionales%20requiere%20la,concepto%20de%20trampa%20no%20aplica
- Deutsche Welle. (2021). **Alemania desconecta tres de sus seis plantas nucleares**. Actualidad/Política. Recuperado de: <https://p.dw.com/p/4500i>
- Deutsche Welle. (2022). **Alemania suspende proceso de certificación de gasoducto de Nord Stream 2**. Actualidad/Política/ Alemania. Recuperado de: <https://p.dw.com/p/47PBI>
- EIA. (2021). **Natural gas. Henry Hub Natural Gas Spot Price**. Recuperado de: <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm>
- EIA. (2022). **Natural gas. Henry Hub Natural Gas Spot Price**. Recuperado de: <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm>
- ENARGAS. (2011). **Estructura del mercado de gas natural**. Cap. IV. Informe de balance y gestión 2011. Recuperado de: <https://www.enargas.gov.ar/secciones/publicaciones/informes-anuales-de-balance-y-gestion/informe-anual.php?ano=informe-anual-2011>
- ENARGAS. (2021a). **Categorías de usuarios. Categorías tarifarias del servicio de distribución de gas natural por redes**. Recuperado de: <https://www.enargas.gov.ar/secciones/precios-y-tarifas/categorias-de-usuarios.php>
- ENARGAS. (2021b). El ENARGAS. Institucional. Recuperado de: <https://www.enargas.gov.ar/secciones/institucional/introduccion.php>
- ENARGAS. (2021c). **Panorama Gasífero diciembre 2020**. Recuperado de: <https://www.enargas.gov.ar/secciones/publicaciones/divulgacion-tecnica/pdf//panorama-gasifero-202012.pdf>
- ENARGAS. (2021d). **Transporte y distribución**. Recuperado de: <https://www.enargas.gov.ar/secciones/transporte-y-distribucion/datos-operativos-subsec.php?sec=1&subsec=2&subsecord=02>
- ENARGAS. (2022). **Panorama Gasífero diciembre 2021**. Recuperado de: https://www.enargas.gov.ar/secciones/publicaciones/divulgacion-tecnica/pdf//informe_1038.pdf

- Escribano, G. (2006). *Seguridad Energética: concepto, escenarios e implicaciones para España y la UE*. Real Instituto Elcano de Estudios Internacionales y Estratégicos. Recuperado de: http://www.realinstitutoelcano.org/wps/wcm/connect/bac9a6804f0183bcb442f43170baead1/33-2006_Escribano_Seguridad+_Energica.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=bac9a6804f0183bcb442f43170baead1
- FARN. (2019). *Subsidios a los combustibles fósiles 2020: Más, dame un poco más*. Recuperado de: https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2020/06/DOC-SUBSIDIOS-2020_links.pdf
- Gandini, N. (2019). Sorpresivo: *se derrumbó el precio del gas en el mercado argentino*. Econojournal. Recuperado de: <https://econojournal.com.ar/2019/04/se-derumbo-el-precio-del-gas-en-el-mercado-argentino/>
- Gobierno de la República Argentina. (2021). *Gas Natural. Ley N°24.076*. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-24076-475/actualizacion>
- Guzowski, C. (2010). *Economía de la energía: Perspectivas teóricas y metodológicas para su implementación*. VI Jornadas de Sociología. Universidad Nacional de La Plata. Recuperado de: http://www.memoria.fahce.unlp.edu.ar/trab_eventos/ev.5039/ev.5039.pdf
- IAE. (2021). *Informe de tendencias energéticas. Diciembre 2020*. Recuperado de: <https://www.iae.org.ar/2021/01/04/informe-de-tendencias-energeticas-diciembre-2020/>
- IEA. (2022). *At IEA Ministerial Meeting, global energy leaders vow to strengthen energy security and accelerate clean energy transitions*. Press release. Recuperado de: <https://www.iea.org/news/at-iea-ministerial-meeting-global-energy-leaders-vow-to-strengthen-energy-security-and-accelerate-clean-energy-transitions>
- IISD. (2021). *Quita de subsidios a la producción de petróleo en Argentina*. Recuperado de: <https://www.iisd.org/system/files/publications/stories-g20-argentina-es.pdf>
- InfoLEG. (2017). *Ministerio de Energía y Minería. Resolución 474-E/2017*. Ministerio de Justicia y Derechos Humanos.
- InfoLEG. (2019). *Resolución 791/2019*. Ministerio de Justicia y Derechos Humanos.
- InfoLEG. (2021). *Ley Hidrocarburos. Ley N°17.319*. Ministerio de Justicia y Derechos Humanos.
- Invenómica. (2019). *Aumenta la concentración en la producción de petróleo en la Argentina*. Recuperado de: <https://www.invenomica.com.ar/aumenta-la-concentracion-en-la-produccion-de-petroleo-en-la-argentina/>
- IPPA. (2021). *What is fracking?* Recuperado de: <https://www.ipaa.org/fracking/>
- Marval, O'Farrel y Mairal. (2014). *El Congreso Nacional sancionó la Ley de Hidrocarburos*.

- Recuperado de: <https://www.marval.com/publicacion/el-congreso-nacional-sanciono-la-ley-que-modifica-la-ley-de-hidrocarburos-11875>
- Ministerio de Energía y Minería. Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos. (2018). **Resolución 1 E/2018. Anexo II**. Boletín Oficial de la República Argentina. Recuperado de: <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/177117/20180104>
- Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén. (2018). **Dirección Provincial de Recursos Energéticos**. Gobierno de la Provincia del Neuquén. Recuperado de: <https://www.energianeuquen.gob.ar/evento/5.pdf>
- Riccardi, A. C. (2008). El Jurásico de la Argentina y sus amonites. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 63(4), 625-643.
- Rolando, E. (2010). **El gas que llegó del frío: La construcción del gasoducto Comodoro Rivadavia-Buenos Aires**. Petrotecnia.
- SAESA. (2019). **Gas Natural: Mercado Spot, un mercado de grandes oportunidades**. Recuperado de: <https://saenergia.com.ar/2019/12/10/gas-natural-mercado-spot-un-mercado-de-grandes-oportunidades/>
- Secretaría de Energía. (2021a). **Balances Energéticos**. Ministerio de Economía. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/balances-energeticos>
- Secretaría de Energía. (2021b). **Precios de Gas Natural - Res 1/2018**. Recuperado de: https://apps.se.gob.ar/viz_3/pgas.php
- Secretaría de Energía. (2021c). **Producción de gas convencional y no convencional**. Ministerio de Economía. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/planeamiento-energetico/panel-de-indicadores/prod-gas-conv-y-no-conv>
- Secretaría de Energía. (2021d). **Programa Hogar**. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/programa-hogar>
- Secretaría de Energía. (2022). **Precios de Gas Natural - Res 1/2018**. Recuperado de: https://apps.se.gob.ar/viz_3/pgas.php
- Secretaría de Gobierno de Energía (2019). **Argentina: Evolución de subsidios, oferta y demanda de energía 2015-2019. Gas, electricidad y petróleo**. Ministerio de Hacienda. Recuperado de: http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/sintesis_balance/2019-11-20_SE_Subsidios_oferta_y_demanda_de_energia_Argentina_2015-2019_dist.pdf
- Secretaría de Política Económica. (2018). **Informes de cadenas de valor**. Ministerio de Hacienda. Recuperado de: <https://www.senado.gob.ar/upload/32033.pdf>
- Universidad Austral. (2019). **2018 fue el año de explosión de gas en Vaca Muerta**.

Recuperado de: <https://www.austral.edu.ar/contenido/2019/02/2018-fue-el-ano-de-la-explosion-de-gas-en-vaca-muerta/>

YPF. (2012). **Importante acuerdo con Chevron**. Recuperado de: <https://www.ypf.com/YPFHoy/YPFSalaPrensa/Paginas/Noticias/Importante-acuerdo-con-Chevron.aspx>

YPF. (2020). **Desafío Vaca Muerta: Método de extracción de gas y petróleo no convencionales**. Recuperado de: <https://www.ypf.com/desafiovacamuerta/Paginas/index.html>