

Departamento de Economía - Universidad Nacional del Sur

Tesis de Grado – Licenciatura en Economía



Análisis del mercado de Gas No Convencional en Argentina, entre 2010 y 2020:

El caso de Vaca Muerta en la Provincia de Neuquén.

DICIEMBRE 2021

Alumna: C. Marilina Ortiz

Profesora Asesora: Florencia Zabalo

ÍNDICE

| | |
|---|-----------|
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| 1.MARCO TEÓRICO | 4 |
| 1.1 Enfoque sistémico-integral-multidimensional | 4 |
| 1.2 Cadenas Energéticas | 5 |
| 1.3 Trilema Energético: autoabastecimiento, accesibilidad y sustentabilidad | 6 |
| 2.EL GAS NO CONVENCIONAL EN EL MUNDO | 9 |
| 2.1 ¿Qué es el Gas No Convencional? | 9 |
| 2.2 Principales diferencias entre Gas No Convencional y Gas Convencional. | 10 |
| 2.3 Principales países productores en el mundo. | 13 |
| 3.LA CUENCA DE VACA MUERTA Y SU IMPORTANCIA ESTRATÉGICA EN ARGENTINA | 22 |
| 3.1 Matriz energética argentina y gas natural | 22 |
| 3.2 Penetración del gas natural en la matriz energética, durante el período 1970-2010 | 28 |
| 3.3 El complejo Vaca Muerta | 30 |
| 4.EL MERCADO DE GAS NO CONVENCIONAL EN ARGENTINA | 37 |
| 4.1 El marco regulatorio de la actividad hidrocarburífera y su evolución en el tiempo | 37 |
| 4.2 Tratamiento fiscal de las empresas de hidrocarburos | 39 |
| 4.2.1 Impuestos y regalías en la Provincia de Neuquén | 39 |
| 4.2.2 Impuesto a los combustibles | 42 |
| 4.2.3 Planes, programas y subsidios orientados al sector de hidrocarburos | 43 |
| 4.3 Oferta | 49 |
| 4.3.1 Cadena productiva del GNC | 49 |

| | |
|---|-----------|
| 4.3.2 Concentración de mercado y barreras a la entrada | 55 |
| 4.3.3 Inversión, costos y tecnología | 56 |
| 4.3.4 Precio | 58 |
| 4.4 Demanda | 63 |
| 4.4.1 Características finales y sectores de consumo final | 63 |
| 4.4.2 Estructura tarifaria y subsidios | 66 |
| 5.CONCLUSIONES | 70 |
| Referencias | 74 |

INTRODUCCIÓN

Los hidrocarburos, constituyen a partir de las primeras perforaciones entre fines del siglo XIX y principios del siglo XX, 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 (mediados del siglo XVIII) (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 fuentes de energía fósil convencionales, a partir de las cuales es posible obtener hidrocarburos líquidos y/o gaseosos, ha ido disminuyendo en productividad durante los últimos años. En el caso de Argentina este agotamiento en los reservorios convencionales, 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, donde la formación presenta sus mayores grosores. Esta cuenca aporta los principales volúmenes de Gas No Convencional (GNC) a la matriz energética del país, por encima de las otras cuatro cuencas nacionales que existen actualmente.

La importancia de este hidrocarburo para la Argentina, radica fundamentalmente en su carácter de bien social estratégico, en un contexto de alta dependencia respecto del gas natural para producción y consumo y de dificultades para alcanzar la seguridad energética a mediano y largo plazo. El GNC que posee Vaca Muerta, podría resolver problemas en torno al autoabastecimiento, la accesibilidad y la sostenibilidad, si es posible su extracción en volúmenes significativos, a precios asequibles y reduciendo el impacto sobre el medio ambiente. La inversión financiera, la gestión de los costos y la adquisición de nueva tecnología, son cruciales para alcanzar estos objetivos. Otro punto fuerte de Vaca Muerta, es la posibilidad de exportación de GNC a otros países, es decir, la creación de mercados externos para la obtención de divisas. Por lo tanto, ya sea que la producción apunte al mercado interno o externo, Vaca Muerta, implica la puesta en marcha de

grandes inversiones (públicas, privadas o mixtas). En este contexto, el presente trabajo analizará el mercado de GNC de Vaca Muerta, con el objetivo de describir la oferta y la demanda de gas natural no convencional que produce la Provincia de Neuquén, teniendo en cuenta el marco regulatorio del Estado Nacional y Provincial.

El análisis de oferta y demanda no se limitará sólo a un enfoque de mercado, sino que será abordado en el **capítulo 1**, desde un enfoque sistémico – integral – multidimensional, que permitirá contextualizar a este sector estratégico, dentro de la coyuntura económico social del país, durante el periodo 2010-2020, apoyándose sobre antecedentes históricos de la explotación de hidrocarburos en la República Argentina. El alcance de este enfoque, también contempla el impacto de la producción de GNC sobre el medio ambiente, describiendo el proceso de la fractura hidráulica y remarcando la importancia de la transición energética hacia fuentes renovables, tomando como puente al gas natural de Vaca Muerta, frente al declive de los reservorios convencionales.

En el **capítulo 2**, se realiza una descripción detallada del origen de las formaciones de hidrocarburos no convencionales alrededor del mundo y en especial el de la formación Vaca Muerta en Argentina, se explicitan las diferencias entre el gas natural convencional y el no convencional, se describe el proceso de la fractura hidráulica y se mencionan los principales países productores de GNC a nivel global.

El **capítulo 3**, analiza la importancia de la cuenca de Vaca Muerta para el país, desde un punto de vista estratégico, teniendo en cuenta la evolución de la Matriz Energética en Argentina, desde la década de 1970 hasta el presente, en términos de producción y consumo; además, se detallan las principales zonas de explotación dentro de la cuenca y las empresas que participan en ellas.

El **capítulo 4**, apunta a describir el mercado de GNC dentro de Argentina, donde compite con otras fuentes de energía primaria, mencionando el marco regulatorio que se desprende de la Ley Nacional de Hidrocarburos N°17.319 (1967); se describe la oferta a partir de la cadena productiva del gas natural, de la concentración de mercado y barreras a la entrada, del precio, de la inversión, los costos y la tecnología, para luego pasar al análisis de la demanda, donde se analizan los sectores que la componen, la estructura tarifaria y los subsidios que recaen sobre ella.

Para finalizar, en el **capítulo 5** se presentan las conclusiones del presente trabajo.

1.MARCO TEÓRICO

El mercado de GNC de Vaca Muerta, será abordado desde un *Enfoque Sistémico-Integral-Multidimensional*, utilizando dos conceptos teóricos para analizar el tema de estudio: *Cadenas Energéticas* y *Trilema Energético*. La metodología de base, será de tipo descriptiva y exploratoria. Se realizará una búsqueda bibliográfica sobre la teoría y datos estadísticos de coyuntura, consultando bases de datos de instituciones, organismos públicos y privados y teniendo en cuenta las posturas respecto del tema por parte medios de prensa y comunicación. Además, se tendrá presente, la denominación de recurso estratégico que tiene el gas natural en nuestro país.

1.1 Enfoque sistémico-integral-multidimensional

El enfoque sistémico se utilizará para describir el mercado de gas natural no convencional en Argentina, analizando, por ejemplo, cómo fluye la energía desde los nodos productores hasta los nodos consumidores, qué características tiene cada eslabón y cómo interactúa cada cadena con el sistema ambiental y con otras cadenas energéticas. Se contextualizará al sistema energético, dentro de un sistema natural, un sistema económico, un sistema social y un sistema ambiental. Desde una perspectiva multidimensional, se considerarán todos estos sistemas, como entrelazados entre sí y rodeados por un medio ambiente natural perteneciente a un contexto histórico (Bouille, 2004).

Todas las etapas que atraviesa la energía, desde la producción hasta su consumo, tienen como objetivo final la satisfacción de necesidades básicas y cotidianas de la población, entre las cuales se encuentran, las necesidades de materias primas, necesidades térmicas, necesidades de iluminación, necesidades de fuerza motriz y necesidades electrónicas. Para alcanzar este objetivo, la energía producida, es combinada con otros bienes y servicios, transformándose en un **bien social** y en un pilar fundamental, donde se apoyan el resto de actividades productivas de la economía (Guzowski, 2010). A partir de su carácter de bien social, la energía, se convierte en un bien estratégico para la sociedad.

En otras palabras, el sistema energético, puede concebirse desde un punto de vista tradicional, como un proveedor de servicios que influye sobre la actividad económica y sobre la calidad de vida de un país (Bouille, 2004). A partir del enfoque sistémico del

sector energético, por ejemplo, se tiene en cuenta cómo influye el contexto económico-financiero del país sobre la inversión, la producción y la comercialización del gas natural y cómo este sector de la economía, impacta a su vez, sobre la coyuntura económica, el empleo y la renta nacional. Esta interacción entre el sistema energético y el resto de la economía, establece una dinámica de interdependencia, que requiere de un abordaje sistémico-integral-multidimensional.

1.2 Cadenas Energéticas

El sistema energético se puede interpretar, como un conjunto de **cadenas productivas-energéticas** que se encuentran interrelacionadas entre sí. Cada una, se define como un conjunto articulado de actividades técnicas, económicas y financieras. En Argentina existen cuatro cadenas energéticas: *cadena del gas natural*, *cadena eléctrica*, *cadena del petróleo* y *cadenas hidrocarburíferas*, donde las diferencias radican principalmente, en la fuente (primaria o secundaria), en el sistema de transformación y en el tipo de demanda (consumo final, intermedio o ambos). Una característica de las cadenas energéticas, es que algunos segmentos de una cadena en particular, pueden ser compartidos con otras: por ejemplo, los grandes usuarios entre los cuales se encuentran las centrales eléctricas, demandan gas natural, fuel oil (fracción del petróleo) y gas oil o diésel (mezcla de hidrocarburos líquidos) como insumo productivo; la cadena del gas natural, está interrelacionada con la del petróleo y con la de la electricidad (Recalde, 2010). Sin embargo, cada eslabón de la cadena productiva tiene su propio mercado y en ella prevalecerá el intermediario que detente mayor concentración dentro del mismo (Guzowski, 2010).

En relación a cómo se vinculan los distintos eslabones de una cadena productiva, existe una modalidad de coordinación entre los productores en cada etapa y de estos con otros productores del mercado; en este esquema, el Estado actuará como regulador a partir de distintas decisiones de política económica y en particular, de políticas orientadas al sector energético, estableciendo el marco legal que alcanzará a todas aquellas actividades relacionadas con dicho sector. Por ejemplo, la política de precios o la asignación de recursos, quedará bajo la esfera del Estado Nacional y la injerencia del mismo, determinará el grado de libertad del mercado energético (Recalde, 2010). En el mismo sentido, cabe mencionar la Ley N°24.076, que establece el marco regulatorio del gas

natural en la República Argentina, en relación al transporte y la distribución, mientras que la producción, la captación y el tratamiento, quedarán contenidos bajo la Ley Nacional de Hidrocarburos N°17.319 (InfoLEG, 2021b).

En nuestro país, la cadena energética más importante es la del gas natural, en función de los volúmenes de producción y de los niveles de consumo que realizan los agentes económicos. El presente trabajo, analizará los segmentos de la cadena productiva del GNC (*upstream, midstream y downstream*), describiendo el trayecto del mismo, desde su extracción en la Formación de Vaca Muerta, hasta su comercialización a través de las distintas distribuidoras, pasando por el sistema de distribución vía red nacional de gasoductos y/o vía transporte marítimo en forma de gas natural licuado. El enfoque de las cadenas energéticas, permite entonces, integrar el conocimiento sobre el tema a partir de una realidad que es multidimensional y que funciona de manera sistémica.

1.3 Trilema Energético: autoabastecimiento, accesibilidad y sustentabilidad

El Trilema Energético es una herramienta, elaborada por el Consejo Mundial de la Energía (WEC por sus siglas en inglés) que, a los fines de este trabajo, se utilizará para describir tres dimensiones del mercado del GNC: *autoabastecimiento, accesibilidad y sustentabilidad*.

El *autoabastecimiento*, se entiende como la existencia de una oferta de energía disponible o como una cierta cantidad de hidrocarburos suministrados a un precio específico (Escribano, 2006). Sin embargo, esta definición responde a una concepción más bien física y general, del suministro de energía, por lo cual cabe mencionar una definición más acertada para nuestro país, basada en la Ley N°26.741 de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina, que se relaciona con la definición de *Seguridad Energética*. En el Artículo N°1 de la misma, se declara al autoabastecimiento de hidrocarburos, de interés público nacional y como un objetivo prioritario para el país, incluida toda la cadena de producción, desde las tareas de exploración y explotación, hasta la comercialización. Así mismo, se busca garantizar el desarrollo económico en base a la equidad social, la creación de empleo y la mayor competitividad de las provincias y de los distintos sectores de la economía. Por otra parte, en el Artículo N°3, se busca promover en el inciso b), la transformación de los recursos, en reservas comprobadas que permitan la explotación del

hidrocarburo a fin de incrementar la oferta y la restitución de reservas, como forma de garantizar la continuidad en el suministro. En inciso c), se refiere a la integración de capital público y privado, nacional o extranjero, para la explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales, a partir de la formación de alianzas estratégicas. El inciso d), trata sobre la maximización de las inversiones para alcanzar el autoabastecimiento en el corto, mediano y largo plazo; por último, el inciso e), se refiere a la importancia de la incorporación de tecnología avanzada y de sistemas de gestión eficiente en la primera etapa de la cadena productiva (*upstream*) (InfoLEG, 2021c). De esta manera, el autoabastecimiento no se limita únicamente a cumplir con los requerimientos de la balanza energética (evitando el déficit), sino que se plantea una concepción del suministro de energía, que va más allá de la definición general, tomando al autoabastecimiento en el sentido de *seguridad energética*. La historia hidrocarburífera de Argentina, muestra la importancia del autoabastecimiento energético a lo largo de los años y el foco permanente que se ha hecho sobre el tema (Buccieri, 2018). La planificación energética nacional y el diseño de políticas sectoriales, cobran aquí, un rol fundamental para alcanzar los objetivos planteados, ya que permitirían ampliar la infraestructura productiva y regular el precio de manera eficiente, teniendo en cuenta el impacto económico-social sobre el bienestar de la población.

Por otro lado, la **accesibilidad** trata puntualmente de alcanzar un nivel significativo de consumo de gas natural en los hogares y no se limita simplemente a la conexión a la red nacional de gasoductos o a la obtención de la garrafa familiar que suelen ofrecer algunos programas sociales (CAF, 2013). Desde una visión de mercado, la accesibilidad, se encuentra directamente relacionada con la demanda y por lo tanto es fundamental su abordaje bajo el concepto de equidad distributiva; el gas natural, ya sea de fuente convencional o no convencional, es considerado como un bien social, debido a los llamados servicios energéticos, como son la cocción, la iluminación, la calefacción, la refrigeración, entre otros.

Por otra parte, la calidad en la prestación del servicio, requiere una infraestructura básica adecuada, la cual está determinada por el nivel de ingreso de los hogares. En Argentina, el acceso a algunas fuentes de energía, como el gas natural o la electricidad, por ejemplo, ha sido fuertemente subsidiado en los últimos años, principalmente aquella energía que consumen los hogares de bajos recursos. No contar con herramientas para combatir la

pobreza energética, agudiza los problemas de desigualdad en las grandes áreas urbanas como, por ejemplo, el empeoramiento de la salud, la desigualdad de género, falta de acceso a la educación, trabajo infantil, precariedad jurídica por asentamientos ilegales, conexiones clandestinas al servicio eléctrico y uso de fuentes de energía altamente contaminantes como carbón y kerosene para cocción y calentamiento del agua, entre otros (CAF, 2013).

Por último, en relación a la *sustentabilidad*, la teoría refiere al impacto ambiental tanto desde el lado de la explotación del recurso, como desde los usos que se hacen del mismo. La sustentabilidad apunta al desarrollo de fuentes renovables de energía para reemplazar cada vez más a las fósiles que son altas en emisiones de carbono y gases de efecto invernadero. En este sentido, la transición energética es un camino casi inevitable, por ejemplo, frente al método de extracción del GNC, conocido como *fracking*. Sin embargo, el gas natural convencional y no convencional, es un recurso abundante en nuestro país, es menos contaminante comparado con el carbón y el petróleo y posee una red de distribución que cubre gran parte del territorio argentino, lo cual puede interpretarse como un paso intermedio para alcanzar los objetivos que plantea una transición energética sostenible; entre ellos, la reducción de emisiones de CO₂ y la universalización de los servicios energéticos, a un precio accesible. Por otra parte, es necesario que se produzca una adaptación de la estructura energética a las nuevas fuentes, una modificación en las técnicas de explotación y producción, una modificación en las prácticas culturales, en los valores sociales, en los estilos de vida, en los objetivos que plantea la política, entre otros (Carrizo y Forget, 2020). Los grandes volúmenes de GNC de Vaca Muerta, podrían convertirse entonces, en un pilar fundamental para lograr la transición energética en nuestro país, donde podría plantearse un sistema energético híbrido, en el que vayan ganando terreno las fuentes de energía renovable y a la vez, se reduzca la explotación a través de la fractura hidráulica (Carrizo y Forget, 2020).

2.EL GAS NO CONVENCIONAL EN EL MUNDO

2.1 ¿Qué es el Gas No Convencional?

El Gas No Convencional (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*. Su dureza se explica a partir de la baja porosidad, es decir a partir de la capacidad para contener agua en ella. A medida que la profundidad aumenta el agua es más salada y la porosidad de la roca es menor, con lo cual primero es posible encontrar gas proveniente de rocas compactas de baja porosidad o semipermeables (*tight gas*) y luego a mayor profundidad, rocas que presentan menos porosidad consideradas casi impermeables, de las cuales se obtiene gas de esquisto, lutita o pizarra (*shale gas*); en ambos casos, se requiere el proceso de fractura hidráulica (*fracking*) para su extracción. A partir del proceso de catagenesis, se puede obtener de ella tanto petróleo como gas; en el caso del petróleo existe un rango de creación del mismo entre los 65°C y 175°C de temperatura: por encima y por debajo de ese rango se obtendrá siempre gas y pasados los 260°C, toda materia orgánica se destruye, pero el gas sigue siendo un elemento estable (Álvarez Pelegry y Suárez Diez, 2016).

Una cuenca es una depresión sobre la superficie de la tierra, formada por una potente acumulación de rocas sedimentarias donde es posible hallar zonas con yacimientos de hidrocarburos convencionales y no convencionales.

En cuanto a los yacimientos, se pueden distinguir dos tipos: *yacimientos convencionales* y *yacimientos no convencionales*. Ambos se originan a partir de la roca madre; sin

embargo, la principal diferencia radica en si se ha producido o no un proceso de migración líquida y/o gaseosa de petróleo y gas desde dicha roca originaria. En el caso de los **yacimientos convencionales**, se produce migración en forma de acumulación separada de petróleo y/o gas comercializable (almacén), que se encuentra entrampado por características geológicas del terreno (conformación del subsuelo, que no permite el escape lateral de hidrocarburos) y cubierta por un sello que puede ser una mezcla de lutita, arcilla y sales o barreras de agua que ejercen un sistema de presión sobre la trampa (Álvarez Pelegrý y Suárez Díez, 2016). En este tipo de yacimiento, es importante destacar que la *roca madre* es la **roca originaria** y que los hidrocarburos migrados y acumulados en un *almacén*, forman la **roca reservorio**. Esta última, presenta altos niveles de permeabilidad y porosidad y para su extracción y explotación comercial, se aplicarán métodos tradicionales/convencionales.

En los **yacimientos no convencionales**, no se da el proceso de migración y la roca madre es al mismo tiempo reservorio y sello, con lo cual la forma de extraer gas y petróleo deberá realizarse a través de la técnica de fractura hidráulica. En los reservorios de *shale gas* y de gas metano de carbón (CBM por sus siglas en inglés), no existe migración, pero en el caso particular del *tight gas* es posible en algunas ocasiones que sí suceda; aunque a poca distancia de la roca madre (Contreras, 2019).

2.2 Principales diferencias entre Gas No Convencional y Gas Convencional.

La principal diferencia entre el Gas No Convencional (GNC) y el Gas Convencional (GC), responde a la clasificación del tipo de yacimiento de donde se extrae el gas. Como se mencionó anteriormente, los yacimientos no convencionales no han experimentado un proceso de migración del gas hacia un almacén con trampa y sello de cobertura, como es el caso de los yacimientos convencionales. El GNC, requiere de un método de extracción no tradicional llamado fractura hidráulica o *fracking*.

El GNC se encuentra distribuido sobre áreas extensas a lo largo de la cuenca y en sus yacimientos no es significativa ni la presión (fuerza de empuje) ni la influencia de una columna acuífera, algo que sí sucede con los hidrocarburos convencionales. Además, el gas que está presente en el *shale* (lutita), adopta tres formas diferentes según su estado: **gas absorbido**, que es aquel que se adhiere a la materia orgánica de la roca madre-

reservorio, **gas libre**, que se encuentra en los microporos y/o microfracturas de la roca y **gas en solución**, que es aquel que se encuentra contenido dentro de otros líquidos como pueden ser petróleo o betún (Álvarez Pelegry y Suárez Diez, 2016).

Otra diferencia entre ambos tipos de gas, es la presencia de agua en el reservorio. El GC suele presentar niveles de contacto con agua, ya que se encuentra en rocas reservorios de alta porosidad/permeabilidad. A medida que aumenta la madurez del yacimiento que contiene a este gas, se incrementan las cantidades de agua. En cambio, en el caso del GNC, la presencia de agua es escasa o nula, salvo en el caso del CBM, donde a medida que aumenta la producción de gas metano en la roca reservorio, la presencia de agua se reduce. En relación a la posibilidad de seguir extrayendo reservas de los yacimientos, los de GC poseen capacidad de recupero justamente debido a fuerzas de empuje, aunque no sucede lo mismo con el GNC, el cual debe extraerse con fractura hidráulica para desarrollar permeabilidad. Más allá de la capacidad artificial de recupero de los pozos de GNC, la declinación en la producción, es más acelerada que para los pozos de GC; por esta razón deben perforarse más pozos de GNC que de GC (Contreras, 2019).

El método más empleado en la explotación de GNC, es la fractura hidráulica comúnmente llamada *fracking* la cual consiste en una técnica desarrollada por Estados Unidos a fines de los años cuarenta (IPPA, 2021) y que, en un principio, comenzó a aplicarse de manera vertical en los pozos convencionales. Hoy en día, se aplica tanto a pozos convencionales como no convencionales. La primera etapa consiste en la perforación del pozo hasta los 2.500 o 3.000 metros de profundidad donde se encuentra la roca generadora, para más tarde instalar un doble o triple encamisado de acero (*casing*) de alta aleación junto con cemento, quedando muy por debajo de los acuíferos para consumo humano. En la formación Vaca Muerta, por ejemplo, los acuíferos se encuentran a 300 metros de profundidad aproximadamente (Vaca Muerta Info, 2021). Una vez alcanzado el *shale*, comienza la perforación horizontal de entre 1.000 y 2.000 metros a lo largo de la roca (entre uno y dos kilómetros). A continuación, se baja un punzón eléctrico y se realiza un agrietamiento a lo largo de la fractura horizontal, rompiendo incluso la cañería de acero y cemento que recubre al pozo, para formar pequeñas grietas en la roca madre. En estas grietas, el agente de sostén suelen ser granos de arenas especiales inertes, que evitan el cierre de las mismas y permiten el paso del hidrocarburo a través de ellas. Las fracturas se van realizando por etapas con varios punzones (Plumer, 2015).

Luego, se bombea una mezcla de agua, arena sintética y químicos a alta presión dentro del pozo, que atravesarán las pequeñas fisuras y se irán acumulando en las grietas de la roca. Por otra parte, la arena servirá para mantener las grietas abiertas mientras los químicos contenidos en el agua, ayudarán a que el gas natural comience a filtrarse (Plumer, 2015; EPA, 2021). Estos aditivos químicos, tiene por función, limpiar la formación, prevenir goteos y reducir la tensión en la superficie; por ejemplo, algunos componentes derivados de la goma guar o celulosa (biodegradables), espesan el agua para que sea más fácil de ser transportarla a lo largo del pozo, aportando cierto grado de viscosidad (EERC, 2021).

La siguiente etapa consiste en colocar varios tapones de seguridad a lo largo del pozo, que impiden que el hidrocarburo que ha empezado a brotar de la roca, se dispare hacia la superficie; esta técnica se conoce como etapa de estimulación con tapones (Skalany, 2018). Una vez concluida esta etapa, se inicia la producción, en la cual fluyen los hidrocarburos hacia la boca del pozo, alimentados desde las micro fisuras abiertas en la roca madre y propulsados por la presión del agua y del hidrocarburo mismo que empujan para salir a la superficie. El agua de retorno que fluye con la presión antes que salgan los hidrocarburos, se conoce como *flow-back* y contiene algunos de los aditivos químicos inyectados con anterioridad, además de componentes naturales como sales, metales, elementos radionucleidos e hidrocarburos. Este tipo de agua se almacena en tanques para su posterior eliminación (enterrado) o tratamiento de reciclaje (EPA, 2021).

Por último, el gas es recibido por unidades de clasificación a través de válvulas y cañerías, para ser separado de restos líquidos; luego se envía a una planta descompresora y de tratamiento, para más tarde, ser dirigido hacia la línea de gasoductos o a plantas de GNL. La vida útil de un pozo no convencional es de entre 20 y 40 años (Plumer, 2015).

Actualmente existen en el mundo, cinco tipos de GNC de explotación comercial: Gas de esquisto, lutita o pizarra (*Shale Gas*), Gas de arenas compactas (*Tight Gas*), Gas de Centro de Cuenca (*Basin Centered Gas*), Gas Metano de Carbón (*Coal Bed Methane*) e Hidratos de Gas (*Gas Hydrate*). El presente trabajo se centrará sólo en los dos primeros, ya que son los principales producidos en la Cuenca Neuquina. Tanto el *Shale Gas*, como el *Tight Gas*, se encuentran atrapados en la roca madre en pequeñas gotas microscópicas que nunca migraron fuera de ella; la diferencia entre ambos, radica en el grado de

permeabilidad/porosidad de las rocas que los originan. La roca originaria de *Tigh Gas* es semipermeable mientras que la de *Shale Gas* es no permeable; sin embargo, ambos requieren fractura hidráulica para su extracción (Suárez, 2012; Fundación YPF y UNRN, 2015).

2.3 Principales países productores en el mundo.

Durante el año 2013, la firma de Recursos Avanzados Internacionales (ARI, por sus siglas en inglés), catalogaba el aumento de explotaciones no convencionales en el mundo como una especie de “*revolución del shale*”, señalando seis países fuera de los Estados Unidos que presentaban cuantiosas reservas de hidrocarburos de este tipo. Ellos eran: Canadá y Argentina, en plena actividad de explotación de volúmenes comerciales¹ y México, China, Argelia y Australia entre aquellos que aún no producían *shale* pero que se encontraban realizando tareas exploratorias al momento. Hacia el año 2014, China se incorporó como parte de los principales productores y Colombia, Rusia, Baréin y los Emiratos Árabes Unidos se embarcaron por su parte, en tareas exploratorias para la posterior explotación (Kuuskraa, 2013). A continuación, se detallan las características de los principales reservorios de GNC en el mundo en relación a su ubicación geográfica y sus niveles de producción; la cuenca neuquina, en Argentina, se abordará en el Capítulo 4 del presente trabajo.

Estados Unidos: Este país posee cuatro cuencas importantes para la producción de GNC: Marcellus, Utica, Bakken y Pérmica. En cuanto al método de extracción mediante fractura hidráulica horizontal, la producción en Marcellus, inició en el año 2003 (King, 2021a), en Utica a partir de 2010 (King, 2021a), en Bakken, de forma continua desde 2004 (EIA, 2011) y en la Pérmica, alrededor de 2012 (NGI, 2021).

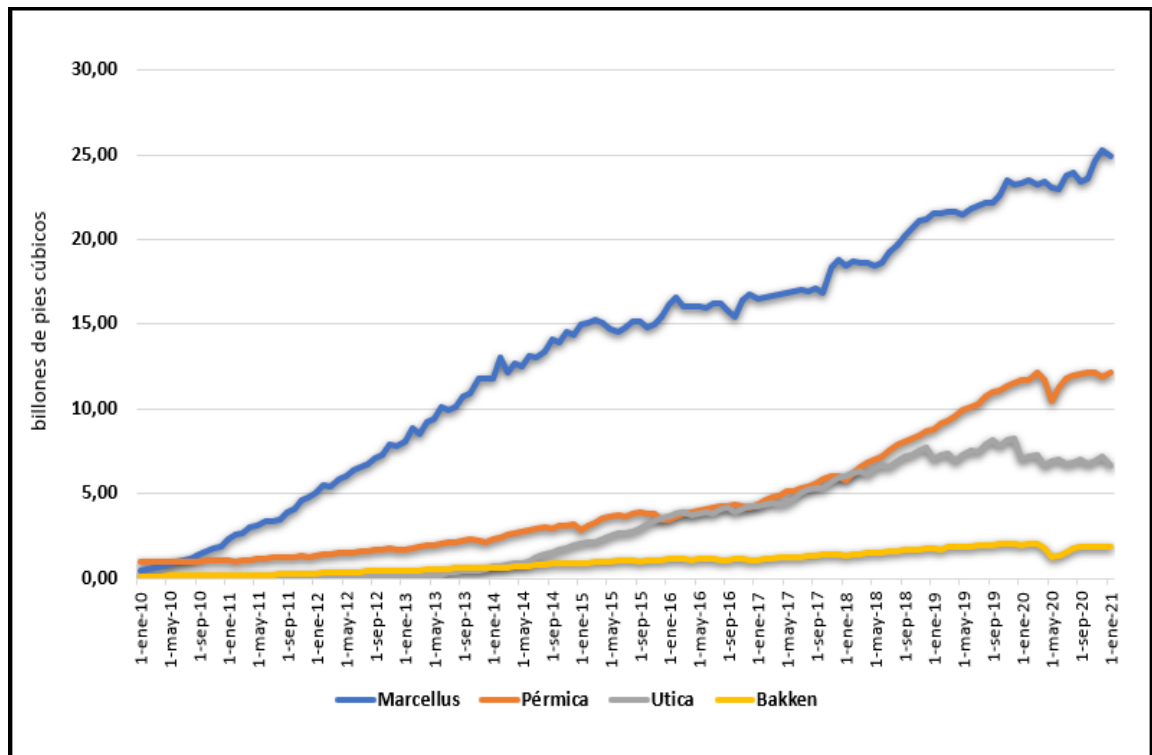
La Figura 1, presenta los niveles de producción de *shale gas* de las cuatro cuencas entre enero de 2010 y diciembre de 2020, tomando como referencia los valores de producción, al primer día de cada mes, en billones de pies cúbicos (EIA, 2021b). El Centro de Estudios de Energía, Política y Sociedad (CEEPYS), afirma en base a datos del EIA (2014), que la producción de Marcellus aumentó exponencialmente pasando de 4.8 billones a 14.6 billones de pies cúbicos en promedio por día, entre los años 2011 y 2014 (CEEPYS,

¹ Volúmenes de hidrocarburos posibles de extraer y comercializar, dada la tecnología existente.

2021). Por otra parte, el año 2019 fue especialmente destacable para Marcellus y Utica; las explotaciones provenientes de Ohio, Pennsylvania y Virginia del Este, representaron un tercio de la producción total estadounidense con 30 billones de pies cúbicos de gas aproximadamente, además de una caída en el precio respecto de la década anterior (Phillips, 2019). La cuenca Pérmica, experimentó un boom de producción en 2012 (NGI, 2021) puntualmente en las regiones de Barnett y Haynesville (Federal Reserve Bank of Dallas, 2012), pasando de 1.72 billones de pies cúbicos al 1 de diciembre de 2012, a casi 12 billones de pies cúbicos al 1 de diciembre de 2020 (EIA, 2021b). Entre 2010 y 2020, la cuenca que produjo más GNC, fue Marcellus, alcanzando 25.25 billones de pies cúbicos al 1 de diciembre de 2020 y la que menos produjo fue Bakken, con 1.89 billones de pies cúbicos para la misma fecha (EIA, 2021b).

Figura 1

Evolución del volumen de producción de shale gas, en las cuencas Marcellus, Utica, Pérmica y Bakken (1 ene 2010 – 1 ene 2021)



Fuente: Elaboración propia en base a datos del EIA (2021).

Las cuencas estadounidenses, presentan la siguiente localización territorial: Utica yace por debajo de Marcellus y ambas se extienden sobre la cuenca de los Apalaches, más específicamente sobre la zona Este de Norteamérica donde los pozos más ricos en hidrocarburos se encuentran hacia el Este de Ohio y el Oeste de Pennsylvania. Por otra parte, Bakken se ubica por debajo de los estados de Dakota, Montana Saskatchewan y Manitoba y es el resultado de una combinación entre esquisto, limo y arena; las tareas de exploración y producción se concentran en la cuenca de Williston (King, 2021b). Al sudoeste del país se encuentra la Cuenca Pérmica, la cual se extiende por el Este de Nuevo México y gran parte del Oeste de Texas y cubre un área de 194.250 kilómetros cuadrados aproximadamente. Está formada por un subgrupo de cuencas² y subyace las ciudades de Midland y Odessa (EIA, 2020). Además de la formación Marcellus, ésta es una de las mayores productoras de GNC y con mayor presencia de pozos perforados en Estados Unidos (The University of Texas Permian Basin, 2021). Texas también alberga la cuenca Eagle Ford, que se encuentra más al sur del estado subyaciendo incluso parte de México (Sallaway Engineering, 2014).

El liderazgo de Estados Unidos en la producción de GNC, responde a la caída de la producción en los pozos convencionales entre las décadas del '80 y '90. El precio del GNC estadounidense lo determinan sus cuantiosas reservas; se suele afirmar que el GNC producido en este país es el más competitivo (barato) del mercado internacional. Otro determinante clave de su precio, es la tecnología empleada en su explotación; el proceso productivo se hace más eficiente con lo cual a medida que aumenta la producción, bajan los costos. Además, Estados Unidos es competencia para otros países productores de GNC que desarrollan su actividad en alta mar y que se encuentran expuestos a mayor riesgo durante el proceso productivo. Por esta razón, la explotación se hace menos costosa en las formaciones Marcellus y Utica (pozos terrestres), que en el caso de las formaciones off-shore de Noruega, Mozambique, Rusia y Australia, por ejemplo (Seznec, 2019).

Hasta el año 2019, una gran cantidad de empresas buscaban incorporarse al mercado estadounidense de la mano de varios proyectos de inversión (Seznec, 2019), pero la producción de GNC comenzó a desacelerarse hacia el año 2020 como consecuencia de la

² Cuenca Central de la Plataforma, Cuenca Delaware, Cuenca Midland, Cuenca Ozona Arch y Cuenca Val Verde.

pandemia por Covid-19. El impacto de la pandemia sobre el sector, comenzó a notarse cuando Chevron, uno de los principales inversores de la cuenca, dejó de producir y fue adquirido por el grupo sueco EQT Partners (CISION, 2020). Además, varias compañías comenzaron a quemar el gas producido, al no poder comercializarlo durante ese periodo; tanto la oferta como la demanda cayeron, por lo cual el almacenamiento representó todo un desafío durante el año 2020. Cuando el almacenamiento no fue posible, se tuvo que detener la producción en los pozos (Phillips, 2019).

Canadá: Otro país que destaca en la producción de GNC, es Canadá, donde se encuentran cinco zonas de explotación importantes para el país: la Cuenca Sedimentaria del Oeste de Canadá (WCSB por sus siglas en inglés), la Cuenca Horn River, la Cuenca Montney, la Cuenca Liard y el reservorio Cordova Embayment.

La Cuenca WCSB, se extiende a lo largo de 1.400.000 kilómetros cuadrados por debajo de las provincias de Manitoba, Saskatchewan, Alberta, Columbia Británica y los Territorios del Noroeste. Esta abarca desde el Oeste en las Montañas Rocosas donde alcanza los 6.000 metros de espesor, hasta la Meseta Laurentina donde queda expuesta sobre la superficie en algunas zonas. La mayor explotación y producción de GNC, se encuentra en Saskatchewan (entre las provincias de Alberta y Manitoba), con una producción que pasó de casi 2 a 4 millones de pies cúbicos por día, entre 2011 y 2014 (CEEPYS, 2021).

Por otra parte, al norte de la Columbia Británica, donde se extienden las formaciones Jean Marie y Horn River, se encuentran los reservorios Horn River, Liard y Cordova Embayment y más al sur, se halla el reservorio Montney (Athabasca Minerals Inc., 2019). La actividad de explotación no convencional inició recién a mitad de los años '90, con las primeras perforaciones horizontales en Horn River y en Montney (Government of Canada, 2017). En la cuenca Horn River, se produce *shale gas* desde el año 2005; esta alcanza entre 1.900 y 3.100 metros de profundidad y su roca madre llega a los 280 metros de espesor. La Comisión de Petróleo y Gas (OCG por sus siglas en inglés), publicó en su informe de febrero de 2015, que la cuenca Horn River representó 25,7% del total de la producción de British Columbia, respecto de 2013 donde tan sólo representaba un 12,7% (NGI, 2021), con lo cual se puede asumir que la producción de la cuenca aumentó durante ese período.

Sin embargo, a partir de un relevamiento realizado por la Junta Nacional de Energía (NEB por sus siglas en inglés) en el año 2013, se informó de las dificultades que debía enfrentar el sector de GNC si tenía como objetivo incrementar los volúmenes de producción. Orientar recursos hacia la explotación de los reservorios de Horn River requería específicamente, desarrollar la actividad en un contexto alejado de las grandes urbes, deshabitado y sin gasoductos que simplificarán el transporte; esto implicaba un despliegue enorme de infraestructura y recursos para producir GNC con lo cual las perspectivas de competitividad estaban en riesgo en relación al precio del gas estadounidense. Por esta razón, comienza a cobrar mayor interés otra cuenca que yace a 70 kilómetros aproximadamente: la Cuenca Montney. Esta se encuentra cercana a la pequeña ciudad de Dawson Creek, donde la actividad petrolera y gasífera representó históricamente un pilar importante para su economía junto con la agricultura (NGI, 2021).

Montney es reservorio de *shale*, pero destaca su producción aún más por el *tight* gas. La explotación de GNC en esta cuenca, data del año 2005 al igual que en el caso de la cuenca Horn River. Puede alcanzar 300 metros de espesor en su roca madre y una profundidad para la perforación de entre 1.400 metros y 3.800 metros. Para el año 2013, se estimó que la producción comercializable fue de 271 trillones de pies cúbicos y hacia finales del 2015, se elaboró una comparativa entre la producción de ese año y el año inicial 2005, lo cual arrojó como resultado que la producción sobrepasó los 4.3 trillones de pies cúbicos durante los diez años transcurridos. Montney, se convirtió así en uno de los principales horizontes productivos para explotación de hidrocarburos no convencionales, en especial de GNC. Con el pasar de los años el número de pozos convencionales perforados fue declinando, a medida que se incrementaron las perforaciones no convencionales (horizontales). El gobierno de Canadá estimó en 2015, que esta cuenca aportó aproximadamente el 80% del total de la producción mensual en la Columbia británica. A partir del año 2013, se iniciaron las primeras perforaciones no convencionales en Liard y Cordova Embayment. Ambas son fuentes de GNC y aunque la roca reservorio presenta poco espesor, igualmente se consideran explotaciones relevantes para el país. La cantidad de pozos perforados, fue siempre en aumento desde las primeras tareas de explotación en 2013 (Government of Canada, 2017).

En cuanto a la demanda de mercado, ésta se divide geográficamente a partir del límite entre Saskatchewan y Manitoba, entre demanda Oeste y demanda Este. Cada una tiene

una planta de procesamiento distinta donde se realizan diferentes clasificaciones del gas natural; por ejemplo, la demanda Este se concentra principalmente en Ontario, en el sector residencial y de industrias pesadas y petroquímicas. El excedente de gas natural convencional siempre se exportó a los Estados Unidos, sin embargo, con la caída de los precios del GNC proveniente de los yacimientos Marcellus, Utica y Bakken, Canadá comenzó a perder poco a poco sus mercados de exportación en dicho país. Entre 2006 y 2014, Canadá sustituyó producción doméstica por importaciones de gas natural proveniente del mercado estadounidense, llegando a cubrir hasta un 30% de su demanda local. Los mercados de exportación en la frontera canadiense, se redujeron; algunos gasoductos de la provincia de Ontario se reconvirtieron a gasoductos bidireccionales para aumentar aún más las importaciones desde Estados Unidos (Gómez, 2015).

China: Dentro del continente asiático, se encuentra la cuenca de Sichuan, considerada la más grande de la República Popular de China. Se ubica al sudoeste, en la provincia de Sichuan (Dong et al., 2017). Además de la cuenca de Sichuan, existen otras cuencas de GNC; cuenca de Tarim, cuenca Junggar, cuenca de Ordos, cuenca de Songliao, cuenca de Bohai y la Cuenca del Norte de China. Todas ellas, son reservorio de *shale* y en el caso de Junggar, Ordos y Sichuan también se puede encontrar CBM (gas metano de carbón). En cuanto a explotación de GNC, el mayor volumen proviene de la cuenca de Sichuan hasta el momento (Caineng et al., 2010).

Durante el año 2014, las empresas nacionales chinas China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec) y PetroChina registraron entre las dos, un volumen de producción de GNC que representó en 1,5 % sobre el total de gas natural producido (CEEPYS, 2021). Sin embargo, durante 2018 se registró que la participación fue de 6,8%, lo cual demuestra un incremento importante en la explotación de la actividad no convencional en China (Zheng, 2019).

Una vez que China se embarcó en el desarrollo del GNC, incentivó permanentemente las inversiones dirigidas al sector (firmó contratos exploratorios con ExxonMobil, Shell y Total). Los yacimientos recuperables³ que posee el país, son considerados como los más abundantes en el mercado mundial y el mayor desafío al que se enfrenta China

³ Estos reservorios que posee China en sus cuencas, representan casi un 70% más que los de Estados Unidos, por lo cual el potencial es enorme.

actualmente, es el bajo desarrollo técnico para explotar GNC, dadas las características de la roca. Algunos estudios afirman que si China quiere cumplir las metas de explotación que se ha planteado, entonces deberá recurrir a herramientas de política para poder zanjear esta diferencia entre el desempeño actual y su potencial tecnológico, el cual se encuentra limitado por cuestiones técnicas y estructurales. En este contexto, Sinopec y la Corporación Nacional de Petróleo de China (CNPC), se han puesto al frente de la producción de GNC para impulsar el autoabastecimiento; ambas incrementaron su producción entre 2018 y 2019, aunque ésta se mantuvo constante entre 2019 y 2020 (Opportimes, 2021). Además, esperaban producir para 2020, 19 billones de metros cúbicos (bcm por sus siglas en inglés); sin embargo, la consultora Wood Mackenzie había estimado en 2018 que China sólo alcanzaría los 17bcm, con lo cual surgen dudas a largo plazo respecto de si se podrán alcanzar las metas de producción esperadas. Una posible solución es incrementar el número de pozos, teniendo en cuenta la productividad decreciente de estos (Zheng, 2019).

Las perspectivas de liderazgo de China en el mercado del GNC son bastante bajas actualmente, pues se enfrenta a varias desventajas como son: escasa disponibilidad de agua (el 60% de los recursos *shale*, se ubican en zonas áridas de bajo caudal acuífero y la misma se disputa con la agricultura, la industria y las áreas densamente pobladas), falta de gasoductos suficientes, e industria menos competitiva que la de Estados Unidos (las empresas estatales Sinopec y CNPC concentran la explotación y producción, mientras que en Estados Unidos existe una gran red de pequeñas y medianas empresas que compiten entre sí: la concentración de mercado en China, limita la posibilidad de mejorar las técnicas de extracción y reducir los costos). Por otra parte, el tipo de *shale* que posee China se encuentra a mayor profundidad, lo cual conduce a desafíos técnicos más complejos que requieren mayores costos de extracción que la producción convencional y dificultad para atraer inversiones (según PetroChina, los costos son de 20% a 30% superiores) (Aizhu, 2021). Otra desventaja importante, radica en la relación comercial entre China y Estados Unidos: La Agencia Internacional de Energía estadounidense (IEA por sus siglas en inglés), estima que la demanda doméstica de gas natural por parte de China, se incrementará hasta 2022, mientras que Estados Unidos incrementará aún más su producción con precios cada vez más competitivos en los mercados internacionales: esto disipa la posibilidad de que el país asiático se convierta en líder mundial de GNC, al

menos en el corto y mediano plazo (Zheng, 2019); además la producción de *shale* gas chino, fue tan sólo del 3% del total estadounidense, durante el año 2020 (Aizhu, 2021).

El GNC, no sólo es producido por los cuatro países líderes antes mencionados; en los últimos años, otros han comenzado a realizar tareas exploratorias y en algunos casos ya se dedican a explotar y producir hidrocarburos no convencionales. Entre estos países se encuentran: Argelia, Australia, Colombia, y México (CEEPYS, 2021).

Durante 2019, Argelia, se embarcó en tareas de exploración de dos cuencas donde se descubrió presencia de GNC: la cuenca Berkine y la cuenca del sudeste de la región de Tindouf. Actualmente, el país produce bajos niveles de gas natural a la par de un incremento en la demanda doméstica, lo cual ha derivado en un déficit energético (Ouki, 2019). Por otra parte, Australia es potencialmente uno de los mayores productores de GNL del mundo, lo cual ha motivado nuevas tareas exploratorias *off-shore* por parte de las empresas del sector. Mientras reina la prohibición a la fractura hidráulica y a la producción de gas metano de carbón en algunos Estados por cuestiones ambientales (Seznec, 2019), el Gobierno del Oeste de Australia (donde yacen los grandes reservorios de GNC del país), sostiene que a la fecha no se ha comprobado que el *fracking*, sea significativamente dañino para el medio ambiente (Government of Western Australia, 2021). En el caso de México, su principal reservorio se ubica en la denominada Cuenca de Burgos, la cual se extiende alrededor de un área de 50 mil kilómetros cuadrados entre los estados de Tamaulipas, Nuevo León y una pequeña parte de Texas, Estados Unidos. Durante el año 2017, México ocupaba el sexto lugar en cuanto a reservas no probadas, pero técnicamente extraíbles de GNC, sin embargo, la explotación compete contra otras actividades económicas y presenta elevados costos. Por el momento el objetivo inmediato apunta a la accesibilidad, con lo cual se sostiene la importación de gas barato desde Estados Unidos, en vez de producir mayores volúmenes a nivel local (Solís, 2017). Por otra parte, el *fracking*, divide opiniones: mientras gran parte de la opinión pública se opone a esta técnica de extracción, en 2016, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), otorgó permisos de explotación sin marco legal, exponiendo una falta de coordinación entre lo institucional y lo regulatorio (García, 2016). Por último, Colombia posee sus principales reservorios de GNC en la Cuenca Cesar Ranchería ubicada al norte del país y la Cuenca del Valle Medio de Magdalena, que se encuentra atravesada por el río que lleva su nombre y se asienta sobre la formación La Luna (Padilla, 2020).

Actualmente, el país se encuentra en tareas de exploración de algunos reservorios no convencionales, debiendo determinar cuales, son las zonas, las prácticas y la tecnología, adecuadas para embarcarse de lleno en la producción de estos hidrocarburos (Goldwyn, 2020). Durante el año 2016, la producción de los pozos estaba en caída, era evidente la falta de infraestructura en cuanto a gasoductos, transporte y almacenamiento y el marco regulatorio para inversiones, no era atractivo. Dentro de las dificultades a las que se enfrenta permanentemente Colombia, cabe destacar los conflictos políticos internos, como la destrucción de algunos gasoductos en forma de protesta por parte de las guerrillas, los bloqueos a las comunidades, lo cual dificulta el desarrollo de la actividad de explotación para las empresas que producen y la precaria regulación del *upstream* (Honoré, 2016). Hacia el año 2010, el principal productor de GNC era Chevron y en 2020 Ecopetrol; este último produce el 86% del total de gas del país y el 88,5% de las acciones de la empresa, las posee el Estado Nacional.

3.LA CUENCA DE VACA MUERTA Y SU IMPORTANCIA ESTRATÉGICA EN ARGENTINA

La matriz energética es la herramienta que permite identificar las distintas fuentes de energía primaria y secundaria que utiliza un país, midiendo el peso o participación de cada una de ellas sobre el total. A partir de ella es posible comparar consumos energéticos entre países para conocer cuáles son las fuentes que más utilizan y analizar la evolución de la matriz energética de un país, tomando cualquier periodo de tiempo de interés. La información que genera permite la planificación y el diseño de políticas para el sector.

En Argentina, a partir del año 2011, cobra gran relevancia pública una fuente de energía primaria que se aloja en la Cuenca de Vaca Muerta, en la Provincia de Neuquén; la misma posee enormes cantidades de reservas comercializables de gas natural no convencional. Teniendo en cuenta la tecnología y una mayor inversión orientada al sector, se puede afirmar que Vaca Muerta potencia el peso del gas natural dentro de la matriz energética y es allí donde reside su importancia estratégica como fuente de hidrocarburos no convencionales para alcanzar el autoabastecimiento.

En este capítulo, se realiza un análisis de la evolución de la matriz energética entre 1970 y 2010, para conocer los antecedentes energéticos respecto del gas natural en Argentina, previos al periodo 2010-2020 donde comienza la producción de GNC en Vaca Muerta.

3.1 Matriz energética argentina y gas natural

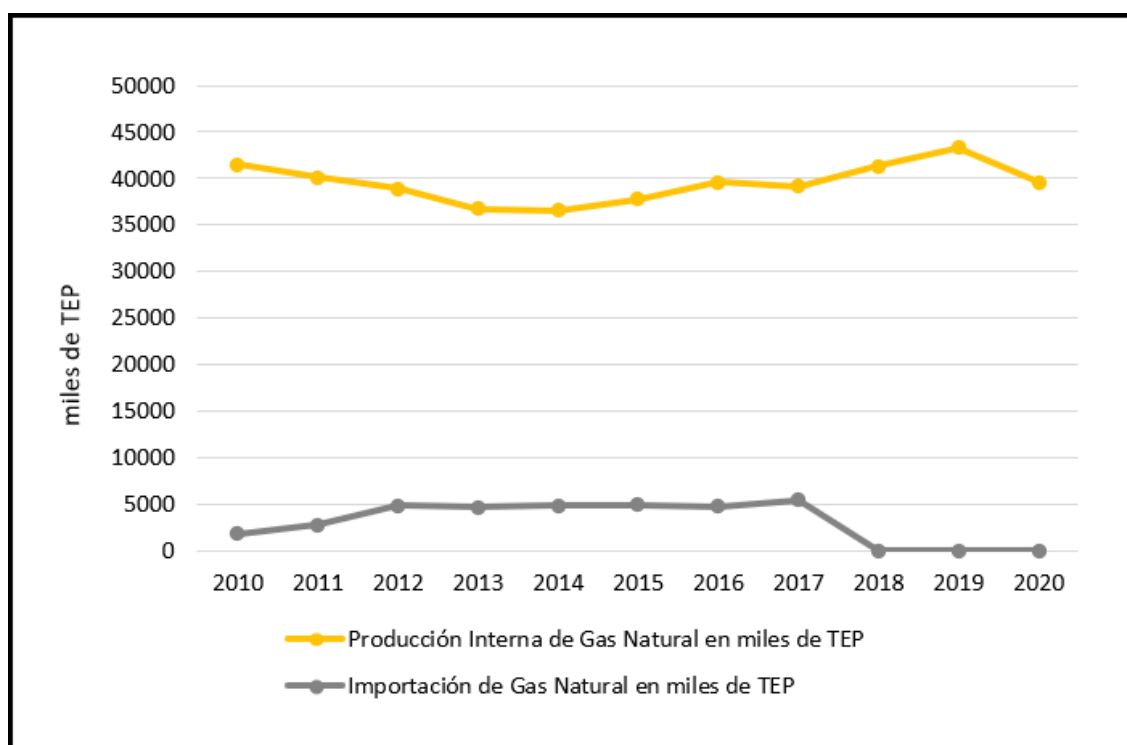
Antes de destacar la importancia estratégica de la cuenca de Vaca Muerta, es menester mencionar algunas características generales que posee la matriz energética argentina en cuanto a las distintas fuentes o recursos que la componen, la oferta y la demanda, así como la evolución de la misma desde los años '70 hasta la actualidad.

Se puede definir a la matriz energética como una clasificación o representación cuantitativa de distintas fuentes de energía primaria y secundaria, que permite identificar el peso de cada una de ellas sobre el total de energía producida y consumida dentro de un país. La matriz energética primaria, es un instrumento de planificación del sector ya que permite realizar análisis comparativos entre producción y consumo internos, así como en

relación a otros países. Se elaboran cada año y se utilizan para realizar comparaciones interanuales, mostrando la evolución de las variables en el tiempo (Cárdenas, 2021). El balance energético nacional (BEN)⁴ juega aquí, un rol muy importante en el análisis de la matriz y sus componentes, ya que se lo considera como el principal instrumento estadístico dentro del sector energético para definir políticas a mediano y largo plazo (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019b). A partir de los Balances Energéticos comprendidos entre 2010 y 2020 (Secretaría de Energía, 2021a), se puede observar cómo evolucionó la Producción Interna de Gas Natural Total en el país, comparada contra la importación de este recurso (Figura 2).

Figura 2

Evolución de la producción interna y la importación de gas natural total, entre 2010 y 2020, en Argentina



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

⁴ El primer Balance Energético Nacional se creó en el año 1961. Fue sufriendo algunos cambios con el pasar de los años y tuvo una importante modificación en su metodología durante el año 2015.

Entre el año 2010 y 2013, se observa una caída de la producción interna de gas natural, junto con una leve suba de las importaciones. Cabe destacar que, durante dicho subperiodo, en el año 2012, se produjo la estatización de la compañía YPF y la salida de la multinacional Repsol. Por lo tanto, para hacer frente a esta contracción de la producción local, se elevaron las importaciones. Durante el año 2018, de la mano del “boom” de producción en Vaca Muerta (FARN, 2021), la producción interna de gas natural remontó casi hasta los mismos niveles del año 2010 y mantuvo una tendencia al alza hasta el traspaso de gobierno en 2019, donde cayó hasta el año 2020. Respecto de las importaciones, estas cayeron fuertemente a partir del 2017 y se mantuvieron estancadas hasta finales del periodo. En particular, durante el año 2020 comenzó la pandemia por Covid-19, la cual forzó el cese de gran parte de la actividad productiva en el mundo y afectó como consecuencia al mercado del gas natural.

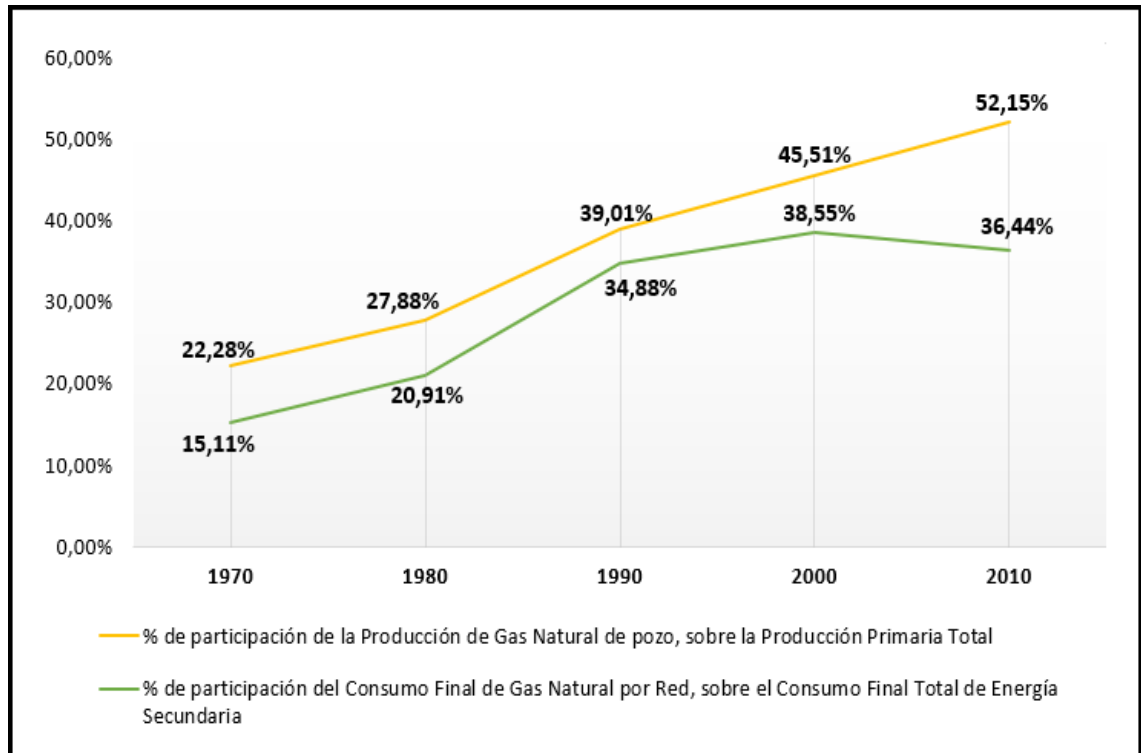
Por otra parte, en la Figura 3, se puede observar la evolución de algunas variables que componen la matriz energética entre las décadas de 1970 y 2010, tomando los datos de participación porcentual sobre el total, de la producción de gas natural de pozo sobre la producción total de fuentes primarias y del consumo final de gas natural por red sobre el consumo final total de energía secundaria. Entrada la década de 1990, la producción de gas natural de pozo, se disparó hasta alcanzar volúmenes cercanos a los de la producción de petróleo; recién en la década del 2000, el gas natural superó al petróleo. En las décadas del 2000 y del 2010, se observa en los Balances Energéticos respectivos, que la participación porcentual del gas natural de pozo sobre el total de la oferta primaria interna, creció entre ambas décadas (Secretaría de Energía, 2021a).

Respecto al consumo final de gas natural, se relevaron datos del consumo final de gas natural distribuido por red, por parte de los sectores residencial, comercial y público, transporte, agropecuario e industrial, dentro de la energía secundaria, entre las décadas de 1970 y 2010. Durante el subperiodo 1970-2000, se produjo un aumento extraordinario del consumo de gas natural; sin embargo, a partir del subperiodo 2000-2010, se observa una caída de 2,11% (Secretaría de Energía, 2021a). La variación punta a punta de todo el periodo, resulta en: un incremento de 29,87% en la participación de la producción de gas natural de pozo, sobre el total de los recursos primarios y un aumento de 21,33%, de la participación del consumo final de gas natural distribuido por red, sobre el total de los

recursos secundarios. En otras palabras, aumentó tanto el consumo final como la producción, en términos relativos.

Figura 3

Evolución de la producción y consumo de gas natural en términos relativos, entre 1970 y 2010

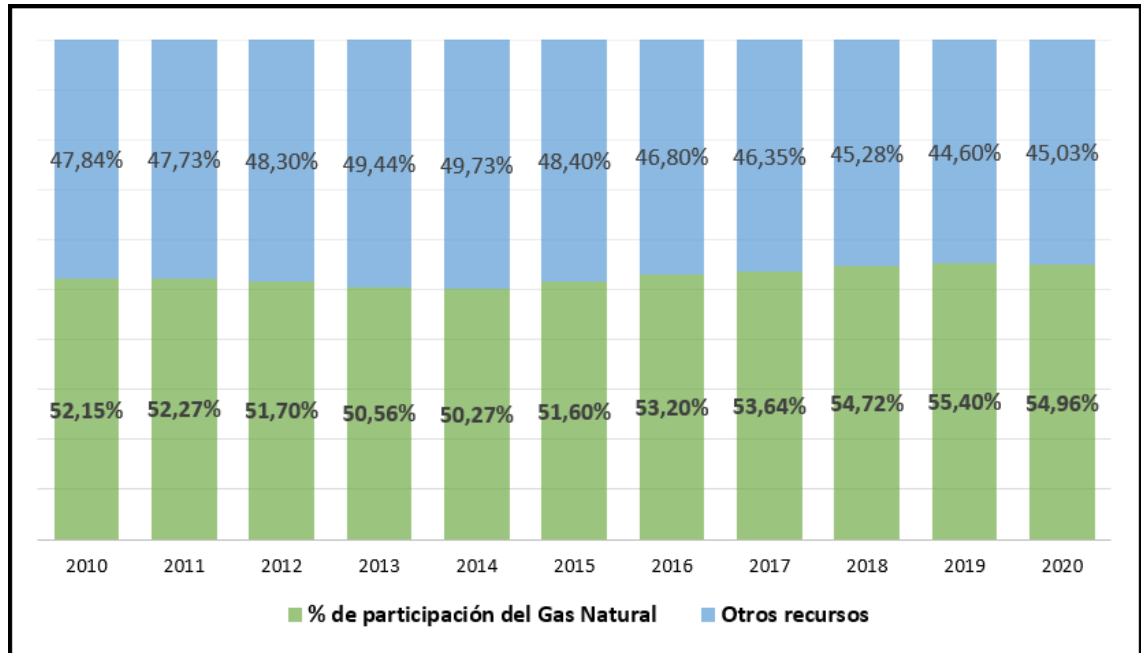


Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía (2021).

Por otra parte, teniendo en cuenta el mercado del gas natural dentro del periodo que importa al presente trabajo, se puede afirmar, que en relación a la *producción interna de energía primaria*, durante el periodo 2010-2020, el recurso fósil mayormente producido fue el gas natural de pozo, comparado contra otros recursos disponibles como son, la energía hidráulica, la energía nuclear, el petróleo, el carbón mineral, la leña, el bagazo, los aceites vegetales, los alcoholes vegetales, la energía eólica, la energía solar, entre otros. La Figura 4, recoge la producción de gas natural total en boca de pozo entre 2010 y 2020 en Argentina, la cual representó casi 53% en promedio sobre la producción total de fuentes primarias (Secretaría de Energía, 2021a).

Figura 4

Participación porcentual de la Producción de Gas Natural, sobre la producción total de fuentes primarias, durante el período 2010-2020

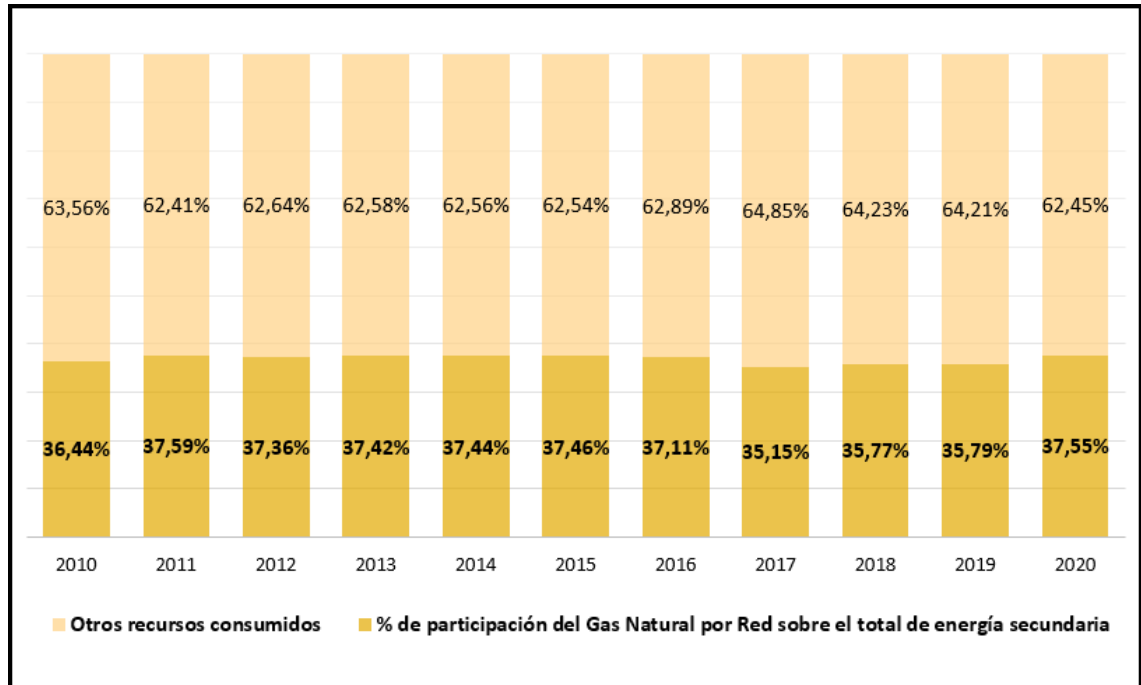


Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía (2021).

En cuanto a la *demanda de gas natural* entre 2010 y 2020, la Figura 5 muestra como el gas natural distribuido por red, representó alrededor del 37% en promedio sobre el consumo final total de energía secundaria, contra otros recursos energéticos demandados tales como energía eléctrica, gas de refinería, gas licuado, gasolina natural, otras naftas, motonafta total, querosene y aeroquerosene, diesel oil y gas oil, fuel oil, carbón residual, gas de coquería, gas de alto horno, coque, carbón de leña, bioetanol y biodiesel (Secretaría de Energía, 2021a).

Figura 5

Participación del Gas Natural Distribuido por Red, sobre el consumo final total de energía secundaria, entre 2010 y 2020



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

De esta manera, se puede deducir que durante esta etapa la penetración del gas natural en la matriz energética fue elevada, tanto en producción como en consumo, teniendo en cuenta las importaciones necesarias para abastecer a la demanda de los distintos sectores. Esta predominancia del gas natural por sobre otras fuentes de energía primaria, determinan la importancia estratégica de este recurso para el país. Argentina posee una alta dependencia respecto del mismo y en este contexto aparece Vaca Muerta como una gran oportunidad de autoabastecimiento energético, principalmente de explotación no convencional, dadas las características de la formación.

3.2 Penetración del gas natural en la matriz energética, durante el período 1970-2010

La explotación de gas natural en Argentina, se inició a fines de los años '40 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 (Rolando, 2010).

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. Esta necesidad de invertir en gas natural, surgió a partir de que las grandes urbes recurrían a otras fuentes de energía menos eficientes para actividades domésticas que derrochaban grandes cantidades de calorías. Por ejemplo, si una actividad requería el gasto de 100 calorías en gas natural, al utilizar querosén se gastaban 160 calorías, con carbón vegetal 281 calorías y con electricidad 335 calorías; por lo tanto, el gas natural permitía economizar las actividades productiva y residencial. Uno de los motivos por los cuales se apreciaba el gas de Comodoro Rivadavia, era porque requería poco tratamiento previo y tenía mayor pureza a diferencia de los gases manufacturados, resultando menos costoso para el país. Este primer gran gasoducto, se extendió por 1.700 kilómetros aproximadamente y atravesó algunas poblaciones como son: Rawson, San Antonio Oeste, General Conesa, Bahía Blanca, C. Pringles, Olavarría, Azul y Cañuelas (Rolando, 2010).

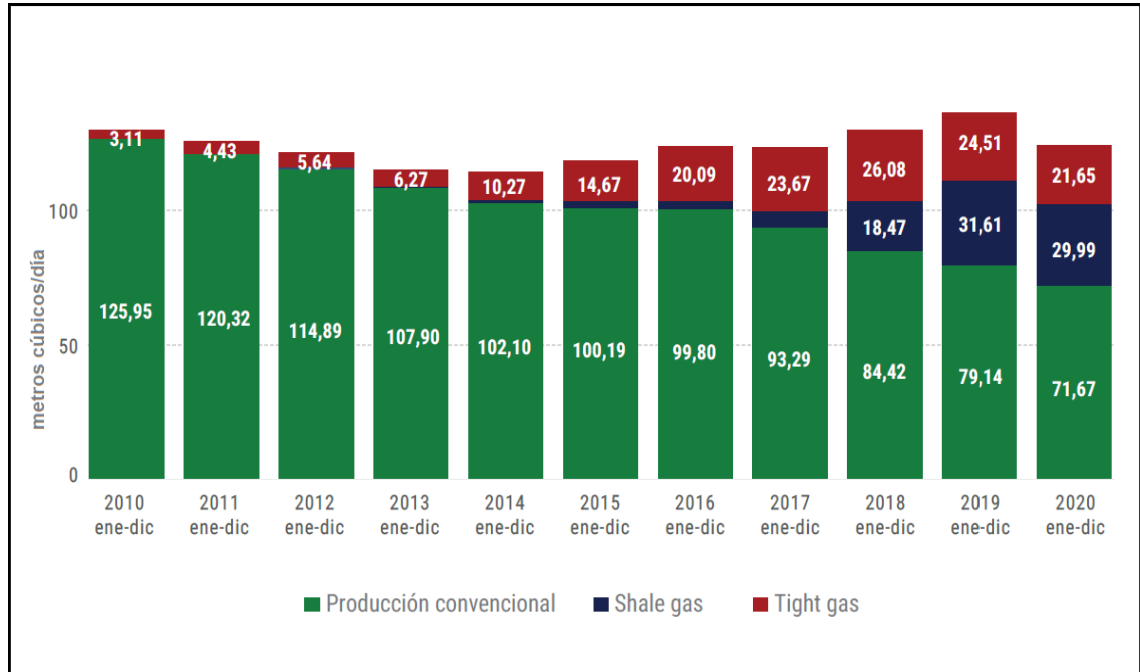
Alrededor de los años '70, se produjo el descubrimiento del yacimiento Loma La Lata, ubicado en la formación Sierras Blancas en la provincia de Neuquén; el mismo fue descubierto oficialmente en 1918, pero el principal pozo de petróleo fue encontrado recién en el año 1977 y su explotación comenzó en 1980 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 metros cúbicos 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.

Por otro lado, una particularidad del gas natural, es su origen por tipo de explotación: durante el periodo 2010-2020, el gas de explotación no convencional ha tenido cada vez mayor participación dentro de la producción bruta total, mientras los pozos convencionales disminuyeron su productividad (Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén, 2018). En 2010, aún no se explotaba *shale gas* (Secretaría de Energía, 2021d), por lo cual la producción de GNC fue de apenas 3,11 metros cúbicos 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 metros cúbicos 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 (ENARGAS, 2021c).

Imagen 1

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



Fuente: ENARGAS (2021).

3.3 El complejo Vaca Muerta

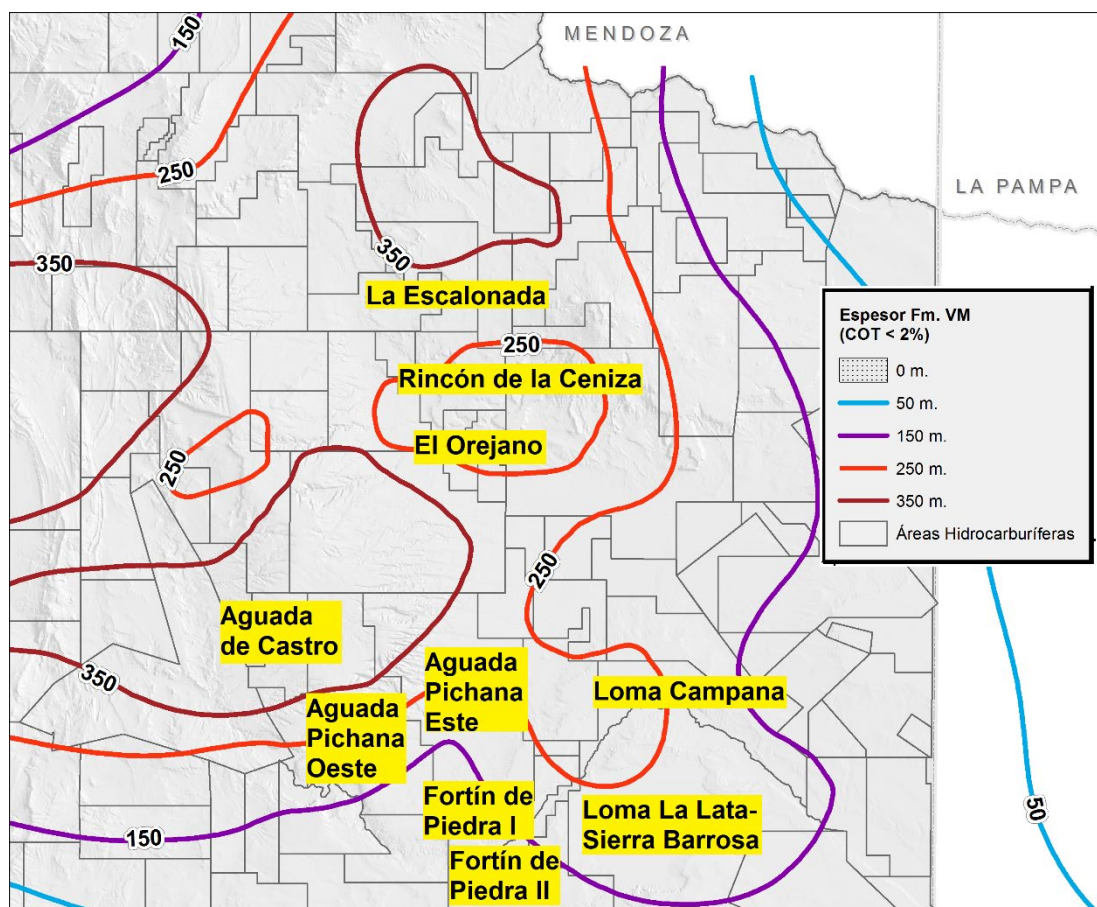
La formación descubierta por el geólogo y paleontólogo estadounidense Charles Edwin Weaver (1880-1958) en 1931, es una roca madre y reservorio, ubicada en la Cuenca Neuquina. Se originó a partir de restos de materia orgánica y algas depositadas en el fondo de un lecho marino de la Era Jurásica a muy baja profundidad y en ausencia de oxígeno, lo cual resulta favorable para la acumulación y preservación de dicha materia. La antigüedad de la cuenca 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 data del período Valangiano (Cretácico Temprano) (Alonso et al., 2014).

La extensión aproximada de la cuenca neuquina se calcula en 36.600 kilómetros cuadrados, llegando a tener entre 11 y 1.250 metros de profundidad en algunas zonas. En

relación a la profundidad de la cuenca, la 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). En cuanto al contenido de materia orgánica de la roca, existen espesores que varían entre 800 metros en el centro de la cuenca, hasta 50 metros en los bordes; el espesor promedio para la provincia de Neuquén es de 300 metros de espesor de materia orgánica (Imagen 2). 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).

Imagen 2

Espesor de la Formación Vaca Muerta, en metros, por zonas de explotación de Gas No Convencional, en la Provincia de Neuquén



Fuente: Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén (2021).

Actualmente, las zonas de mayor explotación de GNC dentro de la formación Vaca Muerta son: Fortín de Piedra, Aguada Pichana, El Orejano y el Bloque Loma La Lata-Sierra Barrosa (Imagen 3). El yacimiento El Orejano, situado en el corazón de Vaca Muerta, es uno de los principales reservorios de GNC dentro de la cuenca desde el año 2013 y fue desde entonces el primer proyecto masivo de su tipo, hasta el año 2019 donde fue superado en volumen de producción por los yacimientos Fortín de Piedra y Aguada Pichana. El Orejano, es operado por YPF S.A. junto con la petroquímica estadounidense Dow (OETEC, 2020a).

Por otra parte, el yacimiento Fortín de Piedra, se encuentra al sur de El Orejano (Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén, 2018) y es operado por la compañía Tecpetrol. Fue el yacimiento con mayor volumen de producción de *shale gas* entre 2016 y 2019. Sin embargo, considerando la variación interanual entre julio 2019 y julio 2020, se produjo una contracción de la producción de 9,8%, pero en términos generales, continúa liderando dentro de Vaca Muerta en cuanto a volúmenes de producción (OETEC, 2020b).

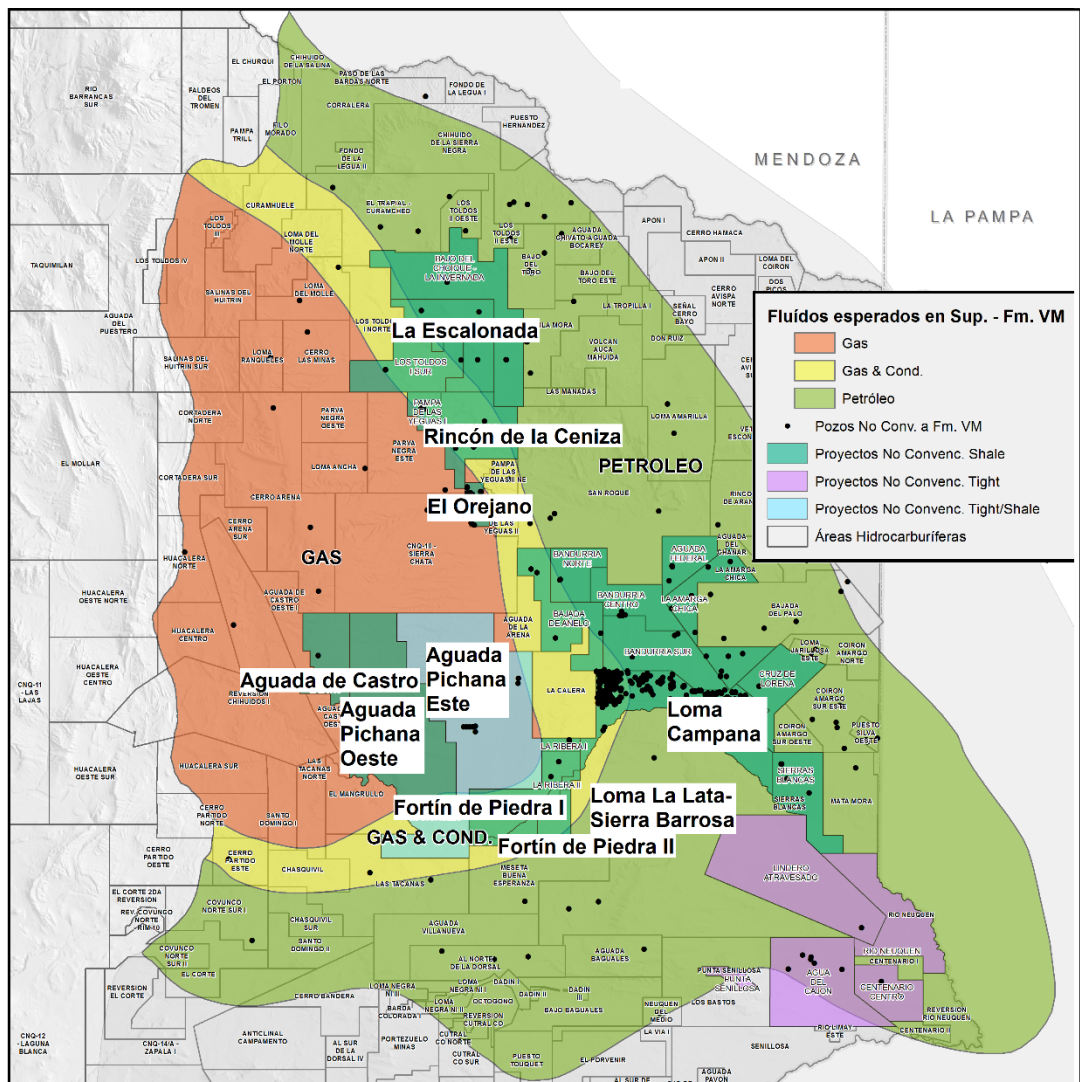
En el caso de Aguada Pichana, la empresa YPF, descubre en 1971 con ayuda de la sísmica de reflexión (método de exploración geofísica del subsuelo), un gran potencial de gas natural presente; la misma, se encuentra ubicada a medio camino entre El Orejano y Fortín de Piedra (Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén, 2018). En 2017, en el marco del *Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales*, se acordó la participación de las compañías Total, YPF S.A., PAE y Wintershall, dentro de los reservorios de Aguada Pichana Este, Aguada Pichana Oeste y Aguada de Castro, con una inversión total estimada en 15.000 millones de dólares a 35 años y un pico de producción entre las tres áreas, que podría llegar a cubrir 30% del consumo final de gas natural de todo el país (Revista Petroquímica, 2017). En 2018, la empresa Total, comenzó un proyecto en explotación de GNC similar al de Aguada Pichana, en La Escalonada y en Rincón de la Ceniza, junto con las compañías Gas y Petróleo de Neuquén y Shell (Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén, 2018).

Por último, al Este de Fortín de Piedra, se ubica el bloque Loma La Lata-Sierra Barrosa, el cual destaca principalmente por la producción de petróleo no convencional, pero

también produce GNC al compartir este recurso con las zonas aledañas Aguada Pichana, Fortín de Piedra y El Orejano (Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén, 2018).

Imagen 3

Principales explotaciones de Gas No Convencional en Vaca Muerta, Provincia de Neuquén



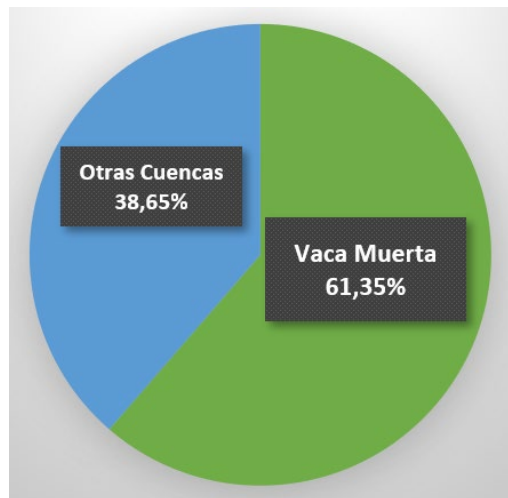
Fuente: Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén (2021).

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, dadas las características de la formación (Secretaría de Energía, 2021d). Esta última, aportó el 61,35 % del gas natural total del país (ENARGAS, 2021c) a la matriz energética en el año 2020, como indica la Figura 6.

Figura 6

Participación porcentual de la Cuenca Vaca Muerta, en la producción total de Gas natural del país, en 2020

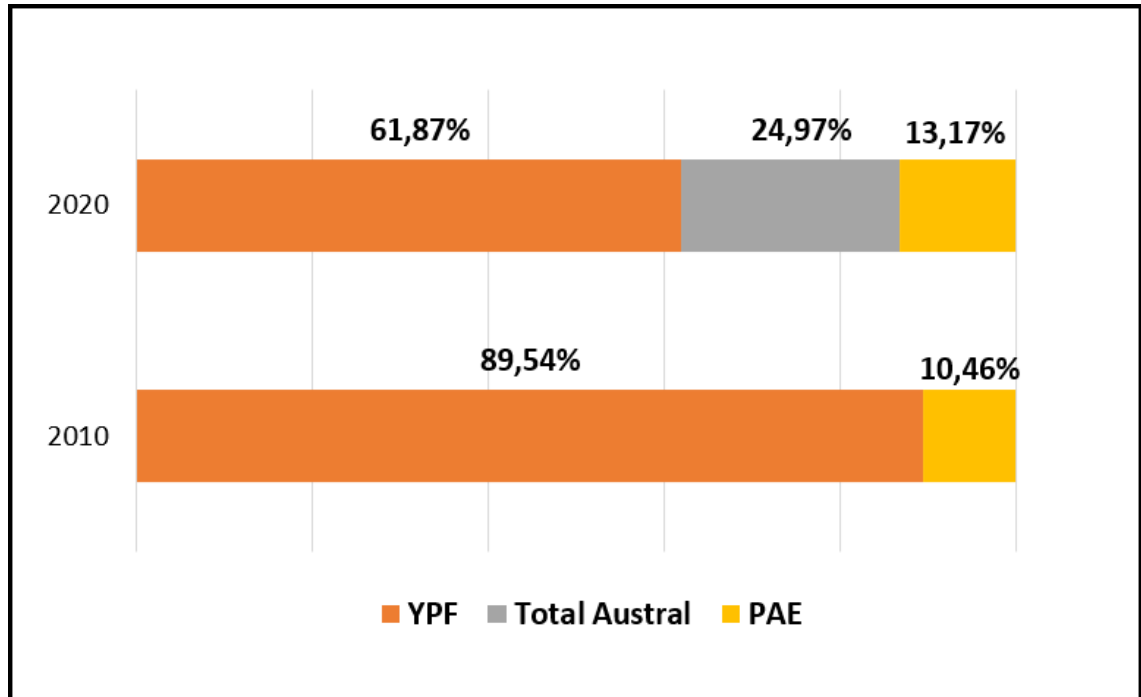


Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENARGAS (2021).

En cuanto a las empresas operadoras, se puede mencionar a las tres líderes en gas natural convencional y no convencional: YPF, Total Austral y Pan American Energy (ENARGAS, 2021c). Sin embargo, sólo teniendo en cuenta la producción de GNC (*shale gas* y *tight gas*) y realizando una comparación entre el principio y el final del periodo 2010-2020, se registraron a partir de datos provistos por la Secretaría de Energía en 2021, los siguientes porcentajes de participación de cada operadora, sobre la producción total de GNC, tal como indica el Figura 7.

Figura 7

Producción de Gas No Convencional, según principales productoras/es en Argentina, entre 2010 y 2020



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

Se puede observar que tanto YPF como PAE, han conservado su liderazgo en la producción de GNC en el país, tanto a comienzos del periodo como a finales del mismo. El creciente interés por parte de las empresas hidrocarburíferas, se evidencia a partir del repunte de producción de GNC por parte de la compañía Total Austral a partir del año 2013, aunque de manera intermitente (Secretaría de Energía, 2021d); sin embargo, esto contribuyó a diversificar aún más la producción y la oferta interna. A partir de 2016, Total Austral comienza a producir GNC de forma continua (Secretaría de Energía, 2021d), participando en once bloques dentro de la cuenca, los cuales representan aproximadamente un 6% de la superficie total de la Provincia de Neuquén. El gas natural, representó un 90% de la producción total de la empresa, durante el año 2016 (Observatorio petróleo sur, 2018).

Cabe mencionar que, en mayo de 2011 la entonces presidenta de la Nación, Cristina Fernández, anunciaba por cadena nacional el descubrimiento de enormes reservorios de hidrocarburos no convencionales en la formación Vaca Muerta (Gobierno de la Provincia de Neuquén, 2011) y destacaba la importancia estratégica para la Argentina en un contexto de crisis energética y caída de la oferta primaria local. En abril de 2012, la relación entre el Gobierno Nacional e YPF, que en ese momento se encontraba asociada a Repsol (compañía multinacional de energía de origen español), derivó en el pase del 51% de las acciones de la empresa, a manos del Estado. Esta decisión del ejecutivo nacional resultó clave para declarar de interés público a la actividad hidrocarburífera; los principales objetivos alrededor de la medida, fueron: recuperar la soberanía energética y frenar el supuesto vaciamiento de la empresa que dio lugar a una caída en la producción. Más allá de los objetivos expuestos, el disparador inicial del conflicto, fue el cobro de hasta 30% de sobreprecio en el gasoil durante enero del 2012 a consumidores mayoristas por parte de YPF-Repsol y otras cuatro empresas del sector; el Estado Nacional subsidiaba el precio del combustible para el transporte, con lo cual también resultó perjudicado. Es así como el Poder Ejecutivo y las provincias, le exigieron a la compañía, que cumpliera con sus obligaciones en materia de inversión y producción, lo cual desencadenó la intervención por parte de la expresidenta, unos meses después (Koziner y Zunino, 2013). Iniciada esta nueva etapa con mayor presencia estatal, se estimaron inversiones por 270 millones de dólares en 2011 y una cifra cercana, para 2012 (Gobierno de la Provincia de Neuquén, 2011).

4.EL MERCADO DE GAS NO CONVENCIONAL EN ARGENTINA

4.1 El marco regulatorio de la actividad hidrocarburífera y su evolución en el tiempo

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. Estableciendo una línea cronológica, a continuación, se puede observar la evolución del marco legal que envuelve a la actividad hidrocarburífera.

A mediados del año 1967, se promulgó la primera Ley de Hidrocarburos del país, con el objetivo principal de regular la actividad petrolífera. Esta ley fundacional afirma en el Artículo 1, que el Estado Nacional será dueño de todos los yacimientos de hidrocarburos del país ya sean terrestres o marítimos. En el Artículo 2, menciona que las tres etapas de la cadena productiva energética serán llevadas a cabo por parte de empresas privadas, estatales, o mixtas. Por último, en el Artículo 10 se refiere a las categorías que alcanzan a las tareas de exploración y explotación de los hidrocarburos, como zonas probadas y zonas posibles: las zonas probadas son aquellas que consisten en trampas estratigráficas, donde existan hidrocarburos que se puedan extraer para su comercialización y las zonas posibles, serán todas aquellas que no entran en la categoría anterior (InfoLEG, 2021b).

En 1989, a partir de la Ley de Reforma del Estado N°23.696, se produjo la privatización de empresas estatales junto con la reforma y la desregulación del sector energético. Durante esta etapa, cambió la forma en la que se comenzarían a conceder los permisos de exploración y explotación a las empresas hidrocarburíferas (Bindon, 2017).

En 1992, se privatizó YPF, mediante la Ley de Federalización de los Hidrocarburos N°24.145 y quedaron desregulados el transporte y la comercialización de gas natural, a través de la Ley N°24.076 junto con la privatización de Gas del Estado (Bindon, 2017).

En 2001, con la caída del Plan de Convertibilidad se promulga la Ley de Emergencia Económica N°25.561 y se paralizan y pesifican las tarifas de servicios públicos entre las cuales figura la de gas natural (Bindon, 2017).

En 2004, se conceden explotaciones *offshore*, las cuales hasta el momento no se encontraban adjudicadas específicamente y comienzan a ser otorgadas por parte de una

nueva institución que nace con la Ley N°25.943: Energía Argentina S.A. (ENARSA) (Bindon, 2017).

En 2007, la Ley N°29.197 conocida como Ley Corta, modificó la ley de base e impulsó al Estado Nacional a conceder 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 (19 kilómetros aproximadamente). Así mismo, se extendió el vencimiento de los contratos bajo una visión de largo plazo en torno a la actividad hidrocarburífera (Bindon, 2017).

En el año 2012, se promulgó la Ley N°26.741 de “Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina”, la cual tuvo como principal objetivo el autoabastecimiento energético del país a partir de tareas de exploración y explotación de los recursos fósiles nacionales. De la mano de esta ley se produjo, además, el traspaso del 51% del patrimonio de YPF-Repsol a manos del Estado Nacional, por considerarse de carácter público y estratégico. Por otra parte, a través del Decreto N°1.277, se creó la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (Bindon, 2017).

En 2014, la Ley de Hidrocarburos originaria vuelve a modificarse una vez más a través de la Ley N°27.007, la cual establece la diferencia fundamental entre **explotaciones convencionales y no convencionales**; sin embargo, las licitaciones otorgadas a las empresas operadoras se mantiene sin modificaciones ya que una misma empresa puede realizar tareas de exploración y explotación sobre ambos tipos de hidrocarburos (Bindon, 2017).

En cuanto a las concesiones y los plazos de tareas de exploración y explotación contempladas en la última modificación de la Ley Nacional de Hidrocarburos, quedó estipulado lo siguiente: se otorgarán concesiones o permisos de exploración durante 4 años con posibilidad de ampliar el plazo hasta 5 años, tanto en el caso de áreas terrestres como áreas *offshore*; en total se otorgarán plazos de hasta 13 años. Por otra parte, en el caso de las tareas de explotación (producción) terrestre, quedará establecido un plazo de hasta 35 años y en el caso de las explotaciones *offshore*, la concesión será de hasta 30 años. En ambos casos, cabe la posibilidad de establecer una prórroga para extenderlo hasta 10 años más (Marval, O’Farrel y Mairal, 2014).

En relación a la cantidad de permisos que puede otorgarse por empresa operadora, la última modificación de la ley, eliminó los topes máximos que establecían un límite de 5 concesiones a cada una. La adjudicación de los permisos, debe realizarse mediante licitación pública teniendo en cuenta el dominio sobre el área de explotación que tienen las provincias, asignándose bajo el criterio de que las inversiones representen el mayor beneficio para las mismas. Además, existe un régimen promocional para aquellos proyectos hidrocarburíferos que inviertan 250 millones de dólares en 3 años, donde se prevén beneficios de hasta 20% sobre la producción a partir del tercer año de explotación no convencional. Por otro lado, las empresas enmarcadas en este régimen, deberán realizar dos aportes a la provincia poseedora del yacimiento: la empresa operadora deberá aportar un 2,5% de su inversión y el Estado Nacional un porcentaje a determinar por parte de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (Marval, O'Farrel y Mairal, 2014).

4.2 Tratamiento fiscal de las empresas de hidrocarburos

Con la última modificación de la Ley Nacional de Hidrocarburos en el año 2014, se realizó un acuerdo entre el Estado Nacional y la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI), donde se estableció un marco fiscal y tributario uniforme para las actividades hidrocarburíferas municipales y provinciales. Como parte de este acuerdo, la alícuota sobre los ingresos brutos no deberá exceder el 3% para las actividades de extracción y una vez concedidos cualquiera de los permisos mencionados anteriormente, no será posible la creación de nuevos impuestos por parte de las provincias o municipios, salvo en casos específicos como el incremento uniforme de los impuestos o contribuciones por mejoras (Marval, O'Farrel y Mairal, 2014).

4.2.1 Impuestos y regalías en la Provincia de Neuquén

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 y concesiones. Algunos de los ingresos que monitorea este organismo son: regalías hidrocarburíferas, cánones de exploración, explotación, producción y transporte de hidrocarburos, bonos de prórroga para extender plazos de

contratos, responsabilidad social empresaria, ingresos en el marco del Plan Gas I, II, III y IV, indemnizaciones por daños en terrenos fiscales, ingresos del Programa de Estímulo a las Inversiones en desarrollo de Producción de Gas Natural Proveniente de Reservorios No Convencionales de la Cuenca Neuquina, entre otros (Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén, 2018).

En el caso específico de las *regalías*⁵, los responsables del pago de las mismas serán, todas aquellas empresas operadoras de actividades hidrocarburíferas que sean titulares de permisos de exploración y explotación. Durante la etapa exploratoria o tareas de campo, se pagará una alícuota de 15% en regalías sobre cualquier tipo de gas (convencional o no convencional) 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. El cálculo de las regalías sobre GNC surge de multiplicar la producción total mensual de GNC por su valor en boca de pozo y aplicando el porcentaje de la alícuota correspondiente por tipo de explotación. Por otra parte, las regalías se reparten de la siguiente manera: alrededor de 80% para Rentas Generales de la Administración Pública Provincial, alrededor de 14% para Coparticipación a Municipios y el resto para el Instituto Autárquico de Desarrollo Productivo (IADP). El no pago de regalías, constituye una falta penada por multa con posibilidad de suspender la concesión o permisos, una vez pasados los 3 meses de la fecha de vencimiento de pago (Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén, 2018).

En comparación con el resto de ingresos que percibe la provincia de Neuquén, las regalías más los cánones de exploración y explotación gasíferos totales⁶ representaron 32% de los ingresos totales recaudados durante el año 2018 (Imagen 4), mientras que todos los demás ingresos, se encuentran por debajo de dicho porcentaje; por ejemplo, los impuestos provinciales, representaron un 31% sobre el total (Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén, 2018).

⁵ Las regalías son detracciones de riqueza de particulares, en favor del Estado Nacional, Provincial o Municipal.

⁶ Regalías y cánones gasíferos de la actividad convencional y no convencional.

Imagen 4**Estructura de los Recursos Públicos provenientes de la actividad Hidrocarburífera de la Provincia de Neuquén, en 2018**

Fuente: Dirección Provincial de Ingresos Energéticos. Gobierno de la Provincia de Neuquén (2018).

Comparando el año 2018 contra el año 2013, se puede observar en las Figuras 7 y 8, que la recaudación por regalías se incrementó en un 6%, pasando de 26% de participación sobre el total de ingresos en 2013, a un 32% sobre el total en 2018 (Gobierno de la Provincia de Neuquén, 2018).

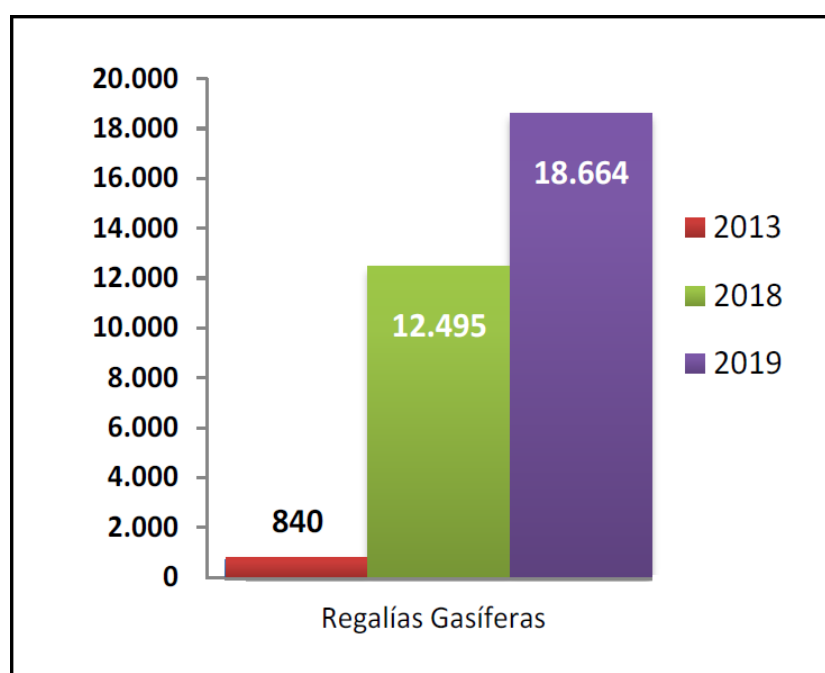
Figura 8**Estructura de los Recursos Públicos provenientes de la actividad Hidrocarburífera de la Provincia de Neuquén, en 2013**

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Gobierno de la Provincia de Neuquén (2018).

Tomando el equivalente en millones de pesos argentinos, las regalías más los cánones gasíferos representaron 840 millones de pesos en 2013 y 12.495 millones de pesos en 2018 (Imagen 5); 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).

Imagen 5

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



Fuente: Dirección Provincial de Ingresos Energéticos. Gobierno de la Provincia de Neuquén (2018).

4.2.2 Impuesto a los combustibles

Respecto de los ***impuestos a los combustibles***, en Argentina existen leyes que gravan a los combustibles fósiles, entre las cuales se destacan para el presente trabajo, la Ley N°23.966 o Impuesto a la Transferencia de Combustibles (ITC) creada en el año 1991 y la Ley N°26.181 del Fondo Hídrico de Infraestructura (FHI). El ITC, alcanza a los importadores y refinadores, pero deja exento al gas natural que demandan la industria y

en el caso del FHI, este tiene alcance sobre el gas natural que se distribuye por red y el gas demandado por los productores de Gas Natural Comprimido. Por otra parte, en el año 2017 se crea un nuevo impuesto ligado al ITC que consiste en alentar la baja en las emisiones de CO₂, en sintonía con el Acuerdo de París, celebrado en 2015. Con esta nueva modificación de la ley, se reemplaza el Impuesto al Gas Natural por el Impuesto a la Emisión de Dióxido de Carbono (IEDC), atacando directamente a las emisiones contaminantes en la utilización de recursos fósiles. Sin embargo, más tarde cuando se trata la modificación del proyecto de gravámenes a los combustibles en Cámara de Diputados, se introducen nuevos cambios entre los cuales destacan el incremento de casi \$1, en el monto final que pagarán los contribuyentes después de la aplicación del impuesto, con excepción del gas natural. Esta decisión de excluir al gas natural del pago del IEDC, responde a la existencia de un *lobby* gasífero, reforzado por el boom de producción de GNC en Vaca Muerta en 2018, con lo cual, el gas natural tuvo una participación del 52% dentro de la matriz energética de ese año. En el mismo sentido, la política considera que el mercado del gas natural es un sector que genera puestos de trabajo y bajo ningún punto de vista deberían ponerse trabas a su pleno desarrollo. La lógica política sostiene que aplicar un impuesto adicional, aunque sea por cuestiones ambientales, desalentaría la producción de un recurso estratégico que ya posee costos elevados *per se*. La recaudación fiscal de 2019 sobre los combustibles fósiles, fue de apenas 7% proveniente del gas natural y 34% proveniente del gas natural comprimido; los combustibles líquidos fueron los que más recaudación generaron con un 59% sobre el total. Además de estos impuestos, el Estado Nacional, aplica subsidios dentro del sector tanto en petróleo, gas natural como en electricidad (Zabaloy y Martínez, 2020).

4.2.3 Planes, programas y subsidios orientados al sector de hidrocarburos

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. La administración de este Plan será llevada a cabo por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (Decreto N°1.277/12) y contempla distintas etapas conocidas como *Plan Gas I, II, III y IV* (Marval, O'Farrel y

Mairal, 2014). La última versión del *Plan Gas*, 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. Por otra parte, en el caso del transporte y la distribución de GNC, se elaboró el *Programa de Formulación y Ejecución de Política de Hidrocarburos*, mediante el cual se identificó la importancia de la infraestructura necesaria para el transporte de gas hacia los puntos de consumo y exportación. Las inversiones en obras rondan los 357 millones de dólares, entre las cuales se encuentra el Tren Norpatagónico, de participación público-privada a realizarse en el año 2024 (FARN, 2019).

En relación a los subsidios al sector energético, la Argentina viene subsidiando la producción de hidrocarburos fósiles e implementado distintos programas con el fin de incentivar la producción interna, desde el año 2004, con una participación de 2% sobre el gasto público total (IISD, 2021). Por otra parte, un momento a destacar en materia energética entre los años 2013 y 2014, es la asignación de 70 mil millones de dólares anuales otorgados por los países que conforman el G20, destinados a la producción de petróleo, gas y carbón. En este sentido, las partidas de subsidios por parte del Estado Nacional, continuaron incrementándose hasta el año 2015, representando un 10% del gasto público nacional durante dicho año. Sin embargo, en el año 2017, durante la presidencia de Mauricio Macri, una de las medidas implementadas fue la reducción de subsidios a la producción de petróleo respecto del año 2016, pero manteniéndose los incentivos a la producción de “gas nuevo”, es decir de GNC principalmente aquel proveniente de Vaca Muerta (IISD, 2021).

En este contexto, el *Plan Gas* tuvo y tiene hasta el día de hoy, el objetivo de atraer inversiones para aumentar la producción de GNC en la Cuenca Neuquina y garantizarle al productor, un precio de venta de 7,5 dólares por MMBTU⁷; precio que iría bajando 0,50 centavos cada año entre 2018 y 2021 (Neuquén informa, 2017). La medida responde en parte, a las condiciones que se desprenden del acuerdo del Estado Nacional en 2018 con el Fondo Monetario Internacional (FMI), a partir del cual se recomienda bajar el déficit fiscal reduciendo el gasto público y para este fin el Gobierno debía dejar de financiar algunos sectores de la economía. De esta manera, al descongelar las tarifas de servicios públicos, los usuarios tuvieron que pagar la tarifa y no el Estado Nacional a

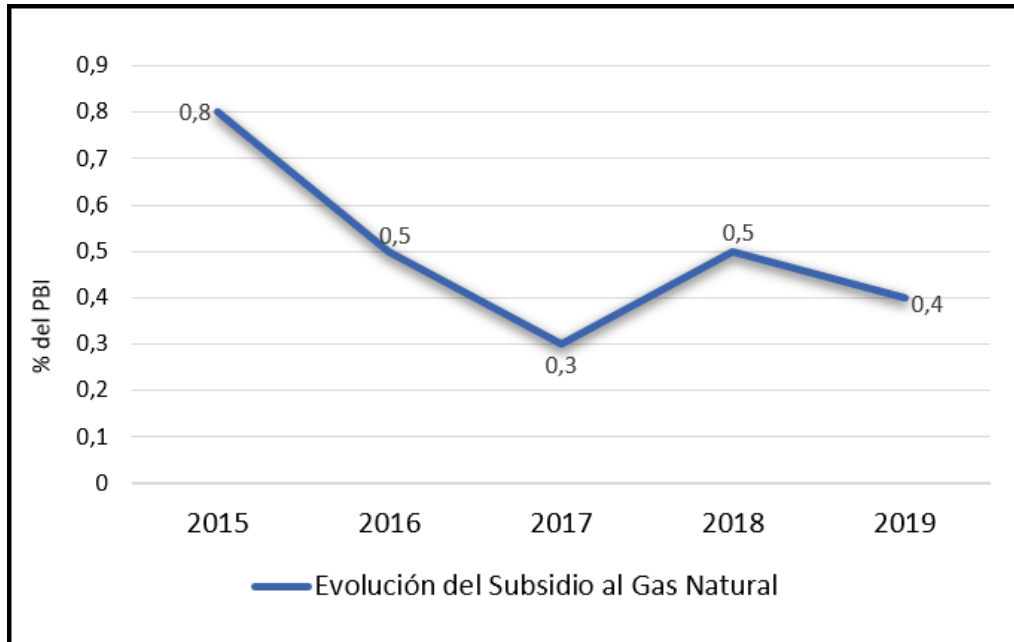
⁷ Millones de unidades térmicas británicas.

través del Tesoro; la quita de subsidios por el lado de la demanda, produjo un aumento de precios sobre la energía eléctrica y el gas distribuido por red. En conclusión, esta medida no tuvo como objetivo la reinversión de los fondos que dejaron de percibir los productores de petróleo y los proveedores de energía eléctrica y gas de red, en otros programas, sino que básicamente se aplicó para bajar el gasto público respondiendo a los requerimientos del FMI. El Estado Nacional terminó ahorrando 0,20% del PBI, es decir unos 780 millones de dólares en ese entonces (IISD, 2021).

En síntesis, la situación del sector energético durante el periodo 2015-2019 respecto de los subsidios, fue la siguiente: 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. Durante este periodo, se fueron reemplazando estos combustibles más caros (petróleo y GNL importado), por gas producido en Argentina no subsidiado. Al mismo tiempo, el gas doméstico subsidiado por el Estado Nacional, fue disminuyendo tanto en volumen como en precio, pasando de 7,5 dólares/MMBTU en 2018 a 7 dólares/MMBTU en 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 9, se puede observar cómo fue la evolución de los subsidios a la producción de gas natural en Argentina entre 2015 y 2019 (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019a).

Figura 9

Evolución de los subsidios a la producción de Gas Natural como porcentaje del PBI, entre 2015 y 2019



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

A partir de los datos de la Secretaría de Gobierno de Energía (2019), se puede evidenciar la importante reducción de subsidios en el año 2017. Sin embargo, estos se incrementaron en 2018, lo cual podría haber repercutido sobre el incremento de la producción, conocido como “boom de Vaca Muerta”.

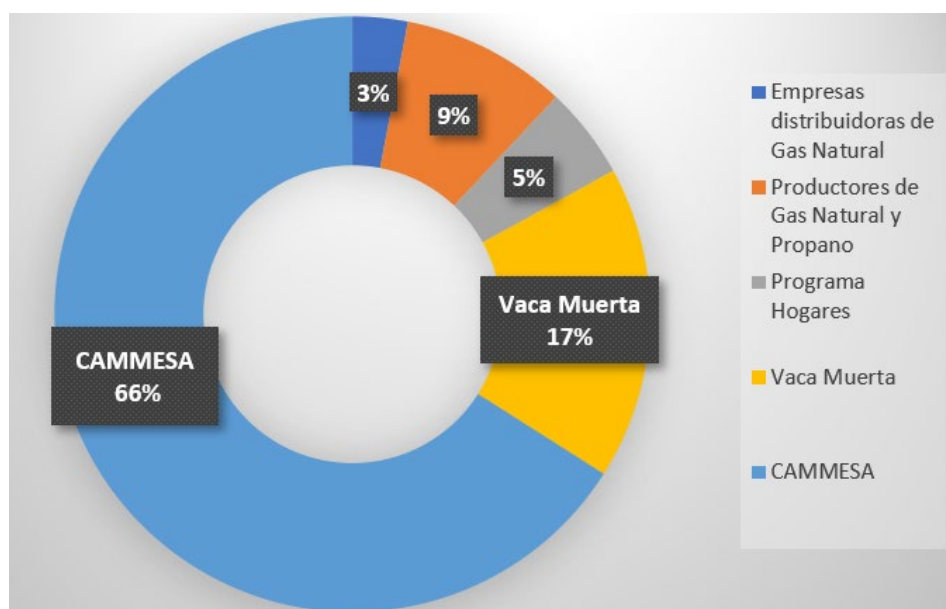
Por otra parte, la preparación del presupuesto energético 2020 que se realizó durante el año 2019, estimaba una reducción de subsidios de 0,33% en actividades del sector (exploración, extracción, entre otras) y de 0,14% en transporte. Sin embargo, si se tienen en cuenta todas las partidas de subsidios que el Estado Nacional destinó al financiamiento de los combustibles fósiles, la Fundación Ambiente y Recursos Naturales (2019), llegó a

la conclusión de que los subsidios aumentarían 9,4% nominales⁸ entre 2019 y 2020, a contramano de la variación interanual de 5,2% que estimaba el Gobierno Nacional. La diferencia entre los resultados de las estimaciones, radicó principalmente en una subestimación del monto de los subsidios presupuestados. En términos generales, los subsidios al sector energético representarían un 5% sobre el Presupuesto Nacional, 91% sobre el presupuesto de la Secretaría de Energía y 86% sobre el presupuesto del Ministerio de Hacienda, para el año 2020 (FARN, 2019).

Si se realiza 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 10 (FARN, 2019).

Figura 10

Sectores financiados con subsidios energéticos en 2019



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

⁸ En términos nominales los subsidios aumentarían 9,45% según los datos recabados por FARN para el año 2020, pero teniendo en cuenta la inflación interanual de agosto que figura en INDEC (2019), los subsidios en términos reales, podrían disminuir en un 12%.

Las partidas de subsidios orientadas a financiar la oferta y la demanda de GNC, se detallan a continuación: los subsidios a la oferta para el año 2020, fueron de 38.707 millones de dólares y se repartieron entre el Gobierno de la Provincia de Neuquén y las empresas privadas que producen hidrocarburos no convencionales en Vaca Muerta (12% y 88% sobre el total, respectivamente). A partir del subsidio se esperaban producir 7.213 millones de metros cúbicos de GNC en 2020, que equivalen a 0,76% más de producción, que en 2019 (FARN, 2019). En cuanto a la demanda, durante el año 2020 se produjo una caída de los ingresos que percibían las distribuidoras de gas natural por red, por lo cual se estableció un subsidio de 37.347 millones de dólares a repartir entre las mismas. Por otra parte, debido al descongelamiento de tarifas de servicios públicos del año 2016 durante la Presidencia de Mauricio Macri, se decidió más tarde, bajo la Presidencia de Alberto Fernández en 2020, lanzar el *Programa Hogar*, para intentar compensar la caída en la demanda de gas por parte de los hogares de bajos ingresos atendiendo las necesidades de ese sector de la población. El subsidio que financia al programa, cubrió entre un 40% y 60% del valor de una garrafa familiar, con la intención de que los hogares puedan adquirir una garrafa adicional a partir del subsidio. Otra medida subsidiaria orientada a la demanda, fue el programa de Apoyo Financiero a Empresas Distribuidoras de Gas, con el fin de disminuir el impacto que produjo el descongelamiento de la tarifa de gas por red, sobre el ingreso de los usuarios. El monto del subsidio ascendió a 6.424 millones de dólares (FARN, 2019).

Más allá de los planes de gobierno y de todas las medidas implementadas, el informe de 2019, del Instituto para la Economía Energética y Análisis Financiero (IEEFA, por sus siglas en inglés), indica que, para desarrollar Vaca Muerta en su máximo esplendor, será necesario aplicar importantes volúmenes de subsidios a largo plazo por parte de un Estado Nacional que no estaría en condiciones de brindarlos. Sumado a lo anterior, la coyuntura económica en los últimos años, no ha sido favorable para el sector; la baja inversión privada y extranjera fue compensada en parte por la participación de empresas reguladas por el Estado Nacional, donde estas representaron 65% de las inversiones totales durante el periodo 2012-2017 (Calzada y Sigauco, 2019).

4.3 Oferta

4.3.1 Cadena productiva del GNC

Para entender cómo es la oferta de GNC, primero es necesario referirse a la cadena productiva que la integra. 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. En este capítulo, se abordará a la Oferta de gas natural, sólo 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. En esta etapa, la inversión en Investigación y Desarrollo (I&D) es fundamental para lograr el mejor desempeño durante las perforaciones, la extracción y tratamiento del GNC producido. 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 durante la década del '90, se desreguló el *upstream* tanto en petróleo como en gas, con la intención de atraer inversiones privadas e incrementar la productividad a través de distintas medidas entre las cuales destaca la privatización de YPF. Sin embargo, luego de estas medidas, 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*, que consiste en el almacenamiento y transporte del GNC, es considerado como un mercado en vías de desarrollo en nuestro país, ya que se encuentra aún vacante o disponible para el ingreso de más empresas que podrían ofrecer sus servicios. En el caso del gas natural, esto implicaría una mayor inversión en nuevos gasoductos que conecten la producción en boca de pozo con los centros de almacenamiento para más tarde pasar a la etapa final de *downstream* (Gandini, 2019). 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 (Imagen 6). 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.).

Imagen 6

Red Nacional de Gasoductos de la licenciataria TGS S.A.



Fuente: Mapa Interactivo de ENARGAS (2020).

Una vez que concluye la etapa de *upstream*, el GNC pasa a través de caños hasta desembocar en una planta compresora para su tratamiento; de allí puede desviarse hacia la red nacional de gasoductos supervisadas por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), o transformarse a Gas Natural Licuado (GNL) para su posterior transporte vía marítima con destino al mercado interno o para exportaciones. En este último caso, el proceso de transformación consiste en almacenar el gas que viaja desde la boca del pozo a través de tuberías, hasta tanques donde se produce la licuefacción a -161°C de temperatura, eliminando previamente algunos elementos que dificultarían el valor comercial del producto, tales como helio, azufre (corrosivo), agua (haría que el gas se congele), hidrocarburos pesados derivados del petróleo, entre otros. Luego se transporta en forma líquida, dentro de tanqueros de doble cobertura al lugar de destino, como se muestra en la Imagen 7. Por último, una vez que llega al lugar, se inicia el proceso de regasificación en el cual se inyecta el GNL desde la embarcación hacia los nuevos tanques de almacenamiento, para su posterior vaporización. El gas líquido se hace circular a través de tuberías recalentadas mediante calderas o por agua de mar y una vez que el gas está vaporizado, se regula mediante presión y se envía hacia la red nacional de gasoductos en forma de Gas Natural, para consumo residencial, comercial, industrial y de centrales eléctricas (López Anadón, 2012).

Imagen 7

Buques transportadores de Gas Natural Licuado



Fuente: Petrotecnia (2012).

En nuestro país, los principales centros de regasificación de GNL se encuentran en la localidad de Bahía Blanca y en el partido de Escobar, ambas en Provincia de Bs. As. (Secretaría de Política Económica, 2018).

Por otra parte, 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. Fue creado en el año 1992, mediante la Ley N°24.076 (ENARGAS, 2021b).

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, 2021e).

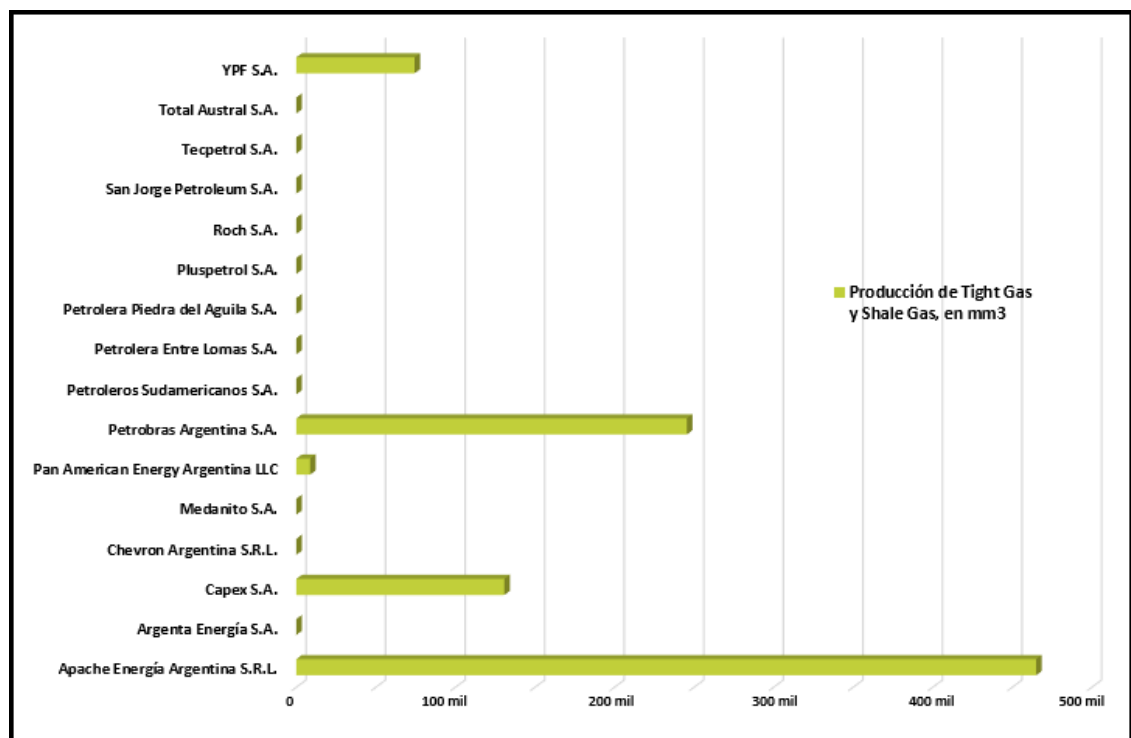
Respecto del gas natural ingresado al sistema de transporte desde la Cuenca Neuquina para su distribución a través de la red nacional de gasoductos, se registraron en 2010, en base a datos del ENARGAS, 7.836.654 miles de m³ distribuidos por la licenciataria TGN y 12.590.202 miles de m³ a través de la 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. En cuanto al funcionamiento de los gasoductos de las licenciatarias mencionadas, durante el año 2010, TGN no transportó gas ni por el gasoducto Norte ni por el Centro Oeste y en el caso de la licenciataria TGS, esta transportó 1.415.321 miles de m³ a través del gasoducto Neuba I, 2.081.808 miles de m³ a través del gasoducto San Martín y nada de producción por el gasoducto Neuba II, según ENARGAS. Sin embargo, durante el año 2020 se registró el funcionamiento de todos los gasoductos que operan

ambas licenciatarias: Norte (3.935.089 miles de m³) y Centro Oeste (6.611.610 miles de m³), para TGN y Neuba I (4.078.790 miles de m³), Neuba II (6.742.955 miles de m³) y San Martín (5.548.806 miles de m³), para TGS (ENARGAS, 2021e).

Las empresas de hidrocarburos pueden participar de las tres etapas de la cadena productiva antes descritas 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 11). 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, 2021d).

Figura 11

Producción de GNC en Vaca Muerta, por empresa operadora, en mm³ (2010)

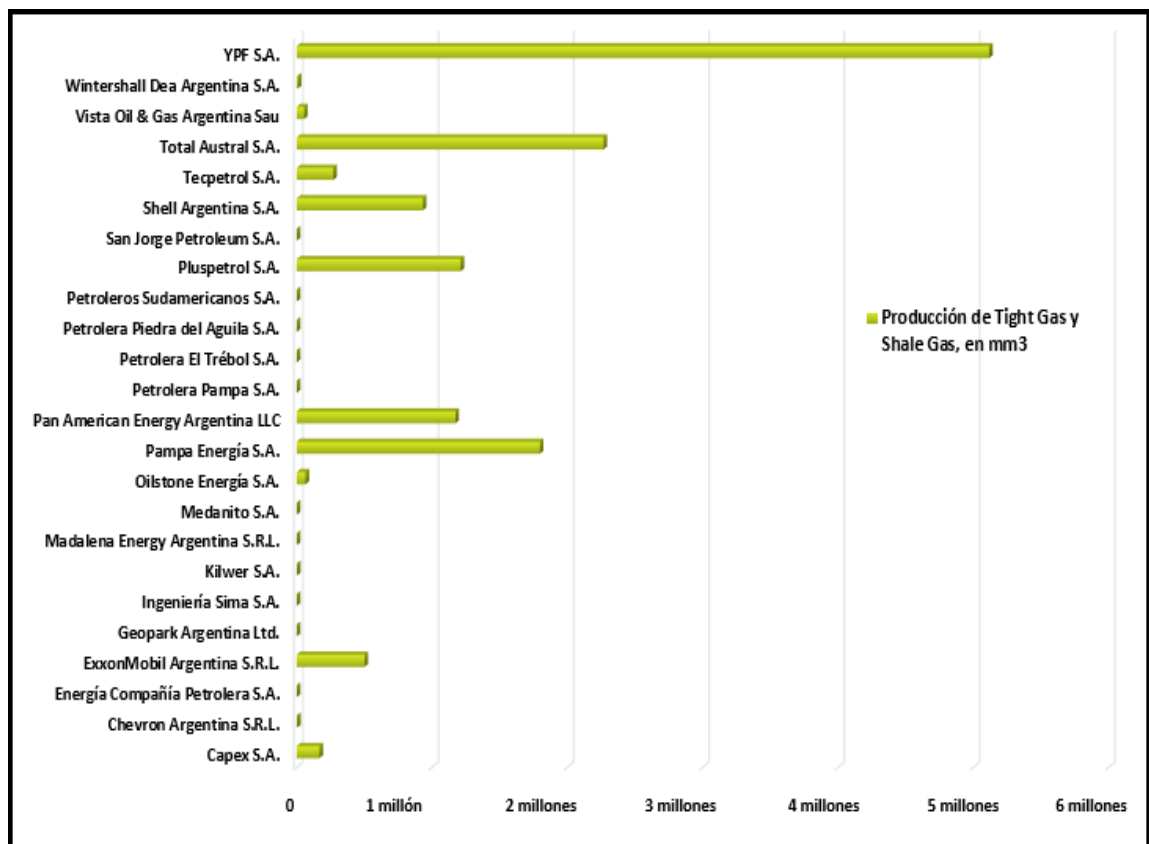


Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía (2021).

La situación fue muy distinta durante el año 2020 (Figura 12); 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 (Secretaría de Energía, 2021d).

Figura 12

Producción de GNC en Vaca Muerta, por empresa operadora, en mm³ (2020)



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

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

4.3.2 Concentración de mercado y barreras a la entrada

Se pueden mencionar dos elementos característicos de los mercados oligopólicos: la presencia de barreras a la entrada y la concentración de mercado. Respecto de la concentración de mercado, la estructura oligopólica consiste en un grupo de empresas oferentes que concentran una porción mayoritaria del mercado, lo cual les permite determinar el precio del producto o servicio, o bien la cantidad producida. En relación a lo señalado, 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 cuanto a las barreras a la entrada, la estructura oligopólica propicia cierto grado de concentración de mercado a partir del cual es posible acumular ganancias, lo cual resulta más atractivo para nuevas empresas, ya sea para incrementar su rentabilidad o para reinvertir ganancias y seguir creciendo. Sin embargo, existen barreras a la entrada naturales, artificiales legales y artificiales económicas. En el caso de las barreras naturales, una empresa nueva deberá tener en cuenta las economías de escala o costos medios decrecientes, es decir, que a medida que se incrementa la producción los costos son cada vez menores, con lo cual el precio de oferta es cada vez más bajo y sólo un par de empresas que ya forman parte de ese mercado, pueden soportarlo. Sin embargo, la existencia de economías de escala en este tipo de mercados, se considera económicamente eficiente porque se trata de un mercado reducido en el cual se ofrece un producto que se

obtiene a partir de procesos productivos capital-intensivos y que requieren alta tecnología, bajos costos y el mayor volumen de producción posible (Alonso, 2018).

Otra barrera natural son los costos hundidos o costos de puesta en marcha, asociados con los costos fijos y la inversión inicial durante el análisis de proyecto de inversión. Una vez que se ingresa al mercado se incurre en ellos y al retirarse por decisión propia o por no poder cubrir los costos fijos, son irrecuperables. Por ejemplo, el *upstream* requiere de un monto de inversión inicial importante, siendo que previamente a las tareas de exploración y explotación deben conseguirse las concesiones o permisos correspondientes, lo cual implica un gasto pecuniario adicional. Asimismo, para las tareas de *midstream*, es necesario contar con obras de infraestructura costosas, como son los grandes gasoductos que transportan el gas hasta centros de almacenamiento y luego hacia los usuarios a través de la red de distribución (Alonso, 2018).

4.3.3 Inversión, costos y tecnología

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 viene aumentando 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).

En Argentina, el *midstream* se considera actualmente como una etapa en expansión y de innovación tecnológica, por lo cual los costos hundidos relacionados con este eslabón de la cadena productiva del gas, podrían extenderse aún más en los años venideros. En este sentido, la Bolsa de Comercio de Rosario (2019) se refiere a la coyuntura económica del país durante el año 2019, en relación con el desempeño del sector energético argentino y los costos que este último debe afrontar. La existencia de elevadas tasas de interés, no es favorable para la inversión en bienes de capital productivo y tecnología, aún con el anuncio de recortes de aranceles a los bienes de capital importados y la reducción del

costo laboral, firmado mediante acuerdo por el Gobierno de Neuquén. En relación a la inversión, se afirma que las empresas extranjeras que buscan destinos alrededor del mundo, son prudentes respecto de explotar recursos no convencionales en Vaca Muerta, justamente debido a los elevados costos en comparación con otros países. Los costos de infraestructura son altos principalmente en el *usptream*, donde se requiere un adecuado manejo de los recursos hídricos. Asimismo, el precio del GNC argentino es menos competitivo comparado con el de otros países productores como por ejemplo Estados Unidos y Canadá. También, es importante señalar que la tendencia mundial considera que algunos procesos productivos, son invasivos y contaminantes con el medioambiente por lo cual la intención de muchos países y empresas es invertir cada vez más en energías renovables e ir dejando de lado las fuentes de energía fósil (Calzada y Sigaudó, 2019).

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 cuanto a la *tecnología*, esta está íntimamente ligada a la productividad en los procesos productivos y a los costos. Este factor, será determinante para alcanzar la competitividad y el desarrollo de la actividad ya que cada avance tecnológico, será beneficioso para todo el sector. La tecnología incide sobre toda la cadena de valor del GNC. La expansión de YPF a partir del año 2014, le permitió adquirir tecnología especializada y soluciones tecnológicas a través de la empresa nacional Y-TEC, que aportó métodos de origen estadounidense, lanzando también un programa de investigación y desarrollo que apuntó a la producción no convencional. 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; en este sentido aún es necesario seguir bajando costos, principalmente en la etapa de producción para lograr competitividad. Las nuevas tecnologías, también se extendieron hacia las empresas prestadoras de servicios dentro de los yacimientos, es decir, a aquellas que poseen el capital productivo y que son contratadas por las operadoras (CIECTI,

2017). En Argentina, la tecnología continúa presentando un desafío para la producción de hidrocarburos en todas las etapas de la cadena energética y depende directamente de las inversiones que se realicen en el sector.

4.3.4 Precio

Otro elemento fundamental del análisis de la oferta, es el *precio* del GNC. A partir de la estatización de YPF en el año 2012, el Estado Nacional pasó a tener el 51% de las acciones de la empresa y ha conducido su política energética a través de la misma. De esta manera, tiene incidencia sobre la competencia pudiendo regular precios y/o cantidades; la empresa de bandera concentra gran 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. El precio *spot* Henry Hub, es distinto al precio del gas natural local; si la producción se desarrolla a través de un precio que le permita la sustentabilidad, tendrá ventajas en cuanto a menor dependencia respecto de la oferta internacional y de las restricciones logísticas de transporte. En este sentido, el precio del gas natural PIST en Argentina, es un precio determinado en pesos y convertidos a dólares estadounidenses, tomando como referencia los valores del mercado norteamericano (InfoLEG, 2017).

Por otra parte, el precio PIST, se trata de 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. El presente trabajo, se refiere a este precio

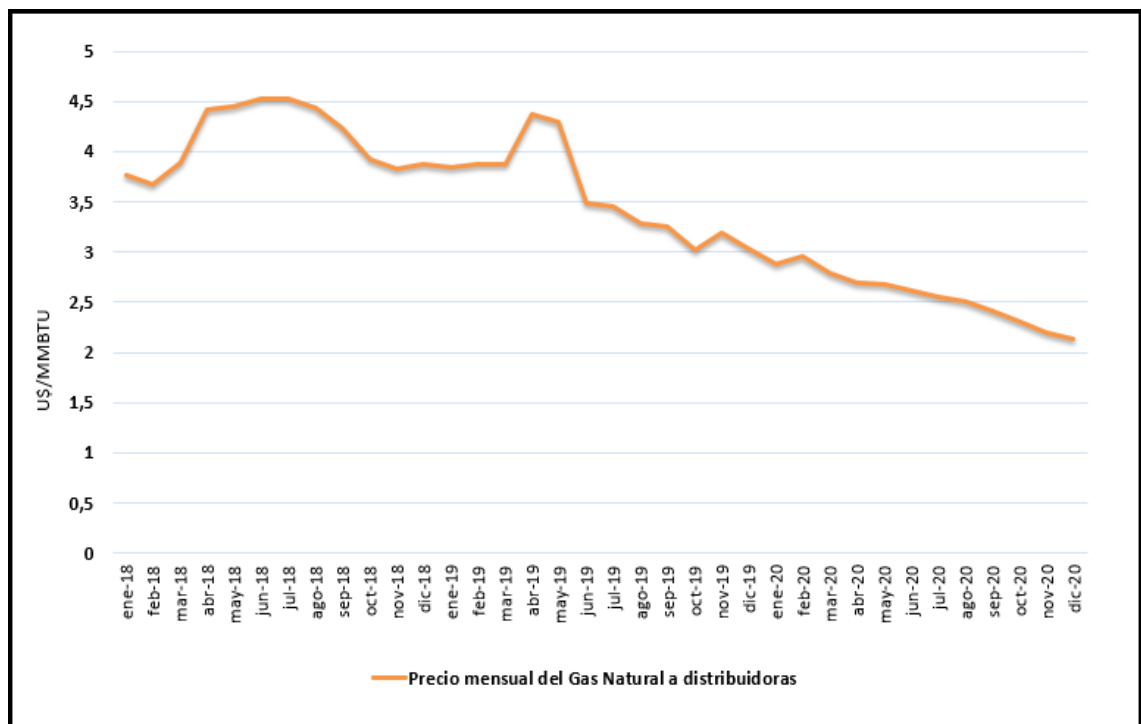
como precio en boca de pozo, ya que el gas una vez extraído hasta la superficie, pasa a una planta de tratamiento para luego ser inyectado a la red nacional de gasoductos o para su conversión a GNL. Para calcular el monto del precio final o efectivo, las empresas productoras debían suministrar entre diciembre de 2015 y septiembre de 2018, información al ex Ministerio de Energía y Minería (MINEM) para que este pudiera arrojar un precio promedio ponderado por segmento de demanda (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 hubieran 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).

Por otra parte, en cuanto al precio de mercado del gas natural, la Resolución 1-E/2018 afirma 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. El deber del Estado Nacional es asegurar la existencia de un mercado competitivo cuyas condiciones permitan la formación de precios óptimos para beneficio de los consumidores (Ministerio de Energía y Minería Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos, 2018).

Entre los años 2018 y 2020, la evolución del precio del Gas Natural convencional y no convencional en base a la Resolución 1-E/2018 (Figura 13), muestra un descenso progresivo a partir de abril de 2019 hasta finalizar el periodo en diciembre de 2020 (Secretaría de Energía, 2021c). 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).

Figura 13

Evolución mensual del precio del Gas Natural Total a distribuidoras, desde la cuenca neuquina, en base a la Resolución 1-E/2018, en dólares/MMBTU (ene 2018 – dic 2020)



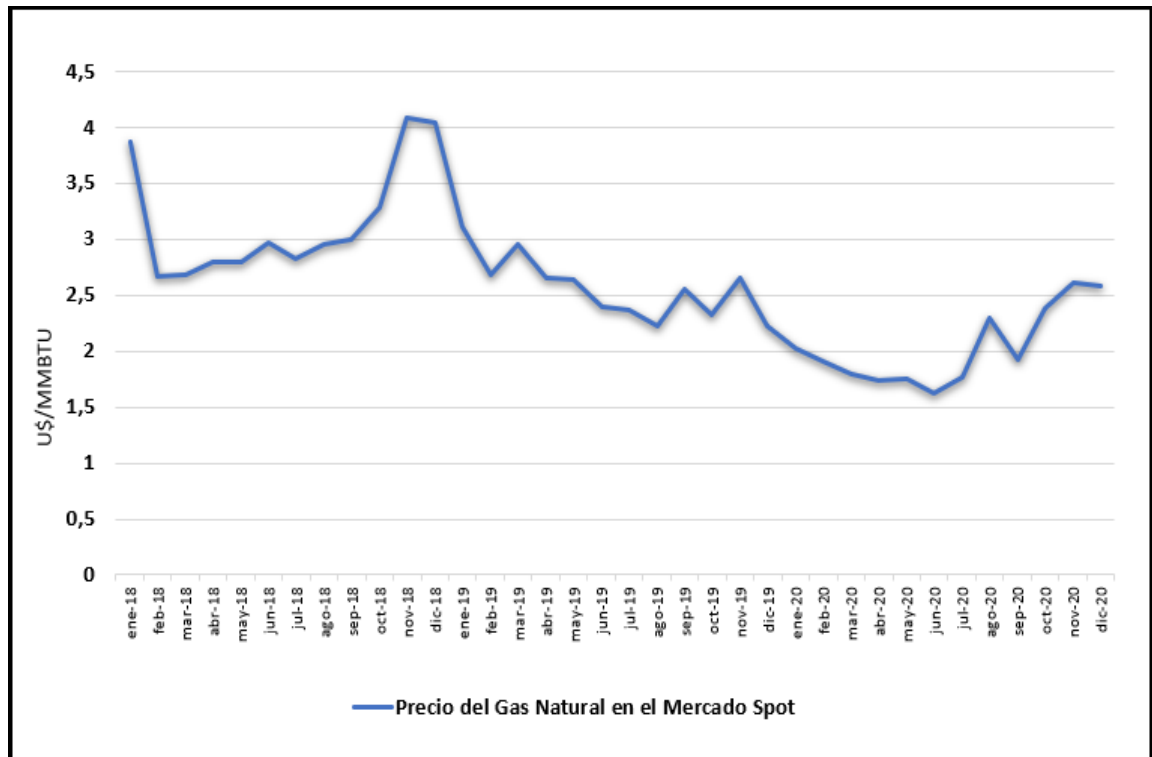
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía (2021).

En cuanto a los precios Henry Hub durante el mismo período 2018-2020, la Figura 14 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 diciembre de 2020, más allá del pequeño aumento en junio del mismo año (EIA, 2021a).

Figura 14

Evolución mensual del precio del Gas Natural Total a precios Henry Hub, en dólares/MMBTU (ene 2018 – dic 2020)



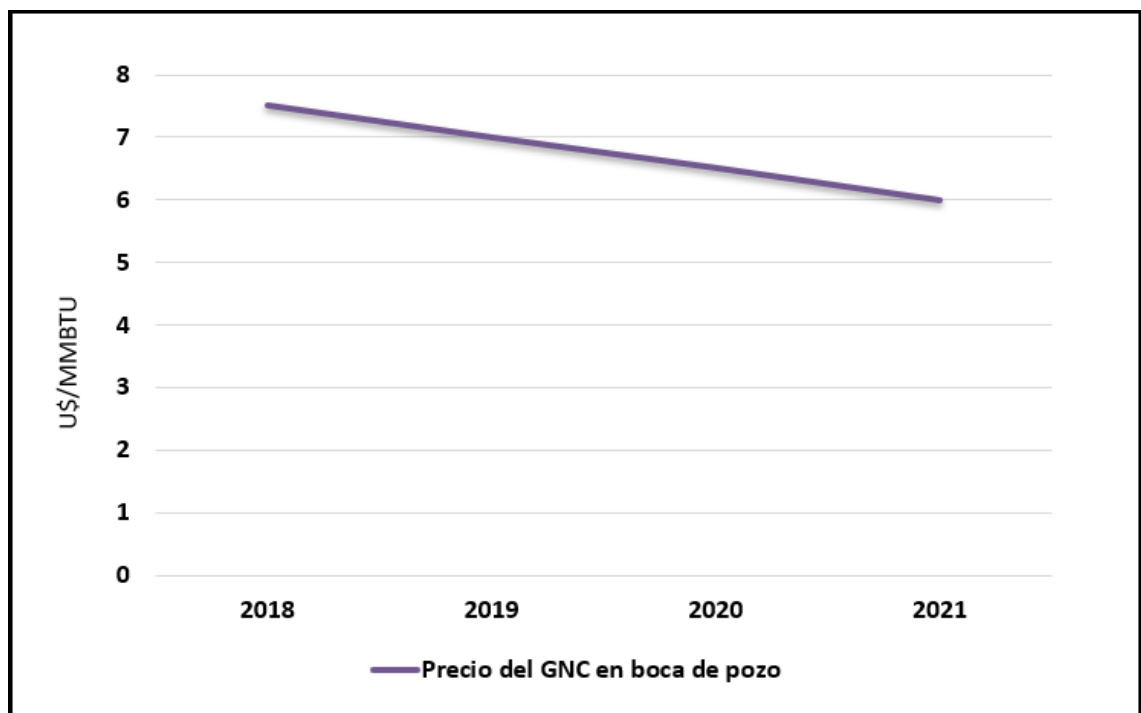
Fuente: Elaboración propia en base a datos del EIA (2021).

Actualmente, la situación del mercado spot en Argentina, indica una caída progresiva en los precios de oferta del gas natural para generación eléctrica, debido a la posición de las empresas productoras en las subastas y al condicionamiento que genera la Resolución N°46 dictada en el año 2017 por el entonces presidente Mauricio Macri. A partir de esta resolución, aquellas empresas productoras que no están subsidiadas, no pueden competir contra aquellas que sí reciben el subsidio que les permitía cubrir 6,50 dólares/MMBTU en el caso del GNC, a lo largo del año 2020. En cuanto a los precios de oferta del 2020, 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); para una producción de 63 millones de metros³ de gas natural ofertado en el mercado, se ofrecían 2,66 dólares/MMBTU de los productores neuquinos y 0,99 dólares/MMBTU de los productores de Tierra del Fuego. Estos valores, terminan no siendo rentables para el desarrollo de la cuenca neuquina, limitando los incentivos para mayores inversiones (Navazo, 2020). 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 15.

Figura 15

Evolución del precio del Gas No Convencional en boca de pozo, a partir de la Resolución N°46/2017, en dólares/MMBTU (2018-2021)



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

4.4 Demanda

Este trabajo analizará la demanda de gas natural, ya sea de fuente convencional o no convencional. No es posible distinguir el origen del gas natural consumido por los usuarios, 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.

4.4.1 Características finales y sectores de consumo final

Uno de los principales motores de la producción de gas natural en la Argentina y su nivel de penetración dentro de la matriz energética, es la demanda de esta fuente de energía primaria. 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 en la vida diaria de la población comparado con el resto, como por ejemplo el querosene, la leña, o el carbón, que requieren una mayor quema de kilocalorías para un mismo uso como podría ser cocción o calefacción. Una forma de analizar la demanda de GNC, es a través de su composición entre *demanda residencial, comercial e industrial y la demanda de grandes usuarios*.

La *demanda residencial*, es la demanda de gas natural por parte de los hogares, ya sean individuos o familias que realizan tareas de la vida diaria, que implican la utilización de este recurso energético. 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 (zona norte) y TGS (zona sur). Las empresas que distribuyen el gas natural a todo el país 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, 2021e).

En la Tabla 1, se observa la cobertura de usuarios por parte de las empresas distribuidoras: a diciembre de 2010, la mayor cobertura fue otorgada por Metrogas, Naturgy Ban y Camuzzi Gas Pampeana, que cubren el Área Metropolitana de Buenos Aires donde se concentra la mayor parte de la población. Por otra parte, a diciembre de 2020, se

registraron 1.366.919 usuarios nuevos al sector residencial, completando unos 8.971.419 usuarios en total (ENARGAS, 2011 y 2021e).

Tabla 1

Usuarios totales por distribuidora de gas natural, en dic. 2010 y dic. 2020

| Distribuidora | Usuarios totales a diciembre 2010 | Usuarios totales a diciembre 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 | 112.618 |
| TOTAL | 7.604.500 | 8.971.419 |

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

Por otra parte, la *demanda comercial*, es la demanda de gas natural por parte del sector comercial que consisten en locales de venta directa al consumidor final. Este sector no representa un gran porcentaje de participación sobre la demanda total, ubicándose por debajo de la demanda que realizan las centrales eléctricas, la industria, el sector residencial y el gas natural comprimido. 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

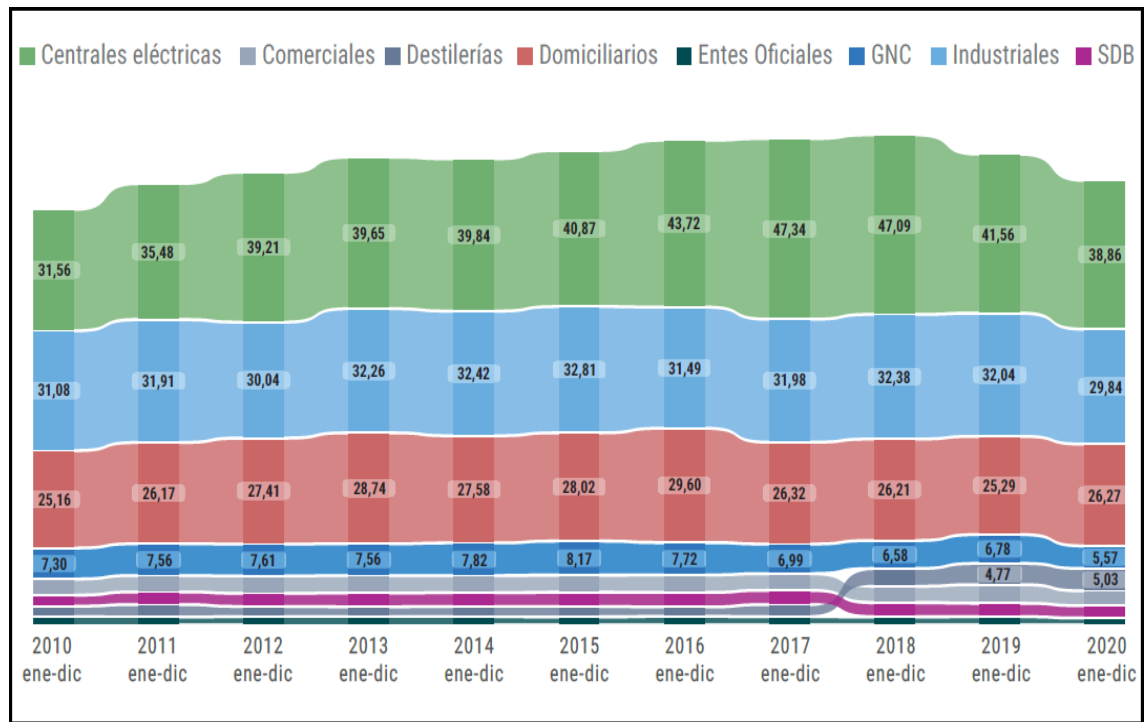
importantes y representa junto con las centrales eléctricas, un gran porcentaje de participación sobre la demanda total de gas natural. Entre 2010 y 2020, se mantuvo estable iniciando dicho periodo con un 31,08% de participación sobre la demanda, en 2010 y finalizando con un 29,84% de participación, 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 8.

Imagen 8

Consumo promedio de gas natural en millones de m³/día de 9.300 kcal. Enero a diciembre 2010-2020



Fuente: ENARGAS, 2021.

Según el 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.

4.4.2 Estructura tarifaria y subsidios

El Art.37 de la Ley Nacional N°24.076 (1992), afirma que el monto de la tarifa dirigida a los consumidores finales dentro del territorio argentino, será el resultado de la suma del 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 (Camuzzi, 2021).

En el caso de la demanda residencial, una vez calculado el importe de la tarifa en dos partes correspondiente a cada categoría, se computa un impuesto⁹ anual, luego se divide el monto total por 12 meses y por último se obtiene el cargo mensual promedio en metros cúbicos. Por ejemplo, una familia que se encuentra en la localidad de Bahía Blanca (Imagen 9), que pertenezca a la categoría R3-1 y que suele consumir 1.261 metros cúbicos al mes, deberá abonar tanto un importe fijo, como un importe variable que correspondan a esa categoría específica. Si cambia el nivel de consumo, también cambiará el costo variable, el costo fijo y la categoría (Camuzzi, 2021).

⁹ El impuesto anual, varía según la localidad tenida en cuenta para el cálculo del monto del servicio.

Imagen 9

Tarifas vigentes para la Demanda Residencial en Bahía Blanca, Categoría R3-1, distribuidora Camuzzi, año 2021

Ejemplo de facturación


Categoría: R 31
Subzona: Buenos Aires (#)
Consumo promedio anual: 1.261 m³

| Facturación anual | | |
|---------------------------------|-------------------------------------|-----------------|
| Cargo fijo | \$ 431 x 6 bimestres | \$ 2.586 |
| Cargo Variable | \$ 10,170458 x 1,261 m ³ | \$ 12.825 |
| Impuestos | 38% total factura (*) | \$ 9.445 |
| Total Anual | | \$24.856 |
| Factura promedio mensual | | \$2.071 |

(*) El % impositivo varía de acuerdo a la localidad


Fuente: Camuzzi (2021).

En cuanto al importe que deben pagar los comercios, la forma de calcular la tarifa es similar, teniendo en cuenta la cantidad de milímetros cúbicos consumidos por zona más frecuentemente; por ejemplo, un comercio en la localidad de Bahía Blanca que pertenezca a la categoría SGP2, pagará un monto fijo de \$613, al cual se le agregaran costos variables computados por volumen de consumo, hasta llegar al importe de la tarifa final como se muestra en la Imagen 10 (Camuzzi, 2021).

Imagen 10

Tarifas vigentes para la Demanda Comercial en Bahía Blanca, Categoría SGP2 sin impuestos, distribuidora Camuzzi, año 2021

Ejemplo de cálculo de Factura Mensual (sin impuestos)


 Categoría: SGP 2
 Subzona: Buenos Aires
 Consumo Mensual: 10.000 m³
 Servicio: Con Gas

| Factura Mensual | | |
|--|-------------------------------------|---------------------|
| Cargo Fijo | | \$ 613 |
| Escala de consumo por período de facturación | Cargo Variable (\$/m ³) | Cargo Variable (\$) |
| Hasta 1.000 m ³ | 1.000 x \$9,053986 | \$ 9.054 |
| 1.001 a 9.000 m ³ | 8.000 x \$8,953356 | \$ 71.627 |
| + de 9.000 m ³ | 1.000 x \$8,871496 | \$ 8.871 |
| Total | | \$90.165 |

Fuente: 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. 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). En concreto, este programa nacional, garantiza el derecho y el acceso a la garrafa, mediante un subsidio directo mensual dirigido a hogares de bajos recursos y a entidades públicas de todo el país, que no se encuentren conectadas a la red de gas natural (Secretaría de Energía, 2021e).

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.

5.CONCLUSIONES

El GNC de Vaca Muerta, significa hoy para nuestro país, una gran oportunidad de abastecimiento y seguridad energética a mediano y largo plazo, así como, un puente para la transición energética que demanda hoy el mundo. Argentina, necesita cubrir las necesidades energéticas para desarrollar su economía en cuanto a los sectores que la componen y para mejorar la calidad de la vida de la población a través de la inclusión, garantizando la accesibilidad al recurso. En este sentido, el GNC, resulta un recurso estratégico para el país, no solo como un bien social, sino también como una fuente de generación de divisas para el país.

Por otra parte, el GNC, requiere para su extracción, técnicas diferentes a las utilizadas en la explotación de Gas Convencional, cuyos reservorios se encuentran actualmente en declive, mientras las cuencas productoras de GNC, aún abundan en todo el mundo. Las técnicas de extracción, implican grandes inversiones para las empresas productoras, resultando en ocasiones, económicamente inviables, para algunos países. Argentina se encuentra en un punto intermedio de desarrollo de los reservorios no convencionales y requiere aún, de más inversiones, principalmente del sector privado, para explotar todo su potencial productivo, el cual la colocaría, según la Administración de Información Energética (EIA, por sus siglas en inglés), como la cuarta potencia de GNC a nivel mundial y segunda en petróleo no convencional.

En relación a los datos de producción primaria, consumo por tipo de clientes y precio del GNC, los resultados para el periodo 2010-2020, fueron los que se resumen a continuación: La producción interna de GNC, aumentó casi 40% entre 2010 y 2020, pasando de 2,41% sobre el total de la producción de gas natural en 2010, a 41,88% en 2020 (ENARGAS, 2021c). La empresa que produjo más GNC a principios del periodo, fue Apache Energía Argentina S.R.L. en 2010, con 465.023,36 mm³ acumulados e Y.P.F. S.A. en 2020, con 5.116.304,72 mm³ acumulados (Secretaría de Energía, 2021d). En general, la participación porcentual del gas natural total (convencional y no convencional) dentro de la matriz energética argentina, creció un 2,81% entre 2010 y 2020, manteniendo un promedio de participación de 53% por encima de otros recursos primarios, durante toda la década (Secretaría de Energía, 2021a). En cuanto a la demanda de gas natural, la

variación punta a punta 2010-2020, resultó en un aumento de 1,11 millones de m³ por día en el *consumo promedio residencial* (acompañado de un incremento de 1.366.919 usuarios nuevos), una caída en el *consumo promedio comercial*, de 0,38 millones de m³ por día, una contracción de 1,24 millones de m³ por día en el *consumo promedio industrial* y un aumento en el *consumo promedio de centrales eléctricas* (Grandes Usuarios), de 7,30 millones de m³ por día. El consumo promedio total de gas natural, aumentó entre 2010 y 2020 para el conjunto de la economía, con una suba de 7,78 millones de m³ por día, pasando de 103,58 millones de m³ en 2010 a 111,36 millones de m³ en 2020 (ENARGAS, 2011; ENARGAS, 2021c). Por último, el precio en boca de pozo o Precio al Ingreso del Sistema de Transporte (PIST) del GNC pagado a los productores, tuvo un precio escalonado subsidiado entre 2018 y 2021, que pasó de 7,50 dólares/MMBTU en 2018 a 6 dólares/MMBTU en 2021, con el objetivo de incentivar la producción de GNC de Vaca Muerta, pero simultáneamente reduciendo el financiamiento por parte del Estado (Secretaría de Energía, 2019). La totalidad del gas natural que produjo Argentina entre 2018 y 2020, tuvo un precio promedio PIST de 3,42 dólares/MMBTU (Secretaría de Energía, 2021c) y un precio promedio Henry Hub de 2,59 dólares/MMBTU (precio estadounidense) (EIA, 2021a).

La importancia de Vaca Muerta, radica principalmente en que Argentina posee una alta dependencia respecto del gas natural, lo cual se evidencia en los niveles de producción y consumo intermedio y final, dentro de su matriz energética entre las décadas de 1970 y 2010 y durante el periodo 2010-2020. Debido a que la 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.

Otro punto fuerte del GNC de Vaca Muerta y del gas natural en general, es su ventaja frente a las fuentes renovables, en cuanto a la continuidad en el suministro y los costos de inversión: las fuentes renovables suelen ser intermitentes, en un contexto de fuentes de almacenamiento no eficientes, lo cual termina afectando el consumo y la producción de todo el sistema económico, si sólo se optara por utilizar fuentes renovables de energía. Por otra parte, el soporte técnico o infraestructura de las energías renovables, en general, es altamente costoso en Argentina, en términos de costos de capital o tasa de interés para

inversión; cuando sube el costo de capital, los proyectos renovables son más afectados que los proyectos fósiles. Además, la energía solar y la energía eólica, poseen bajos costos operativos, pero están sujetas a elevados costos de inversión inicial (Calvetti et al., 2021). Esto, puede contrastarse con la extensa infraestructura de gasoductos existente actualmente en el país, donde las fuentes renovables requieren de enormes inversiones en nuevas obras, para que los volúmenes de producción sean al menos significativos y puedan cubrir la demanda de energía de la población. Por otra parte, los proyectos renovables podrían ser altamente competitivos respecto de los convencionales, si las condiciones de acceso al mercado financiero en Argentina, fueran estables y no altamente volátiles como durante los últimos años (Calvetti et al., 2021).

Sin embargo, en relación a los costos de producción de GNC, estos siguen siendo mayores a los del gas natural convencional, debido a las modalidades y a la tecnología de exploración y explotación utilizadas; sumado esto, a la coyuntura económica actual, no atractiva para la inversión. La manera que ha encontrado el Estado Nacional, para sortear esta situación, es a través de subsidios a la oferta para incentivar la producción y de subsidios a la demanda para garantizar la accesibilidad en el consumo; subsidiar la producción, sigue siendo la forma de alentar a los productores de GNC, a que no abandonen el mercado. Además, este sector se enfrenta a dos desafíos: el GNC de exportación para la generación de divisas, debe competir con el gas estadounidense, que es el más barato del mercado internacional; por otra parte, si quiere abastecer el mercado interno, debe alcanzar un volumen significativo en la producción y colocarlo a precios asequibles para garantizar la accesibilidad. Para alcanzar ambos objetivos, se requiere de costos más bajos y de mayor inversión en tecnología que incremente la productividad.

En el caso de la demanda, la aplicación de subsidios genéricos ha producido efectos redistributivos no deseados; la falta de orientación hacia un sector específico de la población y de tareas de monitoreo y seguimiento, ha producido como consecuencia, que aquellos hogares que deberían haber quedado excluidos del subsidio, hayan terminado siendo beneficiados con el mismo. Más allá de estas distorsiones, los subsidios aún continúan siendo considerados como políticas para disminuir la pobreza energética.

En cuanto a inversiones orientadas a la producción de energías renovables, en Argentina, permanentemente se lanzan distintos programas de apoyo, lo cual ha repercutido en la

matriz energética a partir de 2004 en energía eólica y a partir de 2012 en energía solar, alcanzando los mayores volúmenes en 2020, hasta el momento (Secretaría de Energía, 2021a). Argentina, cuenta con un enorme potencial en recursos renovables y con la posibilidad de lograr la especialización por zonas, para el desarrollo de las economías regionales, en concordancia con la tendencia mundial, tendiente a combatir el cambio climático.

Más allá de esta tendencia, hacia las energías renovables para bajar las emisiones contaminantes, las principales potencias económicas como Estados Unidos y China, realizan enormes inversiones en GNC, aún, habiendo experimentado los efectos negativos de la fractura hidráulica sobre zonas acuíferas para consumo humano. Estados Unidos es líder en el mercado internacional de GNC y China se ha incorporado hace unos pocos años desplegando una serie de estrategias para disputarle el mercado asiático, al país norteamericano. La producción de gas natural, sigue siendo fundamental como fuente energética, al menos en el corto y mediano plazo.

Por lo tanto, el camino más amigable en cuanto a la explotación de recursos fósiles, parecería ser la producción de gas natural como base para la transición energética y Argentina, podría aprovechar esta gran oportunidad a partir de Vaca Muerta, teniendo en cuenta el declive de la productividad de los reservorios convencionales. Los sistemas de explotación No Convencionales, van a determinar el volumen de producción de hidrocarburos en todo el mundo, a corto y mediano plazo, debido en gran parte, a la intermitencia de las fuentes renovables de energía y a la falta de fuentes de almacenamiento eficientes para las mismas.

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. Recuperado de: <http://www.ciecti.org.ar/wp-content/uploads/2017/07/DT10-Petro%CC%81leo-y-gas-no-convencional.pdf> .
- Aizhu, C. (26 de enero de 2021). *Analysis: Chinese majors to struggle to extend shale gas boom beyond 2025*. Reuters. Recuperado de: <https://www.reuters.com/article/us-china-shalegas-idUSKBN29V0ZE> .
- 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.energianeuenquen.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. Recuperado de: <https://www.ceare.org/tesis/2018/tes26.pdf> .
- Álvarez Pelegry, E. y Suárez Diez, C. (2016). *Gas no convencional: shale gas. Aspectos estratégicos, técnicos, medioambientales y regulatorios*. Orkestra Instituto Vasco de Competitividad. Recuperado de: <https://www.orkestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/libros/libros-capitulos-libro/Gas-no-convencional-shale-gas.pdf> .
- Anses. (2021a). *Programa Hogar*. Recuperado de: <https://www.anses.gob.ar/programa-hogar> .
- Anses. (2021b). *Tarifa social de gas*. Recuperado de: <https://www.anses.gob.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. Naciones Unidas. Recuperado de: https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/36623/LCL3701_es.pdf.
- Athabasca Minerals Inc. (11 de enero de 2019). *Athabasca Minerals Inc. Montney In-Basin Project Frac Sand Test Results*. Recuperado de: <https://www.athabascaminerals.com/news/athabasca-minerals-inc-montney-in-basin-project-frac-sand-test-results/>.
- 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. Recuperado de: https://repositorio.utdt.edu/bitstream/handle/utdt/11135/MBA_2017_Bindon.pdf?sequence=1&isAllowed=y.
- Bouille, D. (2004). *Manual de Economía de la Energía*. IDEE/FB, San Carlos de Bariloche.
- Buccieri, M. V. (2018). *Déficit energético en Argentina: impacto de políticas alternativas de oferta y demanda*. Tesis de Maestría. Universidad de Buenos Aires. Recuperado de: <https://www.ceare.org/tesis/2018/tes28.pdf>.
- CAF-Banco de Desarrollo de América Latina. (2013). *Energía: Una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe*. Recuperado de: <https://www.cepal.org/sites/default/files/news/files/informessectorenergetico.pdf>.
- Caineng, Z., Dazhong, D., Denghua, L., Jianzhong, L., Keming, C., Shejiao, W., Xinjing, L. & Yuman, Y. (diciembre de 2010). *Geological characteristics and resource potential of shale gas in China*. DOI:[10.1016/S1876-3804\(11\)60001-3](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(11)60001-3).
- Calvetti, D., Echeverría, R., Isaac, R., Mandará, H. y Redes, E. (2021). *Energías Renovables en Argentina. Desafíos y Oportunidades en el contexto de la transición energética global*. KPMG. Recuperado de:

<https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/ar/pdf/2021/energias-renovables-en-argentina.pdf> .

Calzada, J y Sigaudó, D. (10 de mayo de 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> .

Cameron, R. y Neal, L. (2014). *Historia Económica Mundial. Desde el Paleolítico hasta el presente*. Ed. 4ta. Alianza: Madrid. Recuperado de: https://www.academia.edu/27082775/Cameron_and_Neal_Historia_econ%C3%B3mica_mundial_Del_paleol%C3%ADtico_hasta_el_presente .

Camuzzi. (2021). *Tarifas vigentes*. Recuperado de: <https://www.camuzzigas.com.ar/tarifas-vigentes> .

Canada Energy Regulator. (6 de abril de 2021). *Marketable Natural Gas Production in Canada*. Recuperado de: <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-commodities/natural-gas/statistics/marketable-natural-gas-production-in-canada.html> .

Cárdenas, G. J. (2021). *Matriz energética argentina. Situación actual y posibilidades de diversificación*. Revista de la Bolsa de Comercio de Rosario. Recuperado de: <https://www.bcr.com.ar/sites/default/files/energ%C3%ADa.pdf> .

Carrizo, S. C. y Forget, M. (2020). *Argentina, energía gasífera y renovables. Una híbrida transición para la eficiencia y la inclusión*. Recuperado de: <https://journals.openedition.org/caravelle/8840> .

CEEPYS. (2021). *La Argentina entre los 4 países con desarrollo comercial del Shale*. Recuperado de: <https://ceepys.org.ar/blog/la-argentina-entre-los-4-paises-con-desarrollo-comercial-del-shale/> .

CIECTI. (octubre de 2017). *Hidrocarburos no convencionales en la Argentina: Oportunidad para el desarrollo de capacidades tecnológicas locales*. Publicaciones. Serie Policy Briefs. N°5. Recuperado de:

http://www.ciecti.org.ar/wp-content/uploads/2018/01/PB5_Petro%CC%81leo-y-gas_tri%CC%81ptico_Digital-1.pdf .

CISION. (27 de octubre de 2020). *EQT Announces the Acquisition of Chevron's Appalachia Assets*. Recuperado de: <https://www.prnewswire.com/news-releases/eqt-announces-the-acquisition-of-chevrons-appalachia-assets-301161054.html> .

Contreras, M. (15 de abril de 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 .

Dong, Y., Enkelmann, E., Jonckheere, R., Ratschbacher, L., Shen, C., Wauschkuhn, B. & Yang, Z. (2017). *Sichuan Basin and beyond: Eastward foreland growth of the Tibetan Plateau from an integration of Late Cretaceous-Cenozoic fission track and (U-Th) / He ages of the eastern Tibetan Plateau, Qinling, and Daba Shan*. AGU. Recuperado de: <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/2016JB013751> .

Econojournal. (12 de febrero de 2019). *El midstream es un eslabón vacante en la cadena de valor de la industria*. Recuperado de: <https://econojournal.com.ar/2019/02/el-midstream-es-un-eslabon-vacante-en-la-cadena-de-valor-de-la-industria/> .

EERC. (2021). *Beyond the boom. Stimulation technologies*. Recuperado de: <https://undeerc.org/bakken/stimulationtechnologies.aspx> .

EIA. (2 de noviembre de 2011). *Bakken formation oil and gas drilling activity mirrors development in the Barnett*. Recuperado de: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=3750> .

EIA. (febrero de 2020). *Wolfcamp, Bone Spring, Delaware Shale Plays of the Delaware Basin*. Geology Review. Part 1. Recuperado de: https://www.eia.gov/maps/pdf/Permian-pI_Wolfcamp-Bonespring-Delaware.pdf .

- EIA. (14 de octubre de 2021a). *Natural gas. Henry Hub Natural Gas Spot Price*. Recuperado de: <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm> .
- EIA. (2021b). *Natural gas explained. Where our natural gas comes from*. Recuperado de: <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/where-our-natural-gas-comes-from.php> .
- 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-anales-de-balance-y-gestion/informe-anual.php?ano=informe-anual-2011> .
- ENARGAS. (2020a). *Mapa interactivo*. Recuperado de: <https://arba-gis01.enargas.gov.ar/arcgis/apps/webappviewer/index.html?id=9baac0b447af4d469a6ecf904167736c> .
- ENARGAS. (agosto de 2020b). *Tarifas de gas. Definiciones y metodología*. Recuperado de: https://www.enargas.gov.ar/secciones/publicaciones/informes-graficos/pdf/GDyE_Apectos_Metodologicos_1.pdf .
- 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. (marzo de 2021c). *Panorama Gasífero diciembre 2020*. Recuperado de: <https://www.enargas.gov.ar/secciones/publicaciones/divulgacion-tecnica/pdf/panorama-gasifero-202012.pdf> .
- ENARGAS. (16 de marzo de 2021d). *Transportadora de Gas del Sur S.A. Audiencia Pública N°101*. Recuperado de: <https://www.enargas.gov.ar/secciones/audiencias-publicas/101/archivos/presentacion-tgs-ap-101.pdf> .

- ENARGAS. (2021e). *Transporte y distribución*. Recuperado de: <https://www.enargas.gob.ar/secciones/transporte-y-distribucion/datos-operativos-subsec.php?sec=1&subsec=2&subsecord=02> .
- Energía Neuquén (2021). *Vaca Muerta*. Recuperado de: <https://www.energianeuquen.gob.ar/organismo/vacamuerta.html> .
- 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 .
- EPA. (2021). *The Process of Unconventional Natural Gas Production*. Recuperado de: <https://www.epa.gov/uog/process-unconventional-natural-gas-production> .
- FARN. (octubre de 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 .
- FARN. (febrero de 2021). *Efectos, impactos y riesgos socioambientales del megaproyecto Vaca Muerta*. Recuperado de: https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2021/02/DOC_IMPACTOS-VACA-MUERTA_links.pdf .
- Federal Reserve Bank of Dallas (2012). *Spotlight: Shale Oil Exploration. Permian Basin Booms as New Techniques Resurrect Old Sites*. Recuperado de: <https://www.dallasfed.org/-/media/documents/research/swe/2012/swe1202d.pdf> .
- Fundación YPF y UNRN. (2015). *Geología de la cuenca neuquina y sus sistemas petroleros: Una mirada integradora desde los afloramientos al subsuelo*. Recuperado de: <https://fundacionypf.org/Documents/Publicaciones/GEOLOGIA-CUENCA-NEUQUINA.pdf> .

- Gandini, N. (29 de abril de 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/> .
- García, K. (13 de octubre de 2016). *CNH avala plan de exploración shale de Pemex*. El Economista. Recuperado de: <https://www.economista.com.mx/empresas/CNH-avala-plan-de-exploracion-shale-de-Pemex-20161013-0027.html> .
- Gobierno de la Provincia de Neuquén (27 de septiembre de 2011). *Se amplía el horizonte de la producción hidrocarburífera*. Recuperado de: <https://www.neuqueninforma.gob.ar/se-amplia-el-horizonte-de-la-produccion-hidrocarburifera/> .
- 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> .
- Gobierno de México. (2017). *Yacimientos minerales*. Recuperado de: https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Aplicaciones_geologicas/Yacimientos-minerales.html .
- Goldwyn, D. L. (2020). *A new energy strategy for the western hemisphere*. Atlantic Council. Recuperado de: <https://www.jstor.org/stable/resrep23540.7> .
- Gómez, I. (2015). *Natural Gas in Canada: What are the options going forward?*. Oxford Institute for Energy Studies. Recuperado de: <https://www.jstor.org/stable/resrep31034.13> .
- Government of Canada. (25 de julio de 2017). *British Columbia's Shale and Tight Resources*. Recuperado de: <https://www.nrcan.gc.ca/our-natural-resources/energy-sources-distribution/clean-fossil-fuels/natural-gas/shale-and-tight-resources-canada/british-columbias-shale-and-tight-resources/17692> .
- Government of Western Australia. (2021). *The facts about natural gas and fracture stimulation in Western Australia*. Recuperado de: https://www.dmp.wa.gov.au/Documents/Petroleum/The_Facts_about_Fracking_Brochure.pdf .

- 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 .
- Honoré, A. (2016). *South American Gas Markets and the role of LNG*. Oxford Institute for Energy Studies. Recuperado de: <https://www.jstor.org/stable/resrep31052.11> .
- IAE. (4 de enero de 2021). *Informe de tendencias energéticas. Diciembre 2020*. Recuperado de: <https://www.iae.org.ar/2021/01/04/informe-de-tendencias-energeticas-diciembre-2020/> .
- IEA. (13 de septiembre 2019). *The US shale revolution has reshaped the energy landscape at home and abroad, according to latest IEA policy review*. Recuperado de: <https://www.iea.org/news/the-us-shale-revolution-has-reshaped-the-energy-landscape-at-home-and-abroad-according-to-latest-iea-policy-review> .
- 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. (30 de noviembre de 2017). *Ministerio de Energía y Minería. Resolución 474-E/2017*. Ministerio de Justicia y Derechos Humanos. Recuperado de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/295000-299999/299858/norma.htm> .
- InfoLEG. (4 de diciembre de 2019). *Resolución 791/2019*. Ministerio de Justicia y Derechos Humanos. Recuperado de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/330000-334999/332778/norma.htm> .
- InfoLEG. (2021a). *Gas Natural. Ley N°24.076*. Ministerio de Justicia y Derechos Humanos. Recuperado de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/475/texact.htm> .
- InfoLEG. (2021b). *Ley Hidrocarburos. Ley N°17.319*. Ministerio de Justicia y Derechos Humanos. Recuperado de:

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/15000-19999/16078/norma.htm> .

InfoLEG. (2021c). *Ley de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina*. Ministerio de Justicia y Derechos Humanos. Recuperado de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/195000-199999/196894/norma.htm> .

Invenómica. (mayo de 2018). *Principales indicadores del sector energético*. Recuperado de: <https://www.invenomica.com.ar/principales-indicadores-del-sector-energetico-4/> .

Invenómica. (marzo de 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/> .

King, H. (2021a). *Utica Shale – The Natural Gas Giant Below the Marcellus*. Geology.com. Recuperado de: <https://geology.com/articles/utica-shale/> .

King, H. (2021b). *Bakken Formation: News, Maps, Videos and Information Sources*. Geology.com. recuperado de: <https://geology.com/articles/bakken-formation.shtml> .

Koziner, N. y Zunino, E. (2013). *La estatización de YPF en la prensa gráfica argentina. Un análisis desde la perspectiva teórica de la Agenda Setting*. Recuperado de: <https://www.redalyc.org/pdf/687/68726424001.pdf> .

Kuuskräa, V. A. (2013). *EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*. Advanced Resources International, Inc. Recuperado de: <https://www.eia.gov/conference/2013/pdf/presentations/kuuskräa.pdf> .

López Anadón, E. (junio de 2012). *El gas natural licuado (GNL)*. Petrotecnia. Recuperado de: <http://www.petrotecnia.com.ar/junio12/sinpublicidad/GNL.pdf> .

Marval, O'Farrel y Mairal. (31 de octubre de 2014). *El Congreso Nacional sancionó la Ley de Hidrocarburos*. Recuperado de: <https://www.marval.com/publicacion/el->

congreso-nacional-sanciona-la-ley-que-modifica-la-ley-de-hidrocarburos-11875

Ministerio de Energía y Minería. Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos. (4 de enero de 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. (octubre 2018). *Dirección Provincial de Recursos Energéticos*. Gobierno de la Provincia del Neuquén. Recuperado de: <https://www.energianequen.gob.ar/evento/5.pdf>.

Ministry of Natural Gas Development of British Columbia. (2015). *Unconventional Natural Gas Assessment for the Cordova Embayment in Northeastern British Columbia*. Recuperado de: https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/farming-natural-resources-and-industry/natural-gas-oil/petroleum-geoscience/oil-gas-reports/oil_and_gas_report_2015-1_cordova_assessment.pdf.

Navazo, C. (25 de abril de 2020). *Los precios del gas siguen bajando*. Más Energía. Recuperado de: <https://mase.lmneuquen.com/rentabilidad/los-precios-del-gas-siguen-bajando-n700709>.

Neuquén informa. (6 de marzo de 2017). *Nación creo un programa de estímulo a las inversiones en gas no convencional*. Gobierno de la Provincia de Neuquén. Recuperado de: <https://www.neuqueninforma.gob.ar/nacion-creo-un-programa-de-estimulo-a-las-inversiones-en-gas-no-convencional/>.

NGI. (22 de octubre de 2021). *Information about the Permian Shale Basin*. Recuperado de: <https://www.naturalgasintel.com/information-about-the-permian-shale-basin/>.

Observatorio petróleo sur. (27 de septiembre de 2018). *Total Austral: potencia no convencional fuera de Francia*. Recuperado de: <https://opsur.org.ar/2018/09/27/total-austral-potencia-no-convencional-fuera-de-francia/>.

- OETEC. (23 de septiembre de 2020a). *Fuerte caída de la producción de shale gas de “El Orejano” en Vaca Muerta (YPF-Dow)*. Recuperado de: <https://www.oetec.org/nota.php?id=4840&area=1> .
- OETEC. (25 de septiembre de 2020b). *Fuerte caída en la producción de shale gas de Fortín de Piedra: -22% en el acumulado a julio*. Recuperado de: <https://www.oetec.org/nota.php?id=4841&area=1> .
- Opportimes. (29 de marzo de 2021). *Sinopec mantiene su producción de petróleo y gas en 2020*. Recuperado de: <https://www.opportimes.com/sinopec-mantiene-produccion-de-petroleo-y-gas-en-2020/> .
- Ouki, M. (2019). *Algerian Gas in Transition*. Oxford Institute for Energy Studies. Recuperado de: <https://www.jstor.org/stable/resrep30955.9> .
- Padilla, J. D. (2020). *El Potencial de los Yacimientos No Convencionales en Colombia*. Atlantic Council. Recuperado de: <https://www.jstor.org/stable/resrep27616.6> .
- Phillips, S. (24 de diciembre de 2019). *Natural gas production headed for a slow-down in 2020*. State Impact Pennsylvania. Recuperado de: <https://stateimpact.npr.org/pennsylvania/2019/12/24/natural-gas-production-headed-for-a-slow-down-in-2020/> .
- Plumer, B. (30 de julio de 2015). *Fracking, explained*. Vox. Recuperado de: <https://www.vox.com/2014/4/14/18076690/fracking> .
- Recalde, Y. (2010). *Sistemas Energéticos y Desarrollo Socio Económico: Implicancias del Control sobre los Recursos Naturales Energéticos*. Tesis doctoral. Universidad Nacional del Sur. Recuperado de: <https://repositoriodigital.uns.edu.ar/bitstream/handle/123456789/2120/Recalde.pdf?sequence=1&isAllowed=y> .
- Revista Petroquímica. (2 de agosto de 2017). *Total perfora el primer pozo en Aguada Pichana Este*. Recuperado de: <https://www.revistapetroquimica.com/total-perfora-primer-pozo-aguada-pichana-este/> .
- Riccardi, A. (2008). *El Jurásico de la Argentina y sus amonites*. Universidad Nacional de la Plata. Recuperado de: <https://www.researchgate.net/profile/Alberto->

[Riccardi/publication/260763481_El_Jurasico_de_la_Argentina_y_sus_amonites/links/55513c9c08ae956a5d25dfc2/El-Jurasico-de-la-Argentina-y-sus-amonites.pdf](https://www.riicardi.com/publication/260763481_El_Jurasico_de_la_Argentina_y_sus_amonites/links/55513c9c08ae956a5d25dfc2/El-Jurasico-de-la-Argentina-y-sus-amonites.pdf) .

Rolando, E. (agosto de 2010). *El gas que llegó del frío: La construcción del gasoducto Comodoro Rivadavia-Buenos Aires*. Petrotecnia. Recuperado de: http://www.petrotecnia.com.ar/agosto2010/4_2010/SINpublicidad/82-91.pdf .

SAESA. (10 de diciembre de 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/> .

Sallaway Engineering. (29 de mayo de 2014). *Eagle Ford and Permian Basin Vie Top in Texas*. Recuperado de: <http://sallawayswd.com/newsworthy/eagle-ford-and-permian-basin-vie-for-top-spot> .

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). *Historia de Vaca Muerta*. Ministerio de Economía. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/vaca-muerta/historia> .

Secretaría de Energía. (2021c). *Precios de Gas Natural - Res 1/2018*. Recuperado de: https://apps.se.gob.ar/viz_3/pgas.php .

Secretaría de Energía. (2021d). *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. (2021e). *Programa Hogar*. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/programa-hogar> .

Secretaría de Gobierno de Energía (noviembre de 2019a). *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 Gobierno de Energía (noviembre de 2019b). *Balance Energético Nacional. Serie Histórica-Indicadores. Desde 1960 actualizado al año 2018. Subsecretaría de Planeamiento Energético.* Recuperado de: http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/publicaciones/energia_en_gral/balances_provinciales/2019_11_10_sintesis_balances_energeticos_2018_pub.pdf.

Secretaría de Política Económica. (julio de 2018). *Informes de cadenas de valor.* Ministerio de Hacienda. Recuperado de: <https://www.senado.gob.ar/upload/32033.pdf>.

Seznec, J. F., (2019). *The newer suppliers.* Atlantic Council. Recuperado de: https://www.jstor.org/stable/pdf/resrep26777.6.pdf?ab_segments=0%252FSYC-5917%252Fcontrol&refreqid=excelsior%3Ab0105b03a9241d6370c6acd6661f25dd.

Skalany, M. (2018). *Informe Estimulación por Fractura Hidráulica en formaciones no convencionales.* Secretaria de ambiente y ordenamiento territorial. Gobierno de Mendoza. Recuperado de: <https://www.mendoza.gov.ar/dpa/wp-content/uploads/sites/34/2018/04/Informe-Estimulaci%C3%B3n-Hidraulica-Mendoza-Vaca-Muerta.pdf>.

Solís, A. (22 de mayo de 2017). *Gas shale, un mal negocio para México.* Forbes. Recuperado de: <https://www.forbes.com.mx/gas-shale-un-mal-negocio-para-mexico/>.

Suárez, A. A. (11 de abril de 2012). *The Expansion of Unconventional Production of Natural Gas (Tight Gas, Gas Shale and Coal Bed Methane).* National Energy Commission. Recuperado de: https://cdn.intechopen.com/pdfs/35289/InTech-The_expansion_of_unconventional_production_of_natural_gas_tight_gas_gas_shale_and_coal_bed_methane.pdf.

The University of Texas Permian Basin. (2021). *Sobre el Permian Basin*. Recuperado de: <https://es.utpb.edu/about-us/about-the-permian-basin>.

Universidad Austral. (11 de febrero de 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/>.

Vaca Muerta Info. (2021). *Vaca Muerta: Características ¿Cómo está formada?* Recuperado de: <https://vacamuertainfo.com/como-se-extrae-petroleo-de-vaca-muerta/>.

YPF. (19 de diciembre de 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>.

Zabaloy, M. F. y Martínez, C. K. (2020). *El rol del Estado y las políticas fiscales en la promoción de la transición energética en Argentina*. Recuperado de: http://jifp.eco.unc.edu.ar/images/TRABAJOS_52/trabajos53/16Zabaloy_Martnez_53JIFP2020.pdf.

Zheng, C. (2019). *The Energy Transition in China: Mid-to Long-Term National Strategies and Prospects*. Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM). Recuperado de: <http://www.jstor.com/stable/resrep22285.9>.