



Auditoría General de la Nación

**EXAMEN ESPECIAL SOBRE EL SUBSECTOR ENERGETICO DE
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL**

**SECRETARÍA DE ENERGÍA (SE) -
Producto complementario de la actuación 113/23. Proyecto N°
20801285.**



1. OBJETO DE ESTUDIO	3
2. ALCANCE DEL EXAMEN	5
2.1 Procedimientos.....	6
2.2. Objetivos	7
2.3. Hechos posteriores	7
3. DEL SECTOR HIDROCARBURÍFERO	10
3.1. Preliminar. Generalidades	10
3.2. Política hidrocarburífera. Rol de YPF. Dominio de los recursos. Evolución normativa	15
3.3. Etapas de la producción	21
3.4. Actividades previas a la extracción. Sistema legal	25
3.5. De la renta hidrocarburífera.....	31
4. SUBSECTOR GASÍFERO.....	41
4.1. Generalidades	
oferta y demanda de gas	41
4.1.1. Demanda de gas natural	41
4.1.2. Oferta de gas natural.....	43
4.2. El problema del declino en la producción y las respuestas estatales	46
4.2.1. Programas de estímulo a la producción de gas natural	48
4.2.2. Elementos comunes y distintivos de los programas. Crítica al precio estímulo	57
4.2.3. Impacto de los planes en la producción	60
4.2.4. Evolución de las reservas de gas.....	67
5. EJES PROBLEMÁTICOS Y DESAFÍOS	73
5.1. La transformación hacia una producción no convencional.....	73
5.2. Necesidad de planificación y coordinación integral del sector a largo plazo	74
5.3. Estructura oligopólica y regulación competitiva	81
5.4. El tamaño y la distribución de la renta hidrocarburífera	82
6. CONCLUSIONES.....	83
ANEXO	85



1. OBJETO DE ESTUDIO

En uso de las facultades conferidas por el artículo 118 de la Ley 24.156, la Auditoría General de la Nación efectuó un Examen Especial sobre el segmento de producción de gas natural y los programas estatales orientados a incrementar la producción nacional en el marco de las actividades económicas alcanzadas por la Ley 17.319¹, de hidrocarburos.

El objeto de estudio es el segmento de producción de GN y los programas de estímulo a la inyección de gas, decididos a fin de dar respuesta al problema de declino en la producción frente al aumento de la demanda.

Los programas de estímulo constituyen las principales políticas públicas energéticas, diseñadas para el desarrollo del segmento de producción de gas natural.

Se trata de un documento que complementa el proyecto de informe de auditoría sobre la “Gestión del precio del gas y su impacto en los segmentos de transporte y distribución (Ley 24.076) y planificación y ejecución de las actividades de exportación e importación de gas natural (GN), con miras al logro del objetivo de autoabastecimiento hidrocarburífero”²

En efecto, la primera pregunta de auditoría de la matriz de planificación de dicho proyecto indaga sobre la efectividad de las políticas de estímulo a la producción de gas natural respecto al logro del autoabastecimiento, previsto como objetivo en la ley 26.741³, denominada de soberanía hidrocarburífera.

Se analizarán aspectos salientes del segmento de producción y las características, elementos distintivos, alcances y objetivos de los siguientes Programas de Estímulo:

1) A la Inyección Excedente de Gas Natural (Resolución 1/13⁴ de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas - Plan Gas I)

2) A la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida (Resolución 60/13⁵ de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas - Plan Gas II);

¹ BO: 30/06/67

² Act. AGN 113/23.

³ BO: 07/05/12

⁴ BO: 14/02/13

⁵ BO: 29/11/13



Auditoría General de la Nación

3) A los Nuevos Proyectos de Gas Natural (Resolución ex Ministerio de Energía y Minería –MINEM- 74/16⁶ - Plan Gas III).

4) A las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales (Resolución ex MINEM 46/17⁷) y;

5) A la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 (Decretos 892/20⁸ y 730/22⁹ - Plan Gas.AR)

⁶ BO: 19/05/16

⁷ BO: 06/03/17

⁸ BO: 16/11/20

⁹ BO: 04/11/22



2. ALCANCE DEL EXAMEN

Este examen especial fue realizado bajo los estándares de las Normas de Control Externo Gubernamental (NCEG) de la Auditoría General de la Nación, aprobadas por las Resoluciones AGN 26/15, 186/16 y 187/16.

Los organismos requeridos de información fueron la Secretaría de Energía (SE), el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) y la empresa Energía Argentina SA (ENARSA).

La SE fue incluida desde su competencia en la planificación, ejecución y control de la política de incentivo, y la coordinación de los programas en el marco de la política energética nacional, así como por su rol de articulación con los actores del sector en los distintos segmentos de las cadenas de valor de las industrias del gas y de la energía eléctrica.

El ENARGAS es el organismo responsable de la regulación y control de los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural.

Complementariamente, ENARSA es la empresa que ejecuta distintas acciones estatales, bajo instrucción de la SE, en lo que respecta al desarrollo de obras de infraestructura, producción, importación y comercialización de energía.

Si bien el período auditado del proyecto de auditoría, al que el presente examen complementa, abarca desde el 01/01/2016 hasta el 31/12/2022, se mencionarán y describirán aspectos previos a fin de entender la evolución histórica del upstream del gas natural, el motivo de la implementación de las políticas de incentivo y los resultados, innovaciones y acople de los distintos programas.

También se reseñarán, a título ilustrativo, las normas posteriores al período, principalmente las modificaciones introducidas por la Ley N° 27.742¹⁰, denominada Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos (en adelante Ley Bases), en tanto representan un cambio de paradigma en la concepción de la política pública hidrocarburífera en general, y en la configuración del sector gasífero en particular.

El enfoque del trabajo está orientado a comprender el problema del segmento de producción que fundamenta el surgimiento de los planes, el marco

¹⁰BO: 08/07/24



legal y regulatorio en el que se desarrollaron y la estructura del mercado en el que se implementaron.

Las tareas de campo se desarrollaron desde el 22/05/24 al 20/11/24.

2.1. Procedimientos

2.1.1. Recolección de datos

- Compilación del marco normativo vigente
- Entrevistas y reuniones con funcionarios y personal de las áreas intervinientes, vinculadas al objeto de auditoría.
- Requerimientos de información y/o documentación a la SE, al ENARGAS y ENARSA.
- Relevamiento documental de expedientes administrativos.
- Consulta de los sistemas de información que registran datos estadísticos y contenidos en los sitios web gestionados por el auditado.
- Relevamiento de datos abiertos sobre ejecución presupuestaria.
- Construcción de bases de datos en base a distintos sistemas de registro de información de los programas de incentivo.

2.1.2. Análisis de datos

- Estudio y análisis legal y regulatorio aplicable a los programas estatales.
- Análisis de los distintos objetivos específicos de los planes y objetivos generales de la política de hidrocarburos y energética nacional.
- Estudio y análisis de la información y/o documentación suministrada por la SE, ENARGAS y ENARSA.
- Análisis de la ejecución presupuestaria con distintos niveles de agregación.
- Evaluación de los resultados de los planes a través de distintas variables.
- Análisis estadístico de las distintas fuentes de información.



2.2. Objetivos

El objetivo de este estudio es brindar un marco teórico y exponer la dinámica del segmento de producción de gas natural, identificando las causas de los problemas que motivaron el surgimiento de la política de incentivo a la producción y los resultados alcanzados en su ejecución.

Como se expuso en puntos previos, se persigue complementar y dar apoyo teórico a los hallazgos de auditoría y recomendaciones en curso de elaboración en el marco del proyecto de auditoría que tramita por Actuación 113/23 cuyo objeto es la “Gestión del precio del gas y su impacto en los segmentos de transporte y distribución (Ley 24.076) y la planificación y ejecución de las actividades de exportación e importación de gas natural con miras al objetivo de autoabastecimiento hidrocarburífero”, así como generar material de consulta permanente para la AGN.

Asimismo, las características, dinámicas de funcionamiento, innovaciones y acople de los programas de estímulo a la producción gasífera, constituyen un objetivo primordial de este estudio.

2.3. Hechos posteriores

Se menciona como hecho posterior el dictado de la Ley N° 27.742, Ley Bases, toda vez que implica una modificación en el rol estatal en la política gasífera.

Ciertamente, esta ley introdujo cambios sustantivos al modelo de política hidrocarburífera existente hasta el momento, a partir de la incorporación de los siguientes lineamientos:

1) Maximización de la renta obtenida de la explotación de los recursos, que se agrega al principio de maximización de las inversiones y de los recursos empleados¹¹. Se volverá sobre el tema, al analizar el concepto de renta hidrocarburífera (Punto 3.5.)

2) Relativización del concepto de autoabastecimiento hidrocarburífero como vector principal de la actividad energética. En este sentido, la Ley Bases

¹¹Ley Bases, artículo 102.- Sustitúyese el artículo 3° de la ley 17.319 por el siguiente: Artículo 3°: El Poder Ejecutivo nacional fijará la política nacional con respecto a las actividades mencionadas en el artículo 2°, teniendo como objetivos principales, además de los dispuestos por el artículo 3° de la ley 26.741, maximizar la renta obtenida de la explotación de los recursos y satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país.



derogó¹² el artículo 1º de la ley 26.741 que establecía: “*Declárase de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones*”.

3) El principio protectorio a consumidores, se limita a calidad y disponibilidad de los hidrocarburos, no así a su precio¹³

4) Limitación del rol del Estado en el sector, en tanto, por una parte, postula el derecho de los productores a comercializar, transportar e industrializar libremente los hidrocarburos y sus derivados y por la otra, prohíbe al Poder Ejecutivo intervenir o fijar precios¹⁴. Se establece la libre exportación e importación de hidrocarburos y sus derivados, modificando el sistema de autorización para exportar por el de no objeción, dentro de un plazo máximo de 30 días¹⁵

¹²Ley Bases, artículo 160: Derógase el artículo 1º de la ley 26.741.

¹³ Ley Bases, Artículo 159: Sustitúyanse los incisos d), g) y h) del artículo 3º de la ley 26.741 por los siguientes: d) La maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del abastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo. **g) La protección de los intereses de los consumidores relacionados con la calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos.** h) La exportación de hidrocarburos para el mejoramiento de la balanza de pagos, garantizando la explotación racional de los recursos y la sustentabilidad de su explotación para el aprovechamiento de las generaciones futuras.

Texto anterior: *Inciso g) La protección de los intereses de los consumidores relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos*

¹⁴ Ley Bases, artículo 105. Se sustituye el artículo 6 de la Ley 17.319, por el siguiente: Artículo 6º: Los permisionarios y concesionarios tendrán el dominio sobre los hidrocarburos que extraigan y, consecuentemente, **podrán transportarlos, comercializarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados libremente**, conforme la reglamentación que dicte el Poder Ejecutivo nacional. **El Poder Ejecutivo nacional no podrá intervenir o fijar los precios de comercialización en el mercado interno** para ninguna de las actividades indicadas en el párrafo anterior...”

Texto anterior: Los permisionarios y concesionarios tendrán el dominio sobre los hidrocarburos que extraigan y, consecuentemente, podrán transportarlos, comercializarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados, cumpliendo las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo sobre bases técnico-económicas razonables que contemplen la conveniencia del mercado interno y procuren estimular la exploración y explotación de hidrocarburos. Durante el período en que la producción nacional de hidrocarburos líquidos no alcance a cubrir las necesidades internas será obligatoria la utilización en el país de todas las disponibilidades de origen nacional de dichos hidrocarburos, salvo en los casos en que justificadas razones técnicas no lo hicieran aconsejable. Consecuentemente, las nuevas refinerías o ampliaciones se adecuarán al uso racional de los petróleos nacionales. Si en dicho período el Poder Ejecutivo fijara los precios de comercialización en el mercado interno de los petróleos crudos, tales precios serán iguales a los que se establezcan para la respectiva empresa estatal, pero no inferiores a los niveles de precios de los petróleos de importación de condiciones similares. Cuando los precios de petróleos importados se incrementaren significativamente por circunstancias excepcionales, no serán considerados para la fijación de los precios de comercialización en el mercado interno, y, en ese caso, éstos podrán fijarse sobre la base de los reales costos de explotación de la empresa estatal, las amortizaciones que técnicamente correspondan, y un razonable interés sobre las inversiones actualizadas y depreciadas que dicha empresa estatal hubiere realizado. Si fijara precios para subproductos, éstos deberán ser compatibles con los de petróleos valorizados según los criterios precedentes...”

¹⁵ Continúa artículo citado en la nota previa: “...Los permisionarios, concesionarios, refinadores y/o comercializadores podrán exportar hidrocarburos y/o sus derivados **libremente, sujeto a la no objeción de la Secretaría de Energía**. El efectivo ejercicio de este derecho estará sujeto a la reglamentación que dicte el Poder Ejecutivo nacional, la cual entre otros aspectos deberá considerar: (i) los requisitos habituales vinculados al acceso de los recursos técnicamente probados; y (ii) que la eventual objeción de la Secretaría de Energía sólo podrá ser formulada dentro de los treinta (30) días de puesta en su conocimiento las exportaciones a practicar, debiendo estar fundada en motivos técnicos o



5) Deja de regir el criterio de “maximización de la producción compatible con la explotación adecuada y económica de los yacimientos” para determinar las inversiones a realizar por los concesionarios¹⁶.

Paralelamente, la Ley Bases dispuso la creación de un “*Régimen de incentivos para grandes inversiones*” (RIGI), por el que se establecen ciertos incentivos a los proyectos que cumplan con los requisitos previstos.

El artículo 167 de la Ley establece que el RIGI será aplicable a las grandes inversiones en los sectores de forestoindustria, turismo, infraestructura, minería, tecnología, siderurgia, energía¹⁷, petróleo y gas.

económicos que hagan a la seguridad del suministro. Transcurrido dicho plazo, la Secretaría de Energía no podrá realizar objeción alguna.

Se destaca que por el artículo 16 del Anexo I del Decreto 1057/24, reglamentario de la Ley Bases, se determinaron las causales de objeción de la SE. En efecto, se estableció: Causales de objeción. La SE podrá objetar total o parcialmente la exportación de hidrocarburos, de manera fundada, únicamente con sustento en las siguientes razones técnicas y/o económicas que afecten la seguridad del suministro: a) la falta de disponibilidad de hidrocarburos y/o sus derivados, b) la falta de acreditación -en el caso de exportación de hidrocarburos y/o sus derivados cuyos términos exijan la acreditación a lo largo de su vigencia- de la disponibilidad proyectada de producción propia o cantidades firmes acordadas con productores, o reservas probadas, posibles y/o probables, o recursos, o su capacidad de producción; c) la falta de exactitud o veracidad en la información y/o documentación respaldatoria de la operación de exportación; d) la falta de acreditación de capacidad en alguna de las etapas que integran la operatoria de exportación de hidrocarburos; e) las Prácticas anticompetitivas, incluyendo el “dumping” respecto del mercado interno en las mismas condiciones; f) la existencia y/u ocurrencia de variaciones imprevistas y significativas en precios de mercado interno; g) la falta de proporcionalidad respecto de las proyecciones informadas conforme a lo determinado en los artículos 12 y 13 y la seguridad de suministro al mercado interno. En todos los casos se observarán los principios de igualdad, razonabilidad, proporcionalidad y no discriminación.

Texto anterior, parte pertinente: ...” El Poder Ejecutivo permitirá la exportación de hidrocarburos o derivados no requeridos para la adecuada satisfacción de las necesidades internas, siempre que esas exportaciones se realicen a precios comerciales razonables y podrá fijar en tal situación, los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno, a fin de posibilitar una racional y equitativa participación en él a todos los productores del país. La producción de gas natural podrá utilizarse, en primer término, en los requerimientos propios de la explotación de los yacimientos de que se extraiga y de otros de la zona, pertenezcan o no al concesionario y considerando lo señalado en el artículo 31. La empresa estatal que preste servicios públicos de distribución de gas tendrá preferencia para adquirir, dentro de plazos aceptables, las cantidades que excedieran del uso anterior a precios convenidos que aseguren una justa rentabilidad a la inversión correspondiente, teniendo en cuenta las especiales características, y condiciones del yacimiento. Con la aprobación de la autoridad de aplicación, el concesionario podrá decidir el destino y condiciones de aprovechamiento del gas que no fuere utilizado en la forma precedentemente indicada. La comercialización y distribución de hidrocarburos gaseosos estará sometida a las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo nacional.

¹⁶Ley Bases, artículo 114: Sustitúyese el artículo 31 de la ley 17.319 por el siguiente: Artículo 31: Todo concesionario de explotación está obligado a efectuar, dentro de plazos razonables, las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda área abarcada por la concesión, con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con la característica y magnitud de las reservas comprobadas.

Texto anterior: “Todo concesionario de explotación está obligado a efectuar, dentro de plazos razonables, las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, **con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con la característica y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas**”

¹⁷ Por Decreto Reglamentario 749/24 (BO: 23/08/24) se estableció que el sector energía se encuentra conformado por las siguientes actividades: Las actividades de generación; almacenamiento; transporte y/o distribución de energía eléctrica de fuentes renovables y no renovables; de producción de otras energías bajas en carbono; bioenergía; y la captura, transporte y almacenamiento de dióxido de carbono. Sector de petróleo y gas. Las actividades relativas a: 1. la construcción de plantas de tratamiento, plantas de separación de líquidos de gas natural, oleoductos, gasoductos y poliductos e instalaciones de almacenamiento; 2. el transporte y almacenamiento de hidrocarburos líquidos y gaseosos; 3. la petroquímica, incluyendo la producción de fertilizantes, y refinación; 4. la producción, captación, tratamiento, procesamiento, fraccionamiento, licuefacción de gas natural y transporte de gas natural destinado a la exportación de gas natural licuado, así como las obras de infraestructura necesarias para el desarrollo de la referida industria; y 5. la exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos costa afuera.



Se declara, en los términos del artículo 75, inciso 18 de la Constitución Nacional, que las “Grandes Inversiones” que califiquen y sean concretadas bajo el RIGI son de interés nacional y resultan útiles y conducentes para la prosperidad del país, el adelanto y bienestar de todas las provincias, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los municipios.

La ley estableció que cualquier norma o vía de hecho, nacional o local, por la que se limite, restrinja, vulnere, obstaculice o desvirtúe lo establecido bajo dicho título será nula de nulidad absoluta e insanable y la justicia deberá, en forma inmediata, impedir su aplicación.

En cuanto a la estructura del régimen, la norma determina los sujetos habilitados y el plazo de aplicación del RIGI (Cap. II); los requisitos y condiciones para la inclusión, el plan de inversión y los efectos de tal inclusión (Cap. III); los incentivos tributarios, aduaneros y cambiarios propios del registro (Caps. IV y V); su régimen de estabilidad y compatibilidad con otros regímenes (Cap. VI); la terminación de los incentivos bajo el RIGI (Cap. VII) y el régimen infraccional y recursivo (Cap. VIII).

Otras modificaciones introducidas por la LB serán analizadas en el desarrollo de este trabajo, durante el estudio puntual de cada tema.

3. DEL SECTOR HIDROCARBURÍFERO

3.1. Preliminar. Generalidades

Antes de adentrarnos en el estudio del sector gasífero propiamente dicho, debe mencionarse que la matriz energética argentina depende significativamente (84%) de los hidrocarburos: gas natural (55%) y petróleo (29%).

Según datos publicados por la Secretaría de Energía, el horizonte de reservas de hidrocarburos (relación reservas y producción) se ubica en torno a 11,7 años para el crudo y 7,6 años para el gas natural.

A su vez, el país cuenta con el yacimiento “Vaca Muerta”, ubicado en las provincias de Neuquén y parte de las provincias de Mendoza, La Pampa y Río Negro, donde operan 31 empresas que extraen en conjunto 27.673 m³/día de petróleo y 44.151.867 m³/día de gas¹⁸.

¹⁸ Datos a septiembre de 2021



Según información publicada en abril de 2022, el país ocupa el puesto 29 de los países productores de petróleo, ranking encabezado por Estados Unidos, Rusia y Arabia Saudita, donde los principales consumidores son Estados Unidos, China y Japón. En cuanto a la producción de gas, la Argentina ocupa el puesto 20, en donde los principales productores son Estados Unidos, Rusia e Irán.

Si bien en nuestro país se han identificado a través de estudios exploratorios 22 cuencas sedimentarias, con una superficie total de aproximadamente 1.750.000 Km², sólo 5 de ellas son productivas: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral.

1) La Cuenca Noroeste abarca mayoritariamente las provincias de Salta, Jujuy y parte de Formosa, con pozos de petróleo y gas, de alta complejidad de perforación y en consecuencia alto costo por la necesidad de utilización de tecnología de punta y recursos humanos altamente calificados.

2) La Cuenca Cuyana se extiende desde el sur de la provincia de San Juan hasta el centro de la provincia de Mendoza, con pozos en general petrolíferos de una profundidad promedio de entre los 3.000 a 3.500 metros.

3) La Cuenca Neuquina es una de las más importantes, con un área de más de 120.000 km². Se extiende en partes de las provincias del Neuquén, Mendoza, Río Negro y La Pampa. La profundidad de perforación de pozos de petróleo y de gas es muy variada, abarcando un amplio rango que va de los 700 metros a más de 4.000.

4) La Cuenca del Golfo de San Jorge, por su parte, ubicada en la región meridional de la provincia de Chubut, el norte de Santa Cruz y gran parte de la plataforma continental argentina en el golfo de San Jorge, con pozos que oscilan entre los 500 y 3.500 metros de profundidad. Es la cuenca donde se descubrió petróleo en 1907 a una profundidad de 537 metros y donde comenzó a explotarse de manera exitosa.

5) Por último, la Cuenca Austral se extiende en el extremo sur de nuestro continente; abarca buena parte de Santa Cruz, la provincia chilena de Magallanes, la zona oriental del estrecho de Magallanes, Tierra del Fuego y una porción de la plataforma continental argentina. Las profundidades de los pozos, tanto petrolíferos como gasíferos, varían de los 1.500 a los 4.000 metros.



Las reservas comprobadas disponibles en la actualidad están concentradas en determinadas cuencas. El gas natural está localizado principalmente en las cuencas Neuquina y Austral, y entre ambas explican más de tres cuartas partes de las reservas.

En el caso del petróleo, dos tercios de las reservas están en la cuenca del golfo San Jorge. Si a eso se le suma la cuenca Neuquina, entre ambas explican casi el 90% de las reservas de petróleo del país.

En la actualidad, la cuenca Neuquina es la más importante por sus reservas y producción en yacimientos convencionales y no convencionales, siendo estos últimos los que adquieren protagonismo asociados a la formación Vaca Muerta.

La creciente exploración y explotación en la Cuenca Neuquina dio lugar al aumento de proyectos de aprovechamiento y, consecuentemente, a la instalación de diferentes tipos de infraestructuras. En efecto, a octubre de 2023, la cuenca registró 151 concesiones de explotación de hidrocarburos operadas principalmente por YPF y, de acuerdo con la Resolución SE 319/93¹⁹, se informaron 31.709 pozos. De estos, más de 8.500 (más del 25%) se han perforado del 2010 a la fecha.

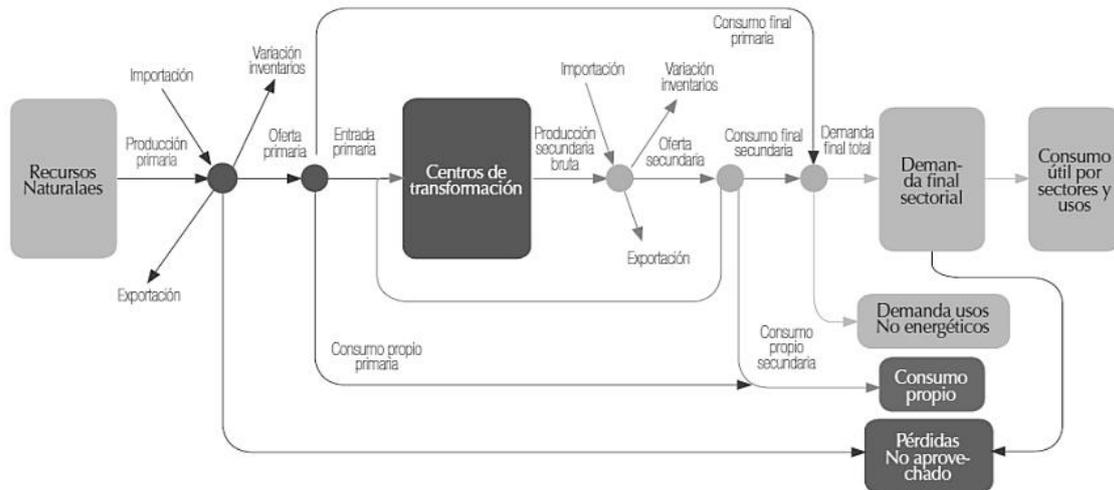
El entramado de las industrias energéticas nacionales da por resultado una matriz de producción energética, registrada y compilada en los Balances Energéticos Nacionales (BEN), donde se expone la trama de insumos y productos energéticos²⁰, y surge cómo se produce, intercambia, transforma y se consume la energía por los distintos sectores económicos.

¹⁹ BO: 21/10/93. Esta resolución aprueba las normas y procedimientos para la remisión de información estadística, datos primarios y documentación a la Secretaría de Energía.

²⁰Balance Energético Nacional (2021) SSPE -



Ilustración 1: Estructura del Balance Energético Nacional (BEN)



Fuente: BEN 2021. Serie histórica.

Es importante identificar los hidrocarburos, y particularmente el gas natural, entre las fuentes primarias y secundarias de energía, en orden de comprender la relevancia del gas natural en la matriz energética, y su importancia relativa en el consumo energético.

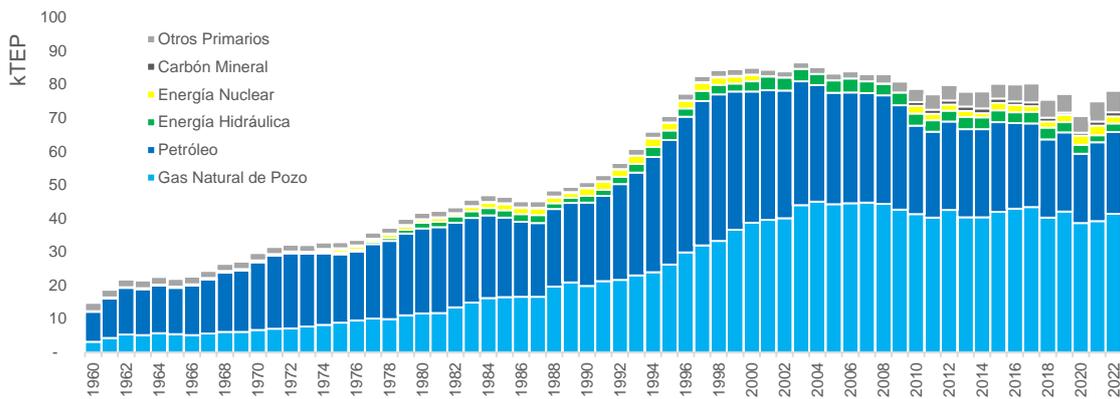
Las energías primarias son aquellas que se extraen de los recursos naturales de manera directa, como en el caso de las energías hidráulica, eólica y solar; mediante un proceso de prospección, exploración y explotación, como es el caso del petróleo y el gas natural, o bien mediante recolección, como el caso de la leña.

Las energías secundarias son producidas a partir de energías primarias u otras energías secundarias, en centros de transformación para poder ser consumidas de acuerdo a los requerimientos y tecnologías de los distintos sectores de consumo. Entre ellas se ubica la electricidad producida por fuentes primarias (energía hidráulica, nuclear, solar, eólica) o secundarias (gas natural distribuido por redes, gas natural licuado, fuel oil).

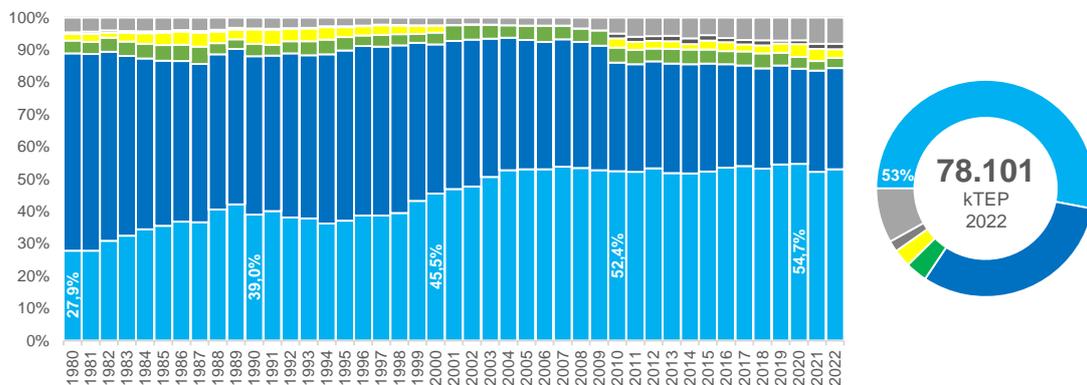
Para dimensionar la importancia relativa del gas natural, se presenta a continuación su participación en la oferta interna primaria (OIP), de donde surge de manera nítida el impacto de los hidrocarburos en un amplio período de tiempo.



Conjunto de gráficos 1(BEN): Evolución OIP 1960-2022



Conjunto de gráficos 2: Composición OIP 1980-2022



Fuente: Elaboración propia en base datos de los BEN

No puede dejar de señalarse la interdependencia que existe entre el sector eléctrico y el sector hidrocarburífero, específicamente con el sector gasífero, ya que en términos porcentuales más del 60% de la matriz de generación eléctrica es de origen térmico, con el gas natural como principal combustible, lo cual amerita la coordinación de ambos sectores en el trazado de las políticas estatales a corto, mediano y largo plazo.

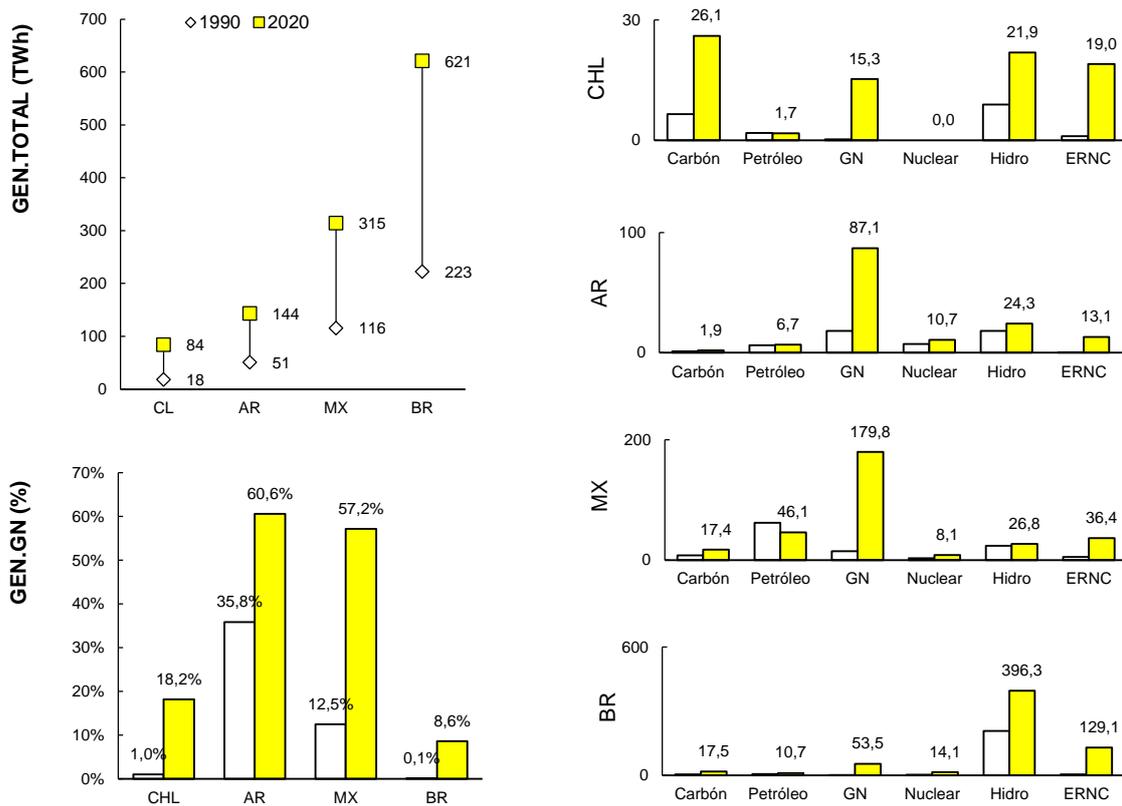
La Auditoría General de la Nación se ha expedido con relación al proceso de venta y licitación de las Centrales Térmicas de Ensenada Barragán y Brigadier López, donde se evidencia dicha interdependencia²¹. Se volverá sobre el punto de manera específica en 4.3.2. en tanto se lo considera un eje problemático dentro del segmento.

Del conjunto de gráficos siguientes surge una comparativa de las matrices de generación eléctrica a nivel regional con datos sobre Argentina, Brasil, México y Chile.

²¹Informe aprobado por Resolución 164/24 AGN



Conjunto de gráficos3: Comparación de matrices de generación eléctrica (1990-2020)



Fuente: Elaboración propia en base datos del IEA (2022).

3.2. Política hidrocarburífera. Rol de YPF. Dominio de los recursos.

Evolución normativa

El rol que históricamente desempeñó en la industria la empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) desde su creación en el año 1922²² y durante gran parte del siglo XX, así como la evolución vinculada con la titularidad de los recursos naturales y su caracterización jurídica, no puede desconocerse.

El descubrimiento de Hidrocarburos en Comodoro Rivadavia, entonces territorio nacional de Chubut, se produjo el 13 de diciembre de 1907, ante lo cual el Poder Ejecutivo, con fundamento en la Ley 4167²³, declaró la prohibición de denunciar perforaciones mineras y de conceder permisos de cateo en un radio de 5 leguas kilométricas, a todo rumbo, contándose desde el centro de la población.

²²Decreto Presidencial del 03/06/22. Se crea la Dirección Nacional de Yacimientos Petrolíferos Fiscales.

²³ Régimen de Tierras Fiscales, sancionada el 30/12/1902, promulgada el 08/01/1903, sin datos de publicación.



Recién en el año 1935, a través de la Ley 12.161²⁴, se incorporó el concepto de reservas petrolíferas en el Código Minero. Efectivamente, el artículo 373 de dicho cuerpo legal dispuso que las minas de petróleo e hidrocarburos son *bienes del dominio privado de la Nación o de las Provincias, según el territorio en que se encuentren*.

Se estableció también que el Estado Nacional podría solicitar ante las autoridades provinciales permisos de exploración, concesiones de explotación de hidrocarburos fluidos, construcción y explotación de oleoductos, en las condiciones determinadas para los particulares y que tal facultad se llevaría adelante a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales.

La Constitución de 1949 estipuló en su artículo 40²⁵ que los hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos pertenecían al dominio imprescriptible e inalienable de la Nación, disponiendo de manera expresa la naturaleza del dominio que previamente solo había sido objeto de discusión doctrinaria, a partir de la distinción establecida en el entonces Código Civil respecto del dominio público y privado²⁶.

Luego, una vez perdida la vigencia de dicha Constitución, se dictó la Ley 14.773²⁷ que estableció que *“los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos existentes en el territorio de la República Argentina y los de su plataforma submarina, son bienes exclusivos, imprescriptibles e inalienables del Estado Nacional. Las Provincias en cuyo territorio se encuentren y el Territorio Nacional de Tierra del Fuego, Antártida Argentina e Islas del Atlántico Sur, tendrán sobre su producido la participación que les corresponda de acuerdo con lo determinado por la presente ley”* (Artículo 1º).

A continuación, dispuso que *“Las actividades del Estado nacional referentes al estudio, exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de dichos hidrocarburos, estarán cargo de Yacimientos*

²⁴ BO: 01/04/35

²⁵ Artículo 40, segundo párrafo: Los minerales, las caídas de agua, los yacimientos de petróleo, de carbón y de gas, y las demás fuentes naturales de energía, con excepción de los vegetales, son propiedad imprescriptibles e inalienables de la Nación, con la correspondiente participación en su producto que se convendrá con las provincias.

²⁶ La doctrina, en general, sostiene que la diferencia entre dominio público y privado del Estado reside en que a cada uno se aplica un régimen jurídico distinto. Así, si un bien es de dominio público, su consecuencia es la inalienabilidad e imprescriptibilidad. Por el contrario, si es de dominio privado, el régimen será el de la propiedad privada. Puede verse al respecto Bielsa, Rafael, Derecho Administrativo, Sexta Edición, La Ley, 1954, pág. 454; Marienhoff, Miguel S. Tratado de Derecho Administrativo, Tomo V, pág. 48, Cuarta edición actualizada, Abeledo Perrot, 1998.

²⁷ BO: 13/11/58



Petrolíferos Fiscales, Gas del Estado y Yacimientos Carboníferos Fiscales que, a tal efecto, gozarán de plena autarquía, tendrán las facultades determinadas en su régimen orgánico y ejercerán sus atribuciones en todo el territorio nacional. Las provincias integrarán los organismos directivos superiores de estas entidades” (Artículo 2º)

Asimismo, reconoció y garantizó a las provincias donde se encuentren los yacimientos y al entonces Territorio Nacional de Tierra de Fuego, Antártida Argentina e Islas del Atlántico Sur, una participación igual al 50% del producido neto de la explotación correspondiente (Artículo 5º) y declaró *“de urgente necesidad nacional el aumento de la producción de hidrocarburos y de sus derivados a los fines del autoabastecimiento del país”* (Artículo 8º)

Es decir, se mantuvo el criterio de considerar los yacimientos de hidrocarburos dentro del dominio público del Estado Nacional, tal como lo consagró la Constitución del 49 y concedió el monopolio de exploración, explotación, transporte y comercialización a YPF, Gas del Estado²⁸ y Yacimientos Carboníferos Fiscales (YCF), aunque reconociendo a las provincias una participación igual al 50% del producido neto de la explotación en concepto de regalías y destacó la necesidad de aumentar la producción con miras al autoabastecimiento.

La Ley 17.319²⁹, aún vigente con sendas modificaciones, ratificó en su texto original que los yacimientos hidrocarbúricos situados en el territorio nacional y en la plataforma continental, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional y suprimió el monopolio estatal en la industria al disponer en su artículo 2º que las actividades relativas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos estaría a cargo de empresas estatales, privadas o mixtas. Así, los permisos de exploración y concesiones temporales de explotación y transporte de hidrocarburos, podían ser otorgados a personas físicas y jurídicas privadas.

Esta norma dispuso que es el Poder Ejecutivo Nacional quien fija la política nacional con respecto a las actividades hidrocarbúricas, con el objetivo

²⁸Las actividades de transporte y distribución de gas en el país estaban bajo el control exclusivo de la empresa estatal Gas del Estado, fundada en 1946 bajo la denominación Dirección Nacional Gas del Estado. Entre la creación de YPF y la de la Dirección Nacional de Gas del Estado, el transporte y distribución de GN estaba a cargo de la Compañía Primitiva de Gas, empresa extranjera, hasta que se decretó la nacionalización del gas en 1945.

²⁹ BO: 30/06/67



de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad. Esta potestad se mantiene hasta la actualidad, aunque con modificaciones que se describirán más adelante.

En el año 1992 y en el marco del proceso de desregulación de la economía iniciado a partir de la Ley 23.696³⁰, de Reforma del Estado, se sancionó la Ley 24.145³¹ que transfirió el dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las provincias en cuyo territorio se encuentren, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de 12 millas marinas medidas desde las líneas de base reconocidas por la legislación vigente.

Esta ley aprobó lo dispuesto por el Decreto 2778/90³² que había decidido la transformación de YPF Sociedad del Estado a YPF Sociedad Anónima, regida por la Ley N° 19.550, con capital social integrado por acciones del Estado Nacional (51%), las provincias donde se encuentren los yacimientos (39%) y el personal (hasta el 10%).

Se previó que el Estado Nacional y las provincias puedan vender sus acciones al capital privado. La denominada privatización de YPF tuvo lugar recién en el año 1999 cuando la empresa española REPSOL adquirió el 97.81% del paquete accionario de YPF, dando lugar a la constitución de REPSOL YPF SA.

En el mercado hidrocarburífero argentino las reformas de los 90 fueron más profundas que las llevadas a cabo en la región. En México, por ejemplo, a pesar de las fuertes transformaciones económicas, se mantuvo a PEMEX con el monopolio de la actividad, salvo para el gas natural. Brasil, si bien vendió parte del capital social de Petrobras, el Estado conservó el control político de la compañía. En Venezuela, el Estado mantiene su posición dominante en el sector.

En el año 1992 se sancionó la Ley 24.076³³ que dispuso la desintegración vertical del sector en tres segmentos diferenciados: producción

³⁰ BO: 23/08/89

³¹ BO: 06/11/92

³² BO: 11/01/91

³³BO: 12/06/92



de gas natural como actividad no regulada y transporte y distribución, como actividades reguladas y sometidas al régimen de servicio público.

Como consecuencia del proceso privatizador, la otrora Gas del Estado, encargada de los segmentos de transporte y distribución, quedó dividida en 10 unidades de negocio: 2 dedicadas al transporte y 8 a la distribución.

La Constitución de 1994 incorporó en su texto, el artículo 124 último párrafo que dispone que *“Corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio”*.

La Ley 26.197³⁴, denominada Ley Corta, sustituyó el artículo 1º de la Ley 17.319, modificado por la Ley 24.145, estableciendo lo siguiente con relación a titularidad de los yacimientos hidrocarburíferos:

“Artículo 1º.- Los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren.

Pertenecen al Estado nacional los yacimientos de hidrocarburos que se hallaren a partir de las DOCE (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley Nº 23.968, hasta el límite exterior de la plataforma continental.

Pertenecen a los Estados provinciales los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en sus territorios, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de DOCE (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley Nº 23.968.

Pertenecen a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en su territorio.

Pertenecen a la provincia de Buenos Aires o a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, según corresponda a sus respectivas jurisdicciones, los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en el lecho y el subsuelo del Río de la Plata, desde la costa hasta una distancia máxima de DOCE (12) millas marinas que no supere la línea establecida en el artículo 41 del Tratado del Río de la Plata y su Frente Marítimo y de conformidad con las normas establecidas en el Capítulo VII de ese instrumento.

³⁴ BO: 05/01/07



Pertenecen a la provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, aquellos yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en su territorio, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de DOCE (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley Nº 23.968, respetando lo establecido en el Acta Acuerdo suscrita, con fecha 8 de noviembre de 1994, entre la referida provincia y la provincia de Santa Cruz”

Esta ley ratificó que el diseño de las políticas energéticas a nivel federal será responsabilidad del Poder Ejecutivo Nacional (Artículo 2º, última parte).

En 2012, a través de la Ley 26.741³⁵, denominada de soberanía hidrocarburífera, se declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones (Artículo 1º).

Se establecieron los siguientes principios para la política hidrocarburífera nacional:

a) La promoción del empleo de los hidrocarburos y sus derivados como factor de desarrollo e incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y de las provincias y regiones;

b) La conversión de los recursos hidrocarburíferos en reservas comprobadas y su explotación y la restitución de reservas;

c) La integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales;

d) La maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del abastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo;

e) La incorporación de nuevas tecnologías y modalidades de gestión que contribuyan al mejoramiento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y la promoción del desarrollo tecnológico en la República Argentina con ese objeto;

³⁵BO: 07/05/12



f) La promoción de la industrialización y la comercialización de los hidrocarburos con alto valor agregado;

g) La protección de los intereses de los consumidores relacionados con la calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos³⁶;

h) La exportación de hidrocarburos para el mejoramiento de la balanza de pagos, garantizando la explotación racional de los recursos y la sustentabilidad de su explotación para el aprovechamiento de las generaciones futuras³⁷.

i) Maximizar la renta obtenida de la explotación de los recursos y satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país (Incorporado por la Ley Bases)

Se declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el cincuenta y un por ciento (51%) de las acciones de YPF SA pertenecientes a Repsol YPF, y el 51% del patrimonio de Repsol YPF Gas SA.

Finalmente, se dictó la Ley Bases que modificó sustancialmente el esquema vigente, según lineamientos generales mencionados en el punto 2.3. previo.

3.3. Etapas de la producción

La cadena hidrocarburífera se desarrolla en cuatro etapas compuestas a su vez por diversas actividades: 1) la extracción, que comprende también la exploración y perforación; 2) el transporte, es decir el traslado de los hidrocarburos desde la “boca de pozo” a las plantas procesadoras; 3) el procesamiento que incluye la refinación y/o separación de la materia prima; y finalmente, 4) la distribución.

Otra caracterización utilizada es la de *upstream* (extracción); *midstream* (transporte) y *downstream* (refinación, procesamiento, distribución y venta).

El petróleo y el gas comparten la primera etapa de exploración y perforación, que posibilita la posterior extracción y tratamiento, debido a las

³⁶Inciso sustituido por el artículo 159 de la Ley Bases. Texto anterior: *Inciso g) La protección de los intereses de los consumidores relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos*

³⁷Inciso sustituido por el artículo 159 de la Ley Bases. Texto anterior: *Inciso h) La obtención de saldos de hidrocarburos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos, garantizando la explotación racional de los recursos y la sustentabilidad de su explotación para el aprovechamiento de las generaciones futuras.*



características geológicas de las cuencas que concentran los yacimientos nacionales.

A partir de su extracción, los hidrocarburos pueden comercializarse en crudo o con un procesamiento mínimo, o bien continuar un proceso de tratamiento que permite obtener distintos tipos de subproductos energéticos (combustibles) o insumos petroquímicos.

Con relación al proceso de extracción propiamente dicho, la perforación se realiza mediante el uso de una torre generadora desde la superficie, que perfora con un trépano o broca el terreno hasta alcanzar la roca generadora. Dependiendo del tipo de roca, el trépano puede perforar entre 35 y 600 cm por hora.

Durante la perforación, se hace circular un lodo compuesto por agua, arcilla y varios productos químicos, con el propósito de dar consistencia a las paredes del pozo y enfriar la broca (lodo de perforación). Los fragmentos de roca que se extraen son estudiados para determinar el tipo de roca y si hay presencia de hidrocarburos. Luego, a medida que avanza el trépano, se añaden barras de sondeo de 9.45 metros de longitud.

A medida que avanza la perforación se coloca la tubería de revestimiento del pozo o encamisado (casing) para evitar derrumbes y aislar las napas de agua.

El proceso culmina con la extracción y la separación (gas y petróleo). Cuando la presión del reservorio empieza a ceder y deja de fluir por la tubería hacia la superficie, se coloca una bomba de extracción en profundidad. Una vez que los productos son separados, se almacenan en contenedores.

En el caso del gas, el producido es transportado por ductos hasta plantas industriales adyacentes que se encargan de separar los distintos componentes del gas primario en gases livianos como el metano y etano (gas natural), propano y butano (gas licuado de petróleo GLP) y en gases más pesados (pentano y hexano) de uso petroquímico³⁸.

El objetivo del procesamiento del gas natural es eliminar los contaminantes, incluyendo los elementos corrosivos (agua y ácido sulfúrico), los

³⁸Secretaría de Política Económica | Subsecretaría de Programación Regional y Sectorial. "Caracterización de la actividad hidrocarburífera: etapa de procesamiento"



Auditoría General de la Nación

que reducen el poder calorífico (dióxido de carbono y nitrógeno) y los que forman depósitos sólidos a bajas temperaturas (agua y dióxido de carbono)

Una vez acondicionado en las plantas separadoras, es inyectado en el sistema de gasoductos troncales que, en interacción con un sistema de plantas compresoras, transporta el gas desde los centros de producción y tratamiento hacia los centros distribución y consumo.

El consumo de gas natural es explicado por la agregación de distintas demandas: residencial, comercial, industrial general, industrial petroquímica, centrales termoeléctricas (generación eléctrica) y gas natural comprimido (GNC).



Ilustración 2: Cadena de producción de hidrocarburos

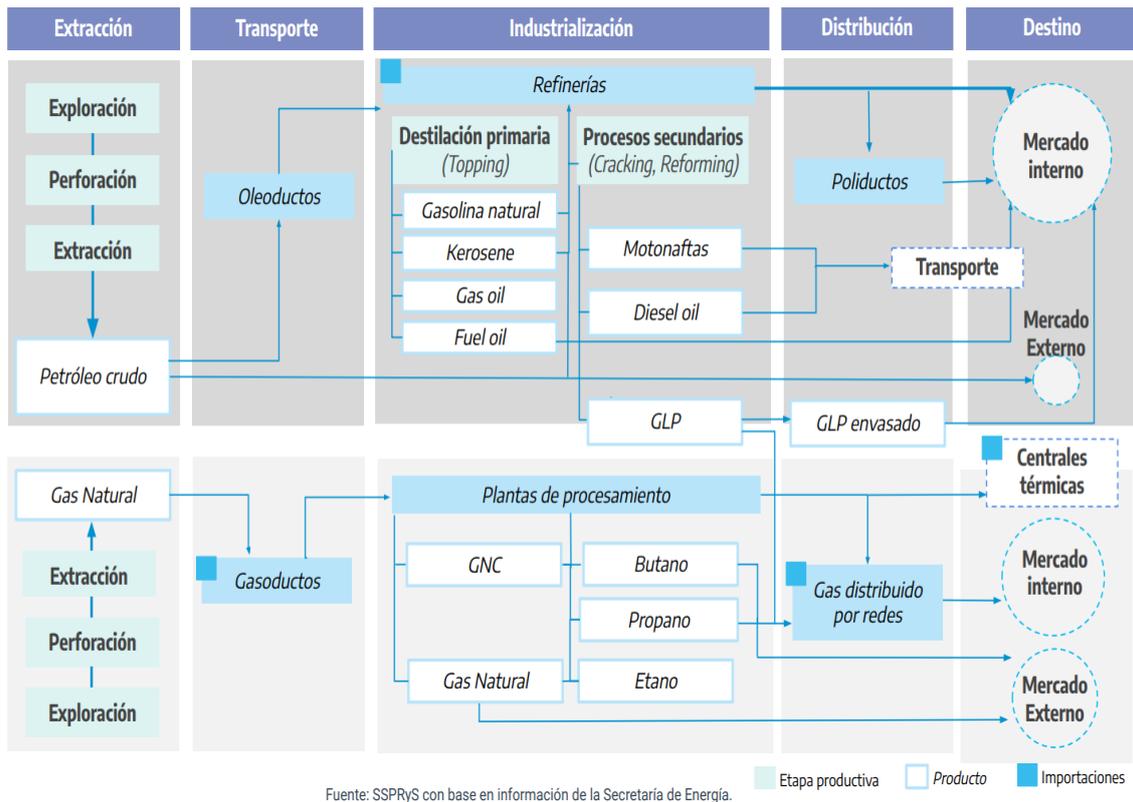
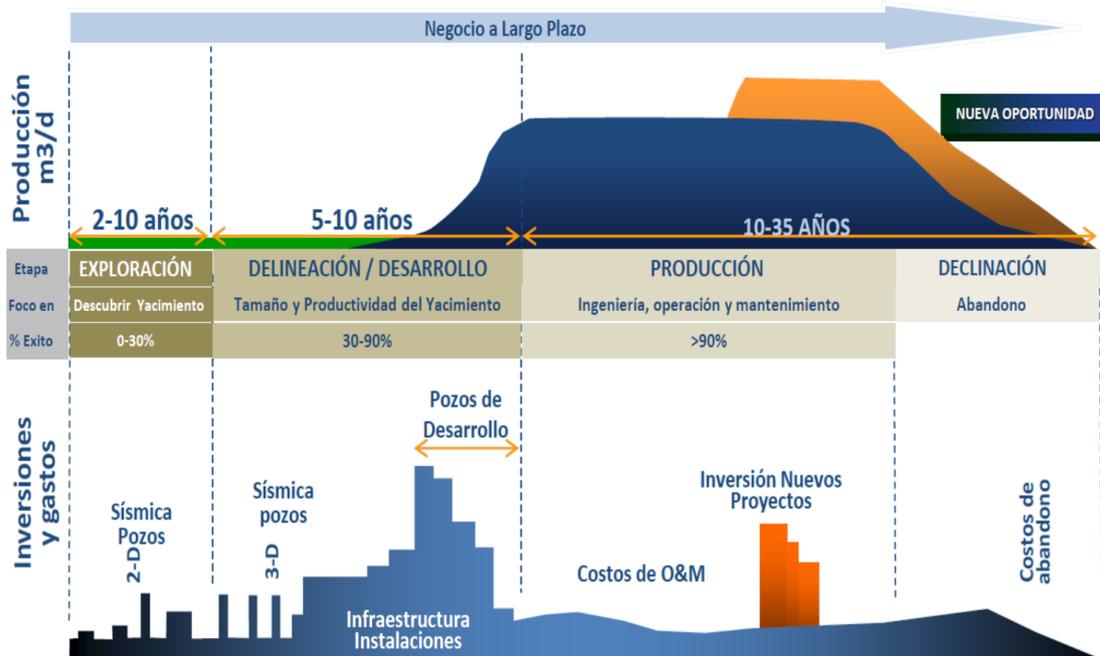


Ilustración 3: Ciclo de vida de un proyecto de explotación hidrocarburífero



Fuente: Presentación de YPF en la Audiencia pública ENARGAS N° 83 (2017).



3.4. Actividades previas a la extracción. Sistema legal

La ley reconoce, previo a la extracción, 3 títulos que habilitan al desarrollo de actividades hidrocarburíferas que se distinguen según su momento de desarrollo y la intensidad de los derechos y obligaciones que generan, a saber: i) Reconocimiento superficial en busca de hidrocarburos; ii) Permiso de exploración y iii) Concesión de explotación.

El reconocimiento superficial en busca de hidrocarburos consiste en la realización de estudios geológicos, geofísicos y otros métodos relacionados con la exploración hidrocarburífera. Puede ser realizado en todo el territorio nacional incluyendo su plataforma continental, con excepción de las zonas cubiertas por permisos de exploración o concesiones de explotación, con la sola autorización previa del propietario o superficiario.

La Ley Bases eliminó la necesidad de aprobación previa de la Autoridad de Aplicación³⁹. Tratándose en este caso de una relación regida por el derecho privado, el propietario podrá exigir al explorador las garantías que estime convenientes para responder a cualquier daño que pudieren llegar a causar.

El simple hecho de realizar un reconocimiento superficial no otorga derechos para llevar a cabo estas actividades en el área estudiada, ni permite reclamar al Estado por las sumas invertidas en dicho reconocimiento.

Los permisos de exploración otorgados por el Poder Ejecutivo nacional o provincial, mediante procedimientos competitivos, en cambio, sí confieren un derecho exclusivo a ejecutar todas las tareas que requiere la búsqueda de hidrocarburos dentro del perímetro delimitado y por el plazo establecido en el

³⁹Ley Bases, artículo 108.



acto que lo otorga⁴⁰. Solo pueden ser otorgados en zonas posibles⁴¹ y la unidad de exploración tiene una superficie de 100 kilómetros cuadrados⁴².

El permiso autoriza asimismo a construir y emplear las vías de transporte y comunicación y los edificios o instalaciones que se requieran.

Como en cualquier relación bilateral, el titular tiene ciertas obligaciones. Las más importantes son el deslinde del área en el terreno, la realización de los trabajos necesarios para localizar hidrocarburos y la realización de las inversiones mínimas a que se haya comprometido para cada uno de los períodos que el permiso comprenda, con consecuencias en caso de no realizarlas⁴³.

Adicionalmente, y en caso de que el permisionario descubriera hidrocarburos en el área del permiso, deberá efectuar dentro de los 30 días, una denuncia ante la Autoridad de Aplicación, y podrá disponer de los productos que extraiga en el curso de los trabajos exploratorios.

Dado que a todo titular de un permiso de exploración le corresponde el derecho de obtener una concesión exclusiva de explotación de los hidrocarburos que descubra en el perímetro delimitado por el permiso, dentro de los 30 días de la fecha en que el permisionario, de conformidad con criterios técnico-económicos aceptables, determine que el yacimiento descubierto es comercialmente explotable, deberá declarar ante la Autoridad de Aplicación su

⁴⁰Ley 17.319, artículo 23: Los plazos de los permisos de exploración serán fijados en cada licitación por la Autoridad de Aplicación, de acuerdo al objetivo de la exploración, según el siguiente detalle:

Plazo Básico: Exploración con objetivo convencional: 1er. período hasta tres (3) años/ 2do. período hasta tres (3) años. período de prórroga: hasta cinco (5) años.

Exploración con objetivo no convencional: 1er. período hasta cuatro (4) años/ 2do. período hasta cuatro (4) años/ Período de prórroga: hasta cinco (5) años.

Para las exploraciones en la plataforma continental y en el mar territorial cada uno de los períodos del Plazo Básico de exploración con objetivo convencional podrá incrementarse en un (1) año.

La prórroga prevista en este artículo es facultativa para el permisionario que haya cumplido con la inversión y las restantes obligaciones a su cargo.

La transformación parcial del área del permiso de exploración en concesión de explotación realizada antes del vencimiento del Plazo Básico del permiso, conforme a lo establecido en el artículo 22, autoriza a adicionar al plazo de la concesión el lapso no transcurrido del permiso de exploración, excluido el término de la prórroga.

En cualquier momento el permisionario podrá renunciar a toda o parte del área cubierta por el permiso de exploración, sin perjuicio de las obligaciones prescriptas en el artículo 20.

⁴¹ Según artículo 10 de la ley 17.319, a los fines de la exploración y explotación de hidrocarburos del territorio de la República y de su plataforma continental, quedan establecidas las siguientes categorías de zonas: i) Probadas: Las que correspondan con trampas estructurales, sedimentarias o estratigráficas donde se haya comprobado la existencia de hidrocarburos que puedan ser comercialmente explotables y ii) Posibles: Las no comprendidas en la definición que antecede.

⁴² Artículo 24.

⁴³Ley 17.319, artículo 20 segundo párrafo: si la inversión realizada en cualquiera de dichos períodos fuera inferior a la comprometida, el permisionario deberá abonar al Estado la diferencia resultante, salvo caso fortuito o de fuerza mayor. Si mediaren acreditadas y aceptadas dificultades técnicas a juicio de la autoridad de aplicación, podrá autorizarse la sustitución de dicho pago por el incremento de los compromisos establecidos para el período siguiente en una suma igual a la no invertida.



voluntad de obtener la correspondiente concesión de explotación, la cual deberá ser otorgada dentro de los 60 días siguientes.

La omisión de denunciar, tanto el descubrimiento de hidrocarburos como su posibilidad de explotación comercial, dará lugar a la aplicación de sanciones por parte de la Autoridad de Aplicación.

En definitiva, el permiso de exploración, a diferencia del reconocimiento superficial, otorga al titular un derecho exclusivo a explorar el área y el consecuente derecho, también exclusivo, a obtener una concesión de explotación en caso de hallar hidrocarburos. Estos derechos ingresan al patrimonio del permisionario, razón por la cual el otorgante no podrá revocarlos, sin mediar indemnización, incluso en caso de oportunidad, mérito y conveniencia.

El tercer y más completo título habilitante previsto normativamente es la concesión de explotación en un área máxima de 250 km², a la que puede accederse a través de un permiso previo de exploración y el consecuente hallazgo de hidrocarburos, o bien por adjudicación, previa licitación⁴⁴, de zonas probadas⁴⁵. Esta modalidad no implica garantizar en dichas áreas, la existencia de hidrocarburos comercialmente explotables.

Existe también la posibilidad de obtener una concesión de explotación no convencional⁴⁶ y la Ley Bases incorporó la posibilidad de adquirir una concesión no convencional a partir de la reconversión de concesiones convencionales.

Asimismo, la Ley Bases faculta a la Autoridad de Aplicación a otorgar concesiones convencionales, no convencionales y off shore, en exceso de los plazos fijados normativamente. En efecto, el artículo 35 dispone los siguientes plazos: i) Concesión de explotación convencional: 25 años; ii) Concesión de explotación no convencional: 35 años y iii) Concesión de explotación off shore (en plataforma continental y mar territorial): 35 años. A continuación, se dispone que *“en las nuevas concesiones el Poder Ejecutivo nacional o provincial, según*

⁴⁴ La Ley Bases modificó el procedimiento de concurso por el de licitación

⁴⁵ Ver nota al pie 7

⁴⁶ Es la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en yacimientos ubicados en formaciones geológicas de rocas esquistos o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight sands, tight gas, tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad



corresponda, al momento de definir los pliegos de bases y condiciones conforme artículo 47 podrá determinar otros plazos de hasta diez (10) años como máximo de los plazos previstos en los incisos a), b) y c) del presente artículo, de manera fundada y motivada que justifique el apartamiento de los mismos. En ningún caso, los plazos podrán ser fijados a perpetuidad”.

En cuanto al midstream, previo a la sanción de la Ley Bases, a cada titular de una concesión de explotación le correspondía la posibilidad de obtener una concesión de transporte, a fin de trasladar hidrocarburos y sus derivados por medios que requieran instalaciones permanentes. También era posible acceder de manera autónoma a una concesión de transporte, a través de los procedimientos establecidos en los artículos 39 y ss de la Ley.

La Ley Bases reemplazó el régimen de concesiones de transporte y creó un régimen de autorizaciones y habilitaciones otorgadas por el Poder Ejecutivo o la autoridad provincial, según corresponda, con el requisito de que el transportista cuente con capacidad técnica y solvencia financiera y tenga domicilio constituido en Argentina.

Las autorizaciones pueden ser solicitadas por los titulares de concesiones o titulares de proyectos y/o instalaciones para el acondicionamiento, separación, fraccionamiento, licuefacción y/o cualquier otro proceso de industrialización de hidrocarburos y tienen las siguientes características: i) No están sujetas a plazos, salvo aquellas asociadas a una concesión de explotación; ii) No implican exclusividad y iii) La capacidad ociosa, de existir, debe ser puesta a disposición de terceros.

La Ley Bases introduce una novedad en cuanto a la posibilidad de que los titulares de proyectos y/o instalaciones para el acondicionamiento, separación, fraccionamiento, licuefacción y/o cualquier otro proceso de industrialización, puedan solicitar autorización de transporte.

También se regula con mayor precisión las actividades de procesamiento y almacenaje de hidrocarburos. Efectivamente, según el artículo 43, se hace extensiva la obligación ya existente respecto de transporte de hidrocarburos a quienes fueren autorizados a procesar los hidrocarburos de



terceros, hasta un cinco por ciento (5%)⁴⁷ de la capacidad de sus instalaciones siempre que no se comprometa la seguridad del proceso, que las partes arriben a un acuerdo por el servicio a prestar y que el solicitante se haga cargo de los costos asociados a la conexión a la planta.

Si se tratare de plantas de procesamiento de combustible líquido, el servicio de procesamiento incluirá el servicio de almacenaje. Asimismo, excluye de esta disposición a unidades de proceso que integran complejos de refinación y sus instalaciones de almacenamiento vinculadas, a las plantas de licuefacción de gas natural y a las autorizaciones de transporte de hidrocarburos otorgadas a los titulares de dichas plantas de licuefacción.

Con relación al almacenaje, conforme la incorporación efectuada en el artículo 44 bis, las autorizaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural confieren el derecho de almacenarlo en reservorios naturales de hidrocarburos depletados, incluyendo el proceso de inyección, depósito y retiro del gas natural.

El Poder Ejecutivo podrá otorgar autorización de almacenamiento subterráneo de gas natural a cualquier sujeto que: (i) cumpla con los requisitos de experiencia técnica y capacidad financiera; (ii) cuente con la conformidad del titular del permiso de exploración y/o la concesión de explotación en cuya área se emplace el reservorio natural que se utilizará para el almacenaje; y (iii) se comprometa a construir a su propio costo y riesgo las instalaciones necesarias para llevar adelante la actividad de almacenaje.

Por su parte, las autorizaciones podrán ser otorgadas en: (i) áreas sujetas a permisos de exploración y/o concesiones de explotación propias; (b) áreas sujetas a permisos de exploración y/o concesiones de explotación de terceros, con autorización de estos ante la autoridad de aplicación; y (c) áreas que habiendo sido productivas ya no se encuentren sujetas a permisos de exploración y/o concesiones de explotación.

Los autorizados deberán comprometerse a construir a su propio costo y riesgo las instalaciones necesarias para llevar adelante la actividad de almacenaje y no estarán obligados a almacenar gas natural de terceros, teniendo libertad para realizar la actividad en beneficio propio o de terceros, y acordar

⁴⁷ El citado porcentaje podrá ser incrementado por acuerdo de partes en cualquier momento y/o por la autoridad de aplicación una vez transcurridos cuatro (4) años desde la habilitación comercial de la planta y en caso de persistir la capacidad remanente u ociosa de la planta



libremente los precios por la venta del gas natural almacenado y por el servicio de almacenaje, incluyendo la reserva de su capacidad.

3.4.1. El dominio de los recursos en esta etapa. Las regalías

Los permisionarios y concesionarios tendrán el dominio sobre los hidrocarburos que extraigan y, consecuentemente, podrán transportarlos, comercializarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados libremente, conforme la reglamentación que dicte el Poder Ejecutivo nacional.

La Ley Bases incorpora una prohibición expresa destinada al PEN, de intervenir o fijar los precios de comercialización en el mercado interno para las actividades indicadas en el párrafo anterior⁴⁸.

Como consecuencia de lo expuesto, los permisionarios, concesionarios, refinadores y/o comercializadores podrán exportar hidrocarburos y/o sus derivados libremente, sujeto a la no objeción de la Secretaría de Energía, la que solo podrá ser formulada dentro de los treinta (30) días de puesta en su conocimiento las exportaciones a practicar, debiendo estar fundada en motivos técnicos o económicos que hagan a la seguridad del suministro. Transcurrido dicho plazo, la Secretaría de Energía no podrá realizar objeción alguna⁴⁹.

Con relación a las regalías, el Estado Nacional y las provincias tienen derecho a percibir una participación en el producido de la explotación de yacimientos de hidrocarburos de su dominio por empresas estatales, privadas o mixtas⁵⁰.

Con la modificación del artículo 21 de la Ley 17.319, por los hidrocarburos que se extraigan durante la exploración la regalía ya no será del 15%, sino que se tomará en consideración aquella comprometida en el proceso

y Bases, artículo 105, citado en nota 14, modificatorio del artículo 6º de la Ley 17.319. Asimismo, por Decreto 1057/24 (BO: 29/11/24) se fijan las siguientes pautas y objetivos de la política energética: a) el libre mercado; b) el incentivo de la competencia a través de la máxima participación de actores en la cadena de producción y en los distintos sectores que componen la oferta; c) el alineamiento de los precios internos a los resultantes de los productos y/o servicios finales de las actividades objeto de transacciones internacionales, considerando las condiciones para la seguridad de suministro, teniendo como referencia las respectivas paridades de importación y de exportación, con el objetivo de reducir y/o eliminar los factores que causan distorsiones para alcanzar dicho alineamiento; d) la asignación eficiente de los recursos; e) el incentivo a la celebración de contratos de largo plazo, la competitividad, la productividad y la integración al comercio mundial; y f) la seguridad del suministro presente y futuro de hidrocarburos del país.

⁴⁹ Ver nota 14, donde se exponen las causales de objeción por parte de la SE, establecidas en el artículo 16 del Anexo I del Decreto 1057/24.

⁵⁰ Ley Bases, artículos 59, 61 y 93.



de adjudicación, incorporándose así un concepto de convención entre el Estado, nacional o provincial, y los permisionarios.

Esta contractualización también rige para el concesionario de explotación, quien pagará mensualmente al concedente, en concepto de regalía sobre el producido y efectivamente aprovechado de los hidrocarburos líquidos y gaseosos un porcentaje equivalente al determinado en el proceso de adjudicación. El pago en especie sólo procederá cuando se asegure al concesionario una recepción de permanencia razonable. En ambos casos el Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, podrá reducir la misma hasta el cinco por ciento (5%) teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos.

Las alícuotas de regalías serán el único mecanismo de ingreso sobre la producción de hidrocarburos que percibirán las jurisdicciones titulares del dominio de los hidrocarburos en su carácter de concedentes.

3.5. De la renta hidrocarburífera

3.5.1. Importancia de su análisis

El proceso de desregulación de la economía argentina y posterior privatización de las empresas y servicios públicos que tuvo lugar a partir de la Ley 23.696⁵¹ de Reforma del Estado, y luego la crisis de la post convertibilidad y las políticas desarrolladas, despertaron cierto interés en la doctrina económica con relación al tamaño y distribución de la denominada renta hidrocarburífera.

Teniendo en cuenta las modificaciones al esquema regulatorio energético introducido por la Ley Bases, la cuestión cobra nuevamente relevancia y vale la pena detenerse en su análisis, sin que ello implique formular valoración alguna sobre la pertinencia o conveniencia de los cambios incorporados.

Como se explicó en el punto 2.3., antes de la Ley Bases, la ley 26.741, de soberanía hidrocarburífera, contemplaba, además del logro del autoabastecimiento como objetivo prioritario, el principio de maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del abastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo. Luego, a través de la Ley

⁵¹BO:23/08/89



Bases, se sustituyó el artículo 3º de la ley 17.319 y se agregó como objetivo principal de la política nacional hidrocarburífera la maximización de la renta obtenida en la explotación de los recursos y la satisfacción de las necesidades de hidrocarburos del país. Se limitó, además, la participación del Estado en el sector y se creó el RIGI por el cual se establecen incentivos aduaneros, impositivos y cambiarios a los proyectos que se incorporen, entre los que se incluyen a los proyectos energéticos.

En la doctrina económica reciente no abundan estudios vinculados a la renta gasífera de manera específica, básicamente por falta de coincidencia en su consideración como un commodity idóneo para definir precios a nivel internacional. Recalde⁵², sin embargo, analiza el tamaño y distribución de la renta hidrocarburífera, incluyendo petróleo y gas natural⁵³, en el período 1992/2007. Barrera y Einstoss⁵⁴ analizan los mismos aspectos para la renta petrolera, en los períodos 1991/2010, el primero y 2011/2018, el segundo.

Se expondrán en el punto 3.5.5. siguiente, algunas conclusiones de los autores citados vinculadas con el tamaño y la distribución de la renta, en tanto se consideran valiosos en el marco del presente estudio, sin que su exposición implique abrir juicio sobre las conclusiones obtenidas.

Previamente se analizará el concepto de renta desde la literatura económica clásica, la asimilación del concepto al sector de los hidrocarburos y la situación en Argentina.

3.5.2. Concepto de renta

El concepto de renta surge de la economía clásica, y puede sintetizarse en las definiciones teóricas de Adam Smith (1776), David Ricardo (1817) y Karl Marx (1894).

Smith estudió la renta como un precio de monopolio que proviene de la propiedad de la tierra dedicada a una actividad productiva. Hace mención a

⁵² Recalde M. Los recursos energéticos en Argentina. Análisis de la renta. Consultado en https://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0301-70362012000300002, el 08/11/24

⁵³Recalde en la obra citada, con referencia a Scheimberg, entiende que para realizar las estimaciones de la renta es necesario encontrar el costo por barril equivalente de petróleo y no debe distinguirse entre ambos (gas y petróleo), porque se producen en forma conjunta, alterándose el output mix obtenido de acuerdo con la geología del área.

⁵⁴Einstoss, Alejandro. El barril criollo y sus consecuencias: análisis reciente de la renta petrolera argentina, año 2020. Consultado en <https://fcece.org.ar/el-barril-criollo-y-sus-consecuencias-analisis-reciente-de-la-renta-petrolera-en-argentina/> el 05/11/24.



ciertos atributos posteriormente aplicados, en donde la fertilidad y la cercanía o ubicación de las tierras juegan un rol en la definición del concepto.

De allí surge la proposición de la renta diferencial de la tierra por parte de Ricardo, en donde esta es explicada por la diferencia de productividades entre las parcelas destinadas a la producción. En su planteo, se suman a la propiedad sobre la tierra, la escasez de tierras productivas, la demanda creciente de alimentos y los rendimientos marginales decrecientes de las parcelas, como elementos centrales para explicar la existencia de renta.

A fines del siglo XIX, Marx continuó la definición teórica del concepto sobre la base de sus antecesores a partir de la clasificación entre renta diferencial y renta absoluta.

La propiedad otorga a los terratenientes un poder de monopolio sobre los recursos naturales no reproducibles a través del cual logran apropiarse de una parte del valor generado en los procesos productivos. Los precios de esas mercancías superarán los precios de producción de esos bienes, y permiten obtener una ganancia excedente en forma de renta.

3.5.3. Asimilación del concepto al sector de los hidrocarburos

En Argentina, quienes estudiaron la cuestión, remiten a la definición de Marx que permite entender la generalización del concepto y su aplicabilidad al sector de hidrocarburos⁵⁵. En cualquier sector dependiente de un recurso natural, la existencia de la propiedad privada y la capacidad de algún sector de la sociedad de monopolizar la fuerza proveniente del mismo, asegurará que la ganancia excedente se la apropie su dueño, y tome la forma de renta.

Del estudio de la historia económica del siglo XX, se evidencia la relevancia de los hidrocarburos como un recurso estratégico para el desarrollo económico.

La concentración del recurso en un subconjunto de países productores y exportadores (OPEP), permite comprender a la economía global de la energía como una cadena oligopólica de producción que otorga a sus miembros la capacidad de incidir en los volúmenes y en los precios internacionales de la

⁵⁵Recalde, Marina. Los recursos energéticos de Argentina: Análisis de la renta en revista Problemas del Desarrollo, año 2012. Consultado en https://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0301-70362012000300002 el día 08/11/24 y Einstoss en obra citada previamente.



energía. Es decir, su dinámica a lo largo de la historia, no responde sólo a variables o factores económicos, sino geopolíticos.

Ambos autores explican que la escasez y la dificultad de sustitución de fuentes energéticas en el corto y mediano plazo, sumada a la importancia de los recursos hidrocarburíferos en el proceso de desarrollo mundial en general, y argentino en particular, impone la importancia de este recurso y la existencia de un precio de monopolio y de rentas provenientes de éstos.

Scheimberg⁵⁶ presenta el problema de maximizar la renta como el desafío de diseñar el modelo productivo y un esquema impositivo asociado, que provea la mayor producción imponible.

Bajo su análisis, si bien la dotación geológica (cantidad y calidad de recursos hidrocarburíferos) condiciona la existencia de renta, existe una relación funcional entre el ciclo de la inversión, el ciclo de la producción y el de la obtención de la renta. Cuanto mejor sea la condición prospectiva del subsuelo, determinada por las inversiones exploratorias, mayor será la producción y con ella la rentabilidad, dada una tecnología disponible.

La inversión privada depende principalmente del tamaño potencial de la renta y de las reglas vigentes para calcular la apropiación del resultado de su explotación (renta petrolera). Esto refiere mayormente a la política tributaria y las reglas de asignación de las áreas productivas. En caso de explotación pública, pueden existir factores estratégicos que disocien las decisiones de inversión de las señales de corto plazo.

El autor analiza durante el período 1990-2006 los modelos de gestión de la industria, entre los sistemas de capital público, privado y mixto a nivel internacional y destaca que la gestión mixta ha construido un puente entre los objetivos de corto y largo plazo para la industria de hidrocarburos debido a que bajo ese esquema se combina la administración eficiente para la búsqueda de renta, característica de la inversión privada y el desarrollo de la actividad de exploración, que guarda atributos de bien público.

El análisis histórico de la experiencia internacional expone que el ciclo de la inversión antecede al de la producción y el proceso de conocimiento de los

⁵⁶Scheimberg, Sebastián. Experiencias reciente y desafíos para la generación de renta petrolera “aguas arriba” en la Argentina, 2007. Consultado en <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/ee3246cb-0ca7-4ec5-a1df-f3148d701229/content>, el día 01/11/24



recursos geológicos requiere una acción combinada de instituciones públicas y privadas que fortalezcan la capacidad tecno-productiva local, en el marco de un plan de desarrollo de largo plazo.

3.5.4. Situación en Argentina

En períodos previos al proceso privatizador de los años 90, y dado el carácter monopólico de YPF en la actividad de explotación, la renta era captada básicamente por el Estado y por consumidores. La reforma, entonces, incentivó el análisis de aspectos de la renta petrolera, sobre todo a partir del resultado de dos cuestiones⁵⁷:

1) Falta de desconcentración del mercado: luego de las reformas, ya que pocas empresas siguieron extrayendo alrededor del 90% de los hidrocarburos. En este sentido, la desregulación permitió transferir los flujos de extracción de YPF entre los operadores privados con mayor poder de mercado quienes, a su vez, fueron los principales beneficiados de su proceso de fragmentación.

2) Indicadores deficientes: Hacia mediados de la década del 90, comenzaron a verificarse indicadores deficientes tanto en inversión en exploración, cuanto en flujos de extracción y stocks de reservas. Si bien en los primeros años posteriores a las reformas existieron incrementos de las reservas y en los volúmenes explotados, estos indicadores comenzaron a decaer, lo cual coadyuvó a que, desde 2003, como consecuencia de la elevada tasa de expansión de la economía doméstica, se originara un proceso de fuerte auge de las importaciones para satisfacer la creciente demanda interna. Lo señalado redundó en que, luego de 21 años de superávit, la balanza energética expresara un déficit de casi 3.000 millones de dólares. La extracción de petróleo comenzó a descender desde 1998 y la de gas natural desde 2004.

La doctrina especializada ha indagado sobre las causas de las caídas de las reservas y de la producción durante la década del 2000. Así, mientras un sector⁵⁸ entiende que el fenómeno se originó con la implementación y sucesivo incremento de los derechos de exportación en el año 2002, que desacopló

⁵⁷Barrera M. La renta del petróleo en Argentina: Un análisis de las últimas dos décadas, 2020. Consultado en <https://publicacioneseconomia.flacso.org.ar/images/pdf/1.120.pdf>, el día 30/10/24

⁵⁸ Entre otros: Vaca Coca, G. en "Las empresas frente a la crisis", *Revista Petrotecnia*. Consultado en <http://biblioteca.iapg.org.ar/ArchivosAdjuntos/Petrotecnia/2002-6/Empresasfrentecrisis.pdf> el día 13/11/24; Vicente, O. en "El gas, la electricidad y las empresas", *Revista Petrotecnia*. Consultado en <http://biblioteca.iapg.org.ar/ArchivosAdjuntos/Petrotecnia/2002-4/Elgasyelectri.pdf> el día 14/11/24.



parcialmente los precios internos de los externos generando un desincentivo a las inversiones de riesgo, otro⁵⁹ postula a las reformas estructurales de los 90 como causa del problema, en tanto se transfirió capacidad regulatoria a un grupo de actores privados con facultades en la decisión de niveles y destino de las inversiones.

En la historia argentina reciente se han alternado períodos donde la intervención del Estado a través de regulaciones ha sido más o menos intensa sobre el sector de los hidrocarburos.

Si se toma como período inicial el año 1989, año de sanción de la Ley de Reforma del Estado, vemos el retiro de la intervención estatal sobre las actividades de producción hidrocarburífera. Luego de la crisis post convertibilidad (año 2002), el Estado reasume cierto control, sobre todo en la fijación de precios, en la creación de los derechos de exportación, denominados retenciones, en un momento fijas y luego móviles, en función de la variación del precio internacional. El mismo esquema de alternancia, se reitera, en los períodos 2016/2019, 2020/2023 y a partir de 2024.

3.5.5. Del tamaño y la distribución de la renta

Entonces, la mayor o menor intervención del Estado en la economía en general y el sector energético en particular, determinó que la cuestión atinente al tamaño de la renta y su distribución (quién y en qué proporción la captura), sea estudiado por la doctrina especializada.

El estudio de la renta incluye variables tales como cantidades extraídas, costo local del barril en dólares, precio de producción por barril y precio del barril internacional, siendo esta última, la variable que con mayor peso determina el tamaño de la renta doméstica⁶⁰.

⁵⁹Entre otros: Kozulj R. Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles, 2002, consultado en <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/e5ade3aa-d07f-4e69-8d06-4bc8a8d1691b/content> el 01/11/24; Mansilla D. Hidrocarburos y política energética. De la importancia estratégica al valor económico: Desregulación y privatización e los hidrocarburos en Argentina. Centro Cultural de Cooperación, Floeral Gorini, 2007; Barrera M. obra cit.

⁶⁰Sin embargo, hubo momentos en que la renta mostró un estancamiento a pesar de incremento en los precios. Ello se debe al aumento o disminución de los costos asociados a la extracción, tales como costos de exploración, de desarrollo o de producción, que dependen de múltiples factores.



Auditoría General de la Nación

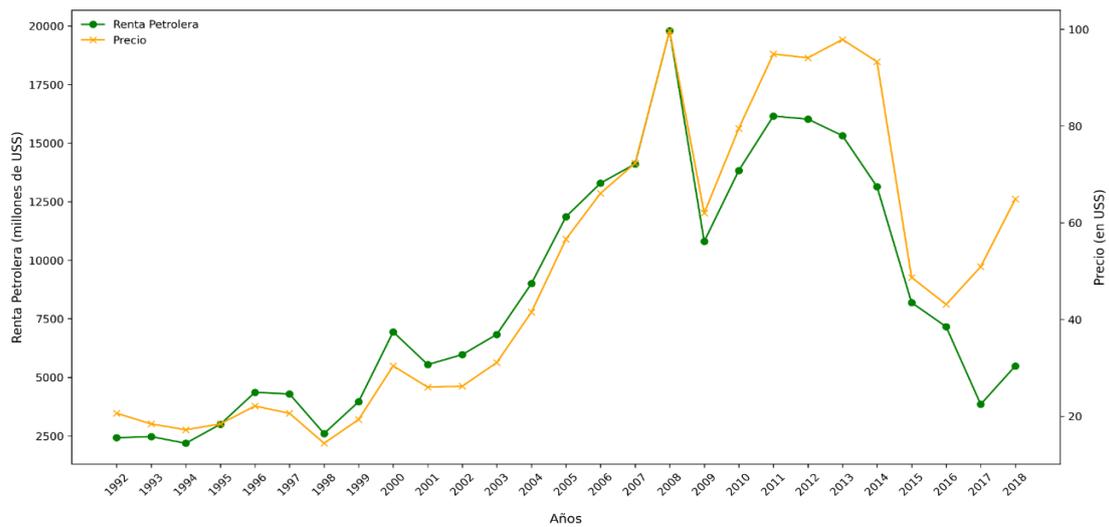
Se exponen a continuación de manera conjunta, las rentas estimadas por Barrera⁶¹ (período 1991/2010) y Einstoss⁶²(período 2011/2018), y se agrega la variación del precio internacional en el período.

⁶¹ Para estimar la renta toma la diferencia entre el precio internacional del crudo (WTI) y el precio de producción, conformado por el costo de extraer un barril equivalente de petróleo más una ganancia promedio del capital, para lo cual considera la rentabilidad media de la cúpula empresarial de la economía argentina (200 compañías de mayor facturación anual en el país)

⁶²Para estimar la renta, toma la diferencia entre el valor de la producción total de petróleo crudo a su precio máximo de realización en el mercado (equivalente al precio de exportación de la canasta de crudo según datos del ex MINEM para 2011/2014), menos el costo estimado de producción. Para el 2015, toma el precio del mercado interno por ser superior al internacional



Gráfico 4: Evolución renta petrolera y precio internacional (1992/2018)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos del estudio “El barril criollo y sus consecuencias. Einstoss, 2020 y La renta petrolera en Argentina: un análisis de las últimas dos décadas. Barrera, 2013.

Paralelamente, la cuestión atinente a la distribución de la renta pretende explicar quién y en qué medida se apropia de ella. Los actores que participan del sector son:

1) Estado Nacional, a través del impuesto a las ganancias, los derechos de exportación, las regalías sobre plataformas off shore y el cobro de dividendos de YPF, a partir del año 2012 con la adquisición del 51% de su paquete accionario.

2) Provincias, mediante regalías sobre captación de recursos que se encuentran en sus territorios⁶³ y también por el cobro del impuesto a los ingresos brutos.

Tanto el Estado Nacional como las provincias, se apropian de una parte de la renta, en su carácter de titulares de los recursos, según el diseño constitucional y legal descripto previamente.

3) Los consumidores se apropian de una parte de la renta sólo cuando existen diferencias entre el precio internacional y el precio de venta a las refinерías que consumen el petróleo crudo en el mercado interno. En este caso, si el diferencial del precio del petróleo se traslada a los combustibles líquidos, parte de la renta es capturada por los consumidores que pagan un precio menor

⁶³ Las provincias no productoras, sin embargo, también se apropian de una parte de la renta a través de ciertos mecanismos de distribución indirecta implementados por el Estado Nacional



por los combustibles⁶⁴. En este sentido, los autores analizados coinciden en sostener que los consumidores ingresan al esquema de distribución a partir del año 2002 cuando se implementan los derechos de exportación y se desacoplan los precios locales de los internacionales⁶⁵.

4) Empresas petroleras: en este caso la renta es residual. Es decir, las empresas productoras, sean éstas estatales o privadas, se apropian del remanente, luego de restar la parte capturada por el sector público y los consumidores y refinadores⁶⁶.

Del gráfico siguiente surge la distribución de la renta en el período 2011/2018. Resulta interesante visualizar que el porcentaje de distribución supera el 100% para las empresas petroleras y es negativo para los consumidores. Esto se explica, en la transferencia que realizaron los consumidores a las empresas, por pagar el barril interno a un precio superior al internacional⁶⁷. También surge que en el año 2017 el Estado Nacional realizó transferencias al sector productor, no así las provincias.

Gráfico 5: Distribución de la renta petrolera (2011-2018)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos del estudio "El barril criollo y sus consecuencias. Einstoss, 2020

Un comportamiento similar también tuvo lugar durante los años 2002 y 2003, luego de la crisis post convertibilidad, durante el cual las diferencias entre los precios en dólares locales e internacionales de los recursos también se

⁶⁴Resulta interesante en este punto en análisis de Barrera, con cita de Mansilla, en cuanto a que la brecha entre ambos precios puede ser compartida entre consumidores y refinadoras, o apropiada en su totalidad por alguno de ambos actores. A esto debe sumársele un problema adicional que dificulta metodológicamente la estimación tanto del tamaño de la renta cuanto de su distribución, que consiste en que algunas empresas operan verticalmente integradas, en decir, extraen, refinan y comercializan.

⁶⁵Los autores analizan la captura de renta por parte de los consumidores luego de la Reforma del Estado, antes de ésta, YPF y los consumidores la capturaban.

⁶⁶Barrera M. obra citada.

⁶⁷Einstoss, en obra citada

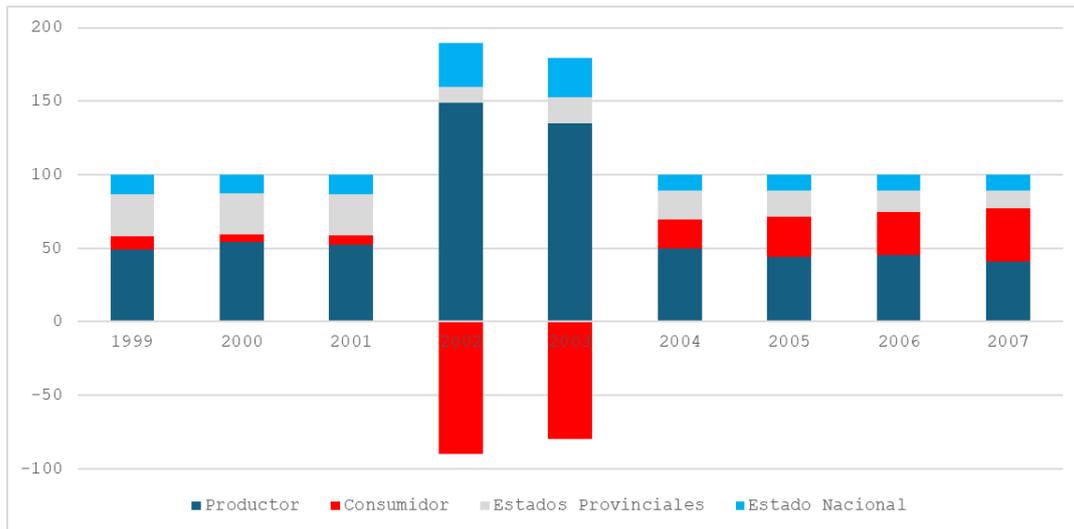


Auditoría General de la Nación

materializaron en una transferencia de renta desde los consumidores y el Estado Nacional, hacia el sector productor. No obstante, a partir de 2004, la participación de los productores disminuye, lo cual coincide con los controles de precios establecidos en ese entonces.

Se muestra el resultado a continuación.

Gráfico 6: Distribución de la renta conjunta 1999/2007



Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos del estudio "Los recursos energéticos en Argentina: análisis de la renta. Recalde, 2012



4. SUBSECTOR GASÍFERO

Como se expuso en los puntos previos, Argentina desarrolló su economía como un país productor y exportador de hidrocarburos, montada en una estructura estatal y empresaria en donde el Estado Nacional a través de YPF y otras empresas específicas como Gas del Estado SE, planificó, financió y ejecutó una política energética históricamente centralizada e integrada.

Esta configuración fue posteriormente reemplazada, la industria energética se reorganizó normativa, regulatoria y empresarialmente a partir de las reformas de la década del 90' y la privatización de ambas empresas estatales.

La decisión sobre la producción de gas natural, pasó a ser definida bajo un esquema regulatorio de competencia, libre fijación de precios entre oferta y demanda, por capitales nacionales y extranjeros.

Este modelo de organización del sector se vio interrumpido por la crisis del modelo de convertibilidad, dando lugar a un nuevo período de intervención estatal en la fijación de precios y mecanismos de regulación para abastecer la demanda.

A partir de la emergencia económica y social de 2001, se inició un período de transición de mayor injerencia estatal en la industria energética con el principal y urgente objetivo de prevenir el traslado de costos energéticos dolarizados hacia las tarifas y garantizar el acceso a la población a los servicios energéticos, en un contexto de crisis socio-económica sin precedentes.

Durante el sostenimiento de la emergencia y un esquema normativo de transición, el Estado Nacional recuperó cierto poder de planificación y centralidad en el desarrollo energético nacional. Es importante remarcar, que dicha intervención se implementó y sostuvo en el tiempo a partir de normas de carácter excepcional, sin reemplazar la matriz regulatoria de la reforma previa.

4.1. Generalidades: oferta y demanda de gas

4.1.1. Características de la demanda de gas natural

La demanda interna de GN hace referencia al volumen requerido por la totalidad de los consumidores del mercado interno. Este no sólo es utilizado en hogares, comercios e industrias; sino que uno de los principales destinos y mayor demandante es la producción de electricidad a partir de generación térmica.



La demanda interna de gas se compone, entonces, de la siguiente manera:

- a. Gas para generación térmica (abastecimiento eléctrico)
- b. Gas que excluye la generación eléctrica
 - i. Residencial y Comercial
 - ii. Industrial
 - iii. Gas Natural Comprimido (GNC)
 - iv. Plantas de procesamiento fuera del sistema de transporte

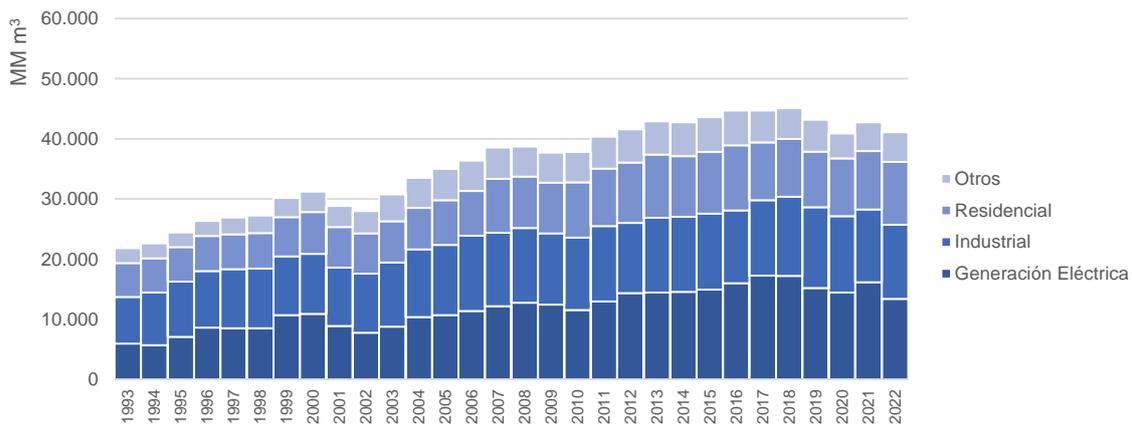
Tanto la demanda de energía eléctrica como la de GN (no destinado a la generación eléctrica) presentan una fuerte estacionalidad explicada por las variaciones de temperatura y su efecto en el consumo residencial. La primera, está sujeta a picos estivales e invernales, asociados al requerimiento de refrigeración y calefacción respectivamente. La segunda tiene su pico durante el invierno, debido a la necesidad de calefacción.

El último censo del INDEC, reveló que el 48,6% de los hogares argentinos tienen acceso a gas por redes, mientras que el porcentaje restante corresponde a lo que se denomina demanda no abastecida. Asimismo, el INDEC realiza semestralmente informes técnicos, entre ellos, el informe “Indicadores de condiciones de vida de los hogares en 31 aglomerados urbanos”, el cual para el segundo semestre del 2023 arrojó que el 66,7% de los hogares accede a la red de GN. A modo de referencia, se señala que, en dicho semestre, la población total de los 31 aglomerados era de 29.519.982 personas y estaban constituidos por 10.048.811 hogares.

El siguiente gráfico muestra el comportamiento de la demanda interna para el periodo 1993-2022, y el consumo por sector:



Gráfico 6: Evolución anual de la demanda de gas natural por sector (1993-2022)



Fuente: elaboración propia, en base a datos ENARGAS, Sistema Gasífero Argentino.

Es indispensable tener en cuenta que el comportamiento de la demanda interna es una variable central y crucial del sector gasífero, y por ende, de alto impacto en la toma de decisiones. La misma se encuentra condicionada por factores endógenos y exógenos tales como conciencia en el consumo energético, avances tecnológicos en relación a electrodomésticos y artefactos de consumo eficiente, crisis/situación económica nacional e internacional, variaciones extremas en temperatura (estacionalidad), pandemia (aislamiento).

También resulta importante mencionar que los centros de consumo se encuentran distribuidos de manera heterogénea a lo largo de todo el territorio, al igual que las cuencas productivas. Esta situación condiciona la logística y gestión del abastecimiento.

4.1.2. Descripción de la oferta de gas natural

Durante la última década, la oferta para atender la demanda interna se conformó de la siguiente manera:

- a. Producción local
- b. GN importado de Bolivia
- c. GNL importado, terminales de Bahía Blanca (BB) y Escobar (ESC)
- d. GNL regasificado (GNLR), importado de Chile

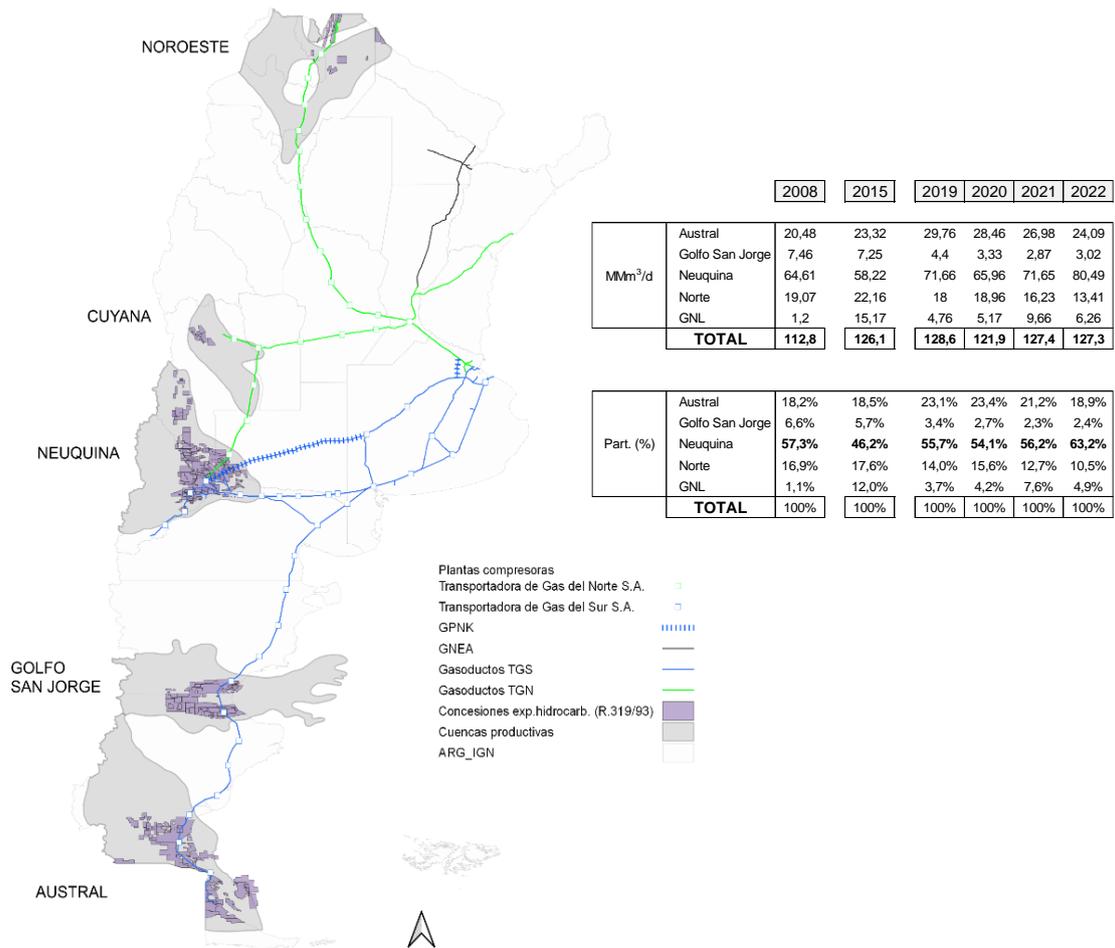
El volumen total de producción nacional evolucionó su comportamiento a lo largo del tiempo a partir de, por un lado, cambios dentro del propio sector gasífero (declino natural de cuencas nacionales, acuerdos en los precios, políticas de incentivo a la producción y la inversión en tecnologías de GN no



convencional, políticas en el segmento de transporte, variación en la demanda interna, escasez de divisas, entre otros), y por otro, factores exógenos que impactaron directamente en el segmento de producción (declino de cuencas que nos proveen gas importado, conflictos bélicos, pandemia, etc.).

Las cuencas productoras, ordenadas por importancia en relación a su participación en la producción de GN para el 2022, son las siguientes:

Ilustración 4: Ubicación geográfica de las cuencas hidrocarburíferas



Fuente: Elaboración propia en QGIS en base a servicios WFS de la IGN, SE y ENARGAS.

Como puede observarse, en la actualidad, medido en cantidad de metros cúbicos (m³), las cuencas más importantes son la Neuquina y la Austral, que representaron cerca del 90% de la producción en 2022.

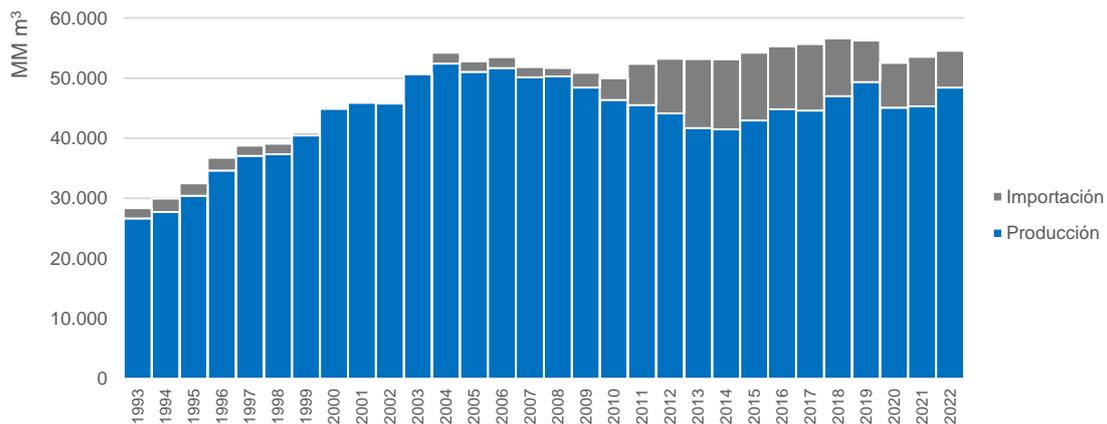
Si bien en cada cuenca operan múltiples productores de diversas escalas, resulta importante mencionar que el mercado de producción de GN se encuentra altamente concentrado. En 2022, el 75,2% del total de la producción interna se distribuía entre 4 grandes productores: YPF SA, Total Austral SA,



Tecpetrol SA y Pan American Energy (PAE); sumando los dos primeros, el 47,4%.

Para el 2022, el 88,8% del gas consumido provino de producción nacional, mientras que el restante 11,2% de gas importado. El siguiente gráfico refleja la evolución de estas participaciones:

Gráfico 6: Participación producción e importaciones – Abastecimiento interno.



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

En cuanto a la oferta internacional, necesaria para asegurar el abastecimiento interno, la SE es la encargada su planificación. Para ello, junto con áreas específicas, determina anualmente la necesidad de importación.

La programación del abastecimiento interno de gas natural se realiza en base a la estimación coordinada de distintos actores que en conjunto con la SE proyectan los requerimientos anuales y los picos estacionales. CAMMESA elabora las estimaciones para la generación de energía eléctrica, y el ENARGAS, para el resto de la demanda.

Una vez determinados los volúmenes producidos y requeridos para el abastecimiento doméstico, a fin de complementar la producción nacional, la SE instruye a ENARSA las directivas para gestionar las importaciones necesarias bajo la normativa correspondiente según cada caso.

ENARSA, como brazo ejecutor de la SE, lleva a cabo las operaciones de importaciones de gas necesarias para el abastecimiento interno.

El GN proveniente de Bolivia, ingresa al país en el marco de un contrato de compraventa firmado entre ENARSA y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). El GNL importado llega en buques metaneros provenientes



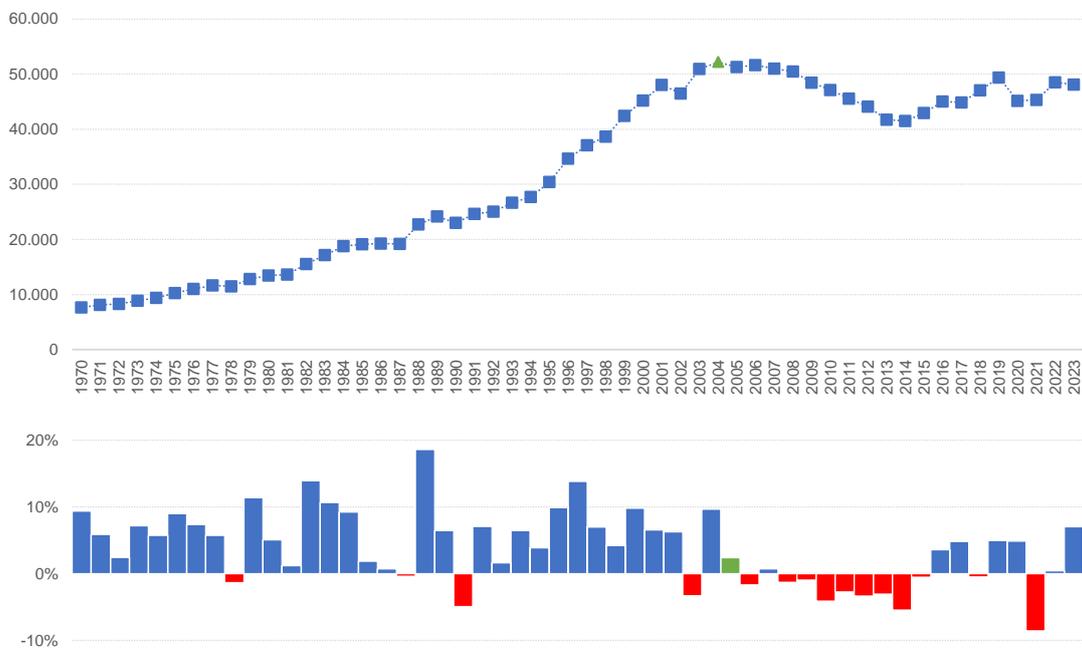
de distintos orígenes a las terminales de Bahía Blanca (TGS) y Escobar (TGN), que se encuentran en funcionamiento desde 2008 y 2011 respectivamente.

4.2. El problema del declino en la producción y las respuestas estatales

Hacia fines del siglo XX, el gas natural sustituyó al petróleo como energético fundamental de la oferta primaria total, proceso que se profundizó en la última década del siglo pasado y en la primera del corriente.

El pico de producción de gas natural se alcanzó en el año 2004 que, visto con cierta distancia en retrospectiva, representó un punto de inflexión seguido por un período declinante (2004-2013) y subsecuentemente por otro, aún vigente, que alternó años de recuperación y estancamiento (2014-2022).

Conjunto de gráficos 7: Producción anual y variación interanual (1970-2022)



Fuente: Elaboración propia en base a datos abiertos de la SE.

Como fue reseñado previamente, el período de transición estableció una política de precios y tarifas dependientes de una política redistributiva de ingresos y de recursos intraindustriales que, si bien redujo el peso relativo de las tarifas en los ingresos de los hogares, no logró revertir el declino de la producción nacional de gas natural, incrementó las importaciones de gas natural y revirtió el resultado de un sector históricamente superavitario.

Paulatinamente, la dependencia de importaciones, constituyó una fuente de egresos de divisas y encareció sistemáticamente el costo de abastecimiento



nacional, aumentando los requerimientos de transferencias para garantizar el acceso económico de grandes sectores vulnerables.

En 2012, con la intención de reforzar la producción propia y revertir el déficit en la balanza comercial y la clara dependencia de importaciones, la Ley 26.741⁶⁸, de Soberanía Hidrocarburífera declaró el autoabastecimiento de hidrocarburos como objetivo prioritario (hoy derogado por la Ley Bases) y dispuso la expropiación del cincuenta y un por ciento (51%) de las acciones de YPF SA.

Estableció, asimismo, los principios de la política hidrocarburífera, entre ellos, la maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo; la incorporación de nuevas tecnologías, la protección de los intereses de los consumidores relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos; y la obtención de saldos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos.

A fin de materializar lo dispuesto por esta norma, a través de su decreto reglamentario 1277/12⁶⁹ se creó el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, donde debieron inscribirse todas las personas físicas y jurídicas que realizaran actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles, como requisito indispensable para el desarrollo de su actividad en todo el territorio nacional.

También se creó la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas⁷⁰ quien debía elaborar, anualmente un Plan Nacional de Inversiones con criterios y metas deseables.

Esta medida pretendió, entre otras cuestiones, garantizar la integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Para realizar la evaluación previa, se obligó a los sujetos del sector a suministrar información técnica, cuantitativa y/o económica, además de su correspondiente Plan Anual de Inversiones.

⁶⁸ BO: 07/05/12.

⁶⁹ BO: 27/07/12

⁷⁰ En la órbita de la entonces Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo del ex Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.



En línea con el propósito de contribuir al logro del autoabastecimiento, aumentar la producción nacional y disminuir las importaciones, se llevaron a cabo programas de incentivo a la producción de GN, con distintas herramientas estímulo para fomentar un incremento en la actividad.

4.2.1. Programas de estímulo a la producción de gas natural

Por actividad administrativa de fomento se entiende aquella modalidad de intervención estatal que consiste en procurar dirigir la acción de los particulares hacia fines de interés general, mediante el otorgamiento de incentivos diversos. El fomento o la estimulación de actividades privadas por razones de interés público pueden llevarse adelante a través de la promoción o protección de ciertas actividades.

Los programas de estímulo a la producción de gas natural constituyen típicas políticas de fomento o incentivo.

En este sentido, la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas⁷¹ (en adelante ex Comisión), tuvo entre sus objetivos asegurar y promover:

- Inversiones necesarias para el mantenimiento, el aumento y la recuperación de reservas que garanticen la sustentabilidad de corto, mediano y largo plazo de la actividad hidrocarburífera;
- Inversiones necesarias para garantizar el autoabastecimiento en materia de hidrocarburos;
- Inversiones dirigidas a la exploración y explotación de recursos convencionales y no convencionales;
- Abastecimiento de combustibles a precios razonables, compatibles con el sostenimiento de la competitividad de la economía local, la rentabilidad de todas las ramas de la producción y los derechos de usuarios y consumidores;
- Promoción leal en la competencia en el sector.

Los Programas implementados por este organismo, fueron el Plan Gas I y II. El Plan Gas III y la Resolución 46/17 fueron implementados por el Ex MINEM.

⁷¹Creada por el Decreto 1277/12.



4.2.1.1. Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural (Plan Gas I)

Por resolución 1/2013⁷² de la ex Comisión se implementó el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural (Plan Gas I). Las empresas interesadas debían proponer, entre otros, la inyección base⁷³ y base ajustada⁷⁴, el cálculo del precio base⁷⁵ y los compromisos de aumento de inyección.

Una vez evaluado y aprobado por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, todo volumen inyectado sobre nivel base ajustado recibiría una compensación por la diferencia entre el precio estímulo, determinado en 7,5 USD/MMBTU y el precio efectivamente percibido por la venta. Los proyectos contarían con un plazo máximo de vigencia de cinco años, prorrogables a petición del beneficiario, y sujetos a la decisión de la Comisión.

En cuanto a las inversiones previstas para lograr los compromisos de aumento de inyección, su presentación para acceder al Plan era facultativa. Si bien el Decreto 1277/12 estableció la obligatoriedad de inscripción en el Registro Nacional de Inversiones y de presentación del Plan Anual de Inversiones ante la ex Comisión para todos los actores que operan en el sector gasífero; en el marco del Plan en cuestión, cada empresa podría presentar un nuevo plan a ser evaluado e incluido, de ser aprobado, en el proyecto original.

⁷² BO: 14/02/13

⁷³ Volúmenes de Gas Natural teóricos, propuestos en los Proyectos como punto de partida para el cálculo (con sus respectivos ajustes) de los deberes de inyección excedente asumidos por las Empresas Beneficiarias.

⁷⁴ Inyección Base ajustada: es la inyección base, ajustada de acuerdo a una tasa de declino, y que será calculada por cada Empresa Beneficiaria en MMm3/d para el período propuesto en sus respectivos "Proyectos de Aumento de la Inyección Total de Gas Natural", sujeta a verificación y aprobación de la Comisión.

⁷⁵ Precio base: precio promedio ponderado correspondiente al año 2012 de los precios del Gas Natural establecidos para cada segmento de consumidores del mercado interno, conforme el detalle que calcule cada Empresa Beneficiaria, en sus respectivos "Proyectos de Aumento de la Inyección Total de Gas Natural", sujeto a verificación y aprobación de la Comisión.



4.2.1.2. Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para empresas con inyección reducida (Plan Gas II)

Posteriormente, por Resolución de la ex Comisión 60/2013⁷⁶ se creó el Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida (Plan Gas II), dirigido a las empresas no participantes del Plan Gas I por razones vinculadas a sus escalas productivas y/o a las características geológicas de los yacimientos.

El cálculo de la compensación a cargo del Estado fue el mismo que el previsto en el PG I, aunque variaba dependiendo si las empresas poseían o no inyección previa. En caso de poseer, el precio del volumen excedente se determinaba según el volumen de inyección total entre 7,5 y 4 USD/MMBTU. En caso contrario, el precio sería entre un mínimo equivalente al precio promedio ponderado (PPP) al que se encontrasen comercializando el gas las empresas beneficiarias del Plan Gas I, y al de las empresas comprendidas en este Programa, y con un máximo de 7,5 USD/MMBTU.

En cuanto a los compromisos de inversión, este plan estipuló una diferencia con respecto al plan anterior. Para las empresas sin inyección previa, la presentación continuó siendo facultativa, en cambio, para las empresas con inyección previa, constituyó una obligación. El período de vigencia de los proyectos en este plan, no podría superar los cuatro años.

4.2.1.3. Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural (Plan Gas III)

En esa misma dirección, mediante la Resolución ex MINEM 74/16⁷⁷, se implementó el Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural (Plan Gas III) con el fin de incrementar el abastecimiento al mercado interno, pero en este caso, a partir de nuevas inversiones, incentivando el desarrollo de proyectos de empresas no beneficiarias de PG I y II, y sin inyección previa. La compensación a pagar por el Estado correspondía al producto del volumen mensual efectivamente vendido por la empresa beneficiaria en el mercado

⁷⁶BO: 29/11/13

⁷⁷ BO: 19/05/16



interno y la diferencia entre el precio de estímulo (nuevamente establecido en 7,5 USD/MMBtu) y el precio efectivamente percibido por la venta del gas.

En cuanto a los requisitos de inversión, se estipuló, únicamente para los proyectos de “Tight Gas” o “Shale Gas”, la obligatoriedad de la presentación del proyecto de inversión previsto para el desarrollo de los reservorios, abarcando un período de 3 años. La vigencia de los proyectos aprobados sería desde la fecha de su presentación y hasta el 31 de diciembre del año 2018.

4.2.1.4. Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales (Programa Resolución 46/17).

La continuidad de la política de incentivo, se instrumentó a través de la Resolución ex MINEM E 46/17⁷⁸, al crear el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales (Programa Resolución 46/17).

Particularmente, el programa se diseñó para fomentar específicamente la producción en las cuencas neuquina y austral⁷⁹, a partir del incentivo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural no convencional, con miras a acelerar el paso de la etapa piloto a la etapa de desarrollo de las concesiones de explotación correspondientes.

A diferencia de los programas anteriores, los beneficiarios debían presentar una proyección de producción mensual hasta el fin del programa. Podían ser parte del programa proyectos que ya tuvieran inyección previa, aunque el pago del incentivo se estipuló por la inyección a realizarse a partir de la presentación del plan de inversiones requerido.

Su periodo de vigencia abarcó desde su creación, hasta el 31/12/21. El precio estímulo fue establecido de manera descendente partiendo de 7,5 USD/MMBTU para el año de su implementación en 2018, reduciendo 0,5 USD/MMBTU por año hasta llegar a 6 USD/MMBTU en 2021.

Las empresas interesadas en adherir debían solicitar su inclusión a la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos (SRH), presentando una nota, para

⁷⁸ BO: 06/03/17

⁷⁹ Resolución ex MINEM 447/17



cada concesión a incluir, con la aprobación previa del plan de inversiones por parte de la Autoridad de Aplicación Provincial correspondiente.

4.2.1.5. Plan de Promoción de la Producción de Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 (Plan Gas.Ar)

Por último, el Decreto 892/20 implementó el Plan de Promoción de la Producción de Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 (Plan Gas.Ar).

El esquema introdujo un procedimiento competitivo de oferta y demanda mediante un mecanismo de subasta. Se contemplaron, entre otros, los siguientes objetivos:

- Viabilizar inversiones en el segmento de la producción.
- Proteger los derechos de los usuarios.
- Dar previsibilidad en el abastecimiento de la demanda prioritaria y el segmento de generación eléctrica.
- Generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución,
- Sustituir importaciones de GNL y el consumo de combustibles líquidos,
- Coadyuvar con una balanza energética superavitaria,

A través de sucesivas rondas, se buscó contractualizar entre productores y distintos segmentos de demanda, bloques de energía para abastecer a largo plazo un conjunto de demandas prioritarias de gas natural⁸⁰, utilizando la subasta como mecanismo regulatorio que garantice la concurrencia, igualdad, competencia y transparencia en la determinación del precio para las cantidades subastadas.

El Plan instrumentó pautas, criterios y condiciones elementales tales como la obligación de presentación del Plan de Inversiones (PI) a desarrollar

⁸⁰ La Resolución SE 599/07 (BO: 14/06/2007), conceptualizó la demanda prioritaria de la siguiente manera: “Es la demanda de gas natural de las Distribuidoras destinada exclusivamente a aquellos grupos de consumidores que, acorde a la normativa vigente, a la fecha del presente deben ser abastecidos de ese fluido por dichas prestatarias. Estos clientes son: (i) los usuarios Residenciales, (ii) los usuarios categorizados por el Artículo 11 del Decreto N° 181 del 13 de febrero de 2004, como correspondientes a los segmentos denominados P1 y P2, ambos integrados por usuarios de la Categoría Tarifaria correspondiente al Servicio General "P", acorde al Reglamento de Servicio de Distribución de gas por redes, y (iii) los usuarios definidos en la Resolución de la Secretaría de Energía N° 2020 del 22 de diciembre de 2005 como el Grupo III, de entre aquellos usuarios que por su nivel de consumo se ubican en el segmento P3 de la Categoría Tarifaria Servicio General "P", según las mismas disposiciones del Artículo 11 del Decreto N° 181 del 13 de febrero de 2004”.



para alcanzar los volúmenes de inyección comprometida, y del Programa de incremento proporcional y progresivo del Valor Agregado Nacional (VAN). El Plan de Inversiones a presentar en ningún caso podría ser inferior al flujo de fondos, producto de la compensación a recibir del EN.

A tal efecto, el Productor debía informar a la Autoridad de Aplicación, con periodicidad trimestral y con apertura mensual, el debido cumplimiento del mencionado plan, junto con la entrega de información auditada y en carácter de declaración jurada. A efectos de tener en consideración la incertidumbre y los riesgos geológicos vinculados a la realización de nuevos desarrollos costa afuera en la región austral del país, se establecieron condiciones particulares para los proyectos Off Shore.

Para garantizar el abastecimiento, el sostenimiento y/o aumento de los volúmenes de producción, fijó un volumen base total de 70 MM m³/d distribuidos entre tres cuencas productoras⁸¹: Asimismo, estableció la posibilidad de condiciones preferenciales de exportación a las empresas participantes, por un total de 11 MM m³/d exclusivamente durante el período estival: 7 MM m³/d de la cuenca Neuquina, y los 4 MM m³/d restantes de la Austral⁸².

Para adherir al Plan Gas.Ar las empresas interesadas debían presentar una oferta (sobre N°1), con el volumen correspondiente al período base, el volumen correspondiente al período invernal adicional, precio del volumen total ofertado por cuenca, curva de producción comprometida por cuenca, Plan de Inversiones (PI) a desarrollar para alcanzar los compromisos de inyección y el programa de incremento proporcional y progresivo del Valor Agregado Nacional (VAN)⁸³.

La asignación de volúmenes entre productores priorizó a aquellos con menores precios, indistintamente del período estacional. Una vez definido el volumen medio mensual comprometido por cada Productor para su correspondiente entrega a las Distribuidoras y/o Subdistribuidoras, ex IEASA y a

⁸¹20 MM m³/d de la cuenca Austral, -47,2 MM m³/d de la Neuquina, y 2,8 MM m³/d de la Noroeste

⁸²Dichas cantidades podrían ser utilizadas tanto para la exportación de GN por gasoductos, como para su licuefacción en el país y posterior exportación como GNL.

⁸³En forma opcional, podían presentar una propuesta complementaria (sobre N°2), contemplando una curva de producción con mayores tiempos de desarrollo, comprometiéndose el productor, a compensar su falta de volumen inicial, dicho sobre sólo sería abierto si tras la apertura del sobre N°1, no se hubiera logrado cubrir la totalidad del volumen a adjudicar.



CAMMESA, la asignación de los volúmenes totales se haría proporcionalmente de acuerdo a las entregas promedio del último trienio (2017-2019).

El EN pagaría a cada Productor, en concepto de compensación, el diferencial entre el precio facturado a las Distribuidoras y/o Subdistribuidoras, y el Precio Ofertado por el factor del Período Estacional que corresponda, determinado a partir del Tipo de Cambio vendedor del BNA del último día hábil del mes de inyección de que se trate.

Este esquema, ante la superposición con el último año del programa de incentivo aprobado por Resolución ex MINEM E-46/17, procuró que la inversión del EN durante la vigencia simultánea de ambos programas redunde en precios competitivos y dé forma a un solo mercado de gas con precios uniformes. Para ello previó en su procedimiento una serie de opciones de ingreso con el fin de igualar las condiciones de partida de todos los productores, a la vez que preestableció otras con vigencia al momento de finalización del solapamiento, el 31/12/2021.

Se permitió a los productores adheridos al programa previo optar entre: a) la renuncia a los beneficios del referido Programa o b) adecuar las obligaciones asumidas a fin de que el "Precio Ofertado" se ajustara en función del Valor Presente Neto (VPN) de los ingresos correspondientes a los volúmenes propuestos para el Período Base.

Para ello se consideraron los precios mínimos establecidos en la Resolución hasta el 31/12/21, descontados a una tasa del 10%. El productor comprometido no podría percibir entonces, por la porción de los volúmenes asignados a las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras, el Precio Ofertado en el marco del Esquema de Plan Gas.Ar⁸⁴.

Se previó también el acople de los productores beneficiarios de la Resolución ex MINEM 46/17, aún vigente al momento de la creación del Plan Gas AR.

No obstante, el PEN fijó, a propuesta de los productores, un precio máximo que funcionó como límite a las ofertas, calculado en términos de valor de reposición de las reservas a explotar y determinado a partir del Valor Presente

⁸⁴En dicho caso, percibiría el Precio en Cuadros Tarifarios, y recién a partir de enero de 2022, el Precio Ofertado. Por la porción de los volúmenes asignada a CAMMESA y/o a ENARSA, en cambio, percibiría el Precio Ofertado a partir de la vigencia del Esquema PlanGas.Ar.



Neto (VPN) descontado a una tasa del 10%, lo cual implicaba la evaluación del flujo a cuatro años a VPN para ponderar el peso a los productores de la R.46 que percibirían un precio superior (USD 6/MMBTU) durante el 2021.

Concretamente, se fijó un VPN máximo en USD 3,20, lo cual obligaba a los productores de la Resolución ex MINEM 46/17 a realizar una oferta con un precio máximo de USD 2,75, mientras que el resto de los productores no beneficiarios de dicho programa podía ofertar con un precio de hasta USD 3,65 en la cuenca neuquina y de hasta USD 3,40 en la cuenca austral. A dicho precio se le aplican los factores de ajuste estacionales (USD 0,82 en verano y USD 1,25 en invierno).

En relación a los PI y el VAN, las empresas productoras debían cumplir con el principio de utilización plena y sucesiva, local, regional y nacional en materia de empleo, tecnología y provisión de bienes y servicios.

La SE debía contemplar un sistema de control y sanción en forma conjunta, federal y colaborativa con el Ministerio de Desarrollo Productivo (MDP), el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación (MINCyT), las provincias adherentes y las organizaciones de trabajadores y empresarios del sector.

Para cumplir con esta función, se creó una Mesa de Trabajo⁸⁵ encargada de elaborar informes con la evolución de los compromisos de inversión y de incremento proporcional y progresivo del VAN, de manera trimestral con apertura mensual. Este control debía presentarse ante la SE y, según correspondiera, debía contener propuestas relativas a sanciones y/o medidas correctivas tendientes a corregir eventuales incumplimientos por parte de las empresas beneficiarias del plan.

Para el caso de las empresas participantes que incurriesen en incumplimientos, se establecieron sanciones con reducciones en el precio ofertado, y hasta con la baja del esquema, en el peor supuesto. En caso de incumplimiento del compromiso de inversión, el incremento del VAN y/o el compromiso de inyección, durante el período estacional de invierno, se estipuló el abono de una penalidad.

⁸⁵La Mesa de Trabajo se dividió en dos: una para la cuenca austral (MTVANCA), y otra para la neuquina (MTVANNQ). Cada sector pudo elegir si participar en una o en ambas mesas.



En el supuesto de ser el EN quien incumpliere sus obligaciones de pago de la compensación mensual que el Productor tuviere derecho a percibir, este último podrá optar entre distintas alternativas que contemplan o bien la posibilidad de continuar en el esquema, resignando alguna obligación total o parcial; o bien darse de baja, libre de las cauciones respectivas.

A finales del 2022, el DNU 730/2022, extendió el plazo del esquema e introdujo ajustes al diseño del Plan:

- Extensión del plazo de vigencia del esquema hasta 2028;
- Establecimiento del volumen por parte de la SE, a efectos de garantizar el óptimo abastecimiento de la demanda, conforme la capacidad de transporte y consolidar el bloque de volumen plano de poco más de 70 MM m³/d en los 365 días del año adjudicado mediante las Rondas 1 y 3 del Plan Gas.Ar;
- Modalidad más abarcativa “Plan de reaseguro y potenciación de la producción federal de hidrocarburos, el autoabastecimiento interno, las exportaciones, la sustitución de importaciones y la expansión del sistema de transporte para todas las cuencas Hidrocarburíferas del país 2023-2028”;
- Modificación de las condiciones preferenciales para exportaciones a las empresas participantes en condición firme, las cuales podrán ser durante el período estacional de verano y/o de invierno, sobre la base de las estimaciones de oferta y demanda que efectúe la SE;
- Establecimiento por parte de la Autoridad de Aplicación, en cada oportunidad, de un precio mínimo que deberán respetar las autorizaciones de exportación;
- Modificación del anexo correspondiente al PI, el cual agrega cantidad de pozos intervenidos e inversiones en MM USD.

El Plan Gas.Ar hasta la elaboración de este informe, ha llevado a cabo cinco rondas que adjudicaron volúmenes y precios para el abastecimiento de la demanda prioritaria. Las primeras tres se hicieron en el marco del Decreto 892/2020, y las últimas dos, en el marco del Decreto 730/2022. En el siguiente capítulo se exponen sus resultados junto con el de los planes de incentivo, en orden cronológico.



4.2.2. Elementos comunes y distintivos de los programas. Crítica al precio estímulo

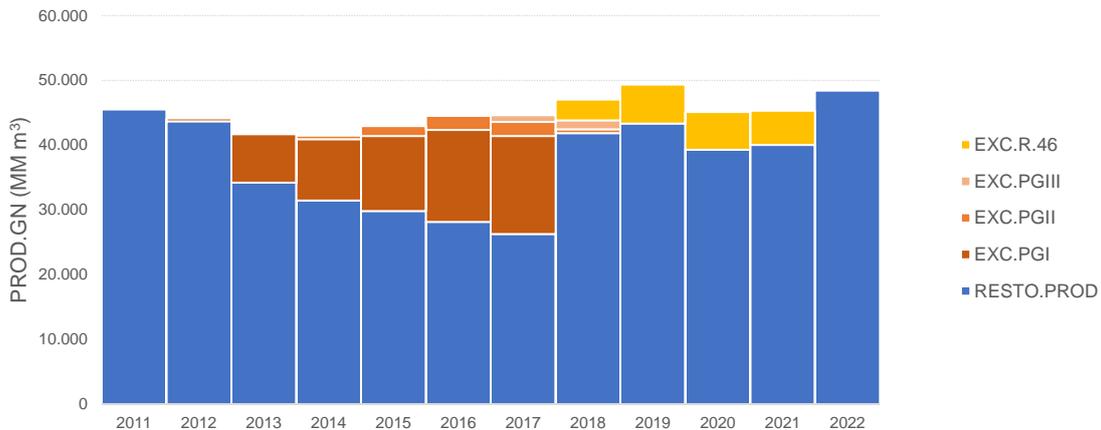
Los programas descritos (PG I, II, III, Resolución ex MINEM 46/17 y Plan Gas AR) son un ejemplo claro de políticas públicas de fomento a la actividad de producción de GN.

Los primeros 4, a través de un mecanismo de adhesión, a partir del cumplimiento de requisitos preestablecidos por la Autoridad de Aplicación, sin competencia entre empresas, con concurrencia ilimitada y con la fijación de un precio estímulo a la producción.

Es decir, con el fin de incentivar a las empresas a incrementar su nivel de producción de gas natural, por encima de una línea de base en el caso del PG I y II, en total en el caso del PG III por tratarse de empresas sin inyección previa y a partir de un proyecto de inversión aprobado, en el caso de la Resolución ex MINEM 46/17, el Estado pagó una compensación consistente en la diferencia del precio de venta y el precio estímulo determinado.



Conjunto de gráficos 8: Importancia relativa de los programas de incentivo, en cuanto a producción (2011-2022 en MM m³)



Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENARGAS y SE.

La AGN observó en el informe aprobado por Resolución 106/22 (Programas de Estímulo a la Producción de Gas Natural) la falta de fundamentos técnicos en los sucesivos planes para establecer y mantener en el tiempo el precio de estímulo fijado en 7.5 USD/MMBTU, para lo cual indagó sobre el fundamento para la determinación y mantenimiento de dicho importe durante la vigencia de cada uno de los programas.

Los considerandos de las Resoluciones ex Comisión N° 1/13 (PG I) y 60/13 (PG II), refieren a la necesidad de contar con una política económica que reduzca en el corto plazo la brecha entre producción y consumo de gas natural a través del incremento en la producción y la consecuente reducción de las importaciones, y por el otro el estímulo de la inversión en exploración y explotación para recuperar el horizonte de reservas, pero no surge un fundamento técnico explícito para la determinación del precio estímulo.

La Resolución ex MINEM 74/16, por su parte, remite en sus considerandos a las resoluciones de la ex Comisión 1/13 y 60/13, pero sin explicar el fundamento de la continuidad del precio estímulo fijado.

De la interpretación de los considerandos mencionados surge que la determinación del precio estímulo estuvo relacionada al costo de las importaciones de gas al momento de la implementación de los programas que, en la fecha de inicio se encontraban por encima de valor establecido como estímulo, aunque tuvieron una tendencia a la baja, llegando a equipararse al



umbral del precio estímulo, o incluso a valores inferiores durante el año 2015 y los siguientes

En relación a la Resolución Ex MINEM 46/17, el ex MINEM puso a disposición un Informe Técnico⁸⁶ donde se expone que el sendero de precios de gas natural en el PIST a abonar por los usuarios, fue establecido por el ex MINEM considerando los objetivos de fomentar la producción local y de reducir progresivamente los subsidios transmitiendo a la demanda una señal real de la escasez del recurso. Se Agrega que *“dentro de las consideraciones para la determinación del sendero de precios del gas natural, el Estado Nacional, consideró cuál sería el valor de referencia en un hipotético mercado desregulado, ya que una aproximación a ese valor facilitaría el tránsito hacia el mercado desregulado previsto en el marco regulatorio. En esa determinación se consideró el precio al que se puede obtener localmente el gas natural adicional requerido para el que puede tomarse como referencia el valor de US\$ 7,50 / MMBTU fijado en los planes de promoción de la producción de gas vigentes”*.

En definitiva, en los considerandos de las Resoluciones ex Comisión 1/13 y 60/13 se fijó un precio de 7,50 USD/MMBTU tomando como referencia el costo de las importaciones de gas, con la finalidad de fomentar la inyección de gas al sistema a un menor costo al de importación, aunque sin fundamentos que justifiquen técnicamente dicho valor. Tal criterio se mantuvo en la Resolución ex MIMEN 74/16 (PG III). En lo que respecta a la Resolución ex MINEM 46/17, en la medida en que los precios de importación se encontraban en menor nivel a 7.50 USD/MMBTU, el ex MINEM cambió la fundamentación afirmando que dicho monto resultaba el adecuado para el desarrollo de Vaca Muerta a mediano y largo plazo, independientemente de que el precio de las fuentes importadas atravesase el umbral del precio mínimo del programa, que fue fijado de manera decreciente a un valor de 7.5 USD/MMBTU en el año 2018, 7 USD/MMBTU en 2019, 6.5 USD/MMBTU en 2020 y 6 USD/MMBTU en 2021.

La AGN concluyó que el informe técnico citado carecía de datos objetivos que fundamenten dicho valor, pues solo se limitó a afirmar que el precio definido en los PG previos era adecuado, sin analizar por ejemplo las variables vinculadas con el costo de extracción por MMBTU.

⁸⁶ME-2017-03027101-APN-DNEH#MEM



Los planes de inversión presentados por las empresas tampoco permitieron evaluar la suficiencia del precio mínimo establecido, y en qué medida resultaba razonable en relación a los costos de producción, ya que carecían de datos básicos usuales en proyectos de inversión.

El Plan Gas AR, a diferencia de los programas anteriores, no definió un precio estímulo único para todos los productores y cuencas, sino que dispuso procedimientos licitatorios (rondas) en donde cada productor ofertó un precio determinado igual para los 4 años de duración del plan.

Otra de las características distintivas del Plan Gas AR fue que se previeron, en su implementación, las necesidades de gas natural de la demanda prioritaria y de la generación, más las importaciones no invernales. Estos conceptos fueron ofrecidos al mercado, como se dijo a través de licitaciones públicas por un plazo de 4 años.

Para ello se estimaron los niveles de oferta y demanda y se realizó una sumatoria de esta última en vistas a consolidar un bloque uniforme (“ladrillo”) a largo plazo: los 70 MMm³/día en los 365 días del año a lo largo de cuatro años, así como un volumen adicional en cada Período Invernal. El mercado compite entonces por abastecer a dicha demanda, con un horizonte temporal a 4 años, con la finalidad de dar previsibilidad y reducir los precios. De este modo, se pasó de un esquema de fomento por simple adhesión a un modelo contractualizado a mediano plazo, donde las empresas compiten para abastecer la demanda considerada.

4.2.3. Impacto de los planes en la producción

Los programas PG I y II, introdujeron un dispositivo de incentivo que, a partir de la proyección de la producción de las productoras participantes, estableció una curva de inyección base consistente en volúmenes de gas esperables de los yacimientos productivos, con el esquema vigente de inversiones previo al funcionamiento del programa.

Debido al declino de los yacimientos productivos, la curva de producción base interanual tiene pendiente negativa o, análogamente, si se considera un período plurianual, a medida que avanzan los años, la inyección base aportaría progresivamente menor cantidad de gas.



El “estímulo” o “incentivo” del programa fue diseñado para que la inyección de los productores y proyectos adheridos al programa que superen a la inyección base, reciba un precio diferencial, superior al precio que previamente percibían los productores por la base de su inyección. El volumen por encima de la base representa la “inyección excedente” y el precio estímulo fue fijado en 7,5 USD/MMBTU.

De esta manera, los m³ de gas natural que se inyectaron y que excedieron al volumen base preestablecido, percibieron el precio del gas base pagado por la demanda de gas, sumado a la diferencia entre ese valor y el valor estímulo, en forma de compensación.

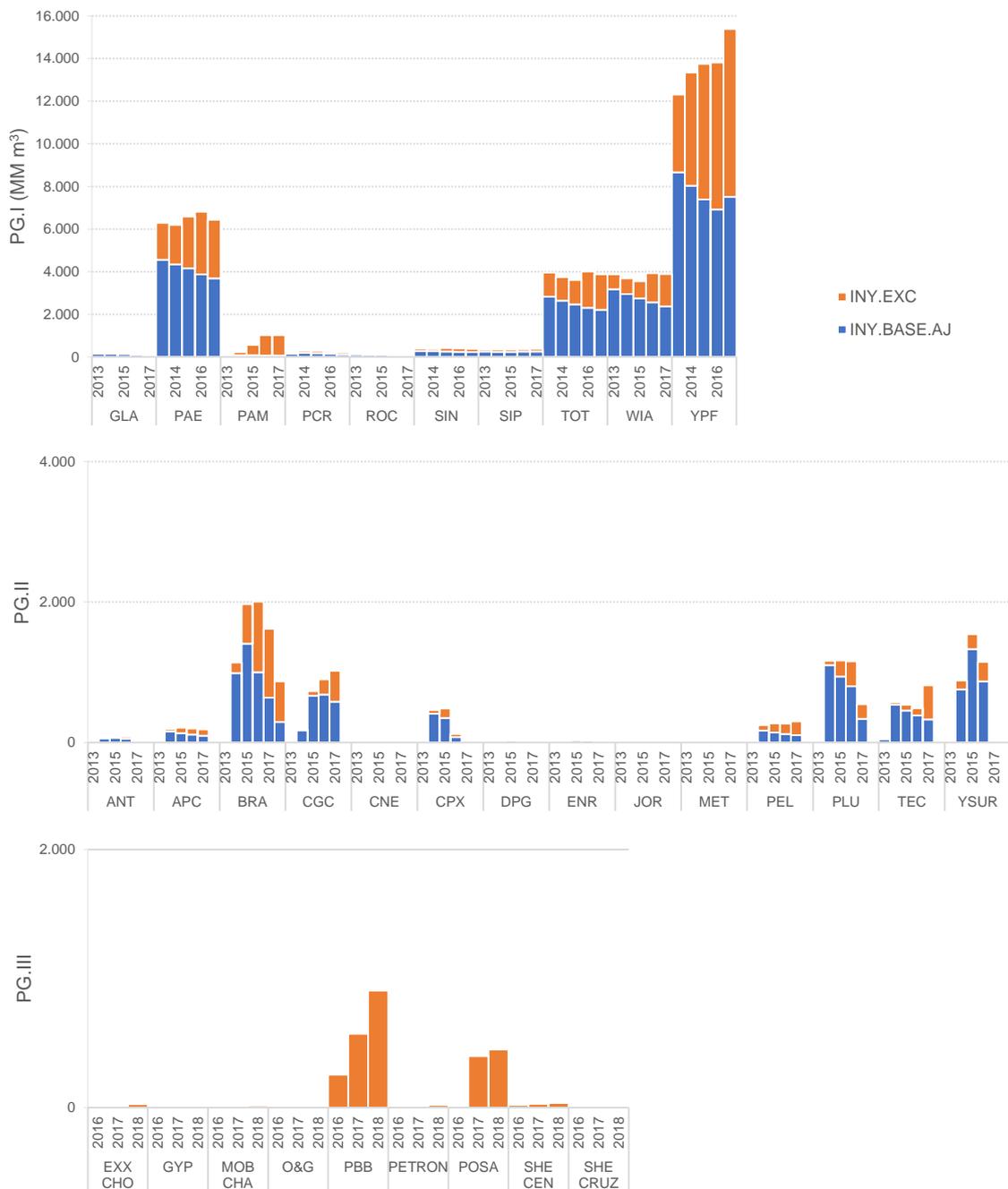
A su vez, el programa fijó un precio de referencia para la inyección base. Es decir, si para el volumen de gas natural base que es parte de la inyección total, el precio de venta (PIST) fuera menor al precio mínimo de referencia, activaría una compensación para alcanzar ese precio. Complementariamente, si el precio de venta de la base fuera superior, generaría un valor monetario que se detraería de la compensación de la inyección excedente.

El gas total incluido en el programa, la inyección base sumada a la excedente, aumentó el valor percibido por los productores por el gas abastecido, el incremento de los ingresos mejoró la rentabilidad del segmento, y con ello la expectativa de incrementar las inversiones en el corto plazo y el nivel de reservas a futuro.

A continuación, se expone a partir de los análisis realizados en distintos productos de auditoría por la AGN, la inyección que aportó cada programa y el efecto que tuvo en la oferta agregada nacional de gas natural.



Conjunto de gráficos 9: Inyección base y excedente por productor (2013-2018)



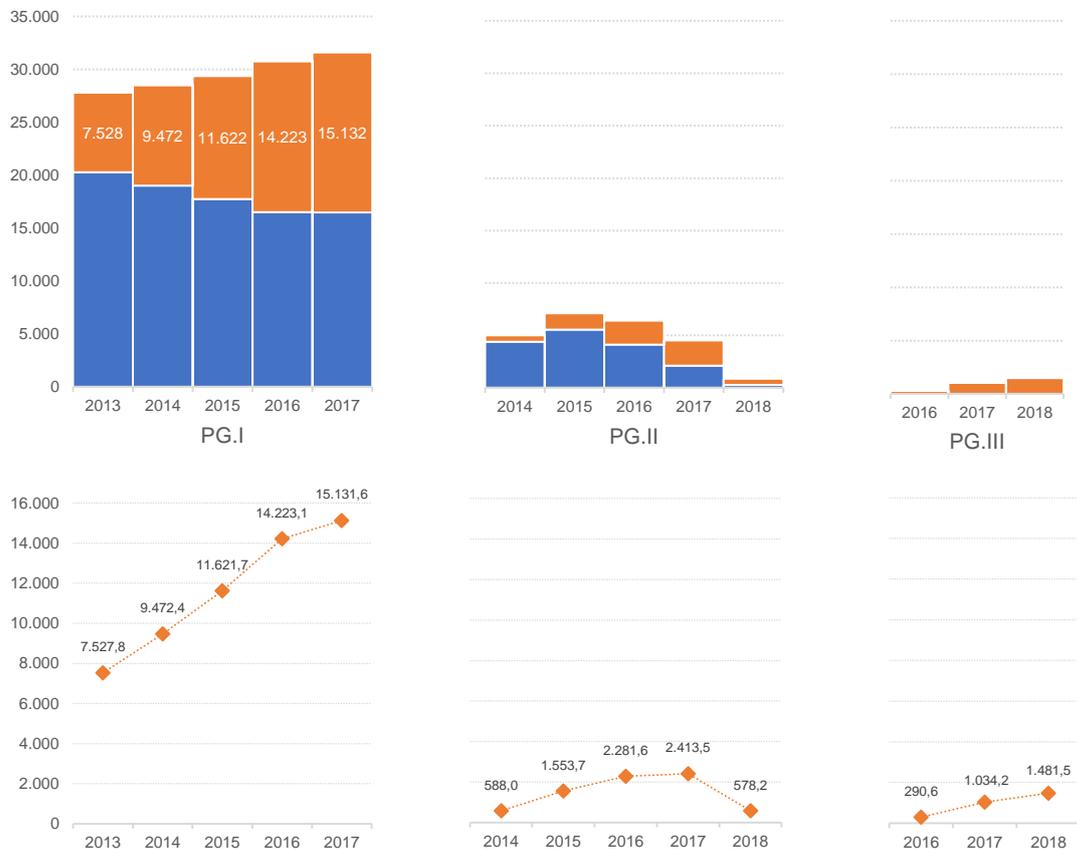
Fuente: Elaboración propia en base a información de la SE.

A diferencia de sus antecesores, el PG III se centró en el desarrollo de un subconjunto de nuevos proyectos, por ende, al iniciar su fase de explotación, durante el programa, las explotaciones beneficiarias no contaban con una inyección base o previa. Es por ello que para el PG III el estímulo se aplicó para la totalidad del gas proveniente de las explotaciones, bajo las condiciones descriptas previamente. Más adelante, se apreciará la continuidad de este diseño, con sus matices, en el tratamiento del programa de la Resolución 46/17.



Al combinar el aporte de los productores que participaron en las distintas versiones de los programas, se pudo calcular el aporte agregado de cada esquema.

Conjunto de gráficos 10: Inyección base y excedente por programa (2013-2018 en MM m³)



Fuente: Elaboración propia en base a información de la SE.

La diferencia de escala entre los programas surge claramente al comparar el nivel de inyección que administraron bajo su órbita. Se destaca el PG I por la magnitud de gas compensado bajo su ejecución: La inyección total en 2016 superó los 30.000 MMm³ y la inyección excedente superó los 15.000 MMm³ en 2017.

El esquema de la Resolución ex MINEM 46/17 sustituyó al PG I que concluía a fines del año 2017. Su objetivo estaba focalizado en el desarrollo de proyectos no convencionales que se encontraban en fase piloto. Bajo esa premisa, participaron ocho proyectos de distintas escalas y modalidades de participación empresaria. Algunos fueron desarrollados conjuntamente por una unión de productores, mientras que otros fueron impulsados particularmente.

El programa concentró los recursos fiscales en recursos no convencionales, y esa decisión implicó en consecuencia, la concentración de los



recursos en la cuenca neuquina. En el mismo sentido, el sesgo hacia nuevos proyectos limitó el alcance del estímulo, dejando parte del gas proveniente de proyectos no convencionales, ya desarrollados, en explotación, en una condición dispar⁸⁷.

El contexto en el que se implementó presentaba diferencias relevantes respecto a sus antecesores. El precio del gas en el PIST era superior al del PG I (2013), la participación del gas shale y el desarrollo de explotaciones NOC había acumulado inversiones y años de maduración.

En segundo lugar, la demanda de energía no mostró el comportamiento esperado para los años previos, cuestión que se acentuaría en los años posteriores. La política de precios de la energía había generado un aumento de los precios domésticos por encima de los precios internacionales de referencia que, combinado a los procesos tarifarios de los segmentos regulados, y el programado retiro de los subsidios energéticos, representaron una abrupta transferencia de recursos desde los usuarios hacia los distintos eslabones de la industria hidrocarburífera⁸⁸.

A diferencia de los programas anteriores, el precio estímulo fue diseñado con un sendero anual descendente: con un punto de partida en 2018 de USD 7,50/MMBTU, disminuyendo anualmente a razón de USD 0,50/MMBTU hasta alcanzar los USD 6,00/MMBTU en 2021.

En continuidad con el PG III, el incentivo fue concebido para abarcar la totalidad de la energía a inyectar por proyectos nuevos, beneficiarios del estímulo diseñado. La diferencia respecto al esquema previo consistió en que si la explotación incluida en el programa, tenía al momento de inicio, una producción inicial mayor a 500.000 m³/d, dicha producción, se detraía de la inyección a compensar, asemejándose a los esquemas de PG I y II.

En definitiva, fue un diseño que se focalizó en la producción no convencional y segmentó la compensación entre proyectos dependiendo la producción inicial.

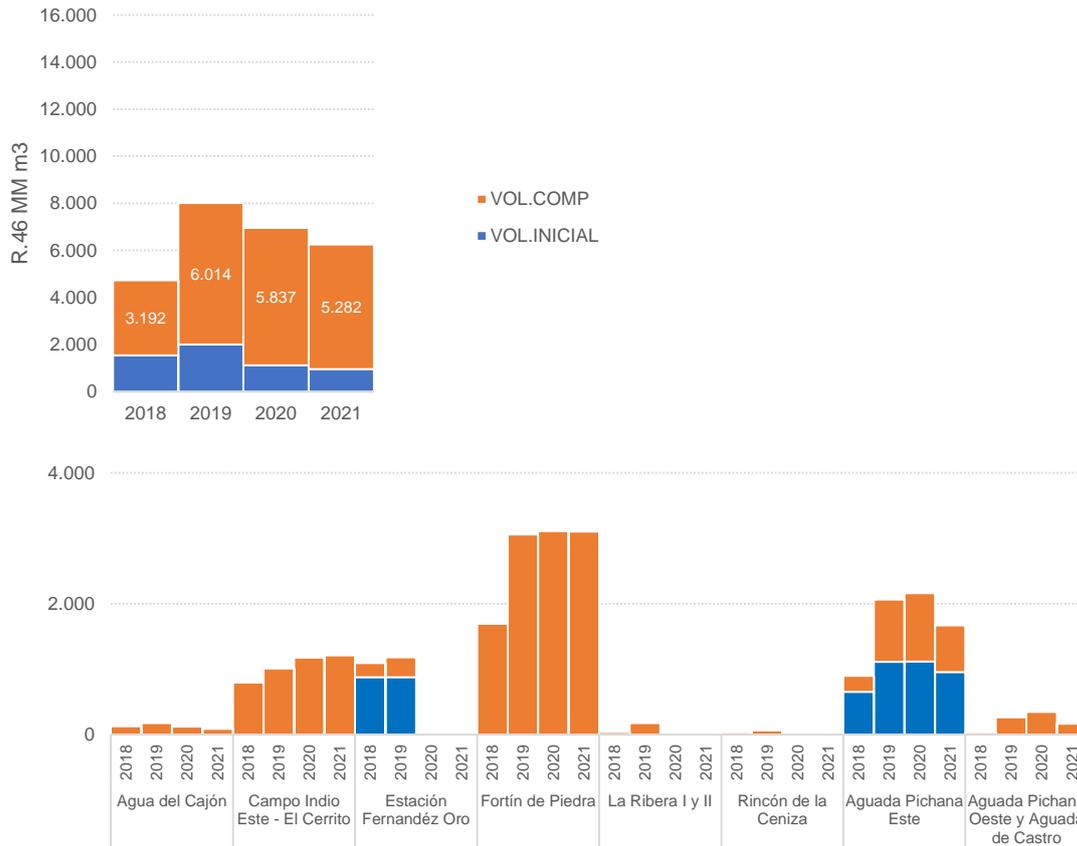
Conjunto de gráficos 11: Inyección total y por proyecto del Plan NOC R.46 (2018-2021)

⁸⁷ Como ejemplo de esta situación se mencionan los proyectos en las explotaciones "Aguada Pichana Este" y "Estación Fernández Oro", en tanto ingresaron al programa con volúmenes de producción iniciales elevados, limitando la compensación a una porción inferior de su producción, respecto al resto de los proyectos.

⁸⁸ Por un lado, ese precio superior redujo el costo fiscal del programa, al tener que cubrir un diferencial menor entre el estímulo y un precio de referencia relativamente más alto. Por otro, la combinación de aumentos de precio y tarifas del gas, generaron un desfase entre el costo de la energía y la capacidad de pago de los distintos segmentos de la energía.



Auditoría General de la Nación



Fuente: Elaboración propia en base a información de la SE.

Durante el año 2020, anticipándose tanto a la conclusión del programa de estímulo vigente en 2021 (R.46) y a las proyecciones de la oferta que pronosticaban una caída de la producción⁸⁹, el PEN instrumentó el Plan Gas.AR, cuyo eje en cuanto a precios consiste en un mecanismo competitivo de subastas, en el que los oferentes compitieron en la colocación de volúmenes a un precio máximo. La diferencia de ese precio y el precio efectivo de venta de los productores a los distribuidores de gas, fijaría el monto de la compensación a ser erogado por el EN.

A través de las distintas rondas, se subastaron bloques de energía, en el que los productores compitieron por colocar su producción, comprometiendo cantidades de gas al precio adjudicado con plazos a 4 años vista. A su vez, se estipuló un coeficiente que aumentara el valor del gas en los períodos de invierno (mayo - septiembre) y lo disminuyera en verano (octubre - abril).

⁸⁹Informe EXP PG.AR, oferta doméstica de gas natural, con y sin esquema.

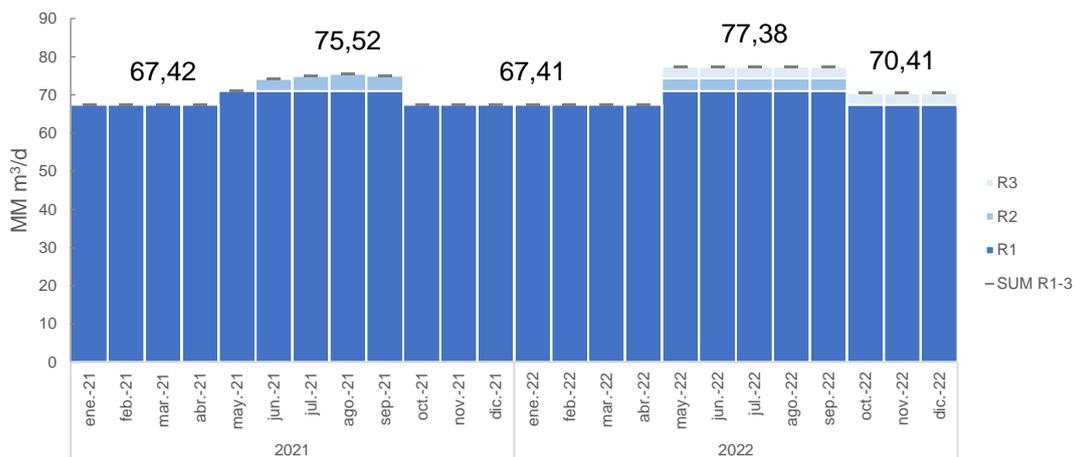


A diferencia de los planes de estímulo, este esquema incorporó una planificación previa de las necesidades de la demanda en el diseño de las rondas. Mediante este procedimiento, se cubrió interanualmente un volumen cercano a los 70 MM m³/d, con adicionales durante los períodos de invierno asociados a la estacionalidad de la demanda.

El mercado compite entonces por abastecer a dicha demanda, con un horizonte temporal a 4 años, con la finalidad de dar previsibilidad y reducir los precios.

Se estimaron los niveles de oferta y demanda y se realizó una sumatoria de esta última en vistas a consolidar un bloque uniforme (“ladrillo”) a largo plazo los 365 días del año a lo largo de cuatro años, así como un volumen adicional en cada período invernal.

Gráfico12: Inyección PG.AR según rondas 1 a 3 (2021-2022)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la SE y adjudicación del PG.AR.

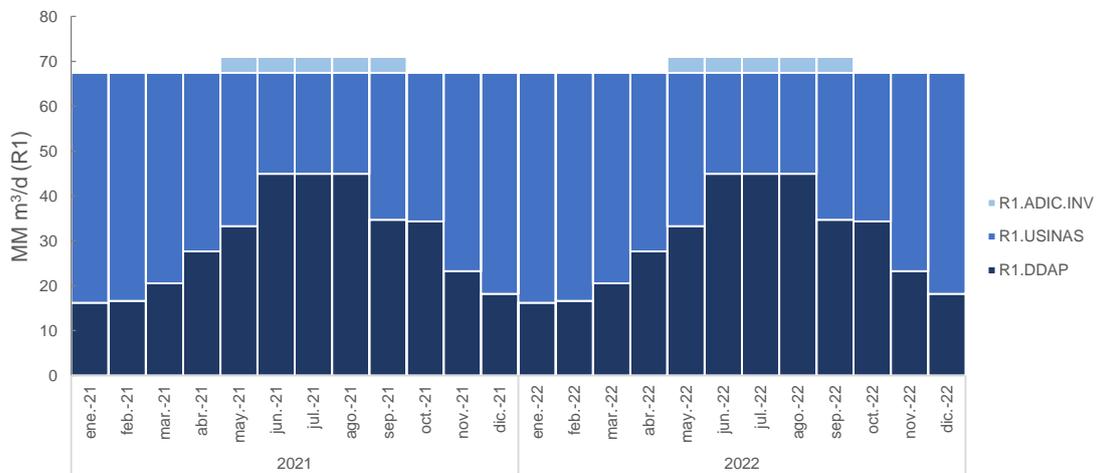
En el volumen o alcance del esquema, los 70 MMm³/día surgen de adicionar distintos segmentos de demanda, cuyas estacionalidades permitieron agregar y aplanar la demanda de gas natural. Esto generó certidumbre a los productores, al contractualizar una cuota importante de su producción a largo plazo y disminuyó el costo del gas para el abastecimiento a gran parte de la demanda.

A continuación, se presenta el detalle de adjudicación de la primera ronda del esquema de abastecimiento donde se aprecia la relación entre los volúmenes destinados a la demanda prioritaria y a los generadores eléctricos (“usinas”). Durante el período invernal, aumentan los volúmenes destinados a la



primera, y durante el resto del año aumentan los volúmenes para los generadores.

Gráfico13: Detalle de la ronda 1 del PG.AR (2021-2022)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la SE y adjudicación del PG.AR.

El primer resultado del esquema logró contractualizar los volúmenes diarios, producidos en distintas cuencas por múltiples productores a un precio del gas (promedio ponderado) cercano a los USD 3,60 /MMBTU.

La anualización del bloque de energía expuesto representa una cifra cercana a los 25.500 MMm³ para comprender la magnitud del esquema en una unidad de medida comparable al resto de las políticas analizadas.

4.2.4. Evolución de las reservas de gas

Las reservas son aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos líquidos y gaseosos⁹⁰, que se anticipa podrán ser comercialmente recuperados por la aplicación de proyectos de desarrollo en un tiempo definido, en reservorios conocidos, bajo las condiciones económicas, el régimen legal y las prácticas de producción imperantes a la fecha de esa estimación. Las reservas deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales, y remanentes (para una fecha determinada) sustentadas por proyectos de desarrollo⁹¹ aplicados.

Cuadro 1: Clasificación de las reservas de hidrocarburos

⁹⁰Petróleo crudo, condensado o gasolina natural, gas natural, líquidos provenientes del gas natural y sustancias asociadas.

⁹¹Si bien el plazo para el inicio del desarrollo puede variar según las circunstancias específicas y el alcance del proyecto, se considera CINCO (5) años como un tiempo razonable para su comienzo. Se puede considerar un plazo de tiempo más largo, siempre que la justificación para su clasificación como Reservas se encuentre suficientemente documentada.



RESERVAS	COMPROBADAS O PROBADAS (P1)	son aquellas que de acuerdo al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza ⁹² sobre la base de ser comercialmente recuperables de reservorios conocidos, a partir de una fecha dada. Cuando son empleados métodos de estimación probabilísticos, donde el conocimiento geológico y de ingeniería y los datos económicos son usados para generar un rango de estimaciones de reservas y sus probabilidades asociadas, debe haber por lo menos un 90% de probabilidades de que las cantidades a ser recuperadas igualarán o excederán la estimación.
	PROBABLES (P2)	son aquellas reservas no comprobadas que sobre la base de los análisis se estima que son menos ciertas que las reservas comprobadas, y que es más probable que sean producidas a que no lo sean. Cuando se han utilizado procedimientos probabilísticos, son aquellas que están comprendidas dentro del rango del 50% al 90% de probabilidad de recuperación superior a la suma de las reservas probadas y probables.
	POSIBLES (P3)	En base al tipo de análisis mencionado, se estima que son menos factibles de ser comercialmente recuperables que las reservas probables. Probabilísticamente debe haber entre el 10% y el 50% de probabilidad que la recuperación final igualará o excederá la suma de las reservas probadas, probables y posibles.
RECURSOS	RECURSOS CONTINGENTES	Son recursos contingentes las cantidades estimadas de hidrocarburos descubiertos, líquidos o gaseosos o de ambos, contenidos naturalmente en los reservorios y que pueden ser recuperados y utilizados bajo las condiciones tecnológicas existentes en el momento de la evaluación y para los que no exista, en ese momento, viabilidad económica o comercialidad de la explotación. Son considerados no recuperables por ser su producción antieconómica o por falta de mercado.

Fuente: Elaboración propia en base a clasificación de la Resolución MINEM 69/16

Todas las estimaciones de reservas involucran cierto grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables de geología e ingeniería disponibles al momento de efectuar la estimación, y la interpretación de esos datos.

El grado de incertidumbre relativo puede ser acotado clasificando las reservas como comprobadas y no comprobadas. El primer grupo puede subdividirse en reservas comprobadas desarrolladas⁹³ o no desarrolladas⁹⁴.

Las reservas no comprobadas tienen menor certeza en la recuperación final de los hidrocarburos y pueden a su vez, subclasificarse en reservas probables y reservas posibles, indicando progresivamente incrementos en el grado de incertidumbre en la proyección de su recuperación.

Atendiendo la importancia de contar con información actualizada y fidedigna, en el portal del sistema unificado de información energética de la

⁹²La estimación de las reservas se efectúa bajo condiciones de incertidumbre. Con el término "razonable certeza", se intenta expresar el alto grado de confiabilidad que tienen los volúmenes a ser recuperados si se usa el método determinístico. La estimación es determinística si se obtiene un solo valor de reservas basado en el conocimiento geológico y de ingeniería y datos económicos.

⁹³Se estima que podrán ser producidas mediante la existencia, a la fecha de su evaluación, de: a) Pozos perforados; b) Instalaciones y métodos de operación en funcionamiento y c) Métodos de recuperación mejorada, siempre que el correspondiente proyecto de recuperación mejorada esté instalado y en operación.

⁹⁴ Se estima que podrán ser producidas, mediante: a) pozos a ser perforados en el futuro en áreas comprobadas y que incrementen la recuperación; b) profundización de pozos existentes a otros reservorios comprobados; c) intervención de pozos existentes o la instalación de medios de transporte, que impliquen grandes costos o inversiones; d) apertura de niveles colaterales comprobados en pozos ya existentes; y e) un proyecto de recuperación mejorada con alto grado de certeza, o que esté operando favorablemente en un área cercana con similares características.



Secretaría de Energía se publican los reportes anuales de reservas, que están disponibles desde el año 1998, elaborados con la información declarada por las empresas operadoras de las áreas hidrocarburíferas⁹⁵ con carácter de declaración jurada. Los datos están desagregados por yacimiento y operador, y están clasificados por Cuenca y por Provincia.

La normativa vigente establece que todas las reservas deben calcularse en dos modalidades: hasta el Fin de la Concesión (FC) y hasta el Fin de la Vida Útil del yacimiento (FVU). Las reservas FC se calculan como aquellas que podrán ser comercialmente recuperadas en donde el horizonte temporal es la finalización de la concesión otorgada, en cambio, las reservas FVU tienen el horizonte fijado en el agotamiento propio del yacimiento. A los efectos de este producto de auditoría, se utilizaron las reservas FC.

La estimación de las reservas de hidrocarburos es un dato de gran relevancia, tanto para las empresas del sector como para las economías productoras, ya que forman parte del potencial energético de un país y contribuyen a la configuración y planificación de su matriz energética⁹⁶, permitiendo asignar recursos con el objetivo de explotar aquellas fuentes energéticas disponibles de manera eficiente y al menor costo posible, planificando las necesidades de abastecimiento interno y permitiendo también poder definir una política energética de exportación, a los efectos de incrementar los ingresos del comercio exterior. También es una medida de comparación con otros países con potencial hidrocarburífero, por eso para su definición se utilizan estándares internacionales de medición.

Para las empresas dedicadas a la exploración y producción de hidrocarburos, su principal valor son sus reservas de petróleo y gas que irá consumiendo a medida que desarrolla su producción. Consecuentemente, el principal objetivo de toda empresa de E&P será reponer las reservas que año tras año produzca de modo que estas no se agoten y la empresa no vea reducido su potencial económico. De esta manera, la exploración y producción de hidrocarburos (petróleo o gas) son actividades que se desarrollan

⁹⁵En el marco de las Resoluciones SE 482/98, 324/2006 y 69/2016, y toman como referencia los principios y lineamientos del "Sistema de Gestión de Reservas Petroleras" PRMS-SPE.

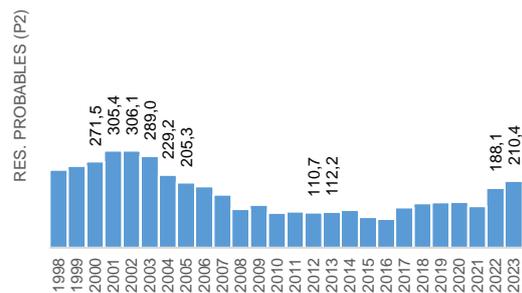
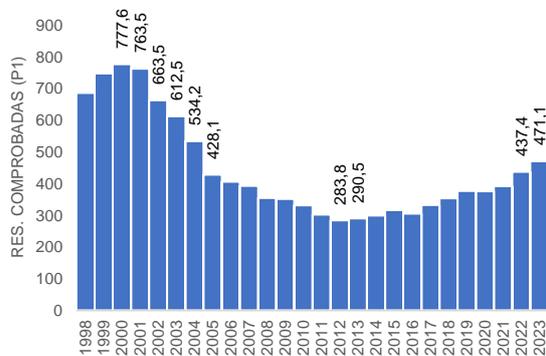
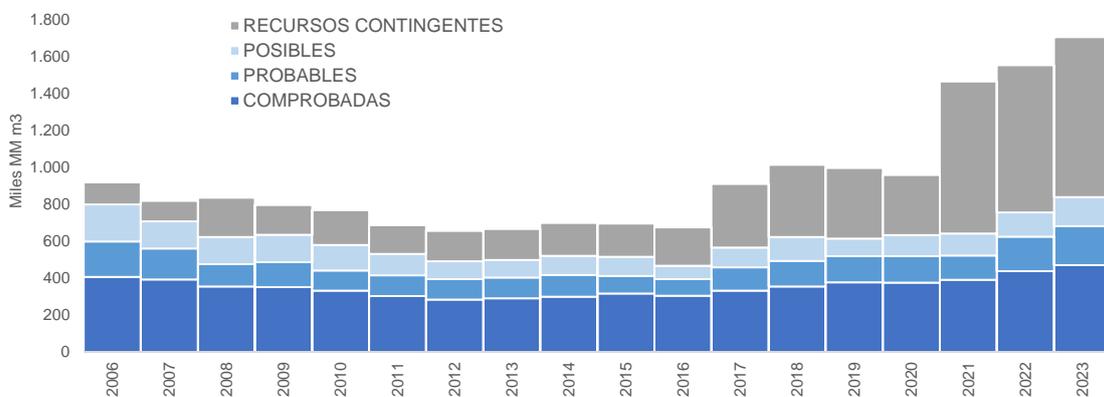
⁹⁶ Representación cuantitativa de la totalidad de energía que utiliza un país, e indica la contribución relativa de las diferentes fuentes primarias al total de la energía generada. En la actualidad, la matriz energética de la Argentina está conformada principalmente por gas, en un porcentaje superior al 55% y luego petróleo en el orden del 29%.



intrínsecamente unidas. Por un lado, la empresa procurará alcanzar el volumen de producción que maximice su beneficio, en tanto como sea compatible con los estándares que permitan la mayor recuperación final de hidrocarburos⁹⁷, preservando los reservorios de eventuales daños y cumpliendo con las normas y disposiciones regulatorias, ambientales y de seguridad.

Del relevamiento realizado de los datos publicados y siguiendo la clasificación de las reservas vigente, se expone a continuación: a) su evolución a partir de 2006 para el total de las categorías, debido a la disponibilidad de datos para las reservas posibles y recursos contingentes y b) la evolución y variación interanual de las reservas comprobadas y probables a partir de 1998.

Conjunto de gráficos 14: Evolución de las reservas y recursos de hidrocarburos (2006-2023)



⁹⁷ A través de la producción obtiene el flujo de caja necesario para mantener su actividad. Las reservas, en tanto, constituyen el soporte de su producción y la base con la que se medirá su potencial, el valor de su acción, su capacidad para acceder al mercado de capitales, que a su vez le permitirá llevar adelante sus proyectos, aumentar su patrimonio, asegurar su desarrollo y expansión futura.



Fuente: Elaboración propia en base a datos abiertos de la SE e informes de reservas

Se puede deducir de la información presentada que i) las reservas comprobadas se reducen aceleradamente entre 2002-2005 sucedido por otro de menor magnitud entre 2006-2012; ii) el punto de inflexión coincide con la implementación del PG.I en 2013, donde se detiene la caída de las reservas totales y de las comprobadas; iii) se inicia un período de recuperación de reservas comprobadas que se sostiene hasta la actualidad iv) se observa un marcado incremento de los recursos contingentes primero en 2017 y luego en 2021 y; v) las reservas comprobadas y probables, actualmente se encuentran en el nivel de 2004-2005.

Simultáneamente, al incipiente cambio de tendencia hacia la recomposición del horizonte de reservas, se dio un proceso de concentración geográfica con epicentro en la cuenca neuquina. Si se compara entre 2012 y 2023, se observa un acelerado cambio en la distribución geográfica de las reservas: el crecimiento de la cuenca neuquina y la reducción de las restantes.

En el siguiente cuadro puede apreciarse como ha sido la evolución de las reservas comprobadas por cuenca desde el inicio de la vigencia de los programas de estímulo a la producción de GN, y cómo ha variado la participación relativa de las cuencas en el total del país, siendo destacable el incremento de la cuenca neuquina, que pasa del 42,0% al inicio del período a un 76,5% en el último año.

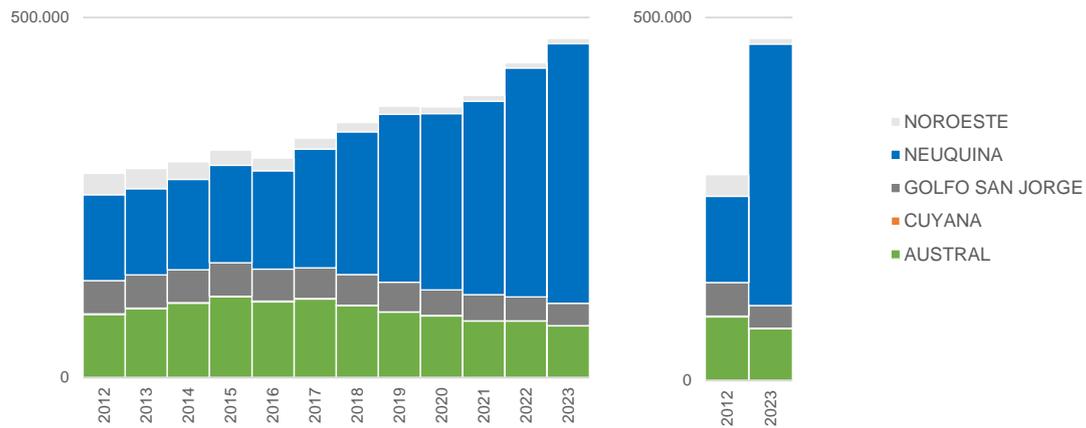
Cuadro 2: Evolución de reservas comprobadas de hidrocarburos por cuenca (2012-2023)

	AUSTRAL	CUYANA	GOLFO S.J.	NEUQUINA	NOROESTE	TOTAL
2012	88.284 31,1%	553 0,2%	46.154 16,3%	119.012 42,0%	29.692 10,5%	283.695 100,0%
2023	72.232 15,3%	85 0,0%	31.083 6,6%	360.317 76,5%	7.335 1,6%	471.052 100,0%
	-18,2%	-84,6%	-32,7%	202,8%	-75,3%	66,0%

RESERVAS P1 (MM m3)



Gráficos 15: Evolución de reservas comprobadas



Fuente: Elaboración propia en base a datos abiertos de la SE e informes de reservas

En términos absolutos la cuenca neuquina pasa de 119.000 MMm3 en 2012 a más del triple en 2023 (360.000 MMm3), mientras que en el resto de las cuencas la tendencia es decreciente, especialmente en cuenca cuyana y noroeste donde el descenso de reservas acompaña el declino natural de los yacimientos convencionales.

En el total país se observa que la variación total del período alcanza al 66%, donde, en los primeros años, la variación interanual es del 3,3% (cuando se ponen en vigencia los Plan Gas 1, 2 y 3), mientras que, en el siguiente período (cuando los planes de incentivo estuvieron más orientados al desarrollo de las cuencas no convencionales), esa variación asciende al 6 % interanual.



5. EJES PROBLEMÁTICOS Y DESAFÍOS

Luego de la descripción del segmento de producción de GN como subsector del sector hidrocarburífero en general y también, en mayor escala, del sector energético; de la descripción del problema que originó la política de incentivo tendiente a fomentar la producción de GN y de los programas de estímulo en particular, se exponen a continuación una serie de ejes problemáticos, en la inteligencia de que identificar y comprender las causas de ocurrencia de ciertos hechos, sirven como oportunidades de mejora de las políticas de cualquier intensidad que se implementen.

Asimismo, los temas que se mencionan a continuación, conforman, en gran medida, las preguntas y subpreguntas de auditoría del proyecto de informe que tramita por Actuación AGN 113/23 y sirven como antecedente a dicho producto.

5.1. La transformación hacia una producción no convencional

En el centro de la política energética reciente, se encuentra el desarrollo de Vaca Muerta, conocida por su potencial como fuente de abastecimiento y exportación de hidrocarburos tanto hacia las economías limítrofes como al mercado internacional.

A partir de distintas estimaciones, y con Vaca Muerta como principal reservorio, Argentina se posiciona mundialmente como uno de los principales jugadores en prospectiva en la producción de hidrocarburos, al contar con reservas tanto de gas natural como petróleo, que la ubican entre las primeras 5 economías a nivel mundial.

Este potencial coexiste con una economía que actualmente no logra cubrir sus requerimientos, o dicho con mayor precisión, no logra revertir el déficit de gas natural.

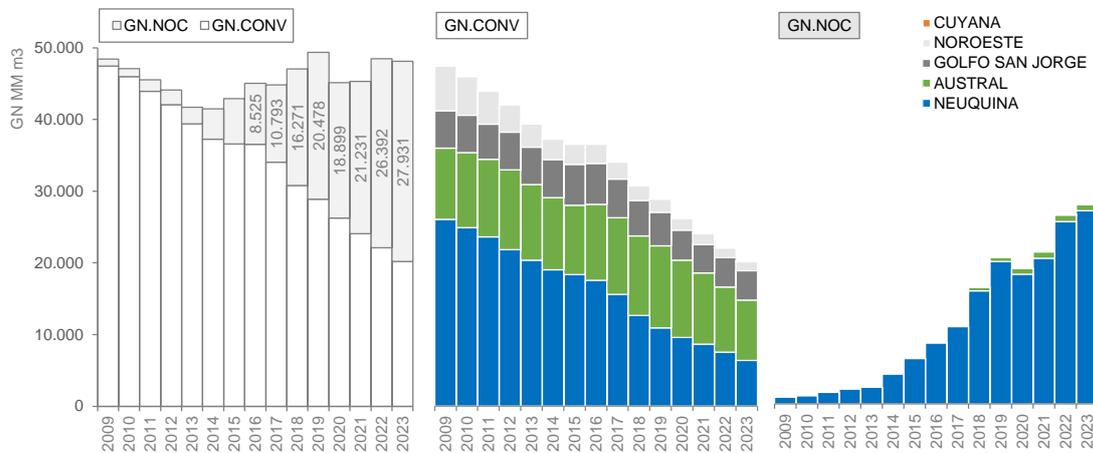
La incorporación de gas natural no convencional fue paulatina y combinó distintas estrategias, pero como pilar fundamental para su desarrollo: los planes de estímulo a la producción.

Como puede apreciarse en el siguiente gráfico, entre 2010 y 2023, la producción total de gas natural, alternó años de expansión y contracción, manteniéndose en un rango de 42 a 49 mil millones de metros cúbicos. Este



estancamiento, sucede concurrentemente con un proceso de concentración geoespacial y transformación del proceso productivo.

Gráfico16: Evolución del gas CONV y NOC por cuenca (2010-2023)



Fuente: Elaboración propia sobre bases del SESCO

En 2023, cerca del 50% del gas producido fue no convencional (tight y shale), y casi su totalidad provino de la cuenca neuquina.

5.2. Necesidad de planificación y coordinación integral del sector a largo plazo. Importancia de la infraestructura en el subsector gasífero

La capacidad estatal para planificar, coordinar y ejecutar una política nacional energética, y en ella una política de hidrocarburos, mostró avances y retrocesos, con desarrollos subsectoriales parciales con distintos grados de eficacia.

Así, las acciones implementadas no lograron alcanzar el autoabastecimiento, consolidar una plataforma exportadora de energía y reducir el costo de abastecimiento doméstico de los principales energéticos, con miras al desarrollo de la industria, el comercio y el acceso de los hogares a valores accesibles, con reducción y optimización de las transferencias corrientes (subsidios).

Se advierte desarticulación entre: i) generación e infraestructura eléctricas; ii) sector gasífero y eléctrico y iii) segmentos del subsector gasífero.

i) Generación e infraestructura eléctricas

La AGN analizó en casos recientes los problemas entre los segmentos de generación y transporte eléctricos y constató la falta de articulación entre



ambos, donde al igual que en el segmento de producción de GN, el Estado Nacional buscó, a través de distintas políticas, dinamizar la instalación de potencia en el mercado eléctrico.

También se analizó, con diversos enfoques, la concentración de recursos en la generación eléctrica, en detrimento de la alocaación de inversiones necesarias para evacuar los futuros excedentes resultantes de las inversiones en proyectos de generación térmica y renovable.

La falta de expansión de las redes de los sistemas de transporte de alta tensión y de distribución troncal, representaron un cuello de botella para la expansión de la política renovable, frenando el impulso inicial propiciado por el Renovar⁹⁸.

ii) Sector gasífero y eléctrico

La disponibilidad de gas para la generación eléctrica impacta en los costos de generación y, por ende, en uno de los componentes que determina la tarifa de la energía eléctrica.

En los períodos de alta demanda de gas, la falta de disponibilidad para las centrales termoeléctricas, fuerza al mercado eléctrico a sustituir al gas natural por GN importado, GNL importado o combustibles líquidos alternativos (Fuel Oil y Gas Oil), generalmente más costosos, menos eficientes y más contaminantes.

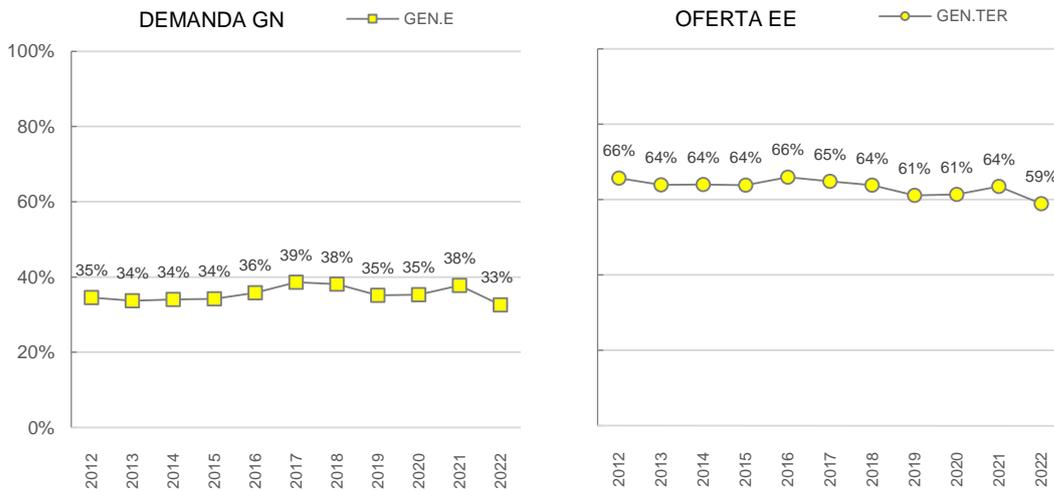
Al analizar la participación de los distintos componentes de la demanda de la última década de gas natural, se puede sintetizar que el gas natural abastecido se repartió en tercios entre tres subconjuntos de demanda: i) residencial, ii) industrial y iii) generación eléctrica.

A su vez, del estudio de la oferta del mercado eléctrico durante el mismo período, surge que la generación térmica-aquella resultante de la transformación de gas natural y otros combustibles fósiles en electricidad—, representó alrededor del 60%-65% de la oferta de energía eléctrica.

⁹⁸Informes de auditoría aprobados por Resoluciones 170/23 AGN (Programa de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables), 114/23 (Gestión y cumplimiento sobre la planificación, implementación y resultados de los planes de inversión (PI)-RTI para instrumento para normalizar el servicio público de transporte eléctrico), 185/23 (Subsector energético de transporte eléctrico como elemento normalizador del servicio público de transporte eléctrico) y 19/24 (Estudio consolidado del sector eléctrico)



Gráfico17: Participación de la generación térmica en la demanda de gas y en la oferta de energía eléctrica (2012-2022)



Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENARGAS y CAMMESA.

Este encadenamiento de la demanda de gas y la oferta de energía eléctrica expone la interdependencia de los sectores energéticos y la necesidad de una política y una planificación sectorial integral y coordinada.

La falta de volúmenes adicionales para abastecer el parque térmico, como puede apreciarse en los gráficos que siguen, expone sistemáticamente a la producción de energía eléctrica a incurrir en sobrecostos de gas natural importado y combustibles líquidos sustitutos. Especialmente en los momentos de alta estacionalidad, donde ocurren los picos de demanda.

Esta situación se volvió particularmente crítica entre abril y octubre de 2022, ante la reciente irrupción del conflicto bélico entre Rusia y Ucrania, que generó la disrupción de los mercados energéticos a nivel global, incrementando abruptamente los precios del GNL.

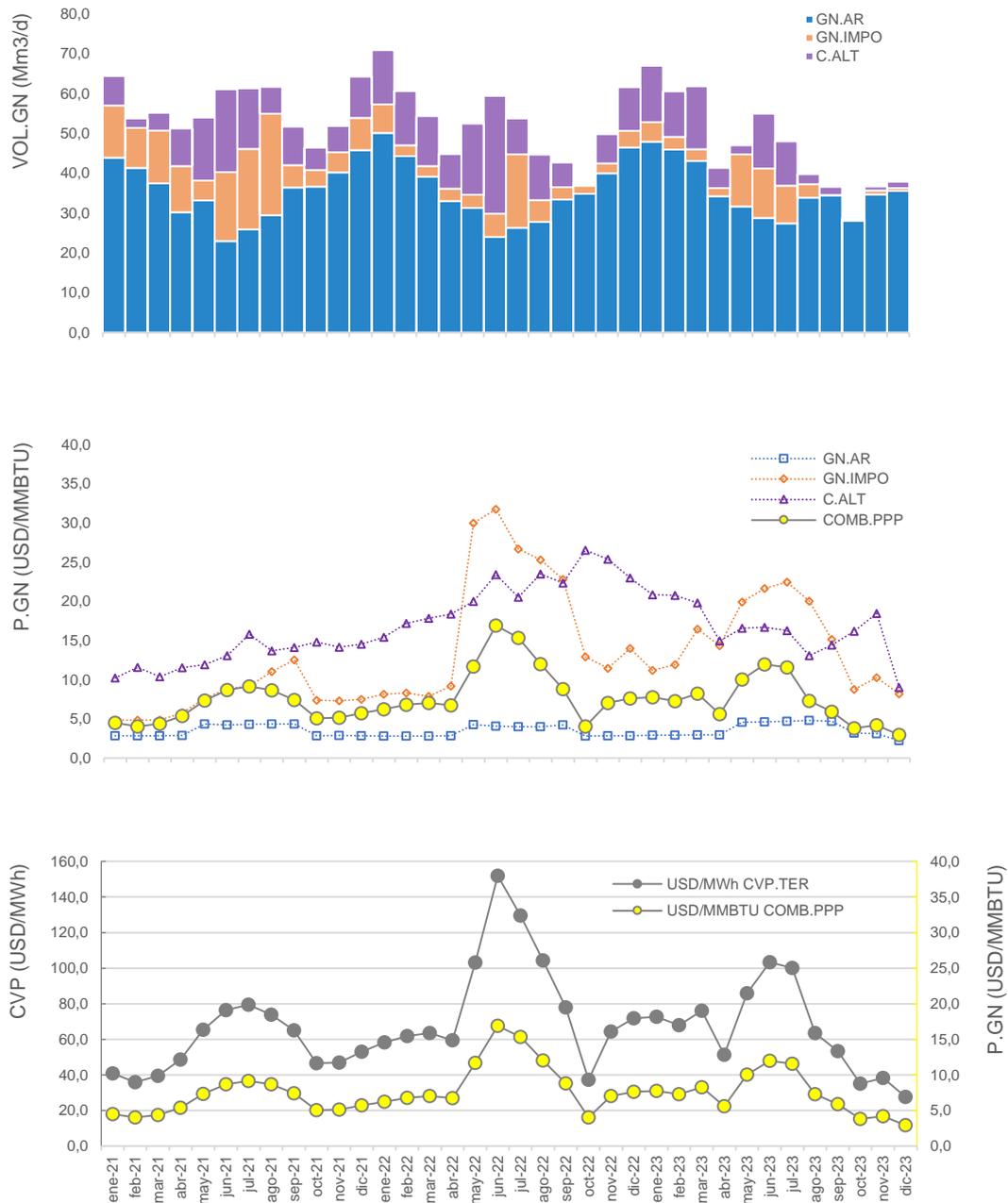
Mientras la curva de precios del gas natural local se ubicó en un rango inferior a los 5 USD/MMBTU, el precio promedio del gas natural importado (Bolivia y GNL regasificado), alcanzaron valores en promedio cercanos a los 30 USD/MMBTU. El costo promedio ponderado de los combustibles (COMB.PPP) que debió solventar el mercado eléctrico en junio de 2021 fue de 8,7 USD/MMBTU, mientras que para el mismo mes del año siguiente fue cercano a 17 USD/MMBTU.

Si se compara el costo variable de producción (CVP.TER) del parque térmico, en junio de 2021, el costo promedio alcanzó el valor de 76,3 USD/MWh



mientras que, en junio de 2022, esa variable prácticamente duplicó su valor, alcanzando un máximo de 151,9 USD/MWh.

Conjunto de gráficos18: Precio del gas natural y costo variable de producción de la energía eléctrica (2021-2023)



Fuente: Elaboración propia en base a datos abiertos de CAMMESA.

La vulnerabilidad del abastecimiento de gas natural para despachar económicamente una gran parte de la potencia instalada del mercado eléctrico, y por ende para producir una cuota superior al 60% de la energía eléctrica,



repercutió negativamente en la economía del abastecimiento de energía eléctrica.

Como agravante, la energía eléctrica es subsidiada a distintos segmentos de demanda, con distintos grados de cobertura. El incremento del costo de producción de la energía térmica, impactó en el precio monómico de la energía eléctrica, aumentando las transferencias requeridas para mantener la cobertura tarifaria preestablecida.

iii) Segmentos del subsector gasífero. La importancia del transporte.

Las dificultades estudiadas en el sector eléctrico se verifican con especificidades propias en el sector gasífero. En el punto 4.1. se mencionó el problema del declino de la producción. Posteriormente en 4.2. se describió la evolución de los planes de incentivo impulsados por el EN entre 2013 y 2022.

Durante 2016 y 2022 surgió como política prioritaria la explotación de recursos no convencionales en la cuenca neuquina y en el 2018 distintos órganos estatales identificaron la necesidad de aumentar la capacidad de transporte para evacuar la producción incremental de dicha área lo cual constituye, a la fecha, un problema que merece ser atendido.

La demanda de gas presenta estacionalidades marcadas, que imponen la necesidad de suplir la producción doméstica con importaciones durante los períodos críticos.

La producción, por su parte, enfrenta, por un lado, un límite en ciertas cuencas productivas tradicionales, como la Noroeste, y por el otro, en la capacidad de transporte desde la cuenca neuquina

La siguiente ilustración muestra la situación estimada para el invierno de 2019 en términos de los flujos en el sistema de transporte de gas natural.



Ilustración 5: Situación transporte de Gas Natural



Fuente: GAYa\GDyE\GT N°3 - IF-2019-07363153-APN-GAYA#ENARGAS

Como puede observarse, los gasoductos que provienen desde la cuenca Neuquina operaron a plena capacidad, lo cual denota la imposibilidad de evacuar una producción adicional a la contemplada.

El promedio anual de la producción de gas natural en Argentina fue de 47 millones de metros cúbicos (1.735 millones de BTU) para el quinquenio 2018-2022. Esta cifra representa aproximadamente el 82% del gas natural consumido localmente.

De acuerdo con las proyecciones de la SE, se espera para los próximos años un crecimiento de la producción y demanda de GN a una tasa del 1,5% anual. Sin embargo, el crecimiento de la demanda encuentra un límite en la capacidad de transporte de los gasoductos (Centro-Oeste 32,8MMm3/día, Neuba I 15,5 MMm3/día y Neuba II 29,6 MMm3/día), principalmente durante el período invernal, lo que implicaría una creciente necesidad de importación de GNL tanto en Escobar como en Bahía Blanca (hasta el máximo de capacidad durante el invierno) y de combustibles líquidos para la generación de energía eléctrica.

Resolver el problema atinente a la infraestructura de transporte permitirá, adicionalmente, reducir la erogación de divisas por importaciones. En este sentido, las áreas técnicas de ENARSA estimaron que el ahorro de divisas que podría generar el Gasoducto Perito Moreno (ex GPNK), ascendería a U\$S4.293 millones en el primer año, con impacto inmediato en la reducción de las importaciones en un 7.1% y mayores ingresos estatales por regalías y mejora consecuente de la balanza comercial.



Según datos del ENARGAS⁹⁹, en 1993 el Sistema Licenciado de Transporte abarcaba una red de 10.766 km a nivel nacional, el cual se incrementó hacia finales de 2021 en un 49%, con una expansión de 5.270 km. Destaca que las ampliaciones fueron constantes con excepción del período 2016/2021, salvo 48 km de expansión sobre el gasoducto cordillerano de TGS en 2019, luego de la RTI 2017.

El programa "Sistema de Gasoductos Transport.Ar Producción Nacional", creado por Resolución SE 67/22¹⁰⁰destacó la importancia de la construcción de la infraestructura necesaria para, entre otros objetivos, sustituir importaciones, asegurar el abastecimiento interno, fomentar exportaciones y promover la integración regional del país.

Se contempla una significativa ampliación en la capacidad de evacuación de gas, mediante la expansión de los gasoductos existentes como el Centro Oeste (TGN) y Neuba II (TGS), así como la construcción del nuevo Gasoducto Perito Moreno (ex NK), conectando las ciudades de Tratayén, (Neuquén) con Salliqueló (Buenos Aires) y San Jerónimo (Santa Fe).

La situación actual del sistema de transporte de gas revela dos realidades contrastantes.

1) La rápida recuperación de la producción de gas no convencional en la cuenca Neuquina, impulsada por la implementación de los programas de estímulo a la producción de GN, generó una saturación en la capacidad de evacuación de los gasoductos, situación que evidenció la necesidad urgente de expandir la infraestructura de transporte desde esta cuenca, con recursos suficientes para abastecer el mercado interno y fomentar el desarrollo de las exportaciones.

2) Existe capacidad de transporte disponible en los Gasoductos Norte y General San Martín, para el traslado de mayores volúmenes desde las cuencas Noroeste, Golfo San Jorge y Austral hacia los centros de consumo del Gran Buenos Aires y la región Litoral. No obstante, se requieren inversiones en yacimientos de gas ubicados en áreas de declive, incomparables, desde el punto de vista de la productividad, con la cuenca neuquina.

⁹⁹ Expansión del Sistema Licenciado de Transporte – Total País. ENARGAS 29/09/2022.

¹⁰⁰BO: 09/02/22



La inversión en infraestructura para ampliar la capacidad de transporte de gas natural con la construcción de nuevos gasoductos, plantas compresoras y ampliaciones de los gasoductos existentes mediante Loops, resulta crucial. En ese contexto, el Plan Transportar adquiere relevancia clave. La ejecución exitosa de estos proyectos será fundamental para asegurar la demanda interna futura, reducir las importaciones de gas de países vecinos y terminales regasificadoras, y, a su vez, fomentar el crecimiento de las exportaciones.

5.3. Estructura oligopólica y regulación competitiva

La denominada desregulación sectorial impulsada por el Estado en la década de los 90, no logró su propósito de desconcentrar el mercado, toda vez que alrededor del 90% de la producción continúa concentrada en pocos actores. El retiro del Estado como regulador sectorial, tampoco redundó en un mercado competitivo que garantice la explotación racional de los recursos.

La organización segmentada del mercado gasífero coexiste con una estructura productiva de hidrocarburos altamente concentrada, en empresas integradas verticalmente a través de los distintos eslabones de la cadena de valor, debido a la gran escala de las inversiones requeridas para la producción¹⁰¹.

Esta última característica se debe a la intensidad del capital requerido para la exploración y el desarrollo de los yacimientos que dan lugar a la producción de los hidrocarburos.

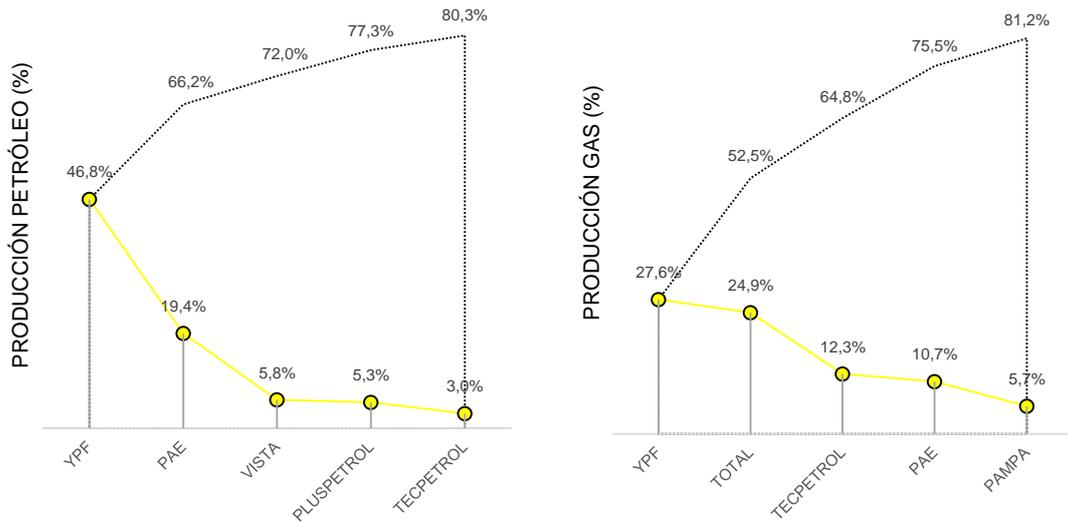
Los informes sectoriales desarrollados en el ámbito del Ministerio de Economía, dan cuenta que los mercados del petróleo y del gas se definen como mercados entre concentrados y altamente concentrados en la escala IHH¹⁰². Esto se debe a que la producción es explicada mayormente por un reducido número de productores.

En el caso del gas natural, más del 80% del gas producido en 2021, fue explicado por los cinco principales productores: YPF, Total, Tecpetrol, PAE y Pampa Energía.

Gráfico20: Participación de las principales empresas en la producción (2021)

¹⁰¹ Informes de cadenas de valor: Hidrocarburos. MECON, Secretaría de Política Económica, Subsecretaría de Programación Regional y Sectorial (2022).

¹⁰² Índice Herfindahl Hirschman: medida económica tendiente a verificar el grado de concentración de un mercado.



Fuente: Elaboración propia en base datos del SSPRyS (2022).

Uno de los pilares de la reforma energética fue diseñar una organización de las industrias del gas y de la electricidad, que combinaran la competencia entre privados en los segmentos de producción con la regulación de monopolios en los segmentos de transporte y distribución.

En el caso particular de la producción de gas natural la concentración de la oferta en un reducido grupo de productores, representa un significativo interrogante a la capacidad del mercado de producir precios y cantidades competitivas.

5.4. El tamaño y la distribución de la renta hidrocarburífera

En puntos previos se analizó el concepto de renta y se explicó las posiciones académicas en torno a su conceptualización y a la necesidad de discutir su tamaño y distribución. El tema es actualmente relevante, dados los cambios incorporados por la Ley Bases en el sector, donde se promueve como elemento central de la política hidrocarburífera estatal, el concepto de maximización de la renta obtenida de la explotación de los recursos.

En el diseño legal vigente, según el cual la titularidad de los recursos corresponde al Estado (nacional o provincial), amerita reflexionar en torno al porcentaje de renta que éste captura, así como a los controles ejercidos en el marco de los contratos de concesión de explotación, las inversiones comprometidas y el destino de los recursos.



La tensión existente entre la maximización de la renta y su distribución no puede soslayarse y merece ser objeto de debate.

6. CONCLUSIONES

Desde el comienzo del siglo XXI, la política energética se rigió por diversas emergencias, caracterizada por períodos de transición y renegociación de contratos. Los marcos regulatorios vigentes para todos los segmentos de la industria energética, requieren un contexto macroeconómico estable para el adecuado funcionamiento del diseño de competencia y sistemas tarifarios de incentivo.

Entendiendo las industrias energéticas como actividades capital-intensivas, la inestabilidad macro de la economía nacional aparejada a la persistente dificultad para acceder al financiamiento externo y al alto costo del financiamiento de proyectos de inversión, representa una restricción a la escalabilidad del segmento de producción y al desarrollo de la infraestructura energética.

En ese contexto macroeconómico, la alternancia de gobiernos democráticos desde el año 1983 no logró consensos básicos para el sostenimiento de una política energética continua, previsible, integral y coordinada.

No puede desconocerse el consenso internacional existente sobre el cambio climático y la necesidad de adoptar estrategias conjuntas tendientes a producir y a consumir la energía de una manera sostenible, implementando políticas y reglas más allá del estricto beneficio o rentabilidad de la explotación y del desarrollo industrial.

La política energética reviste una importancia central en la transición, la diversificación y adaptabilidad de la matriz energética al cambio climático. Para ello se precisa el involucramiento activo de los Estados en la definición de una política energética integral, que combine esfuerzos de distintos actores de la sociedad, que permita alcanzar consensos, estrategias y objetivos sociales, económicos y ambientales de largo plazo.

La consolidación institucional de esos objetivos, favorecerá la adopción de reglas claras y permanentes que coadyuvará a la integración de inversiones



públicas y privadas, con incentivos económicos y objetivos socio-ambientales consistentes.

Independientemente de la existencia de una norma que declare el autoabastecimiento como una política energética prioritaria a nivel nacional, lo cierto es que contar con hidrocarburos suficientes para la demanda doméstica provenientes de nuestras cuencas, pone a la Argentina en un lugar preeminente en el contexto regional e internacional.

Si a lo expuesto se le suma una nueva plataforma de exportación de recursos hidrocarburíferos en las próximas décadas, que genere divisas para afrontar problemas estructurales del país, el horizonte de mejoras aparece irremediablemente.

Entre los desafíos de la política energética nacional, además del autoabastecimiento energético, se destacan la eficiencia del uso de la energía, el desarrollo de la infraestructura para evitar la saturación de las redes, la minimización de la utilización de combustibles contaminantes, la reducción de las emisiones gas de efecto invernadero (GEI) y el desarrollo de la capacidad de garantizar el acceso a servicios energéticos económicos y limpios.

Por último, el deterioro socio-económico de amplios sectores de la población, requiere una política de protección para garantizar el acceso a los servicios energéticos, determinantes para el desarrollo humano y el acceso a otros derechos fundamentales.

Buenos Aires, 10/12/24.



ANEXO

(SIGLARIO/GLOSARIO por orden alfabético)

LETRA	SIGLA	
A		
	AGN	Auditoría General de la Nación
B		
	BB	Bahía Blanca
	BEN	Balances Energéticos Nacionales
	BNA	Banco de la Nación Argentina
C		
	CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
	CON	Convencional
D		
	DNU	Decreto de Necesidad y Urgencia
E		
	EE	Energía Eléctrica
	EN	Estado Nacional
	ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas
	ENARSA	Energía Argentina SA
	ESC	Escobar
F		
	FC	Fin de la Concesión
	FVU	Fin de la Vida Útil del yacimiento
G		
	GEI	Gas de efecto invernadero
	GLP	Gas licuado de petróleo



	GN	Gas Natural
	GNC	Gas natural comprimido
	GNLR	GNL regasificado
I		
	INDEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
L		
	LB	Ley Bases
M		
	MDP	Ministerio de Desarrollo Productivo
	MINCyT	Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación
	MINEM	Ministerio de Energía y Minería
N		
	NCEG	Normas de Control Externo
	NOC	Gubernamental No Convencional
O		
	OPEP	Países productores y exportadores
P		
	PAE	Pan American Energy
	PEMEX	Petróleos Mexicanos
	PEN	Poder Ejecutivo Nacional
	PG	Plan Gas
	PI	Plan de Inversiones



	PIST	Precio de ingreso en el Sistema de Transporte
R		
	RIGI	Régimen de incentivos para grandes inversiones
S		
	SE	Secretaría de Energía
	SRH	Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos
T		
	TGN	Transportadora Gas de Norte
	TGS	Transportadora Gas de Sur
U		
	USD	Dólar estadounidense
V		
	VAN	Valor Agregado Nacional
	VPN	Valor Presente Neto
Y		
	YCF	Yacimientos Carboníferos Fiscales
	YPF	Yacimientos Petrolíferos Fiscales
	YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos