



Maestría Interdisciplinaria en Energía

Universidad de Buenos Aires

Centro de Estudios de la Actividad
Regulatoria Energética



TESIS DE MAESTRÍA

*Déficit energético en Argentina: impacto de
políticas alternativas de oferta y de demanda*

Tesista: Lic. María Victoria Buccieri

Director: Dr. Carlos Adrián Romero

Buenos Aires, junio de 2018

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, a mi padre Carlos y mi madre Graciela por haberme transmitido desde chica el amor por la energía, al crecer en un hogar en el que el gas natural y los gasoductos eran conceptos tan cotidianos, que me ayudaron a internalizar el sector desde pequeña.

A mi hermana melliza Carina, y desde hace algunos años también a mi cuñado Andrés, por haberme enseñado desde siempre el lado ingenieril de la vida, una cualidad crucial para poder comprender un sector tan complejo como el energético.

A todos ellos, también, por haberme impulsado y apoyado en cada proyecto en el que me embarqué.

A mi director de tesis, Carlos Romero, a quien agradezco la asistencia y el apoyo en este proyecto, así como sus valiosos comentarios y sugerencias.

Y un agradecimiento especial a mi gran amigo y compañero Fabio Klitenik, por la incalculable ayuda brindada con la información estadística que nutre este trabajo, así como las extensas discusiones acerca del modelo de déficit energético y sus resultados.

Por último, a mi marido Gustavo, mi compañero en los momentos de alegría y mi sostén en los momentos de complejidad. Por todo lo que hemos compartido y atravesado en estos diez años y por la familia que estamos formando.

RESUMEN

Si bien la Argentina produce hidrocarburos, y cuenta con una amplia variedad de recursos energéticos de carácter renovable, la preocupación por el autoabastecimiento energético estuvo presente a lo largo de todo el siglo XX en distintas versiones. La reaparición del déficit energético a partir de 2011 volvió a poner el tema en agenda, ya que la provisión de energía es imprescindible para el desarrollo productivo y económico del país de una forma sustentable, pero además la dependencia de recursos importados implica un gasto de divisas que podría estar destinándose a otros usos económicos.

El presente trabajo pretende dar respuesta a cuál es la manera más factible de resolver el déficit energético. Para ello, se analiza exhaustivamente la situación actual tanto por el lado de la oferta y la demanda de energía como su correlato en el comercio exterior del sector. Luego, se realizan proyecciones de estas variables hacia 2030 y se desarrolla un modelo de consistencia entre producción, exportaciones y consumo para evaluar la eventual reversión del déficit energético. Por último, se evalúa la sensibilidad del sistema ante determinados cambios en las variables tales como modificaciones en el precio internacional del petróleo, mayores exportaciones, o una menor demanda derivada de un mayor ahorro energético.

ABSTRACT

Although Argentina is an oil and gas producer, and has also a wide variety of renewable resources, concerns about self-supply of energetic products have been present all over the 20th Century in different versions. The reappearance of energetic deficit since 2011 has brought this topic again into the agenda, since energy supply is compulsory for the productive and economic sustainable development of the country, but also because the dependence on foreign resources implies expenditures of foreign currency that could instead be used for other economic destinations.

The present work intends to answer which is the most feasible way to solve the energetic deficit problem. With this purpose, the current situation was thoroughly analysed, through both supply and demand sides, as well as their implications over the sector's foreign trade. Afterwards, these variables were projected towards 2030 and a model was developed which combines production, exports and consumption of energetic goods in order to assess the possible reversion of energetic deficit. Finally, the system was shocked to evaluate how it behaves in response to certain changes in variables, such as changes in the international oil price, higher exports or a lower demand resulting from more energetic savings.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	4
CAPÍTULO 2. ANTECEDENTES HISTÓRICOS	7
2.1 Desde los orígenes a la creación de la petrolera estatal	7
2.2 La energía durante los procesos industrializadores	8
2.3 Intento de diversificación de la matriz y culminación en la economía de mercado	12
2.4 Siglo XXI: crecimiento económico y pérdida del superávit energético	16
2.5 Los cambios en la política energética a partir de 2016	23
CAPÍTULO 3. CARACTERIZANDO LA SITUACIÓN ACTUAL	26
3.1 Oferta energética.....	26
3.2 Demanda Energética	32
3.3 Déficit comercial energético.....	38
CAPÍTULO 4. POSIBLES CAMBIOS POR EL LADO DE LA OFERTA Y LA DEMANDA	44
4.1 Cambios en la matriz energética	44
4.2 Evolución de la demanda.....	52
4.3 Escenario de exportaciones.....	61
CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE IMPACTO	64
5.1 Construcción del modelo y exposición del Escenario Base	64
5.2 Escenario 1: Sensibilidad ante una suba del precio internacional del petróleo.....	66
5.3 Escenario 2: Sensibilidad a mayores exportaciones exógenas.....	68
5.4 Escenario 3: Sensibilidad a mayor ahorro energético	69
5.5 Escenario 4: Combinación de Escenarios 1 y 3	71
5.6 Análisis comparativo de escenarios.....	72
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES	74
BIBLIOGRAFÍA	77
ÍNDICE DE CUADROS Y GRÁFICOS	79
GLOSARIO DE SIGLAS	81

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

Considerar a la energía como un bien estratégico, y no como un simple bien de mercado, ha tenido fuertes implicancias para el desarrollo de la política energética y económica en distintas partes del mundo. La dependencia de los hidrocarburos como las principales fuentes energéticas no solo ha generado problemas geopolíticos entre ciertos países, sino que también valorizó en otros la importancia del autoabastecimiento y la soberanía energética.

Si bien la Argentina produce hidrocarburos, y cuenta con una amplia variedad de recursos energéticos de carácter renovable, es importadora neta de energía. En parte como consecuencia del proceso de crecimiento económico en la primera década del siglo XXI y los crecientes requerimientos energéticos para solventar la producción, sumado a un fuerte incremento de la demanda residencial, desde el año 2011 nuestro país presenta un déficit energético en su balanza comercial, que se ha ido acrecentando hasta los USD 6.543 millones (M) en 2014 según datos provistos por el informe de Intercambio Comercial Argentino (ICA) publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC). En 2015 la caída de los precios internacionales de los *commodities* colaboró para que se reduzca la salida de divisas por este concepto: en el marco de una baja de 45,4% en los precios de las exportaciones energéticas, y de 37,8% en los de las importaciones, se alcanzó un déficit notablemente menor, de USD 4.602 M. Luego, en 2016 siguió reduciéndose hasta USD 2.984 M ante nuevas caídas en los precios, aunque de menor magnitud. Pese a que por ahora los precios internacionales de los energéticos se mantienen en niveles moderados, la tendencia puede revertirse ya que el problema estructural aún persiste. De hecho, los precios internacionales de la energía han vuelto a aumentar en 2017, provocando un recrudecimiento del déficit hasta USD 3.272 M.

No obstante, el problema del autoabastecimiento energético no es nuevo. Ya con el descubrimiento de petróleo en Comodoro Rivadavia, provincia de Chubut, en el año 1907, se inaugura una importante etapa en la historia energética argentina debido a la posibilidad de aprovechar los recursos energéticos propios. Pero será con la creación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), la petrolera estatal, en la década de 1920 que este objetivo empieza a manifestarse con mayor entidad. Tan importante resultaba poder abastecerse de petróleo, que el hecho de poseer una empresa estatal que se ocupara de esta tarea comenzaba a cobrar relevancia. Esta cuestión se mantuvo presente en la discusión política a lo largo del siglo XX, constituyendo una problemática transversal a los distintos gobiernos.

Ya entrado el siglo XXI, y aunque la cuestión energética ya no está solamente determinada por lo que ocurre con el petróleo, sigue vigente por dos motivos esenciales. Por un lado, la provisión de energía es imprescindible para el desarrollo productivo y económico del país, por lo que resulta una necesidad ineludible si se pretende emprender un proceso de crecimiento sostenido. Por otro lado, y teniendo en cuenta que Argentina posee una amplia variedad de recursos dentro del país, la dependencia de recursos importados implica un gasto de divisas que, en cambio, podría estar utilizándose para otros usos económicos, tales como importación de bienes de capital o bienes de uso intermedio para la producción industrial o el desarrollo tecnológico. Es decir, el déficit energético tiene un costo de oportunidad que debe tenerse en cuenta de manera integral en el ámbito macroeconómico. De este modo, el tema que nos ocupa no solo es relevante por constituir un problema en sí mismo, sino que además se consolida como un obstáculo a sortear si se quiere lograr un objetivo de más largo alcance como el desarrollo económico sustentable.

Por este motivo, el problema que se tratará en este trabajo es cuál es la manera más factible de resolver el déficit energético. Este abordaje puede efectuarse esencialmente desde dos perspectivas: mediante acciones tendientes a incrementar la oferta local de energía, o bien operar directamente sobre la reducción de la demanda. En el primer caso, es relevante analizar los impactos de potenciales cambios en la matriz energética que representen posibilidades reales de desarrollo en los próximos años para reducir la dependencia del combustible importado. Tal es el caso de una mayor proporción de energías renovables, nuclear o hidrocarburos no convencionales, aunque se debe tener en cuenta la factibilidad de las inversiones, y los plazos y costos de instalación. En el segundo caso, la reducción de la demanda se vincula con los impactos de políticas de eficiencia energética, así como un mayor uso racional de la población o menores consumos debido a una mayor elasticidad-precio ante cambios en las tarifas. No obstante, deberá considerarse que los impactos del incremento de tarifas de los servicios públicos sean sustentables en el tiempo y sean compatibles con el sostenimiento del poder adquisitivo de la población.

Una tercera alternativa a tener en cuenta, y probablemente más conveniente, es una combinación de ambos enfoques, por lo que la reducción del déficit energético y la eventual consecución del autoabastecimiento requerirá de una cuidadosa combinación de un variado abanico de políticas. Por lo tanto, ***la hipótesis que se intentará contrastar en el presente trabajo es en qué medida puede resolverse el déficit energético argentino a mediano plazo, mediante diversas políticas implementadas tanto por el lado de la oferta como por el de la demanda.***

Debido a la importancia de esta problemática para el sistema energético argentino, se han desarrollado experiencias similares en el pasado, que tratan de establecer escenarios de evolución de las variables energéticas en el mediano-largo plazo y los impactos ante diversas políticas de eficiencia o diversificación en la producción. Ejemplo de ello es la *Plataforma de Escenarios Energéticos 2035* (2015) elaborada de forma conjunta por el Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE), el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), la Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN) y la Fundación AVINA. Este estudio, que cuenta con una edición previa en 2012, tiene por objeto generar espacios de debate para visibilizar las diversas opciones del futuro energético del país. La metodología utilizada se basa en la definición de un escenario tendencial que se deriva de mantener la inercia del sistema energético vigente al año de publicación y luego comparar con escenarios alternativos que incluyan, por caso, la introducción de eficiencia energética en la demanda y mayor participación de fuentes renovables e hidrocarburos no convencionales en la oferta. Pese a los aportes de este tipo de ejercicios, debido a los cambios de tendencia evidenciados a partir de 2016, resulta necesario actualizar las perspectivas futuras del sector.

Otro ejemplo de análisis de escenarios energéticos es el documento *Escenarios Energéticos para la Argentina (2013-2030) con políticas de eficiencia* (2013) publicado por la Fundación Vida Silvestre, que hace foco en las consecuencias del uso actual de la energía sobre el medio ambiente y el cambio climático, y propone medidas para incrementar la eficiencia del sistema y mitigar estos efectos a partir de la aplicación de políticas de uso racional y eficiente. En términos metodológicos, también plantea un escenario tendencial, que surge de la mencionada versión de 2012 de la *Plataforma de Escenarios Energéticos* elaborada por el CEARE, el ITBA, FARN y AVINA, y luego propone dos escenarios de eficiencia. El primero evidencia los éxitos proyectados de las políticas de eficiencia ya efectivamente en vigencia, mientras que el segundo propone medidas adicionales en los distintos ámbitos de aplicación, tales como el sector eléctrico, la industria, el hábitat, y el transporte.

Por su parte, también se dispone como referencia de los *Escenarios Energéticos 2030 (2017)* elaborados recientemente por la Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos de la Secretaría de Planeamiento Estratégico del Ministerio de Energía y Minería de la Nación (MINEM). Este trabajo, de confección más actual, plantea cuatro escenarios para la matriz energética argentina que surgen de la combinación de diversos supuestos de demanda, inversión, precios y productividad. Así, se construye una matriz de escenarios de la que se obtienen las diversas combinaciones de demanda –tendencial o eficiente– y producción de petróleo y precios –base con precios bajos o mayor inversión con precios más altos– que determinan las cuatro posibilidades mencionadas. De este ejercicio se toman como referencia principalmente algunas variables de producción de petróleo y gas, ya que cuenta con un análisis de productividad por pozo, y el cronograma de obras de generación eléctrica, o los supuestos de introducción de autos eléctricos en el mercado automotor.

En el presente trabajo se plantea una metodología similar a los anteriores, mediante la construcción de un escenario base, aunque no se trata estrictamente de la evolución tendencial de las variables. En cambio, incorpora todos los posibles cambios en la matriz energética por el lado de la oferta, tales como la introducción masiva de los hidrocarburos no convencionales y las energías renovables, o la finalización de obras programadas de energía hidroeléctrica y nuclear, así como potenciales acciones sobre el lado de la demanda, como ganancias de eficiencia en los consumos, el incremento de los cortes de biocombustibles o la introducción de autos eléctricos, por citar algunos. En función de este escenario base así definido se logra determinar un sendero de reversión del déficit energético, desde una perspectiva económica de sostenibilidad externa y disponibilidad de divisas. Luego, se lo expone a diversos shocks para evaluar la reacción del sistema ante políticas ulteriores que impacten sobre la oferta o la demanda de energía o bien una combinación de ambas.

El trabajo se estructura de la forma expuesta a continuación. En el **Capítulo 2** se abordan los antecedentes históricos de la temática de autoabastecimiento energético en Argentina, desde sus orígenes con el descubrimiento de petróleo en la Patagonia en los albores del siglo XX hasta la actualidad. En el **Capítulo 3** se caracteriza la situación de la oferta y la demanda local de energía, y su correlato en materia de comercio exterior de bienes energéticos, analizando la trayectoria reciente de las importaciones y exportaciones energéticas. En el **Capítulo 4** se proyectan a 2030 los senderos de evolución de oferta y demanda energéticas, con vistas a que se logre paliar el déficit energético en el futuro. En el **Capítulo 5** se construye un modelo simplificado del sistema energético argentino que permite el análisis de impacto de diversas medidas en función de un escenario base derivado de las proyecciones del capítulo anterior. Finalmente, en el último capítulo se presentan las conclusiones del trabajo.

CAPÍTULO 2. ANTECEDENTES HISTÓRICOS

Como ya se ha mencionado, la preocupación por el autoabastecimiento energético en nuestro país no es nueva. Desde muy temprano en el siglo XX, la comprensión de la importancia que tenía el petróleo para el desarrollo lo puso en el centro de la soberanía nacional. A continuación, se reseñan acontecimientos que evidencian la evolución de este concepto a lo largo de la historia argentina.

2.1 Desde los orígenes a la creación de la petrolera estatal

El descubrimiento del petróleo en Argentina se dio de forma fortuita el 13 de diciembre de 1907 en la zona de Comodoro Rivadavia, en ese entonces territorio nacional de Chubut, mientras se desarrollaban perforaciones para conseguir agua potable. Si bien la importancia de este hallazgo fue rápidamente comprendida por el Estado Nacional, se debió resolver primero algunas cuestiones legales derivadas del sistema dominial imperante y lo expuesto en el Código Minero de 1887.

En la Argentina, el dominio originario de los yacimientos de hidrocarburos pertenece al Estado soberano, debido a que fue heredado de la corona española luego del proceso de independencia. Este sistema tiene su origen en el sistema económico feudal, en el cual el dueño de las tierras era poseedor de todas las sustancias contenidas dentro de sus límites. En la actualidad, esto implica que, independientemente del propietario de la superficie del terreno, la propiedad de las sustancias mineras es atribuida a la soberanía estatal, quien puede conceder la explotación a empresas públicas o privadas¹.

Ahora bien, a falta de legislación más específica, en 1907 los hidrocarburos se regían por el Código de Minería de la Nación, que declaraba que el dominio de los yacimientos mineros pertenecía al Estado, pero éste no podía explotar ni disponer de las minas². En cambio, tenía la obligación de conceder por tiempo ilimitado todos los permisos de exploración solicitados por particulares. Ante los inconvenientes que traería perder el dominio de una fuente de energía de creciente importancia, el Estado se apartó del Código de Minería y creó una reserva de 100.000 hectáreas en la zona, amparado en la Ley 4 167 de Tierras Públicas, y prohibiendo la concesión de permisos de exploración. La ruptura con el régimen legal vigente muestra con claridad la señal de que el petróleo se había convertido en un activo estratégico y el Estado Nacional no iba a resignar su participación en el sector.

Durante la Primera Guerra Mundial se desarrolló una nueva concepción de la energía y su valor estratégico, en tanto *“la dependencia de importaciones de bienes energéticos o el control de los recursos energéticos propios por parte de empresas extranjeras implicaba, para una creciente corriente de pensamiento, una muestra clave de la vulnerabilidad y la subordinación del país a las grandes potencias”* (Galé, 2005:70). En efecto, en tanto importador de combustible, nuestro país se había visto afectado durante el período 1914-1918. Por caso, la

¹ El *dominio estatal originario* se contrapone a otro sistema jurídico denominado de *dominio por accesión* –propio del derecho anglosajón– donde la propiedad de una superficie de terreno también comprende toda la altura y toda la profundidad sobre la que se proyecten los límites del terreno, lo que incluye el subsuelo correspondiente y, por lo tanto, todas las sustancias allí contenidas. Este sistema es utilizado especialmente en los Estados Unidos, donde la posibilidad de descubrir hidrocarburos alentó la exploración, la inversión y la toma de riesgo de forma privada.

² Según el Código Minero, las minas eran bienes privados de la Nación o las provincias según el territorio en que se encontraran (Galé, 2005).

importación de carbón desde Inglaterra para la elaboración del gas manufacturado, que era utilizado para el alumbrado público en esa época, había presentado restricciones en el suministro de combustible durante el conflicto bélico.

Como reflejo de esta nueva concepción, el Estado no tardó en intervenir en la explotación de este recurso. La creación de la petrolera estatal YPF en 1922, durante el gobierno radical de Hipólito Yrigoyen, es una de las primeras señales claras de que el manejo de los recursos energéticos se tornaba una cuestión clave. A nivel institucional, la Ley 12 161 sancionada en 1935 modificó la situación legal respecto del Código de Minería y autorizó a la Nación y las provincias a explorar y explotar minas, e industrializar, comerciar y transportar sus productos directamente, mediante convenios o sociedades mixtas, especificando que cuando el Estado nacional ejerciera estas facultades lo haría a través de YPF.

Pero a pesar del aumento de la producción local de petróleo, la creciente demanda de combustibles a partir del incremento de la industria y el parque automotor llevó a que el petróleo continuara siendo por mucho tiempo un componente de peso en las importaciones argentinas, ocasionando recurrentes problemas de balanza de pagos. Deberían pasar muchos años hasta que la introducción generalizada del gas natural en la matriz energética permitiera quitarle presión al petróleo, aunque los problemas del autoabastecimiento continuarían presentes incluso hasta el día de hoy³.

2.2 La energía durante los procesos industrializadores

A mediados de la década de 1940 la matriz energética comenzaba a mostrar la creciente incorporación del gas natural como combustible clave para el desarrollo económico del país. Ya en 1942 un proyecto⁴ presentado en el Congreso Argentino de Ingeniería consideraba que *“el país poseía importantes reservas gasíferas en su momento inmovilizadas, capaces de satisfacer las necesidades de los más importantes núcleos poblados; que dichas poblaciones se abastecían de gas elaborado con carbón y fuel-oil, productos de los cuales el país tenía déficit...”* (Galé, 2005:87). Al igual que había ocurrido con el petróleo, en 1945 se nacionalizó la Compañía Primitiva de Gas Buenos Aires Ltda., que hasta entonces proveía el servicio a la Ciudad y su operación quedó bajo el ámbito de YPF, que le daría a la actividad una expansión a nivel nacional. Luego, en enero de 1946, se creó la Empresa Nacional Gas del Estado, que se haría cargo de la totalidad del suministro con el objetivo de extender el servicio y reemplazar con gas natural el resto de los combustibles líquidos que se utilizaban hasta el momento. El primer gasoducto desde Comodoro Rivadavia quedaría inaugurado en diciembre de 1949, y a partir de entonces el suministro de gas natural se expandió rápidamente.

Como se observa en el siguiente cuadro, la cantidad de clientes con suministro de gas natural se duplicó entre 1945 y 1950, mientras que la cantidad de unidades calóricas más que se

³ En realidad, la introducción del gas natural es bastante tardía. Desde de la segunda mitad del siglo XIX y durante las primeras dos décadas del siglo XX, se utilizaba gas manufacturado a partir de carbón importado para el alumbrado público de las principales ciudades. A medida que el servicio de energía eléctrica fue desplazando al gas, su campo de acción se orientó a proveer el combustible para los aparatos domésticos (cocinas y calefones), aunque aún no se trataba del gas natural. La construcción del primer gasoducto Comodoro Rivadavia-Buenos Aires se terminó en 1949 y la conversión a gas natural de todos los artefactos de la Ciudad de Buenos Aires recién se completó en el verano de 1959-1960 (Galé, 2005).

⁴ Se trata de *El gas natural en la Argentina y el futuro aprovechamiento de sus reservas*, redactado por los ingenieros Julio V. Canessa, Carlos A. Delorme y Teófilo M. Tabarnera (Galé, 2005).

duplicó en el mismo período. Por su parte, el consumo medido en m³/año creció apenas un 22,8% acumulado debido a que el poder calórico del gas natural es muy superior al del gas manufacturado.

Cuadro 1. Expansión del suministro de gas natural

En unidades de 4.500 calorías, cantidad de clientes y en m³/año

Año	Venta total de unidades 4.500 calorías	Clientes	Consumo m ³ /año
1945	139,6	230.398	605
1946	163,5	256.081	638
1947	187,2	293.759	640
1948	236,7	344.071	687
1949	261,6	383.056	681
1950	325,7	439.283	743

Fuente: Boletín de la Empresa Gas del Estado – Años 1945-50, agosto de 1951, citado en Galé (2005:99).

No obstante, según Rapoport (2005) durante el gobierno de Perón, el proceso de industrialización y la complicada coyuntura internacional trajeron nuevos desafíos para la política energética. Durante la Segunda Guerra Mundial, ante la dificultad de abastecimiento en el mercado internacional, YPF había aumentado tanto la cantidad de pozos perforados como su producción, que creció un 51% entre 1939 y 1945. Sin embargo, el desgaste en los equipos de perforación y la dificultad de reposición llevaron a que la producción de la petrolera estatal mostrara altibajos en los años de posguerra, y comenzara a recuperarse lentamente a partir de 1950. Si bien, hacia 1954, YPF contaba con el 54% del mercado, la reducción en la producción de las empresas privadas (Shell, con un 15-20% de participación y la Standard Oil con un 13%), provocó que la producción total de petróleo recién alcanzara en 1952 los niveles de diez años antes. Por este motivo, el gobierno debió ocuparse de fomentar el ahorro de divisas en el terreno energético.

A pesar de que, en el período, la capacidad refinadora de YPF se triplicó entre 1946 y 1955 (alcanzando los 25.050 m³), y el gasoducto construido entre Comodoro Rivadavia y Buenos Aires ahorró en cinco años el consumo de 700.000 toneladas de carbón y 400.000 toneladas de *diesel*, la producción de hidrocarburos no se expandió en consonancia con las necesidades del país, y el déficit de combustibles se calculó en un 50% para el año 1953. Esta dinámica incrementó las importaciones de combustibles, que en 1953 representaron un 22,9% del valor total de las importaciones.

Fue en este marco que en 1955 se efectivizó un precontrato con la California Argentina de Petróleo S.A., subsidiaria de la Standard Oil de California. La empresa se comprometía a una inversión de USD 13,5 M durante cuatro años para explorar y explotar una extensa área de la provincia de Santa Cruz, con una concesión de cuarenta años prorrogable por cinco años más.

Esto levantó una oleada de críticas que contribuyó al debilitamiento del gobierno, alegando que el acuerdo no generaría ni un inmediato incremento de la producción, ni el ahorro de divisas pretendido. Además, destacaban que algunas cláusulas iban en contra de la soberanía nacional al reducir la jurisdicción estatal sobre los territorios concesionados⁵. Uno de los

⁵ La Constitución de 1949 en su Artículo 40, establecía que “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

críticos de este contrato fue el propio Arturo Frondizi a partir de su obra *Petróleo y Política* (1954) aunque, como se verá, tomará una postura similar al ascender al gobierno en 1958.

Más adelante, fue Frondizi quien fijó como meta principal lograr el autoabastecimiento petrolero. Su política desarrollista se orientó esencialmente a los dos ejes productivos señalados como prioritarios, el acero y el petróleo, pero lo cierto era que la necesidad de resolver primero el déficit energético condicionaba cualquier sendero de desarrollo. Esta última estrategia se denominó “la batalla del petróleo”, y cobraba especial importancia por cuanto el crecimiento económico llevaba a incrementar el consumo de energía y las importaciones de crudo.

El proceso comenzó con la nacionalización de las reservas de hidrocarburos, mediante la Ley 14 773 sancionada en noviembre de 1958, después de que los contratos entre las compañías petroleras extranjeras e YPF hubieran sido aprobados. Cabe destacar que el Artículo 8 de esta ley declara de “*urgente necesidad nacional el aumento de la producción de hidrocarburos y de sus derivados, a los fines de autoabastecimiento del país*”, y postula que las inversiones destinadas a este fin tengan prioridad en la aplicación de los recursos del Estado. Sin embargo, si se privilegiaba una mayor velocidad en el logro del autoabastecimiento energético, se tornaba necesario solucionar la falta de recursos locales con capital extranjero. Esta idea se sustentaba en el concepto de *nacionalismo de fines*, diferenciado del *nacionalismo de medios*, mediante el cual “*el desarrollismo sostuvo la utilidad del capital extranjero cuando éste era aplicado a los sectores prioritarios para el desarrollo, así como la necesidad de restringirlo cuando se orientaba hacia los sectores que reforzaban las estructuras subdesarrolladas*” (Rapoport, 2005:457). De este modo, Frondizi daba marcha atrás con las críticas a la política petrolera que él mismo había elevado cuando era oposición, en las que postulaba la nacionalización de las industrias clave y la consecución del autoabastecimiento petrolero mediante el monopolio estatal⁶.

No obstante, los contratos petroleros realizados cosecharon amplias críticas, por vulnerar la soberanía nacional, sospechas de corrupción o problemas para YPF derivados de la mayor competencia de las nuevas empresas. Uno de los argumentos esgrimidos fue que, si bien el precio internacional del petróleo había bajado durante esa época por una decisión de EE.UU. de restringir importaciones, creando un exceso de oferta de crudo en el mercado internacional, el gobierno de Frondizi pagaba por él el doble que otros países. Sin embargo, los desarrollistas defendían esta situación por cuanto la extracción interna de petróleo además promovía la actividad económica, creaba puestos de trabajo y reducía la dependencia externa ante contingencias externas como guerras, represalias o boicots de los países productores (Frondizi, 1963:146). Esta situación puede compararse al establecimiento de un precio sostén a comienzos del siglo XXI.

Si bien los conflictos con el gremio de petroleros contribuyeron a socavar las bases del acuerdo con el peronismo, el gobierno de Frondizi no dio marcha atrás con las inversiones extranjeras y, en 1962, casi se logró el autoabastecimiento de crudo, que en ese entonces constituía una de las fuentes casi exclusivas de energía. De acuerdo con datos del Boletín Estadístico de YPF del año 1963, la importación de combustibles que era de 8.751.451 M de m³ en 1959 se redujo considerablemente a 1.600.768 M de m³ en 1962.

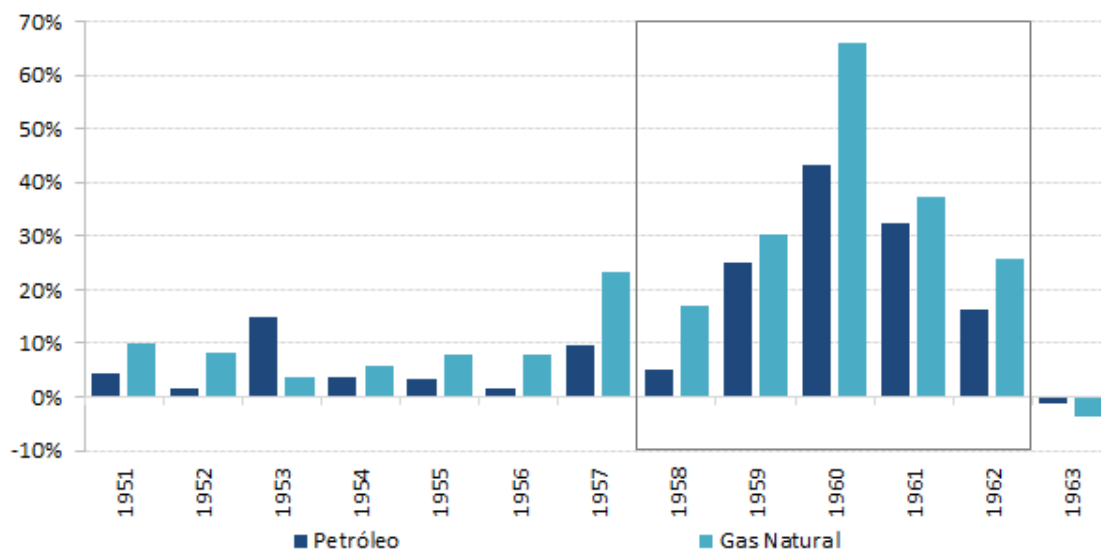
los vegetales, son propiedades imprescriptibles e inalienables de la Nación, con la correspondiente participación en su producto, que se convendrá con las provincias”.

⁶ En sus propias palabras: “*La opción para el ciudadano que ocupaba la presidencia era muy simple: o se aferraba a su postulación teórica de años anteriores y el petróleo seguía durmiendo bajo tierra, o se extraía el petróleo con el auxilio de capital externo para aliviar nuestra balanza de pagos y alimentar adecuadamente nuestra industria. En una palabra, o se salvaba el prestigio intelectual del autor de *Petróleo y política* o se salvaba al país*” (Frondizi, 1963: 170).

De acuerdo con series históricas provistas por el Ministerio de Energía y Minería (MINEM), puede observarse en el Gráfico 1 cómo se incrementó de forma exponencial la producción de hidrocarburos durante este período. Entre 1958 y 1962, la producción de petróleo casi se triplicó al crecer a una tasa equivalente al 28,8% anual, mientras que la producción de gas casi se cuadruplicó al aumentar el equivalente a 39,0% por año⁷.

Gráfico 1. Producción de petróleo y gas durante el período frondizista

Variación % anual



Fuente: Elaboración propia en base a MINEM.

También hacia 1960 comienza a consolidarse el consumo de gas natural por parte de la población. En ese año la Argentina ponía en funcionamiento el gasoducto del Norte (Campo Durán-Buenos Aires) fortaleciendo el ciclo de gasificación iniciado a fines de los años '40 (Buccieri, 2010). Esta obra además contribuyó a la integración y desarrollo de las regiones centro y norte del país a partir de la consolidación demográfica, la creación de empleos y el impulso industrial a las diversas actividades, tradicionales o nuevas, radicadas en las vastas zonas que ahora quedaban conectadas a las redes de gas⁸.

Pero el principal mérito de este gasoducto fue poner a disposición de la creciente demanda grandes volúmenes de este combustible, que de a poco comenzaba a ganar terreno en la matriz energética. Hacia 1960 la cantidad de usuarios de gas natural había ascendido a 769 mil, y comienza un fuerte cambio cultural a partir de la utilización generalizada de este combustible en los hogares y en las industrias. Asimismo, el desarrollo del gas natural se vinculó estrechamente con la electrificación nacional. Esta dependencia del gas tanto para el consumo final como para la generación de energía eléctrica estaría muy presente en el sistema argentino incluso en las décadas siguientes, generando amplias implicancias en la reaparición del déficit energético en los primeros años del siglo XXI.

⁷ Esta dinámica se transmitió luego al sistema legal. En 1967 se sancionó la Ley 17 319 que derogó la 14 773, y reincorporó el sistema de concesiones. Así, YPF disponía de autorización para aprovechar la colaboración técnica y económica de empresas privadas de la forma que aconteció entre 1958 y 1962, conservando la propiedad de los hidrocarburos extraídos de las zonas de reserva (Galé, 2005).

⁸ Algunos ejemplos de estas industrias son los ingenios azucareros y las mineras del norte argentino, el cemento en Córdoba, el tabaco en Jujuy, la lechería en Santa Fe, o la metalurgia en la región central (Buccieri, 2010).

En los años siguientes se posibilitó la interconexión con Bolivia y se construyeron varios nuevos gasoductos⁹ troncales, en tanto el crecimiento del sistema de transporte implicó la necesidad de extender también el sistema de distribución. Así, culminando los años '80, el sistema de gas argentino era el más grande y más desarrollado de América Latina. Carlos Buccieri (2010) destaca que entre 1960 y 2010 se pasó de 3.000 a 25.000 kilómetros de gasoductos, y de un millón a nueve millones de usuarios conectados.

Asimismo, los grandes descubrimientos de esta época desplazaron el horizonte temporal de disponibilidad, estabilizándose en torno de los 35 años. Especialmente se destaca el descubrimiento del yacimiento de Loma de La Lata en 1977 en Neuquén, que posibilitó que las reservas de gas superaran a las de petróleo. La Argentina se configuraba, así, como uno de los países con gran preponderancia de gas natural.

2.3 Intento de diversificación de la matriz y culminación en la economía de mercado

Además de los intentos de autoabastecimiento petrolero y la sustitución de los hidrocarburos tradicionales por el uso del gas natural, en estos años la realización de obras orientadas a diversificar la matriz energética ayudó a quitar cierta presión sobre la provisión de hidrocarburos. En este ámbito se circunscribe la construcción de represas hidroeléctricas o centrales nucleares, para diversificar el parque generador térmico, mayormente abastecido por fuel oil.

En cuanto a la energía hidráulica, por ejemplo, el proyecto de la central hidroeléctrica de Yacyretá, que provee el 45% de la energía hidroeléctrica del país, se encuadra en este contexto. El tratado para su construcción fue firmado en diciembre de 1973 por Argentina y Paraguay, pero la construcción se inició en 1983. La central fue inaugurada en 1998 aunque recién en 2011 se aumentó la cota a la máxima de diseño. Del mismo modo, la represa hidroeléctrica de Salto Grande, interconectada con Uruguay, data de 1978.

Y respecto de la energía nuclear, en realidad la primera central Atucha I (emplazada en Lima, provincia de Buenos Aires) había comenzado a construirse en 1968 pero entró en operación en 1974, seguida de la central nuclear de Embalse (Córdoba) iniciada en 1974 y conectada a la red comercial en 1984. El Plan Nuclear Argentino aprobado en 1979¹⁰ durante la última dictadura militar planeaba la construcción de cuatro nuevas centrales nucleares que debían entrar en operación en los años 1987, 1991, 1994/1995 y 1997. La tercera central Atucha II (también emplazada en Lima) se inició en 1981 y debía comenzar a operar en 1987 pero, debido al paulatino abandono del Plan Nuclear, su construcción se detuvo en 1995 y se mantuvo frenada hasta 2007, recién conectándose en 2014.

Sin embargo, el sistema energético argentino comenzó a presentar problemas graves de funcionamiento a fines de los años '80, y llegó a su fase final cuando una conjunción de casualidades negativas atentó contra su continuidad. Según Montamat (2007), las empresas públicas estaban sometidas a "precios políticos" por lo que habían degradado la calidad del

⁹ En los años '70 se expandió considerablemente la red gasífera con la introducción de los gasoductos NEUBA I (1970), El Cóndor-Pico Truncado (1973) y San Sebastián-El Cóndor (1978). En los años '80 se suman el gasoducto Centro-Oeste (1981) y el NEUBA II (1988).

¹⁰ El Decreto 302/79 aprobó el Plan Nuclear Argentino que incluía la construcción y puesta en operación de cuatro nuevas centrales nucleares antes del fin del siglo XX, de una planta industrial de producción de agua pesada y de las instalaciones necesarias para completar todas las etapas del ciclo de combustible.

servicio que prestaban y no podían tampoco financiar nuevas inversiones¹¹. Fue en este contexto que a fines de 1988 la crisis eléctrica estalló como consecuencia de un año seco para la generación hidroeléctrica con reducidos niveles de precipitaciones a lo que se sumó la obsolescencia de las máquinas térmicas de reemplazo, debiéndose programar cortes rotativos del suministro eléctrico. Quedaba en evidencia no solo que se había jugado con el límite de las reservas, sino que el mantenimiento del sistema era muy deficiente.

Por estos motivos, a fines de los años '80 la política energética había cosechado múltiples críticas. Los cuestionamientos se centraban en el criterio de extracción de los recursos no renovables, y el debate sobre la continuidad de las políticas de control o la migración hacia un sistema desregulado. La implementación de esta última alternativa se viabilizó a comienzos de los años '90, como consecuencia de los cambios en los ámbitos político y económico, a partir de la Ley de Convertibilidad, la apertura comercial, la reforma del Estado y las privatizaciones de las empresas públicas.

En el ámbito del petróleo y el gas, una serie de decretos del Poder Ejecutivo –1 055/89, 1 212/89 y 1 589/89– se orientaron a desmonopolizar y desregular la producción de petróleo y gas, y establecían incentivos para captar inversiones de largo plazo. En efecto, se establecía la libre disponibilidad del petróleo extraído y la libre disponibilidad del 70% de las divisas de exportación, se eliminaba la mesa de crudos –mediante la cual el petróleo producido era anteriormente distribuido por las autoridades entre YPF y las refinadoras privadas–, y se establecía la libre importación y exportación petróleo y sus derivados sin aranceles ni retenciones. YPF fue privatizada mediante la Ley 24 145 de octubre de 1992, que además federalizó los hidrocarburos restituyendo el dominio originario a las provincias.

En cuanto a Gas del Estado, la empresa fue privatizada a fines de 1992. Las razones aducidas para su privatización fueron los problemas en exploración¹² y producción por diferencias en costos de producción y contratos de compra de gas a precios políticos, gasoductos troncales en mal estado y capacidad operativa limitada, deterioro en redes de distribución, fijación de precios que no contemplaba los costos y gestión comercial sujeta a factores políticos. El precio del gas fue desregulado en 1994.

En este marco, el período de privatizaciones en los años '90 y el desmantelamiento del sistema de empresas públicas corrieron el eje de discusión, y dejó de verse a la energía como un bien estratégico. Esta perspectiva se observa claramente a partir de la desintegración vertical y horizontal de las empresas de servicios públicos y su configuración como empresas de mercado¹³, en tanto perdió intensidad el concepto de “servicio público”, privilegiándose el negocio empresario por sobre el bienestar de los usuarios. De acuerdo con Abadie y Lerner (2011), el nuevo modelo energético de esta década se basaba en la confianza en los mercados

¹¹ Montamat (2007: 27) advierte que *“aunque la canasta energética incluye commodities (petróleo y derivados) con precios de referencia internacional, otros bienes y servicios energéticos, como la electricidad y el gas están condicionados a un manipuleo de redes y de sistemas de transporte que atan sus transacciones al mercado nacional de manera casi excluyente”*. Un contexto macroeconómico de alta inflación como el de fines de los '80 empeoraba aún más la situación.

¹² *“Durante el período de precios regulados en Argentina, los precios del gas (...) eran reducidos, a tal punto que un descubrimiento estrictamente gasífero era prácticamente equivalente a un pozo seco. La desregulación produjo en promedio aumentos de precios, aunque el comportamiento ha sido muy heterogéneo entre las diversas cuencas”* (Galé, 2005:182).

¹³ En el caso de la energía eléctrica, por ejemplo, el precio empezó a calcularse mediante técnicas de mercado, a partir del costo marginal de la última máquina que entrara en funcionamiento, según un orden de eficiencia.

como emisores de señales de precios eficientes y la gestión e inversión privada de los servicios, el poder regulador del Estado y la confianza en cuanto al abastecimiento a largo plazo.

En el caso del gas, se dio paso a una estructura desintegrada mayormente en manos privadas, con un segmento de producción de libre competencia, dos transportistas divididas geográficamente y ocho distribuidoras también definidas por áreas geográficas¹⁴. Bajo este esquema, se desregularon las interacciones entre los productores, distribuidores y grandes consumidores, mientras que los segmentos considerados monopolios naturales¹⁵ (transporte y distribución) vieron reguladas sus tarifas por parte del Estado. No obstante, luego de la venta de YPF, la oferta no quedó lo suficientemente atomizada como para garantizar la libre competencia, mientras que la falta de una mayor interconexión entre las redes de gasoductos tendió a que los mercados se segmentaran.

Los efectos sobre sector gasífero durante la década del '90 mostraron un fuerte crecimiento en la producción de gas natural, que creció un 86,8% acumulado entre 1989, inicio del proceso privatizador, y el año 2000¹⁶. Sin embargo, según destaca Galé (2005), el ritmo exploratorio disminuyó a partir de 1989, ya que las empresas privadas evaluaron que esta actividad de alto riesgo no era prioritaria. En cambio, a partir de 1994 las reservas gasíferas volvieron a crecer, pero asociadas a los proyectos de exportación, aunque hacia 1996 y 1997 se nota un marcado descenso en la exploración. Buena parte del crecimiento de la producción de gas durante este período se dio gracias a la extracción en yacimientos previamente descubiertos.

La nueva concepción de Argentina como exportadora de gas natural primó durante esos años, hasta que reaparecieron los problemas de oferta en la década siguiente cuando se interrumpieron las ventas externas. La infraestructura era propicia a este aspecto, en tanto nuestro país exportaba habitualmente gas natural a Chile, Brasil y Uruguay y se pensaba que las potenciales exportaciones futuras podían ser incluso mayores. Poniendo estos hechos en perspectiva, mientras que antes de los años '90 el Estado argentino había mantenido un estricto control sobre las exportaciones de combustibles, resulta evidente que en este período la actividad perseguía más bien una rentabilidad empresaria, por encima de las decisiones estratégicas en términos del manejo sustentable de los recursos no renovables. Argentina se convirtió, de esta forma, en exportador neto de combustibles, no solo a costa de comprometer las reservas de recursos no renovables –que en el caso del gas ya se encontraban en 20 años a

¹⁴ Esto implicó una “desintegración vertical”, es decir la separación de las diversas etapas de la actividad, y una “desintegración horizontal”, mediante la división regional de las transportistas y distribuidoras.

¹⁵ Según Varian (2006), el factor crucial para la aparición de un monopolio es la magnitud de la “escala mínima eficiente”, es decir el volumen de producción que minimiza el costo medio en relación con el nivel de demanda. Si la escala mínima eficiente es muy grande en relación con el tamaño del mercado, es probable que solamente una empresa pueda obtener beneficios positivos. Esto suele ocurrir con los servicios públicos, típico caso de monopolios naturales, donde se conjugan altos costos fijos con costos marginales pequeños, lo que torna muy difícil que nuevas empresas puedan ingresar a ese mercado a competir e inviertan en los altos costos fijos. Por ejemplo, una compañía de gas tiene costos fijos muy elevados como la instalación y el mantenimiento de las cañerías, y costos marginales muy pequeños como el suministro de unidades adicionales de gas. El monopolio natural no puede fijar un precio competitivo ya que por su estructura de costos obtendría beneficios negativos. Para resolver esta cuestión, en general los monopolios naturales son regulados o gestionados por el estado, ya sea haciéndolos producir sobre la curva de costo medio o por encima de ella, u otorgándole algún tipo de subvención que le cubra parte de los costos.

¹⁶ Un caso de ejemplo es el de las importaciones de gas natural de Bolivia, que se registraron entre 1972 y 1998, restableciéndose luego con más fuerza a partir de 2005. Mientras que las importaciones bolivianas representaban el 20% del gas en 1972, ascendían a solo el 5% en 1998.

mediados de los años '90– sino también el abastecimiento futuro a precios razonables de las actividades productivas domésticas¹⁷.

Pero una de las cuestiones cruciales fue la venta de YPF, que terminó de realizarse en 1999 de manos de la empresa española Repsol. A mediados de 1998 el Estado Nacional tenía el 23% de las acciones de YPF, una participación considerable en términos estratégicos debido a que el resto de las acciones se hallaba atomizado. Sin embargo, tras la compra de la participación accionaria estatal por parte de Repsol, la compañía española hizo una oferta hostil para quedarse con el resto del paquete accionario, concretando el cambio de manos de una de las principales compañías de la historia argentina. Esta gran transferencia de activos ocurrió en un momento en que el precio internacional del petróleo había alcanzado una cotización mínima de USD 12 (Montamat, 2007).

La pérdida de la petrolera estatal implicó un rotundo cambio de política en el frente energético, con una reducción en la exploración de pozos y exportación de los excedentes. Lo mismo ocurrió en materia de gas natural, donde se construyeron numerosos gasoductos de exportación.

En cuanto al mercado eléctrico, la aplicación del nuevo modelo de los '90 reforzó la orientación de la matriz energética hacia el gas, en tanto todos los proyectos privados de generación eléctrica estuvieron basados en este combustible (Abadie y Lerner, 2011), por lo que ambos derroteros quedaron íntimamente relacionados. La sustentabilidad de la generación eléctrica terminaba dependiendo de la disponibilidad de gas natural en el mercado local.

Al igual que ocurrió con los hidrocarburos, la mayor desregulación del sector se produjo en el segmento de generación eléctrica, excepto para los hidroeléctricos. Se privatizaron Agua y Energía e Hidronor, además de la distribuidora del área metropolitana de Buenos Aires (SEGBA). Si bien se promovió la introducción de capital privado, quedaron bajo propiedad estatal importantes fuentes de generación (Yacyretá, centrales nucleares de Atucha y Embalse). Para introducir competencia en el mercado, la Ley 24 065 creó un Mercado Eléctrico Mayorista, para que operara con precios libres, y se estableció la desintegración horizontal y vertical del sector. El segmento de generación se convirtió en un segmento competitivo, mientras la generación hidráulica quedó sujeta a régimen de concesión de explotación.

Según Montamat (2007), el nuevo mecanismo de generación de precios¹⁸ sirvió como incentivo para expandir el parque generador, mediante la finalización de obras hidráulicas, reconversión de unidades térmicas existentes o a través de la instalación de máquinas de novedosa tecnología como los ciclos combinados. Asimismo, las mejoras de calidad en el servicio fueron evidentes respecto del pasado inmediato. Abadie y Lerner indican que la relación tarifas/costo de inversión fue inicialmente favorable.

Una de las principales inversiones se dio en la construcción de nuevas centrales térmicas a gas natural, derivada de la gran disponibilidad de este combustible con que contaba la Argentina

¹⁷ Argentina contaba con ocho gasoductos de exportación: cinco con Chile, dos con Uruguay y uno con Brasil. Las exportaciones de gas empezaron en 1996 y en 2003 llegaron a los 17 MM m³/día, de los cuales el 85% abastecía a Chile. Cuando en 2004 comienzan los problemas de abastecimiento en el mercado interno es también la provisión a Chile la que más se resiente. En ese momento, también se vuelve a importar gas de Bolivia (Montamat, 2007).

¹⁸ La determinación del precio spot de generación comenzó a depender de la oferta y la demanda en base a conceptos marginalistas, en función de la última máquina despachada según un orden de eficiencia, para minimizar el costo total de generación (Montamat, 2007).

en ese momento, junto con la introducción de la tecnología de ciclo combinado, transformando el parque de generación eléctrica que tenía equipamiento antiguo y de alto costo operativo. La instauración del mercado eléctrico competitivo llevó a una explosión de la oferta bajo estas condiciones, que hizo bajar los precios hasta un nivel que luego de 1998 provocó que se congelaran las nuevas decisiones de inversión. Asimismo, se desbalanceó la matriz de oferta eléctrica en desmedro de la generación hidráulica y nuclear y a favor de la generación térmica, especialmente a gas natural que desplazó parcialmente al gasoil y el fuel oil.

Sin embargo, las inversiones en el segmento de distribución no estuvieron acompañadas de incrementos en la capacidad de transporte, aumentando los riesgos del sistema a partir de la saturación de las redes de transmisión y comprometiendo la satisfacción de la demanda en los centros de consumo.

2.4 Siglo XXI: crecimiento económico y pérdida del superávit energético

Con el fuerte crecimiento de la post-convertibilidad, el aumento de la demanda energética luego de la caída de 2002 llevó a que fuera necesario expandir la oferta de forma rápida. Además, se hizo evidente que la exportación de excedentes implicaba un menor abastecimiento para los crecientes requerimientos del mercado interno, tanto en términos de consumo industrial como residencial, especialmente en el caso del gas natural. Así, fue necesario restringir las exportaciones y volver a recurrir a los combustibles líquidos para cubrir los picos de invierno en la generación térmica (Abadie y Lerner, 2011).

Durante estos años, además de la megadevaluación del peso y la escasez de gas, se sumó un aumento sin precedentes del precio del petróleo, que pasó de 24 dólares el barril en 2001 – tomando la variedad Brent– a 38 dólares en 2004 y 65 dólares en 2006. Más adelante, incluso superaría los 100 dólares el barril en los años siguientes. Estas condiciones en el sector energético, sumado a la fuerte crisis económica y social, provocó que se tomara la decisión de pesificar las transacciones de gas y del mercado mayorista eléctrico y luego congelar las tarifas pesificadas. A partir de 2004, ante la insuficiencia de gas natural, el Estado Nacional intervino en el mercado y se transformó la dinámica¹⁹: los generadores térmicos en la práctica comenzaron a procesar el combustible que recibían del Estado a cambio de una remuneración que cubría sus costos operativos (Abadie y Lerner, 2011).

En el ámbito del comercio exterior, se crearon derechos de exportación sobre el crudo y sus derivados. También se impusieron restricciones a las exportaciones de gas y se iniciaron acuerdos con Bolivia para importarlo. De hecho, las importaciones de gas boliviano habían iniciado en 1972 y continuaron por muchos años hasta que en 1999 se sustituyeron por producción local. Sin embargo, las condiciones imperantes en 2004 hicieron que se tuviera que

¹⁹ “El esquema original en Argentina resultó inicialmente eficiente y se esperaba que no fuese necesario recurrir a la coordinación gubernamental del sistema. Pero las señales de precios no resultaron suficientes para completar la interacción del sistema de transmisión que el país necesitaba ni para el desarrollo de las energías renovables. Tampoco para el desarrollo de las reservas de largo plazo de gas natural” (Abadie y Lerner, 2011:18).

reanudar este flujo de importación. Más adelante, a partir de 2008, también se implementó la importación de Gas Natural Licuado (GNL)²⁰ a través de barcos regasificadores.

En cuanto a los precios del petróleo y los combustibles, según Montamat (2007), ante las subas sostenidas en el precio internacional del crudo, se aumentaron las retenciones a este producto para dissociar el precio interno de los combustibles del precio internacional (hasta 45% para el crudo cuando el precio internacional superara los USD 45 el barril, y 5% para los productos derivados). También se efectivizó una suerte de administración concertada de precios con las principales productoras²¹. La consecuencia sobre la producción y las reservas de crudo fue la aceleración de su ritmo de declive, con mínimas actividades de exploración y sin inversión para ampliar la capacidad refinadora. Montamat también indica que se redujo la producción local de crudos livianos y que, dado que los pesados rinden menos barriles de gasoil, sobraba nafta y faltaba gasoil en el mercado interno (ver apartado 3.1).

Hacia el año 2004, las nuevas señales de precios relativos ocasionaron que aumentara la tasa de intensidad energética –consumo final de energía por unidad de producto– con un desplazamiento de la demanda energética hacia los combustibles más baratos: gas y electricidad. Los nuevos precios alentaban el consumo de gas natural pero no remuneraban los costos económicos de la oferta y la infraestructura. Con el nuevo sistema de precios, la tarifa residencial congelada subsidiaba a todos los usuarios, sin importar el nivel de ingresos, una situación que continuó en líneas generales hasta el fuerte aumento de tarifas de 2016. Además, al igual que con el petróleo, se explotaron las reservas sin reponerlas y se utilizó al máximo la capacidad de transporte sin que se hicieran nuevas ampliaciones. Estas condiciones, sumadas a la baja hidráulica de ese año, obligaban a recurrir a mayor generación térmica. Por lo tanto, los cortes a consumos interrumpibles se debieron a problemas de oferta y se tomó la determinación de interrumpir las exportaciones a Chile y Brasil.

En cambio, se negoció la importación de gas de Bolivia desde junio de 2004, revirtiendo la posición exportadora neta de gas natural. En otro plano, también se negoció con Venezuela el intercambio de alimentos por gasoil y fuel oil para atender la generación térmica y descomprimir la demanda de gas natural. Asimismo, se importó energía eléctrica de Brasil, para evitar generarla en el mercado doméstico con los hidrocarburos que escaseaban. Todas estas medidas implicaron un costo fiscal, en la medida que los precios atados a las referencias internacionales no se trasladaban a los consumidores. La ecuación energética nacional cerraba con importaciones crecientes.

A los problemas derivados de la mayor demanda, se sumaba una oferta en decadencia. Especialmente se destaca que la gestión de Repsol-YPF había comenzado a tener un declino en la producción de hidrocarburos. Según datos del MINEM, entre 2003 y 2011, la producción de petróleo de YPF se retrajo 44% y la de gas natural lo hizo en 37%. Los datos de la producción total indican una caída de la mitad de la magnitud en el caso del petróleo y una muy leve retracción en el caso del gas, lo que probaba que Repsol-YPF estaba retrayendo su producción a mayor tasa que el resto de las empresas del mercado.

²⁰ El GNL es gas natural procesado para ser transportado en estado líquido a -160 °C y presión atmosférica, reduciendo 610 veces su volumen (Rodríguez, 2011).

²¹ Abadie y Lerner (2011), respecto del sistema eléctrico, indican que se viró hacia un sistema de precios administrados, y que las decisiones de inversión comenzaron a realizarse mediante criterios de incentivos diferenciales por parte del Estado o su participación directa.

Paralelamente, si bien se realizaron intentos de diversificación de la matriz energética a partir de la introducción de energías alternativas, fue a muy baja escala y sin verdadero éxito, aunque marcó un precedente para el desarrollo a largo plazo de este tipo de energías. El régimen promocional para la energía eólica y solar existe desde 1998 con la Ley 25 019, que permitía a las inversiones de capital destinadas a la instalación de centrales o equipos de generación diferir el pago del IVA por el término de quince años, y le garantizaba estabilidad fiscal a la actividad de generación para provisión de electricidad al mercado mayorista. Asimismo, el Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER), con aportes del Banco Mundial, se orientaba a desarrollar mercados eléctricos en áreas dispersas.

Más adelante, en 2006, se promulgó la Ley 26 190 –también llamada “Ley Guinle”– que establece un régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica, con el mismo objetivo de diversificar la matriz eléctrica. Esta vez se estableció el objetivo de que las energías renovables contribuyeran con el 8% del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de diez años. Sin embargo, los avances durante esos diez años fueron muy escasos (ver apartado 3.1), por lo que a fines de 2015 se debió prolongar el plazo mediante la Ley 27 191²², estableciendo que el 8% de participación de energías renovables debía alcanzarse al 31 de diciembre de 2017, algo que era también prácticamente imposible. Como próxima etapa de esta nueva ley, se establece el objetivo ulterior de alcanzar el 20% de participación al 31 de diciembre de 2025 y el 25% en 2030.

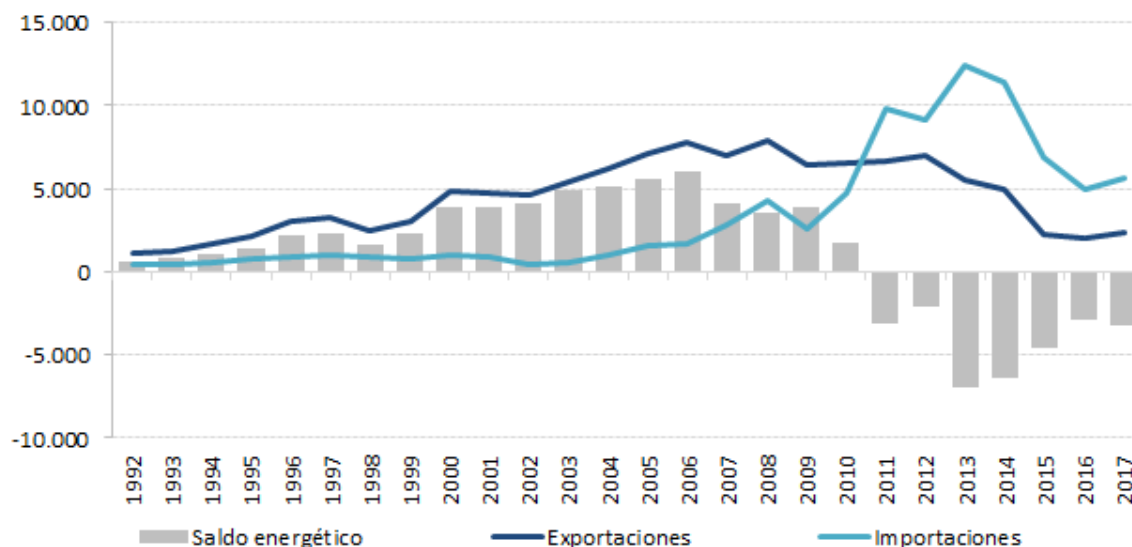
Durante la primera década del siglo XXI, también se avanzó en otros planos en cuanto a las energías no fósiles. Como ya se mencionó, en 2011 se aumentó la cota de la central hidroeléctrica de Yacyretá a la máxima de diseño, incrementando las posibilidades de generación de energía eléctrica a través de los aprovechamientos hídricos. Del mismo modo, se continuó con el plan nuclear y se retomó la construcción de Atucha II a partir de 2007, que recién se conectó en 2014. Cabe destacar que se realizaron obras de interconexión eléctrica para reforzar el sistema integrado de alta tensión en el territorio nacional. No obstante, estas grandes obras de largos plazos de construcción y altos costos fijos no eran suficientes para abastecer una demanda rápidamente creciente en un contexto de deterioro de la producción de hidrocarburos. Por ello, fue inminente la construcción de numerosas pequeñas centrales térmicas de menor costo y plazo de construcción que permitían resolver temporariamente el problema con relativa facilidad, aunque las presiones sobre los combustibles fósiles eran crecientes.

Así, el recurrente problema del déficit energético finalmente regresó. Luego de una sistemática reducción del superávit desde 2007, en 2011 por primera vez en mucho tiempo las importaciones energéticas superaron a las exportaciones, tal como se aprecia en siguiente gráfico.

²² Esta nueva ley, que modifica a la anterior, define como energías renovables a la energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica (hasta 50 MW), biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles.

Gráfico 2. Exportaciones e importaciones de energía y saldo energético

En millones de USD



Fuente: Elaboración propia en base a ICA-INDEC.

El oportuno descubrimiento en 2010 de los grandes yacimientos de petróleo y gas no convencional²³ en la Patagonia, en la formación de “Vaca Muerta” en Neuquén trajeron cierta esperanza al problema. De acuerdo con estudios especializados publicados por los Estados Unidos, nuestro país contaría con la segunda reserva mundial de *shale gas* y la cuarta de *shale oil*, lo que implica un amplio horizonte en la explotación de estos recursos, mucho más que las experiencias pasadas²⁴. La formación de Vaca Muerta tiene una superficie de 30 mil km², de los cuales 12 mil km² están concesionados a YPF.

Sin embargo, el efectivo aprovechamiento del *shale gas* y el *shale oil* es algo más complejo e implica la introducción de nuevas tecnologías y mayores costos de extracción que un yacimiento normal. Pese a que se trata de hidrocarburos de características convencionales, se encuentran en reservorios de muy baja permeabilidad por lo que es necesario generar fracturas para que el combustible fluya hacia el pozo (Barreiro y Masarik, 2011). El uso de perforación horizontal y fractura hidráulica viabilizó la producción de grandes volúmenes de hidrocarburos que antes era imposible producir por motivos económicos.

Si bien se han indicado algunas desventajas del *shale gas*, las características específicas de la formación de Vaca Muerta favorecen su explotación. Dentro de las críticas, se encuentran la necesidad de utilizar para el procedimiento abundantes volúmenes de agua, que también es un bien escaso, aunque puede ser reutilizado, o la posibilidad de contaminación de los acuíferos, algo que en nuestro país resulta poco probable debido a la gran profundidad de los

²³ “Dentro de los reservorios no convencionales de gas y petróleo se incluyen típicamente: el shale gas, encerrado en lutitas o esquistos; el gas de tight sands o gas almacenado en arenas compactas y de muy baja permeabilidad, ambos con un grado de desarrollo importante en otros países; coal bed methane, shale oil, tar sands o arenas bituminosas que contienen petróleo pesado o heavy oil. También se incluyen dentro de los hidrocarburos no convencionales, las acumulaciones de petróleo extra pesado o heavy oil que, debido a su alta viscosidad o densidad, no fluye en condiciones normales de reservorio y su explotación necesita de técnicas y tecnologías especiales” (Barreiro y Masarik, 2011:12).

²⁴ Según el informe de la EIA 2013, Vaca Muerta tiene un enorme potencial para la obtención de gas (308 TCF) y cuenta con importantísimos recursos de petróleo que alcanzan los 16,2 miles de millones de barriles, lo que significa multiplicar por diez las actuales reservas de la Argentina. En: www.ypf.com

reservorios. En efecto, Vaca Muerta se beneficia de que su distancia de los centros urbanos favorece las operaciones, su profundidad de más de 2.500 metros la ubican muy por debajo de los acuíferos de agua dulce, su espesor de entre 60 y 520 metros en algunos casos permite la perforación vertical reduciendo los costos de extracción, y la pre-existencia de infraestructura facilita el desarrollo de la actividad debido a que ya se trata de una zona petrolera.

Por lo tanto, la explotación de los hidrocarburos no convencionales constituye una oportunidad inigualable para nuestro país, no solo por poder aprovechar los recursos propios, sino también porque somos consumidores intensivos de gas natural. Su desarrollo futuro será beneficioso para la política energética local, aunque deberá depender en buena medida de las señales de precios que posibiliten las inversiones en las nuevas tecnologías de extracción. Por otro lado, la utilización de *shale gas* es beneficiosa porque el gas natural se incluye dentro de las energías denominadas “limpias” dado que despiden bajas emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera. Por este motivo, su permanencia a largo plazo en la matriz energética no entra en conflicto con una mayor sustentabilidad ambiental y puede convivir con las energías renovables.

Así, en el marco de este nuevo panorama energético, el concepto de autoabastecimiento y soberanía nacional volvió a ponerse en el centro de la escena cuando, en mayo de 2012, se sancionó Ley 26 741 en la que se declara de interés público nacional y como objetivo prioritario del país el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos. Del mismo modo que en la época de Frondizi, cuando se aducía que las divisas gastadas en la importación de combustibles tenían un uso alternativo mucho más relevante para el desarrollo, en la ley se plantean unos corolarios del autoabastecimiento que son mucho más amplios que la mera resolución del déficit comercial.

Aunque en un plano más bien abstracto, la ley indica que la finalidad del autoabastecimiento “es 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”. Como se ve, las argumentaciones para propender al autoabastecimiento tienen una continuidad a lo largo de la historia, más allá de las distintas preocupaciones de época. A este respecto, resulta curioso mencionar que en el inciso (c) del Artículo 3 se plantea la integración del capital público y privado, internacional e internacional para la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales, un hecho que en cambio había levantado fuertes polémicas a fines de la década de 1950.

Asimismo, otra cuestión característica de la época actual, en la que se privilegia la explotación responsable de los recursos no renovables desde un punto de vista ecológico, es lo planteado en el inciso (h) del mismo artículo, donde se estipula que la obtención de saldos exportables para mejorar la balanza de pagos debe garantizar la explotación racional y sustentable de los recursos de cara a las próximas generaciones. Este aspecto es importante teniendo en cuenta la gran oportunidad que implica la explotación de los yacimientos de Vaca Muerta, y la necesidad de coordinar su explotación y posible comercialización de saldos exportables en consonancia con las necesidades internas.

De algún modo, este aspecto intenta prevenir lo ocurrido durante la década de 1990 y los primeros años del nuevo milenio, cuando se exportaba gas natural a los países vecinos sin que estuviera plenamente garantizado el abastecimiento interno de un país que es altamente dependiente de este combustible. La gran abundancia que implicaron en su momento los yacimientos descubiertos en los años ´70 provocó la sensación de que Argentina tendría gas para muchísimos años. Sin embargo, la política exportadora sin un correlato en la exploración

ocasionó que las reservas se fueran agotando y para cubrir la demanda incluso se tuviera que importar gas.

Pero quizás lo más relevante de la Ley 26 741 es la nacionalización de YPF. Se declara de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A., aunque ambas continuarían operando como sociedades anónimas abiertas. Debido al lugar preponderante que siempre ocupó YPF dentro del mercado energético²⁵, esta medida intentaba devolverle a la antigua petrolera estatal el rol que tuvo a lo largo de la historia, cuando operó como dinamizadora y ordenadora del mercado energético total, independientemente de lo que realizaran las otras empresas privadas. A modo de ejemplo, esta dinámica es similar a la situación descrita en la segunda posguerra, cuando YPF abasteció al mercado energético de petróleo a pesar de la caída en la producción del resto de las empresas. El objetivo de la ley es que la petrolera estatal continúe conservando este rol en el futuro. De acuerdo con el Artículo 10, y aludiendo que la expropiación de las acciones de YPF es por causa de utilidad pública, se prohíbe su transferencia futura sin autorización del Congreso de la Nación, votada por las dos terceras partes.

Desde entonces, la recuperación de la producción de hidrocarburos de manos de la petrolera estatal contribuyó a incrementar la producción total, aunque muchas veces este incremento no fue acompañado por la producción del resto de las empresas privadas. Así, entre 2011 y 2015 la producción de petróleo de YPF aumentó 20,3%, creciendo a una tasa equivalente al 4,7% anual, mientras que la producción de gas natural se incrementó 23,1% acumulado, es decir una tasa equivalente al 5,3% por año. En el mismo lapso, la producción total de petróleo tuvo una caída acumulada de 3,8%, debido a que el resto de las empresas redujeron su producción en 16,3%, equivalente a 4,3% por año. Lo mismo ocurrió en términos del gas natural, donde la producción total cayó 5,8% acumulado en el período, con una baja de 14,5% del resto de las empresas, 3,9% por año. En cuanto a la dinámica temporal, la producción de YPF se aceleró a partir de 2014, como se observa en el cuadro a continuación.

Cuadro 2. Producción de Petróleo y Gas – YPF, Resto y Total

Variación % anual

Período	Petróleo			Gas Natural		
	YPF	Resto	Total	YPF	Resto	Total
2011	-7,6%	-5,3%	-6,1%	-9,6%	-1,3%	-3,4%
2012	3,1%	-2,3%	-0,5%	-2,6%	-3,2%	-3,1%
2013	3,0%	-4,7%	-2,0%	2,0%	-7,8%	-5,5%
2014	8,9%	-7,5%	-1,4%	12,5%	-5,0%	-0,5%
2015	4,0%	-2,7%	0,1%	10,2%	0,7%	3,4%
Acumulado 2011-2015	20,3%	-16,3%	-3,8%	23,1%	-14,5%	-5,8%
Equiv. Anual 2011-2015	4,7%	-4,3%	-1,0%	5,3%	-3,9%	-1,5%

Fuente: Elaboración propia en base a MINEM.

En paralelo al incremento de la oferta energética para cubrir la demanda creciente, hubo algunos intentos de atacar esta última, aunque de forma insuficiente. El principal limitante fue que las tarifas permanecieron congeladas durante largos años, lo que por motivos pecuniarios

²⁵ Cabe destacar que, a diferencia de los guarismos mencionados para otros momentos históricos, YPF participó en 2015 con el 43% de la producción total de petróleo y el 30% de la del gas natural. Antes de su nacionalización en 2011 representaba el 34% y el 23%, respectivamente, según datos del MINEM.

continuaba incentivando el consumo del gas y electricidad. En el caso del gas, hubo una actualización tarifaria en 2014, tras catorce años, mediante quita de subsidios. A partir de la Resolución 226/2014 de la Secretaría de Energía se determinó la aplicación de un esquema de racionalización del uso del gas natural y se establecieron nuevos precios de cuenca para las ventas de gas destinadas al consumo de usuarios residenciales. La novedad era que había precios diferenciados, con menores precios para los usuarios que ahorraran más cantidad de gas en relación con el mismo período del año anterior, incentivando el uso racional. Los incrementos promedio ascendieron a 185%. Por el contrario, las tarifas eléctricas se mantuvieron sin cambios, abaratando aún más este tipo de energía²⁶.

En línea con esta dinámica, durante la última década se observó un cambio sostenido en el consumo de energía en favor de la electricidad. Entre las razones que explican este proceso se pueden citar: (i) el reequipamiento de electrodomésticos en los hogares por la rápida recomposición de los ingresos; (ii) cambios en las modalidades de construcción de nuevos edificios que reemplazan las instalaciones de gas (hornos, calefones y estufas) por hornos eléctricos, calefones y termotanques eléctricos y aires acondicionados frío-calor, especialmente por la masificación de estos últimos; (iii) las restricciones a la provisión de gas natural a la industria que se produjeron tras la crisis del invierno de 2007 indujeron a las empresas a adoptar una mayor proporción de equipamiento eléctrico²⁷.

No obstante, durante este lapso se tomaron ciertas medidas para mejorar la eficiencia energética y el uso racional de la energía, aunque sin incentivos de precios vía tarifas. Mediante el Decreto 140/2007, se aprobaron los lineamientos del Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PRONUREE) que contempla entre sus acciones el establecimiento de un régimen de etiquetado²⁸ de Eficiencia Energética y el desarrollo e implementación de estándares de eficiencia energética mínima²⁹.

Pese a los beneficios de estas acciones, tienen el problema de estar concentradas únicamente en los equipos nuevos, mientras que el parque de artefactos puede contener aparatos con años de antigüedad, ineficientes, con tecnologías ya en desuso, incluso en estado de obsolescencia. Por este motivo, en marzo de 2015 se lanzó un programa de recambio de electrodomésticos, el Plan RENOVATE³⁰, destinado al recambio de heladeras y lavarropas

²⁶ En su balance anual de 2014, EDESUR indica que la pesificación y el congelamiento de las tarifas impidieron el reconocimiento del costo real del servicio de prestación, mencionando que los valores de sus tarifas representaban entre un medio y un quinto de las tarifas que percibían otras distribuidoras de Argentina –dado que las distribuidoras del interior del país sí habían podido incrementar sus precios en este lapso– a excepción de la otra distribuidora de jurisdicción federal (EDENOR). Recordemos que la mayor parte de la demanda se halla concentrada en el Área Metropolitana del Gran Buenos Aires.

²⁷ Gran parte de esta sección está extraída de la nota técnica “Programas de recambio de electrodomésticos” (Buccieri, 2015).

²⁸ En el año 1999, la Ex Secretaría de Industria, Comercio y Minería (SICyM) publicó la Resolución 319/99 donde estableció el marco para la aplicación obligatoria de etiquetas de Eficiencia Energética para un primer listado de artefactos eléctricos de uso doméstico. Las etiquetas suministran información comparativa de eficiencia energética para orientar la elección de los consumidores a la hora de la compra, pero además estimulan a los fabricantes a diseñar aparatos más eficientes. Entre los aparatos etiquetados se encuentran heladeras, freezers, lámparas, equipos de aire acondicionado y lavarropas.

²⁹ Esto implica prohibir directamente que se vendan electrodomésticos por debajo de determinada clase.

³⁰ Según la Resolución 171/2015 que establece su creación, se trata de una política pública que se orienta a fomentar la producción y comercialización de electrodomésticos eficientes, acelerando la penetración de las nuevas tecnologías en los parques de consumo. Este objetivo se logra por dos vías:

viejos por otros energéticamente más eficientes de la mano de un fomento a la producción nacional, que estuvo vigente hasta el 31 de diciembre de ese año. El sistema de incentivos funcionaba por doble vía: los comercios obtenían una compensación económica para comercializar los bienes a precio promocional a cambio de retirar sin costo el equipo viejo hasta los centros de desguace, mientras que los compradores podían renovar sus equipos con descuentos y con financiamiento en cuotas sin interés. Pese a su corta vigencia, constituyó una experiencia interesante para las medidas de eficiencia energética en nuestro país.

Por lo tanto, si bien por ahora son escasos los resultados de este tipo de políticas, sientan un precedente a futuro, ya que cada vez más habrá que atacar la eficiencia de la demanda para lograr un sistema energético ambiental e intertemporalmente sustentable.

2.5 Los cambios en la política energética a partir de 2016

Durante 2016, con el cambio de gobierno, se introdujeron algunas modificaciones en el sistema energético que transforman la situación vigente hasta el año anterior. A priori podría considerarse que la orientación de la política energética se corrió desde la perspectiva de la oferta hacia la demanda, así como también se especificó la intención de viabilizar una mayor incorporación de energías renovables en la generación.

En principio, se observa que el rol de YPF en el abastecimiento de hidrocarburos al mercado interno ha dejado de ser tan determinante como en los años anteriores. En este sentido, esta empresa redujo sustancialmente la tasa de crecimiento de la producción de petróleo, desde el 4,0% en 2015 a 0,9% en 2016, cayendo 5,5% interanual en 2017. Por su parte, el resto de las empresas aceleraron su tasa de caída, lo que resultó en una retracción de la producción total de 3,9% en 2016 y 6,4% en 2017. Parte de esta tendencia contractiva tiene que ver con los efectos negativos que implicó para la producción de hidrocarburos la caída del precio internacional del petróleo evidenciada desde 2014, sumado a que se eliminó el precio sostén para la producción interna en vías de equiparar los precios internos –más altos– con el internacional. En la misma línea, luego, en octubre de 2017 también se liberó el precio de los combustibles líquidos –nafta y gasoil– que venían operando como precios regulados. De este modo, los precios internos en la cadena del petróleo convergirán a los internacionales volviendo a un funcionamiento de mercado.

En cambio, la producción de gas de YPF se mantuvo dinámica en 2016 y 2017, creciendo al 7,6% y 6,9%, respectivamente, en parte debido a la explotación de los yacimientos no convencionales. No obstante, la producción total, que creció 4,9% en 2016 gracias a la recuperación de lo producido por el resto de las empresas, volvió a retraerse en 2017, mostrando una baja de 0,9%. También colaboró que se aumentó el precio del gas en boca de pozo, en línea con los fuertes aumentos tarifarios del servicio público de gas natural que se establecieron para los usuarios generales.

En efecto, lo más destacable acontecido en 2016 fue el fuerte incremento de las tarifas de servicios públicos. Como ya se mencionó, las tarifas del gas habían sido incrementadas en 2014, mientras que las de electricidad todavía permanecían congeladas en la zona del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA). De cualquier modo, los precios de los servicios públicos se encontraban atrasados, en relación con la evolución del nivel general de precios del resto de la economía.

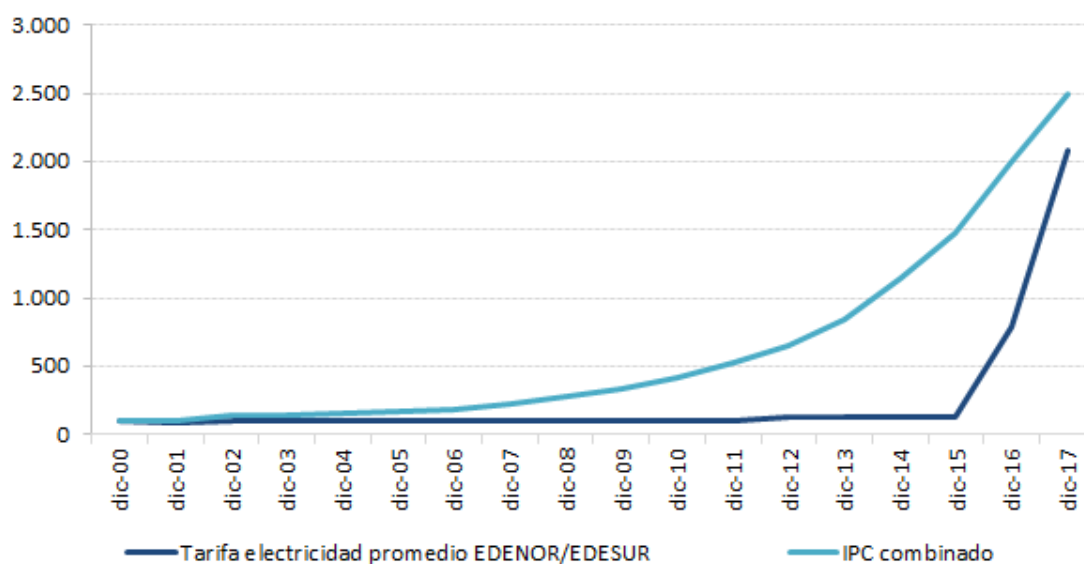
financiando la adquisición de los equipos nuevos y retirando del parque los electrodomésticos ineficientes.

En principio, en promedio, las tarifas de gas a los usuarios se incrementaron alrededor de un 260%, con montos muy altos en algunos casos, también utilizando el sistema de bonificaciones por ahorro y uso racional. En cuanto a las tarifas de electricidad, se procedió a actualizar las tarifas eléctricas de EDENOR y EDESUR, con incrementos mucho más amplios. Por ejemplo, la tarifa para un consumo estándar de 500 kwh por bimestre casi se sextuplicó entre 2015 y 2016. En ambos casos, cabe destacar la incorporación de una tarifa social para poder subsidiar a los segmentos de menores recursos.

En 2017, por su parte, se volvieron a aumentar las tarifas de gas en un 86% promedio y las de electricidad, que en el AMBA subieron un 166%. También están programados nuevos aumentos para 2018. Estos incrementos tan altos responden a que las tarifas pretenden alcanzar la evolución del nivel de precios en apenas pocos años. El siguiente gráfico ilustra claramente esta dinámica.

Gráfico 3. Precios relativos: Tarifas eléctricas e índice de precios al consumidor

Diciembre de cada año, en índice base dic-00=100



Fuente: Elaboración propia en base a INDEC, institutos provinciales, EDENOR y EDESUR.

Nota: El índice de precios al consumidor combinado se construye utilizando los índices provinciales hasta abril de 2016, el IPC GBA de INDEC entre abril y diciembre de 2016 y el IPC Nacional desde entonces. Las tarifas eléctricas corresponden a una factura promedio de 500 Kwh/bimestre.

Pese a que esta dinámica se enmarca en la corrección de precios relativos que habían quedado distorsionados a lo largo de los años, estos incrementos –sumados los de otras tarifas públicas como las del agua corriente o el transporte público– no tuvieron buena aceptación en la sociedad y las asociaciones de consumidores³¹. Entre otras cosas, esto se debe a que se produjeron en el marco de un contexto inflacionario general derivado del *pass through*³² de la devaluación de diciembre de 2015. Así, el aumento de precios regulados, dentro de los cuales las tarifas públicas abarcan una buena parte, fue de 38,7% interanual acumulado a diciembre de 2017, mientras que el nivel general de precios creció 24,8%. Si bien esto prueba que los

³¹ Por este motivo, la Corte Suprema de Justicia dictó un fallo a mediados de 2016 suspendiendo transitoriamente el aumento, aunque finalmente los incrementos tarifarios se terminaron aprobando.

³² Se trata del traslado de la devaluación a los precios internos de la economía. Puntualmente, la suba del tipo de cambio en diciembre de 2015 tuvo como objetivo lograr la unificación del mercado cambiario, que se hallaba desdoblado.

aumentos directos fueron amplios, hay que tener en cuenta que las tarifas de servicios públicos inciden como costo sobre la mayor parte de los bienes, por lo que no deben subestimarse los incrementos de segunda vuelta en la inflación subyacente. Asimismo, por tratarse de bienes bastante inelásticos y de primera necesidad, también incide en la canasta básica, por lo que los aumentos futuros deberán tener en cuenta estas variables.

El incremento de tarifas afectó sustancialmente el consumo de energía, reduciendo la demanda de electricidad, que cayó 0,5% en 2017, la primera baja desde 2009. Esta caída estuvo traccionada por una reducción de 2,1% de la demanda residencial, en este caso la primera desde 2005. En cambio, la demanda de grandes usuarios y comercio creció 3,2%.

Por último, en otro plano, se comenzó a dar mayor preponderancia a la introducción de energías renovables, llamando a licitación para la realización de obras para este tipo de energías. Este hecho es importante para lograr cumplir con la ya citada Ley 27 191 de Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía, que tiene por objetivo alcanzar un 20% de energías renovables en el consumo de energía eléctrica nacional para 2025 y un 25% en 2030, meta que también luce ambiciosa.

De este modo, en el nuevo siglo las acciones hacia el autoabastecimiento probaron ser útiles pero insuficientes en muchos casos. En otros, las metas propuestas no parecen ser fácilmente realizables, por el caudal de inversiones que requieren o por las tensiones generadas en el tejido social. En el próximo capítulo se describirá exhaustivamente la situación actual y la evolución de las variables que nos trajo hasta aquí. Luego, en el Capítulo 4 se proyectarán senderos de oferta y demanda, identificando algunas acciones, que tiendan a resolver la problemática del déficit energético de una manera viable y sostenible.

CAPÍTULO 3. CARACTERIZANDO LA SITUACIÓN ACTUAL

En este capítulo se pretende realizar una caracterización exhaustiva de la oferta y la demanda energéticas en nuestro país. Como corolario de la interacción entre ambas, se presentará también un análisis del déficit comercial derivado del flujo de exportaciones e importaciones de productos energéticos.

3.1 Oferta energética

Como se comprende a partir del marco histórico expuesto en el Capítulo 2, la matriz energética argentina es altamente dependiente de los hidrocarburos. Sin embargo, la gran predominancia del petróleo y sus derivados en una primera instancia ha sido sustituida gradualmente por el gas natural, cuya penetración en la matriz primaria constituye incluso un hecho cultural. A pesar de algunos intentos por diversificar la matriz mediante la construcción de centrales hidroeléctricas o nucleares, entre 2010 y 2016 (último dato disponible) el 53,3% de la oferta interna de energía primaria estaba representado por el gas natural, mientras que un 32,2% era petróleo, de acuerdo con datos del Balance Energético Nacional (BEN), provisto por el MINEM.

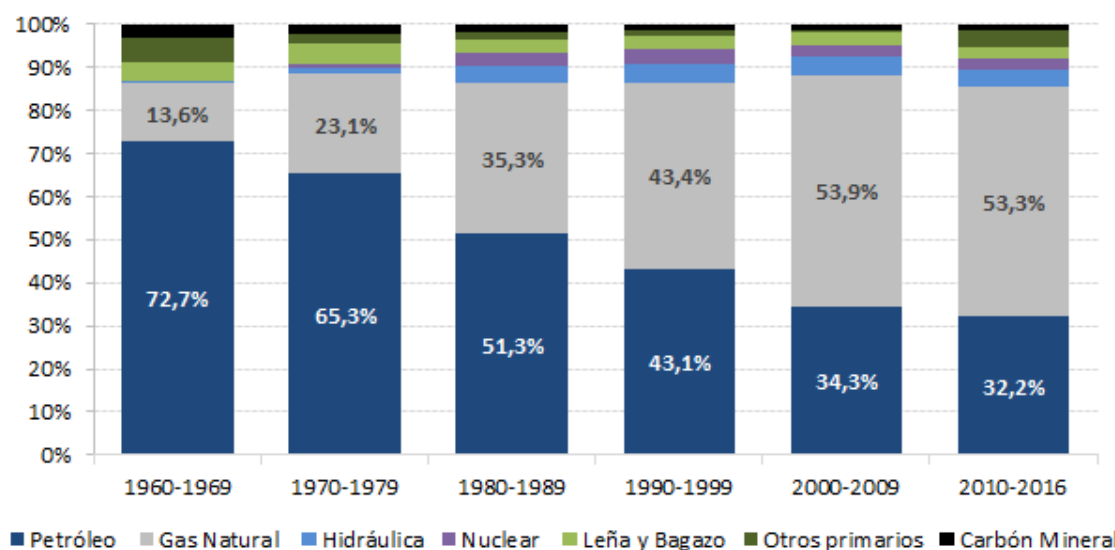
En el Gráfico 4 puede observarse la evolución de la composición de la matriz energética desde la década de 1960 hasta el presente. La participación del petróleo cae tendencialmente desde el 70% en los años '60 hasta el 30% en el nuevo siglo, manteniéndose relativamente estable en estos valores, probablemente debido a la rigidez que implica el consumo del parque automotor que utiliza mayormente derivados de petróleo. Por su parte, el gas natural refleja la potente política de estado llevada a cabo en la segunda mitad del siglo XX para introducir el uso del gas en los hogares y la industria. Así, pasó de apenas un 14% en los años '60 a más del 50% actualmente, con un notable crecimiento en las décadas intermedias. Si bien este porcentaje se ha mantenido estable en los últimos años, la matriz primaria argentina es esencialmente gasífera.

Sin embargo, el espacio que abarca el resto de los primarios es muy escaso, apenas un 15% del total. Y de ese valor, una parte importante constituye el uso de leña y bagazo, asociado a usos más primitivos de los productos energéticos. Por ejemplo, a pesar de ser un recurso renovable, la utilización de la leña para calefacción probablemente esté implicando la falta de conexión a las redes de gas natural o la imposibilidad de acceder a otros medios energéticos. En cuanto a los otros tipos de energía, a lo largo de las décadas se observa una reducción del carbón mineral –del 3,2% en los '60 hasta el 1,6% en el período 2010-2016– a la par de un aumento de las energías hidráulica y nuclear, aunque los porcentajes de estas últimas continúan siendo muy reducidos. Mientras que la energía hidráulica alcanzó su participación máxima en la primera década del siglo XXI con el 4,5%, la energía nuclear es apenas superior al 2% y se encuentra en descenso desde un máximo de 3,7% en los '90. Debido a las fuertes críticas a las que es sometida últimamente la energía nuclear, no es esperable que este segmento evidencie un fuerte aumento en el mediano plazo³³.

³³ Un caso paradigmático es el de Alemania, que decidió abandonar la energía atómica tras el accidente de la central de Fukushima, Japón, ocurrido en 2011.

Gráfico 4. Evolución de la oferta interna de energía primaria

En % del total



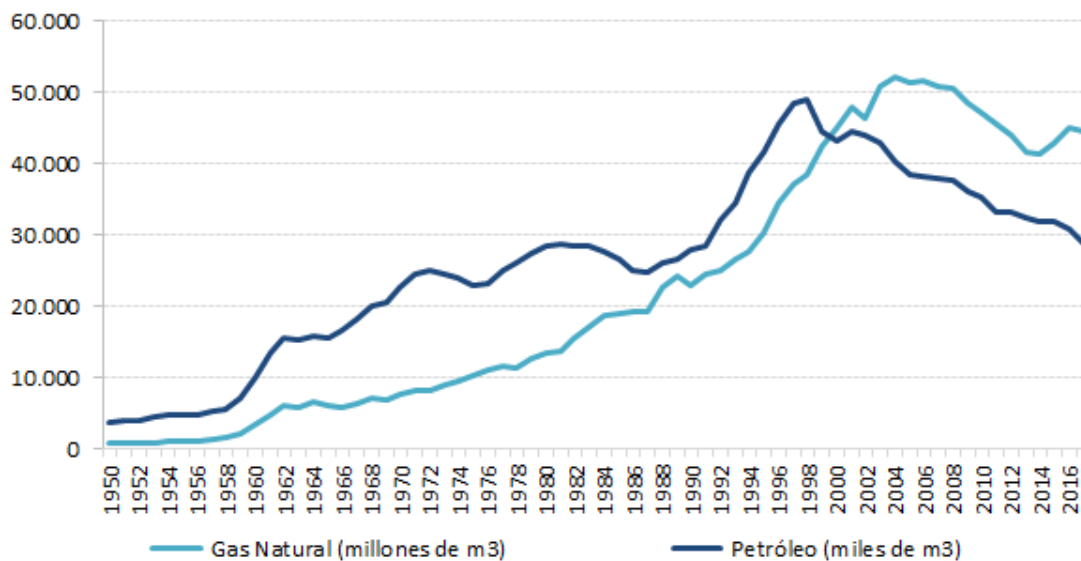
Fuente: Elaboración propia en base a datos del BEN, MINEM.

Nota: La categoría "Otros primarios" comprende mayormente aceites y alcoholes vegetales utilizados para la elaboración de biodiesel y bioetanol cuya aparición es relevante desde 2007. Le siguen la energía eólica desde 1994, la solar con una escasa participación desde 2004, y otros primarios no desagregados por el BEN presentes desde el inicio de la serie que incluyen formas directas de generación de energía eléctrica y un grupo variado de recursos utilizados por los autogeneradores.

La evolución de la producción de los hidrocarburos en el largo plazo³⁴ muestra un fuerte crecimiento tendencial durante la segunda mitad del siglo XX. En el caso del petróleo, el despegue se produce a fines de los años '50 y se mantiene creciente en los años siguientes hasta una cierta estabilidad en la década del '80, cuando crece apenas 10,5% respecto de la década anterior, una tasa mucho menor que el 232% evidenciado en los '60. En cambio, si bien el gas natural tampoco sostiene el crecimiento de más de 400% de los '60, crece a una tasa relativamente constante en los años siguientes sin reflejar el estancamiento del petróleo, y evidenciando la mayor preponderancia que cobra este combustible en la matriz energética argentina.

Durante los años '90 se observa un nuevo auge en la producción tanto de petróleo como de gas, aunque, como ya se ha mencionado, buena parte se deriva de la explotación de yacimientos existentes. Por lo tanto, este ritmo se tornó insostenible y la producción de petróleo comenzó una fase descendente desde 1998 que continúa hasta la actualidad sin revertir su caída tendencial. En cambio, la producción de gas comenzó a caer años más tarde, en 2004, cuando resultó evidente que no se podía seguir atendiendo el mercado regional cuando la demanda interna se mostraba creciente y la producción llegaba a un punto de inflexión. Si bien en 2015 comienza a revertirse la contracción en la producción de gas, los niveles producidos por año distan de los máximos alcanzados.

³⁴ Para este apartado se utilizaron las series de largo plazo provistas por el MINEM desde 1950, que muestran un nivel de producción mayor al utilizado tanto para el análisis de la producción de YPF en el Capítulo 2, como para las proyecciones del Capítulo 4. La causa de esta diferencia reside en que incluye conceptos que no ingresan efectivamente al sistema de transporte y por ende no forman parte del volumen destinado a consumo de la demanda, entre ellos el consumo en yacimiento, las reinyecciones o el gas venteado. Por este motivo, los montos pueden diferir levemente.

Gráfico 5. Producción de petróleo y gas naturalEn miles de m³ y millones de m³

Fuente: Elaboración propia en base a MINEM.

Esta explotación de los recursos sin la consecuente recomposición de reservas implicó la reducción en los años garantizados, especialmente en el caso del gas natural. La relación entre reservas y producción para este combustible cayó tendencialmente desde los más de 47 años registrados luego del descubrimiento del yacimiento de Loma de La Lata hasta estabilizarse en los 8 años a partir de 2005. El caso del petróleo es menos drástico, aunque también refleja una caída abrupta a fines de los años '80, desde los 14 a los 9 años y fluctúa en la próxima década entre ese valor y los 11 años. Hacia 2004, con un horizonte de reservas de aproximadamente 10 años en ambos casos, resultaba evidente que el manejo de los hidrocarburos no había sido sustentable³⁵. La escasez de hidrocarburos traía múltiples problemas para un país cuya matriz dependía en gran medida de ellos.

En los años siguientes, las reservas continuaron descendiendo hasta un mínimo en 2013 en el caso del petróleo y en 2012 en el del gas, a partir de cuando comenzaron a crecer hasta 2015, vinculados al cambio de la política hidrocarburífera de la mano de la YPF nacionalizada. Sin embargo, a pesar de la caída en las reservas, el horizonte anual creció en el caso del petróleo debido a que la producción caía a una mayor tasa que las reservas (-2,4% contra -1,5% entre 2007 y 2012). Por el contrario, el horizonte de reservas de gas natural cayó hasta un mínimo de 7 años en 2012 y solo se recuperó parcialmente hasta los 8 años en los períodos siguientes. El año 2016 no aportó resultados positivos para estos ratios. Las reservas de petróleo cayeron en términos absolutos hasta su menor registro desde 1992, mientras las de gas también cayeron pero en menor medida, en ambos casos reduciéndose el horizonte temporal.

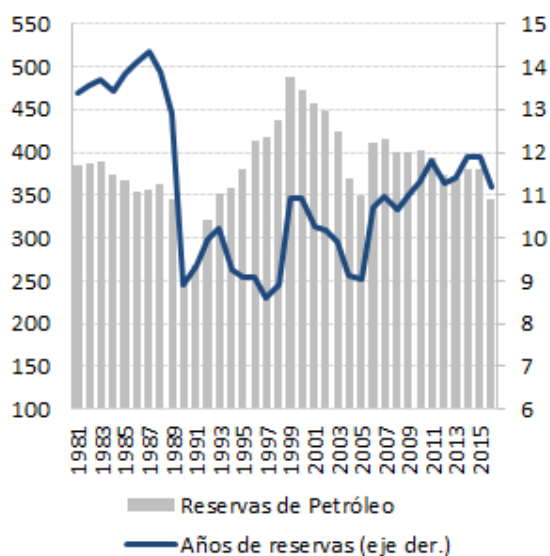
³⁵ Al respecto, Montamat (2007:75-76) destaca que "cuando el yacimiento gasífero se agota, se agota el recurso. (...) En cambio, el petróleo requiere de alta eficiencia en la explotación para llegar a la producción potencial minera, y cuando los yacimientos tienden a agotarse aún queda por extraer un alto porcentaje del recurso (70/80 por ciento). De allí que, mientras que las reservas de líquidos pueden incrementarse por ajustes y por revisiones que reflejan la aplicación de nuevas tecnologías en las tasas de recuperación, esto difícilmente puede aplicarse en el manejo de las reservas de gas. Mientras que diez años de reservas de crudo son muy flexibles (tecnología mediante), diez años de reservas de gas son diez años. De allí la importancia de nuevos descubrimientos gasíferos".

En los últimos años, el descubrimiento de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales en la cuenca neuquina ha cambiado la situación futura de las reservas. La explotación de Vaca Muerta, la principal formación de *shale* en la Argentina alargaría sustancialmente el horizonte de reservas, si bien su extracción es algo más compleja. Pese a ser positivo por motivos ambientales, ya que facilita la extracción sin contaminar los acuíferos de agua dulce, cabe recordar que el yacimiento se encuentra a una profundidad de más de 2,5 kilómetros y muchas veces es necesaria la perforación horizontal, aumentando los costos de extracción. Sin embargo, la existencia de una red de infraestructura para el petróleo y el gas que ya se extraen en esa región facilita en cierta medida el desarrollo de este tipo de recurso.

Gráfico 6. Reservas de hidrocarburos

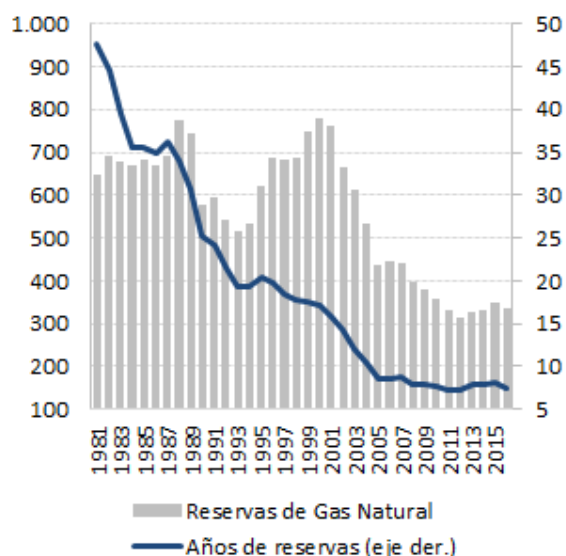
PANEL A – Reservas de petróleo

En miles de millones de m³ y en años



PANEL B – Reservas de gas natural

En billones de m³ y en años



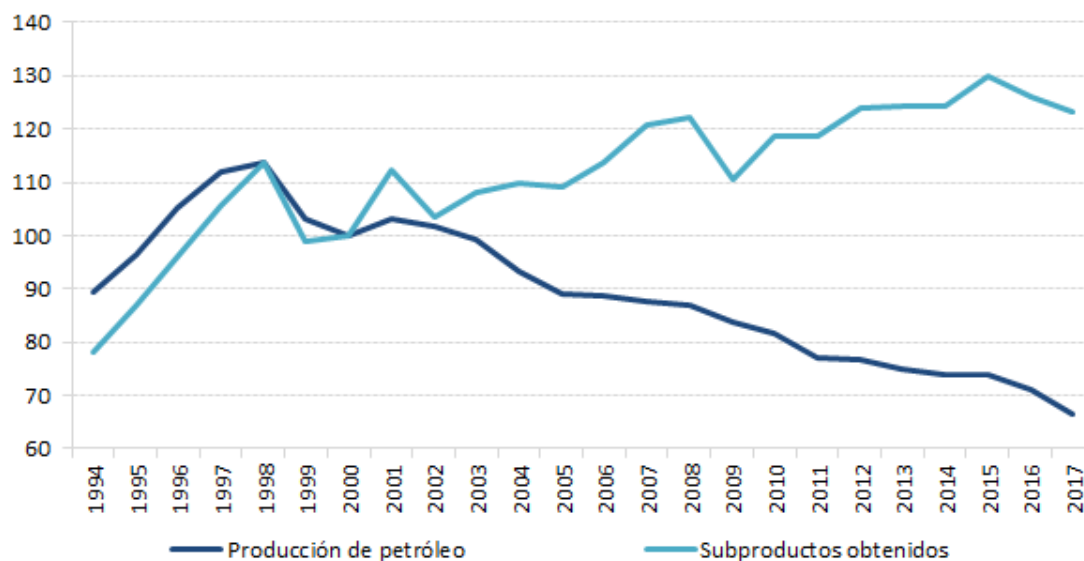
Fuente: Elaboración propia en base a MINEM.

Ahora bien, esta caída de la producción de petróleo no estuvo acompañada de una baja en la producción de sus productos derivados. Como se observa en el gráfico siguiente, a principios de los años 2000 ambas series se desacoplan, en tanto la obtención de subproductos de refinería muestra una tendencia creciente. De este modo, la demanda de mayor cantidad de subproductos en línea con el repunte de la actividad económica durante la pos-convertibilidad obliga a que la actividad de refinación continúe creciente, mientras se retraía la actividad extractiva. Resulta evidente, por lo tanto, que esta dinámica obliga a que aumente la importación de crudo para refinar, ante la falta de petróleo local.

En efecto, la obtención de subproductos es creciente entre 1994 y 2017, aunque a una tasa no demasiado elevada. En ese período, acumulan un aumento de 58,2%, equivalente a un crecimiento anual de 2,0%. Sin embargo, el mayor dinamismo se verifica en la década de los '90, mientras había una mayor disponibilidad interna de crudo, en tanto el crecimiento de los años siguientes es más moderado, incluso estabilizándose en los últimos años.

Gráfico 7. Producción de petróleo crudo y subproductos obtenidos

En índice base 2000=100

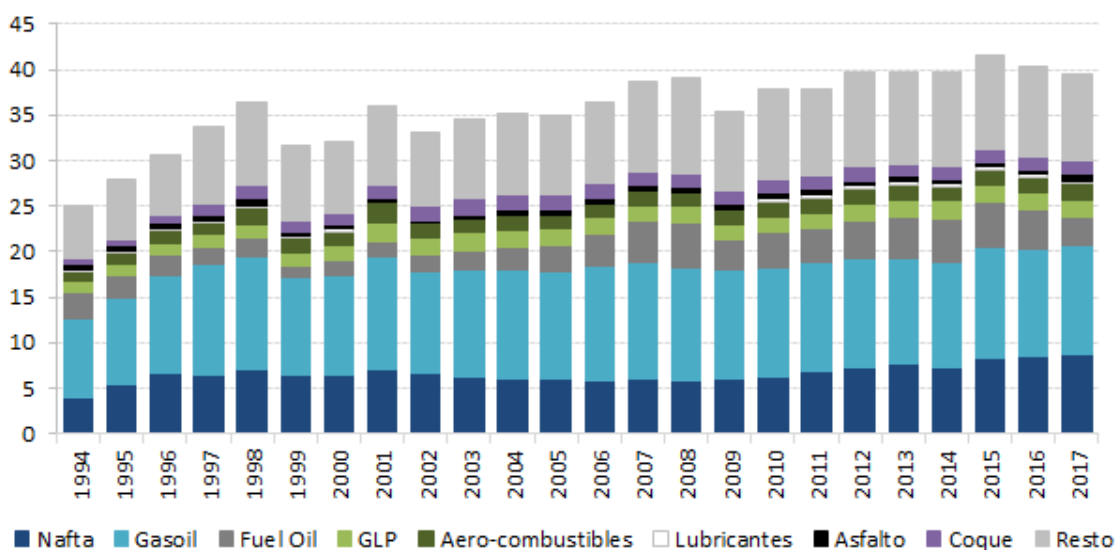


Fuente: Elaboración propia en base a MINEM.

Por tipo de producto, este crecimiento estuvo explicado en buena medida por lo que ocurrió con las naftas, que más que se duplicaron en el acumulado del período. Crecieron a tasas altísimas a mediados de los '90 y luego retomaron un buen ritmo en numerosos años desde 2010, de la mano de un mayor consumo de combustibles para uso vehicular particular. En cambio, el gasoil, que constituye el componente de mayor peso entre los subproductos de refinación, se mostró mucho menos dinámico, creciendo en el acumulado por debajo del promedio, y con caídas anuales en la mayoría de los años desde 2008. Por otro lado, se destaca el fuerte crecimiento del fuel oil en los primeros años de la década de 2000, en línea con la mayor demanda para las usinas eléctricas, lo que provocó que incrementara notablemente su participación sobre el total refinado.

Gráfico 8. Subproductos obtenidos en la refinación de petróleo

En millones de m³



Fuente: Elaboración propia en base a MINEM.

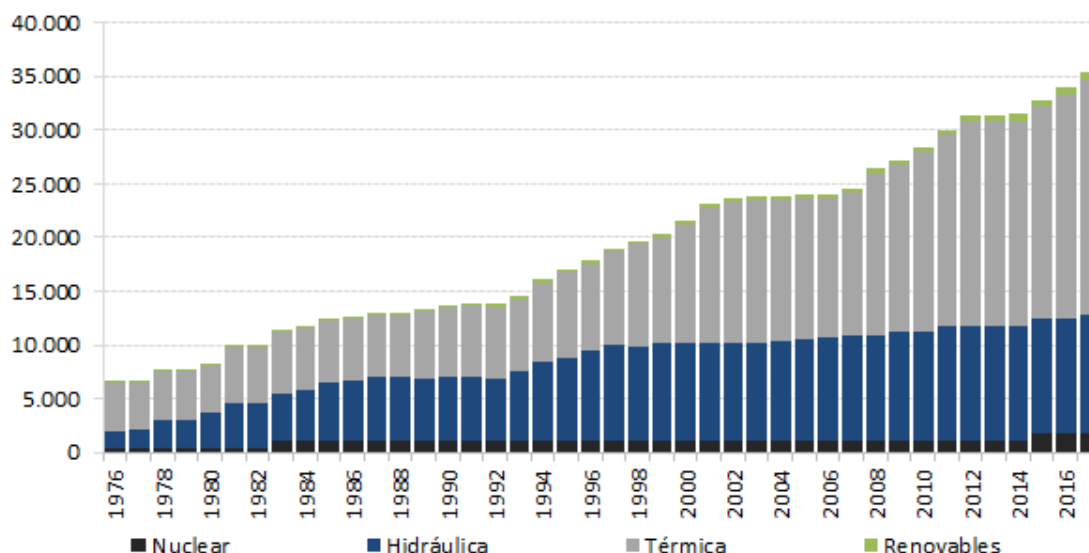
Si bien los hidrocarburos tienen una alta preponderancia en la matriz total, en lo que respecta a la matriz eléctrica, donde existe la posibilidad de aprovechar con mayor facilidad fuentes de energía alternativas, también se observa una gran dependencia de ellos.

Desde mediados de la década de 1970 la potencia instalada presentó un crecimiento notable, alcanzando más de 35.000 MW instalados en 2017. Sin embargo, esta evolución estuvo asociada a un gran crecimiento de la generación térmica, basada en turbinas a gas, turbinas a vapor, motores diésel y ciclos combinados a partir de 1986. Si bien los intentos de diversificación de la matriz eléctrica en esa década redujeron la participación térmica a un mínimo de 44,9% en 1988, mediante la introducción de energía hidráulica y nuclear, la presencia de los hidrocarburos en la generación eléctrica volvió a crecer en los años '90 de la mano de la fuerte inversión en equipos de ciclo combinado. Esto constituyó un resultado contundente de las reformas estructurales del mercado eléctrico privatizado y competitivo en el segmento de generación. De este modo, pese a introducir tecnología de última generación en los equipos de despacho eléctrico, se profundizaba el conflicto de depender en gran medida de los hidrocarburos en general, y puntualmente del gas natural, un combustible que iba a volverse cada vez más escaso. Asimismo, se daba marcha atrás en los intentos de diversificación en la generación eléctrica.

En cuanto a la generación térmica, en un comienzo predominaban las turbinas a vapor, seguidas en menor medida por las turbinas a gas, pero pronto ganaron participación los ciclos combinados, que eran mucho más eficientes. Con un fuerte crecimiento a partir de los años '90, estos equipos pasaron a representar en promedio el 46,6% de la generación térmica en la primera década del nuevo siglo, manteniéndose en esos niveles desde entonces.

Gráfico 9. Potencia instalada por tipo de generación³⁶

En MW



Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA y MINEM.

Este hecho provocó que cayera la participación de la energía hidráulica hasta un 33,7% promedio entre 2010 y 2017, y algo similar ocurrió con la energía nuclear, aunque en menor

³⁶ Empalme propio de las series de potencia instalada, utilizando datos de CAMMESA desde 1992 y MINEM hacia atrás.

escala, al caer hasta un 4,0% en el mismo período desde el 7,0% que presentara en los años '70.

Asimismo, la generación eléctrica con recursos renovables continúa siendo muy escasa, apenas alcanzando el 2,0% del total en el año 2017. En este sentido, una parte mayoritaria es representada por la generación hidráulica de pequeña escala (menor a 50 MW), pero los recursos renovables como la energía eólica, la solar y el biogás, en los que suele pensarse en relación con este tipo de generación, todavía son muy escasos y sería deseable poder aumentar estos segmentos. De todos modos, debido a su reducido peso relativo, es poco probable que el incremento de este tipo de generación pueda aliviar el peso de la generación térmica en el mediano plazo, siendo en cambio necesario una fuerte inversión y una política sostenida en un plazo más largo.

Al año 2017, CAMMESA computó solo 195 MW de energía eólica, 8,2 MW de energía solar y 18,6 MW de biogás. Además, estos valores parecen mantenerse relativamente estables en el tiempo, sin el comportamiento explosivo que sería necesario para posicionarlos como fuente de energía alternativa viable: la energía eólica apenas se movió desde los 109 MW en 2012 hasta los 195 MW en 2017, mientras que la solar se mantiene estable alrededor de los 8 MW desde 2013. En cuanto al biogás, comenzó a registrarse en 2016 y su participación aún es muy incipiente.

Cuadro 3. Composición promedio de la matriz eléctrica, por década

En %, sobre la potencia instalada en MW

Década	Térmica	Hidráulica	Nuclear	Renovables
1980-1989	48,6%	42,9%	7,0%	1,5%
1990-1999	47,2%	45,1%	6,1%	1,6%
2000-2009	55,1%	39,2%	4,1%	1,5%
2010-2017	60,5%	33,7%	4,0%	1,7%

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA y MINEM.

Nota: La generación térmica está compuesta por turbinas a vapor, turbinas a gas, motores diésel y ciclos combinados. Los renovables incluyen hidráulica renovable, solar, eólica y biogás.

3.2 Demanda Energética

La demanda de energía ha sido creciente a lo largo del tiempo, en línea con la tendencia de crecimiento de la economía en el largo plazo, tal como se observa a partir de la similitud del comportamiento del consumo energético y la evolución del PIB medido a precios constantes. Sin embargo, el crecimiento del consumo energético final total –energía primaria y secundaria– excede por mucho el crecimiento vegetativo de la población. Especialmente a partir de los años '90, esta dinámica reflejaría un mayor consumo de energía per cápita. Si bien, en cierta medida, un mayor consumo de energía puede significar el acceso de amplios segmentos de la población a energéticos más modernos y preferibles, tales como la conexión al gas natural o la electrificación, trayectorias de este estilo implican comportamientos explosivos que no resultan sustentables en el largo plazo, ni a nivel macroeconómico ni a nivel ambiental.

Asimismo, el consumo de energía ha tendido a evolucionar junto con el nivel de actividad económica, pero con un mayor consumo por unidad de producto creciente en el tiempo. Así, la intensidad energética del país fue creciente desde la década de 1960 hasta comienzos de los años 2000, descendiendo desde entonces en la medida en que la Argentina experimentaba las

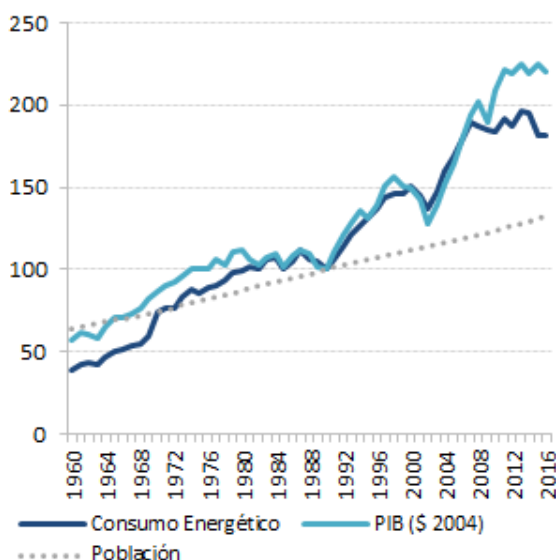
altas tasas de crecimiento del período de la pos-convertibilidad mientras que el consumo total de energía se mantenía algo más estable.

Más allá de esta tendencia, es esperable que el índice de intensidad energética de una economía que atraviesa un proceso de desarrollo sea decreciente en el tiempo. Por lo cual, cabe esperar que, a partir de la introducción de tecnologías más eficientes, así como de una mayor conciencia en el uso racional y eficiente de la energía, se reduzca en el futuro el consumo de energía por unidad de producto. No obstante, según indica Montamat (2007:184), aún hay un largo camino por recorrer: *“desde 1973, debido a la influencia de nuevas tecnologías que hacen más eficiente el consumo de energía, los países más desarrollados han logrado sustanciales bajas en las tasas de intensidad energética. Como estos países son los que, proporcionalmente, consumen más energía, su eficiencia en las últimas décadas ha repercutido en la tasa promedio mundial de intensidad energética (elasticidad consumo del producto), que hoy se redujo a 0,7 (por cada punto que crece el producto, la demanda de energía aumenta 0,7). El mundo en desarrollo –la Argentina incluida–, en cambio, todavía tiene tasas de intensidad energéticas superiores a la unidad”*.

Gráfico 10. Demanda total de energía

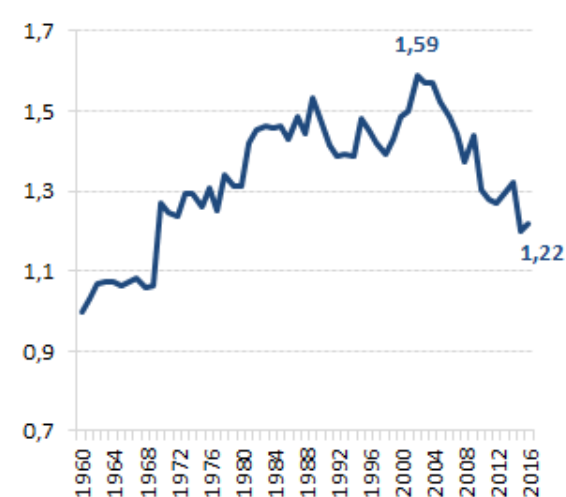
PANEL A – Consumo energético, PIB y población

En índice base 1990=100



PANEL B – Intensidad energética³⁷

Consumo Total de Energía / PIB



Fuente: Elaboración propia en base a MINEM, INDEC y OJF.

A nivel sectorial, en los últimos años, para el promedio de 2010-2016 se observa que la mayor parte del consumo corresponde al sector *Transporte* (28,4%), seguido del sector *Residencial* (25,8%) y la *Industria* (24,6%), por lo que estos tres sectores se reparten casi en partes iguales el consumo energético total del país. En los últimos lugares, con una menor participación se encuentran el sector *Comercial y Público* (7,9%), el *Agropecuario* (7,2%) y por último los consumos *No Energéticos* (6,0%).

³⁷ Se calcula el cociente entre el Consumo Final de Energía (primaria más secundaria) en miles de TEP, de acuerdo con datos del BEN-MINEM, y el PIB medido a precios constantes de 2004 empalmado hacia atrás con otras bases de cálculo, ambos expresados en índice base 1960=100 para que las series resulten comparables.

De acuerdo con las tendencias de largo plazo, se observa que estos tres sectores son los que han explicado el consumo energético en la Argentina desde hace varias décadas. No obstante, se evidencia un claro aumento de la participación del sector *Residencial* en el consumo, especialmente a partir de la década de 1990 en adelante, en línea con el crecimiento del PIB per cápita, y el mayor acceso a la energía. Así, el consumo *Residencial* pasa de representar el 18% del consumo entre los '60 y los '80 hasta alcanzar el 25% en la presente década. Como correlato, se observa un descenso sistemático de la *Industria*, que reduce su participación, en promedio, en 11 puntos porcentuales (p.p.) desde el 36,2% de los años '60 hasta el 24,6% de la década actual. Asimismo, también hay cierto descenso en la participación en el consumo por parte del sector *Transporte* que, sin embargo, se mantiene más estable, mientras que tanto el sector *Agropecuario* como el consumo *Comercial y Público* también manifestaron cierto crecimiento en el mismo período.

Cuadro 4. Consumo final de energía por sector

En % del total

Período	Transporte	Residencial	Industria	Comercial y Público	Agropecuario	No Energético
1960-1969	31,3%	18,7%	36,2%	3,8%	2,2%	7,7%
1970-1979	32,9%	17,7%	33,9%	4,9%	4,8%	5,7%
1980-1989	31,4%	18,5%	30,5%	7,2%	5,5%	6,9%
1990-1999	25,7%	21,0%	28,8%	6,8%	6,8%	10,9%
2000-2009	26,7%	22,4%	27,0%	7,7%	7,6%	8,6%
2010-2016	28,4%	25,8%	24,6%	7,9%	7,2%	6,0%
Promedio	28,7%	21,3%	29,0%	6,8%	6,3%	7,8%

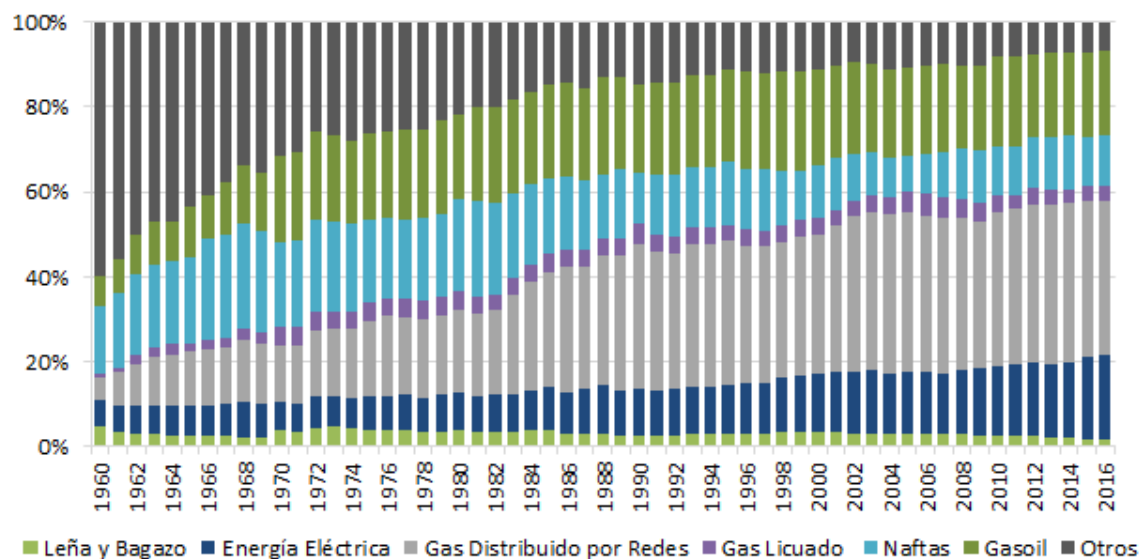
Fuente: Elaboración propia en base al BEN, MINEM.

Por tipo de combustible, el consumo final de combustibles está representado en buena medida por el gas natural, que manifestó un fuerte crecimiento desde la década de 1960, en línea con el proceso reseñado en el Capítulo 2, alcanzando en 2016 el 36,4% del consumo final de la energía total (primaria más secundaria). En tanto, la participación del gas licuado de petróleo utilizado en garrafas para sectores que no tienen acceso al gas de red se mantuvo relativamente constante desde los años '70 hasta la fecha, alrededor del 4%, con una leve reducción en los últimos años.

En el mismo sentido que el gas natural, pero en menor proporción, se observó un crecimiento sostenido e ininterrumpido de la energía eléctrica que está ganando cada vez más participación, de la mano de los cambios tecnológicos y la mayor inserción de aparatos eléctricos en los hogares en reemplazo de los que funcionan a gas natural. Si bien la energía eléctrica representa por ahora solo el 20% del consumo total de energía, se espera un mayor incremento en los próximos años, ante la sustitución de combustibles tanto en los hogares como también, en el largo plazo, en el sector transporte, ante la posibilidad de una paulatina introducción de vehículos eléctricos o híbridos.

Gráfico 11. Consumo final de energía por tipo de producto

En % del total



Fuente: Elaboración propia en base a datos del BEN, MINEM.

Por el lado de los derivados de hidrocarburos, los dos principales –naftas y gasoil– utilizados como combustible para el transporte automotor también mantuvieron una participación apreciable. El gasoil, que es el principal subproducto obtenido de la refinación doméstica, representa aproximadamente el 20% del consumo total de energía desde la década de 1970. Este combustible se suele asociar más a la actividad económica, ya que es utilizado mayoritariamente para el agro y los servicios de transporte. En tanto, las naftas, en general más asociadas al consumo privado de la mano del uso particular de automóviles, mostraron una participación decreciente en el tiempo, a pesar de haberse incrementado en valores absolutos tanto su oferta como su demanda. Así, pasaron del 20% en los años '70 hasta el 12% en 2016, pese a haber mantenido y hasta incrementado su participación en el total de subproductos obtenidos, lo que prueba una mayor sustitución hacia otros combustibles finales. Al respecto, Montamat (2007:129) menciona que *“El ITC [Impuesto a la Transferencia de Combustibles] que grava las naftas (casi cincuenta centavos por litro) es muy superior al ITC que grava el gasoil (doce centavos por litro). Semejante diferencia ha operado como un verdadero incentivo al consumo gasolero. El gasoil ya no es solo el combustible del agro y del transporte, sino también el combustible de las familias. La deformación de la demanda ha obligado, a las refinerías, a deformar el patrón de refinación; y al país, a exportar excedentes de naftas e importar gasoil”*.

Sin embargo, los subproductos obtenidos en la refinación del petróleo no son suficientes para abastecer la demanda interna. Debido a que el petróleo extraído en el país es algo más pesado, los rendimientos de naftas y gasoil son menores de lo que se necesita para cubrir el mercado doméstico. De este modo, los datos desde 2010 hasta 2016 confirman un déficit persistente en naftas y gasoil, mientras que existe superávit interno en el caso del fuel oil. Especialmente en el caso del gasoil, se observa un déficit de aproximadamente 2 millones de m³, mucho más considerable que el hallado para el caso de las naftas, en torno de los 400 mil m³. Algunos años antes, en 2007, Montamat indicaba que, al reducirse la producción local de crudos livianos, y dado que los pesados rinden menos barriles de gasoil, sobraba nafta y faltaba gasoil en el mercado interno. Este hecho se evidencia a partir del siguiente cuadro, aunque ya para 2010 también se observan faltantes de nafta. En el apartado 3.3. se puede

constatar, en efecto, que las importaciones de gasoil representan una buena parte de las compras al exterior de productos energéticos.

Cuadro 5. Déficit interno de derivados de petróleo

En miles de m³

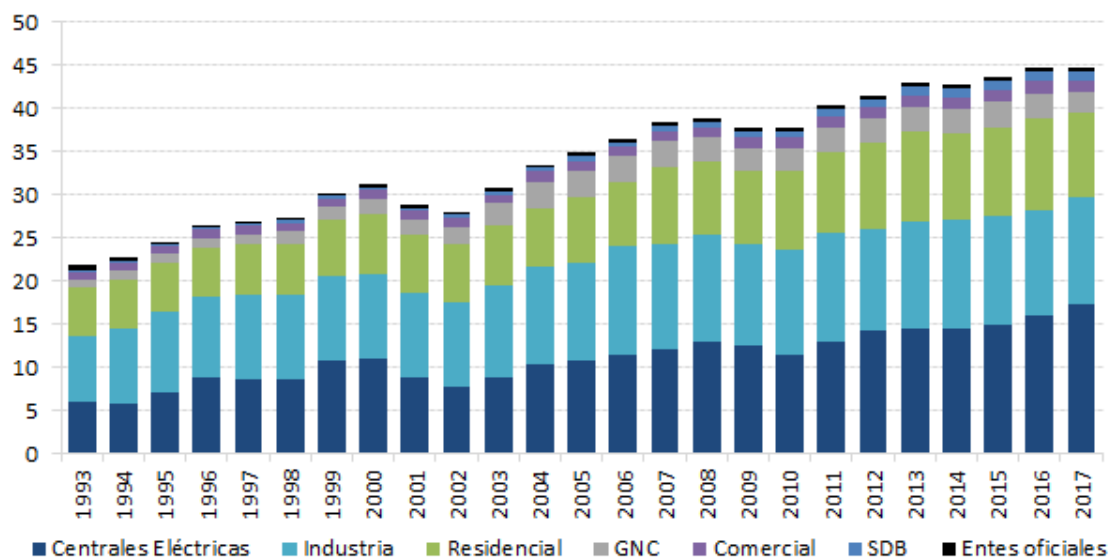
Período	Naftas	Gasoil	Fuel Oil	GLP	Aero-combustibles	Asfalto	Coque
2010	-299	-1.987	492	-1.228	7	-2	-337
2011	-475	-2.606	183	-1.258	-30	5	-304
2012	-544	-2.100	-34	-1.110	31	-7	-322
2013	-971	-2.813	312	-1.074	5	5	-328
2014	-1.079	-2.493	259	-1.035	-50	-18	-234
2015	-403	-2.117	73	-845	-55	-12	-186
2016	-419	-2.396	-38	-928	-109	-13	-82
2017	-702	-2.342	478	-938	-84	-73	-228

Fuente: Elaboración propia en base a datos de MINEM.

Nota: El cálculo se realiza en base a la diferencia en m³ entre los subproductos obtenidos (oferta interna) y las ventas a empresas fuera del sector energético, empresas energéticas y consumo propio (demanda interna). La conversión a m³ de los derivados expresados en toneladas se efectúa mediante los coeficientes implícitos que surgen de las tablas dinámicas publicadas por el MINEM.

En cuanto a los dos productos que vieron incrementar notablemente su demanda, el gas natural y la energía eléctrica, estuvieron favorecidos en los años siguientes al fin de la convertibilidad por el abaratamiento relativo en relación con otros productos.

Dentro de la demanda de gas natural, los datos de gas entregado por usuario provistos por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) indican que los tres principales destinos son las centrales eléctricas (38,6% en 2017), la industria (28,0%) y el sector residencial (21,6%), aunque también se evidencia una evolución creciente del Gas Natural Comprimido (GNC) para uso vehicular, debido a su menor costo en reemplazo de las naftas, si bien se redujo levemente en el último año. En cuanto a la evolución temporal, se observa un crecimiento de las centrales eléctricas de 11,4 p.p. desde el 27,2% en 1993 en línea con la introducción de la tecnología de ciclo combinado durante los años '90. Este crecimiento fue compensado por una caída, de 7,5 p.p., en la participación de la industria en el gas entregado por usuario. Asimismo, la participación del sector residencial mostró una pequeña caída de 4,3 p.p. en el período, perdiendo casi 3 puntos en el último año. En términos acumulados, la demanda residencial de gas natural casi se duplicó en el acumulado del período, pero aceleró su crecimiento luego de la salida de convertibilidad, favorecida por los menores precios relativos. En este sentido, creció a una tasa anual equivalente al 3,7% entre 2003 y 2016, mientras que había aumentado al 1,9% entre 1994 y 2002. En cambio, luego de la actualización de tarifas de 2016 y 2017 y la internalización de los mayores costos del combustible, la demanda residencial volvió a caer 11,1% en 2017 como respuesta a los mayores precios.

Gráfico 12. Gas entregado por tipo de usuarioEn miles de millones de m³ de 9.300 kcal

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENARGAS.

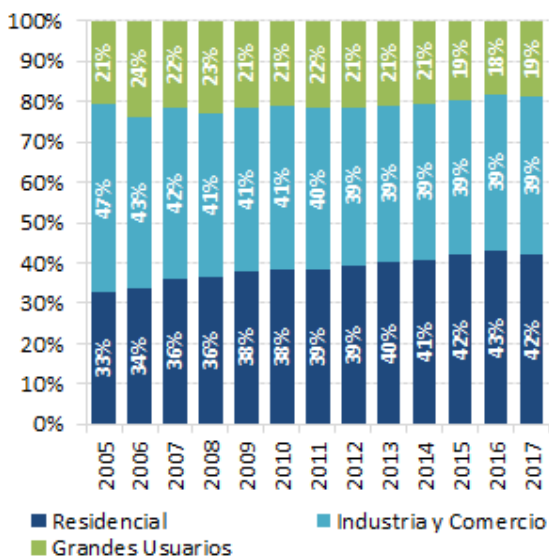
Con la mayor escasez de gas natural a partir de 2007, los usuarios interrumpibles como la industria empezaron a ver afectada fuertemente su provisión en los meses de invierno, para poder cumplir con el suministro de los usuarios firmes, tales como el sector residencial. Asimismo, la distribución de gas para las usinas eléctricas también comenzó a mostrar valles más pronunciados durante los inviernos. Esto implicaba que el despacho eléctrico, que se había hecho más dependiente del gas natural durante los años '90 debido al mayor rendimiento físico de la tecnología de ciclo combinado y su menor costo, debió comenzar a depender de otros combustibles más costosos, en muchos casos importados, que afectaron el déficit comercial del sector.

En cuanto a la demanda de energía eléctrica, al igual que ocurrió con el gas natural, el fuerte abaratamiento relativo de las tarifas a lo largo de los últimos años ocasionó que aumentara la participación del segmento residencial sobre el total de energía demandada, en desmedro de los grandes usuarios y la industria y el comercio. De este modo, la demanda de electricidad residencial creció muy por encima de la demanda de electricidad total (PANEL B), incrementándose un 86% entre 2005 y 2017 mientras que la demanda total creció 43% en el mismo período. En tanto, las demandas de grandes usuarios y de industria y comercio aumentaron apenas un 30% y un 20% acumulado en el período.

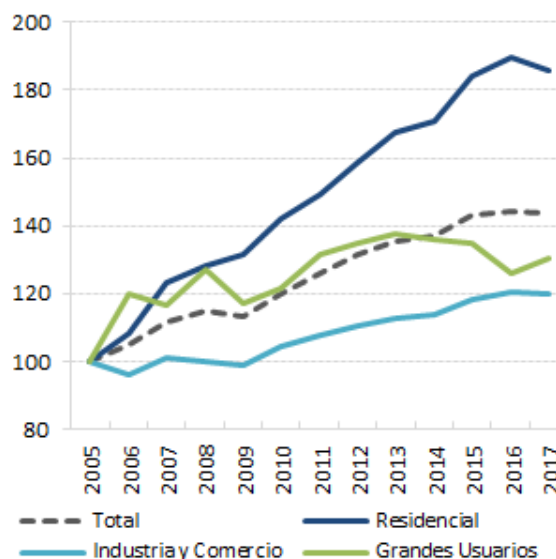
En 2016, en el marco de la actualización de tarifas de energía, la demanda de grandes usuarios cayó 6,3%, acelerando la tendencia declinante que se observaba desde 2013, aunque luego se revirtió en 2017 al crecer 3,2%. En cambio, la demanda residencial desaceleró su crecimiento a 3,0% anual en 2016 desde el 7,7% en 2015, pero no llegó a caer, y recién se mostró en baja en 2017 (-2,1%) luego de la internalización del aumento tarifario por parte de los usuarios. Se trata de la primera caída desde el comienzo de la serie en 2005.

Gráfico 13. Demanda de electricidad por tipo de usuario**PANEL A. Participación por segmento**

En %

**PANEL B. Evolución por segmento**

En índice base 2005=100



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

3.3 Déficit comercial energético

En línea con los cambios en el sector energético reseñados en el Capítulo 2 y la abundancia de recursos hidrocarburíferos, durante la década de 1990 se evidenció un fuerte crecimiento en la exportación de insumos energéticos.

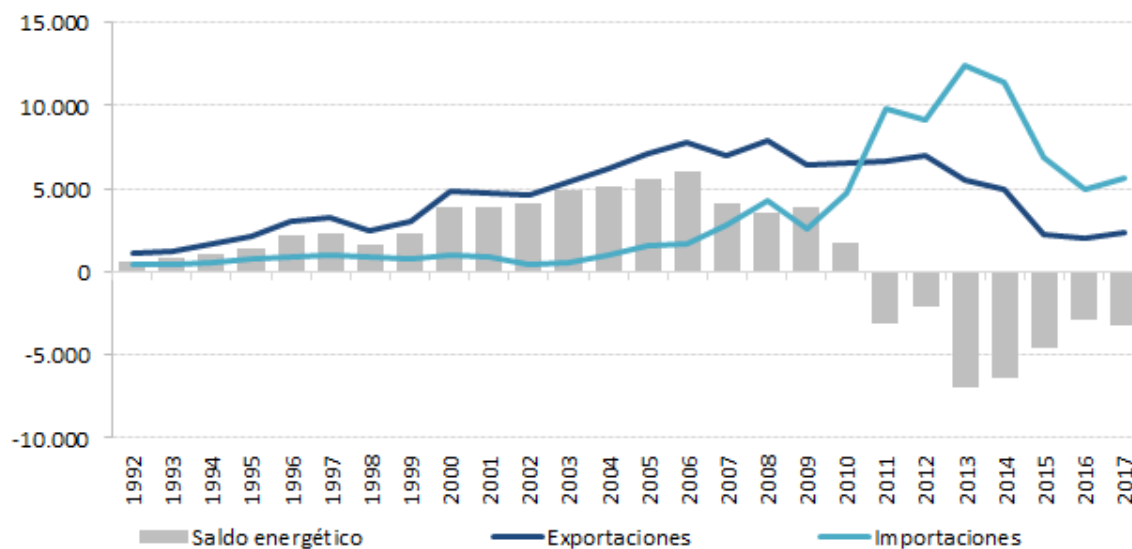
Así, el monto exportado³⁸ en dólares se quintuplicó entre 1992 y el año 2000 hasta USD 4.902 M, mientras que las importaciones se mantenían relativamente estables, promediando los USD 740 M en el mismo período. En materia de divisas, por lo tanto, el comercio exterior del sector dejaba un saldo positivo, con un ingreso neto de USD 1.800 M promedio que fue creciente en el tiempo.

Sin embargo, a partir del año 2003, las importaciones empezaron a crecer a tasas cada vez más altas, mientras las exportaciones perdían dinamismo. Esto redundó en una reducción sustancial del superávit energético externo, que finalmente encontró su punto de quiebre en el año 2011. El saldo energético llegó a un máximo en 2006, con USD 6.081 M, reduciéndose año a año hasta encontrar saldos negativos de magnitud similar en 2013 y 2014. Nuevamente se expone el Gráfico 2 que ilustra este comportamiento.

³⁸ Siguiendo la clasificación utilizada por INDEC, en este apartado las exportaciones no incorporan las ventas de biocombustibles, que se incluyen en las exportaciones del sector de químicos.

Gráfico 2. Exportaciones e importaciones de energía y saldo energético

En millones de USD



Fuente: Elaboración propia en base a ICA-INDEC.

De este modo, el sector energético pasó de ser proveedor neto de divisas para la economía, a convertirse en un elemento preocupante para el sector externo.

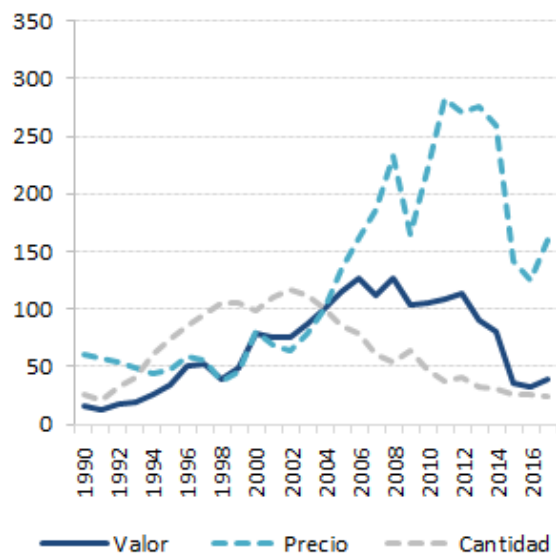
Si se descompone el valor de las ventas y compras externas en precios y cantidades, se observa que el deterioro de las exportaciones energéticas en realidad había comenzado antes. Ya desde el año 2003 se observa una caída de las cantidades exportadas que es parcialmente compensado por un crecimiento exponencial en el precio. En efecto, entre 2003 y 2008, los precios de las exportaciones energéticas experimentaban un fuerte crecimiento de alrededor de 24% por año y, tras una caída en el marco de la crisis internacional de 2009, continuaron creciendo entre 2010 y 2011. Sin embargo, cuando a partir de 2012 los precios de las exportaciones energéticas empezaron a caer, ya no fue posible mantener el valor exportado, que comenzó a contraerse en línea con lo que ya venía ocurriendo con las cantidades.

En cuanto a las importaciones, un comportamiento similar del precio fue acompañado por requerimientos crecientes en las cantidades importadas de productos energéticos, lo que ocasionó una multiplicación del efecto del crecimiento sobre el valor en dólares. Sobre todo, las importaciones medidas en dólares crecieron exponencialmente a partir de 2010, cuando las cantidades importadas no cedieron en tanto que los precios continuaron dinámicos. Este efecto, sumado a la reducción de las exportaciones implicó saldos negativos crecientes y mayores requerimientos de divisas ajenas al sector para cubrir este desequilibrio que ya comenzaba a mostrar dimensión macroeconómica.

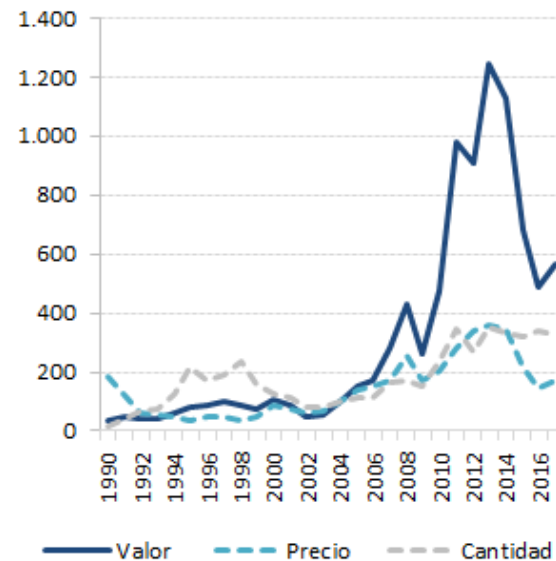
Si bien la reducción de los precios internacionales de los productos energéticos a partir de 2014 logró aminorar transitoriamente este problema, dado que las cantidades importadas se mantuvieron estables, un nuevo incremento en los precios podría retrotraer la situación externa a los años de mayor desequilibrio. De hecho, en 2017 se volvió a incrementar el déficit energético a USD 3.272 M, fundamentalmente debido a un incremento de los precios de los bienes energéticos.

Gráfico 14. Descomposición del comercio exterior energético en precios y cantidades**PANEL A. Exportaciones**

En índice base 2004=100

**PANEL B. Importaciones**

En índice base 2004=100

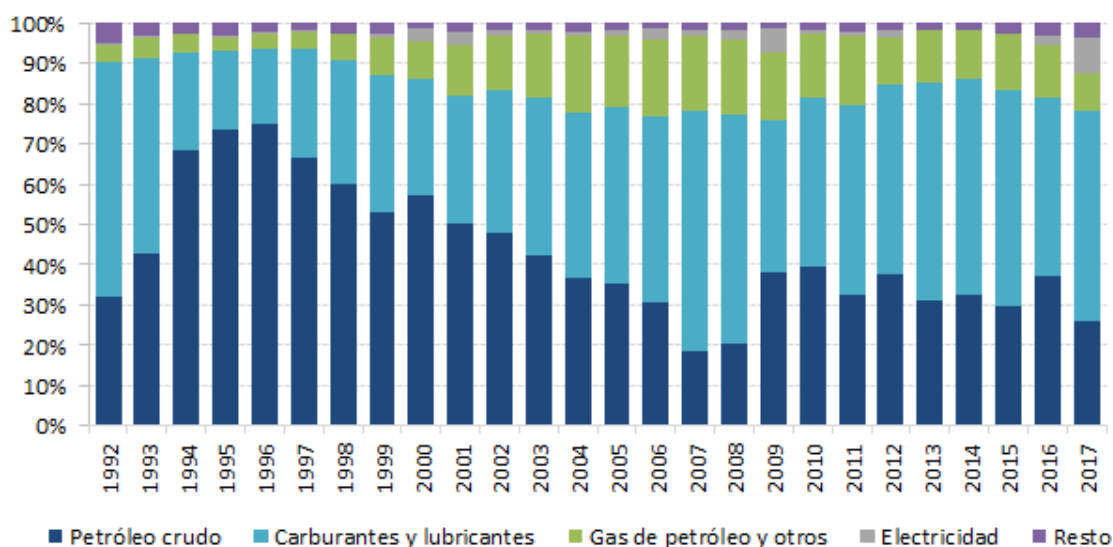


Fuente: Elaboración propia en base a ICA-INDEC.

En otro plano de análisis, paralelamente la composición de las exportaciones se modificó a lo largo de los años. Las ventas de petróleo crudo, que representaban un porcentaje de participación importante a mediados de los años '90 fueron cediendo lugar a un mayor peso de productos procesados y derivados de la refinación, que mostraban un valor agregado creciente. Las exportaciones de petróleo crudo encontraron su menor participación en 2007, en el marco de un escenario de estancamiento de las exportaciones energéticas y una clara tendencia descendente en la producción de petróleo. No obstante, en tanto se recortaron las exportaciones en los años siguientes, el mayor recorte se produjo en las ventas de derivados, fuertemente demandados en el mercado interno mientras que las ventas de petróleo crudo ascendieron hasta una participación de 30%, donde permanecen hasta ahora. Cabe destacar que en 2015 y 2016, las exportaciones de este producto fueron muy reducidas, en línea con la baja generalizada de las ventas externas.

Gráfico 15. Composición de las exportaciones energéticas

En %



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ICA-INDEC.

Por el lado de las importaciones, con datos desagregados a partir de 2001, se observa que la preponderancia en la importación de derivados de petróleo, esencialmente gasoil, es gradualmente desplazada por las compras de gas natural. Estas comienzan a tener algún tipo de interés en 2004 y crecen fuertemente en 2011. Ya entre 2013 y 2015 llegaron a representar el 50% de las importaciones energéticas totales, dando cuenta de un déficit sustancial en este producto, y una demanda de divisas que rondaba los USD 5.000 M anuales.

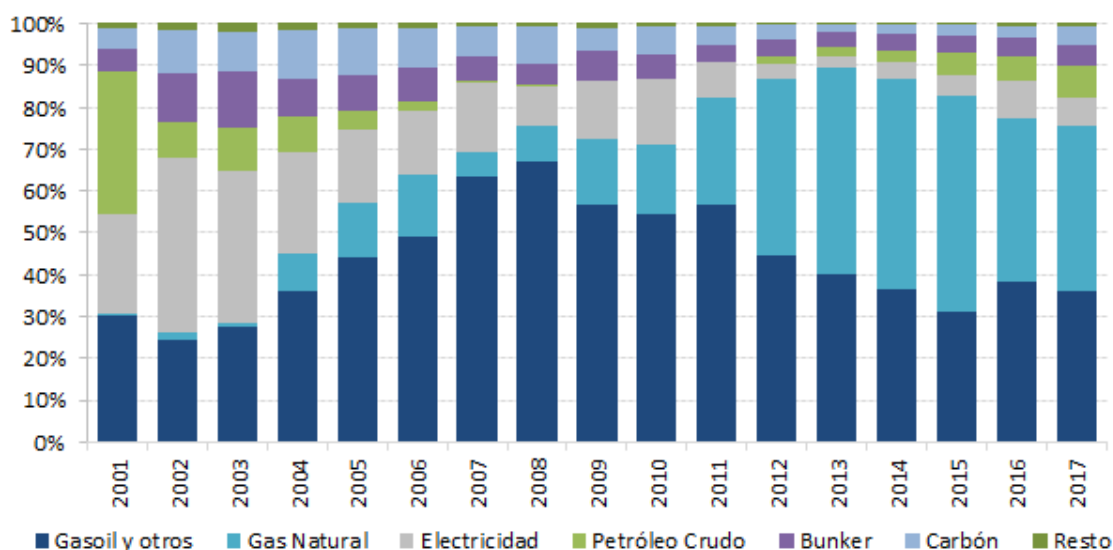
Por otro lado, las importaciones de derivados líquidos también representaban una buena parte de las importaciones, si bien pierden terreno contra el gas natural. Fundamentalmente se trata de importaciones de gasoil, cuya escasez ha sido mencionada anteriormente, pero también hubo algunos años como 2011 y 2012 de alta importación de fuel oil para uso de las usinas térmicas, que fue luego reducido. Así, los peores años de compras de estos productos –entre 2011 y 2014– implicaron un costo promedio de USD 4.500 M, sin dudas números muy altos que afectaban el saldo comercial total y los requerimientos macroeconómicos de divisas.

Como ya se mencionó, estos altos montos se reducen a la mitad en los años siguientes debido a una fuerte caída en los precios internacionales de la energía. Sin embargo, dado que los requerimientos físicos se mantienen, puede constituir una nueva debilidad a futuro.

El caso del gas natural es particularmente relevante para la dinámica general de las importaciones energéticas. En efecto, las importaciones de gas, que en un principio empiezan proviniendo de Bolivia como tradicionalmente se había hecho, deben ser apuntaladas a partir de 2008 con importaciones de GNL para cubrir los picos de demanda. Este aprovisionamiento de GNL cobra cada vez más importancia y pronto se convierte en una importante fuente de abastecimiento, llegando a los USD 2.700 M en 2012, lo que equivalía al 30% de las importaciones y a más del 100% del déficit energético. En 2013 y 2014 las importaciones de GNL aumentaron a USD 3.500 M pero esta vez representaron solo la mitad del déficit energético, debido a que también se habían incrementado las compras del gas boliviano que ascendían a USD 2.300 en el mismo período, y había aumentado el monto del saldo negativo ante la caída de las exportaciones.

Gráfico 16. Composición de las importaciones energéticas

En %



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Aduana.

Toda una nueva logística se debió desarrollar para poder aprovechar el GNL que venía por barco, e implicaba la instalación de plantas regasificadoras que volvieran a llevar el gas a estado gaseoso para su introducción al sistema de distribución. Según indica Rodríguez (2011), nuestro país se inició en la actividad del GNL desde 2008, a partir de un buque regasificador instalado en la ciudad de Bahía Blanca que aprovisionaría el área de mayor consumo en torno de la ciudad de Buenos Aires desde la zona sur, siendo YPF la empresa responsable de llevar a cabo el proyecto. Más adelante, a principios de 2010, Energía Argentina S.A. (ENARSA) e YPF encararon un nuevo operativo de gasificación en Escobar, sobre el río Paraná de las Palmas, abasteciendo la demanda bonaerense desde la zona norte. En este caso, la inyección de gas en proximidades del anillo de distribución de Buenos Aires permite el servicio de *peak-shaving*, para suavizar la demanda en temporada pico, así como la posibilidad de derivar inyecciones parciales de gas hacia el corredor industrial que llega a la ciudad de Rosario. Las operaciones de regasificación de GNL han demostrado alta flexibilidad para abastecer la demanda en momentos críticos de despacho de gas.

A partir de 2016 se implementó una nueva forma de aprovisionamiento de GNL vía Chile, ante la escasez de las importaciones de Bolivia y los barcos metaneros de Bahía Blanca y Escobar funcionando a plena capacidad, y como una alternativa a tener que comprar combustibles líquidos tales como el gasoil. Al igual que Argentina, Chile también importa GNL y cuenta con capacidad ociosa en sus dos terminales de regasificación, por lo que se optó por comprarle al país vecino el producto previamente regasificado a través de los gasoductos que conectan ambos países por donde, a fines de los años '90, era Argentina la que le exportaba gas a Chile. Si bien las importaciones de GNL desde Chile son pequeñas en comparación con los otros orígenes –en 2016 y 2017 representaron algo menos de un 10% de lo que se compró a través de las terminales de regasificación de Bahía Blanca y Escobar– constituyen un nuevo mecanismo para sortear los faltantes de gas natural durante los meses de alta demanda.

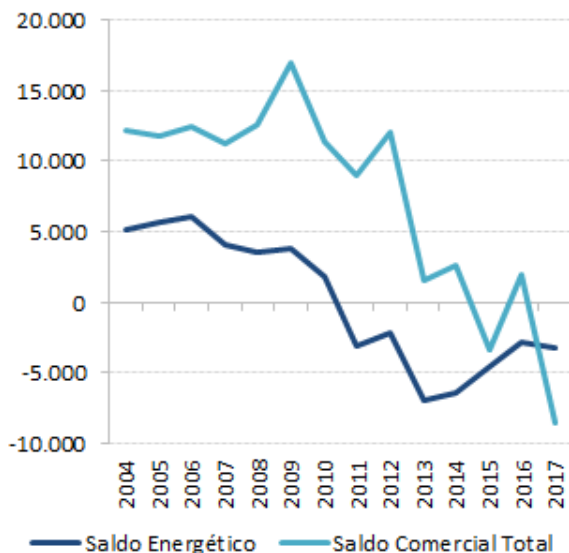
Respecto de la dinámica general del comercio exterior en vinculación con los saldos energéticos se observa que el resultado en el sector de la energía en buena parte ha traccionado a la baja el saldo comercial total (PANEL A), dado que ambos manifiestan la misma

trayectoria descendente hasta el año 2013. Desde entonces se observa cierto desacople entre ambas variables, especialmente en 2017 cuando el recrudecimiento del déficit comercial se da de la mano de una leve estabilidad en el resultado de las compras y ventas externas de energía.

Gráfico 17. Sostenibilidad del déficit energético

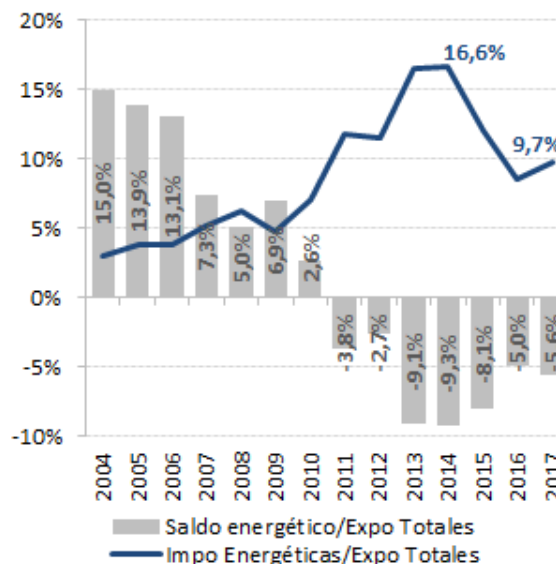
PANEL A. Saldo energético y total

En millones de USD



PANEL B. Relación con exportaciones totales

En %



Fuente: Elaboración propia en base a ICA-INDEC.

En cuanto a la sostenibilidad del déficit energético, los datos evidencian que los requerimientos de divisas para las importaciones energéticas fueron crecientes en el tiempo hasta 2014 (PANEL B), cuando representaron un 16,6% de las exportaciones totales y, si bien se redujeron en los siguientes años hasta un 9,7% en 2017, parece ser un monto relativamente alto el hecho de que un décimo del total de divisas derivadas de la exportación deba destinarse a la compra externa de bienes energéticos en un país con disponibilidad de recursos como el nuestro. Por su parte, el déficit energético representa alrededor del 5,6% de las exportaciones totales, con una leve reducción en los últimos dos años, pero aún en magnitudes considerables. Asimismo, en 2017 se observa un leve empeoramiento debido no solo al estancamiento de las exportaciones totales sino también al incremento del déficit energético por el aumento de precios.

Esto demuestra que es necesaria la reducción de las cantidades importadas independientemente de la evolución de los precios, ya que un aumento de estos últimos, junto con un desempeño dispar en el resto de los rubros del sector externo, genera una situación de mayor debilidad ante mayores requerimientos de divisas, que dejan de destinarse a otros fines, y una disminución de la sostenibilidad integral de las variables externas.

CAPÍTULO 4. POSIBLES CAMBIOS POR EL LADO DE LA OFERTA Y LA DEMANDA

A continuación, se evaluarán los posibles cambios en el sector energético para los próximos años, tanto por el lado de la oferta como de la demanda de energía.

4.1 Cambios en la matriz energética

Hidrocarburos

Debido a la importancia de los hidrocarburos en la matriz energética argentina, la evolución futura de la producción de hidrocarburos resulta de algún modo determinante de la reversión del déficit energético en los próximos años. Sin embargo, la nueva disponibilidad de hidrocarburos no convencionales posibilitará que el aumento de la producción sea viable.

En este sentido, es interesante mostrar el cambio estructural que se observó en los últimos años en la composición de la producción de hidrocarburos. El crecimiento exponencial de la producción no convencional³⁹ vino a compensar parte de la baja en la producción convencional. Así, en el caso del petróleo, la caída de 3,8% anual de la producción convencional entre 2009 y 2017 es compensada parcialmente por el crecimiento anual de 37,3% de la no convencional, lo que resulta en una menor caída total, de 2,8%. Del mismo modo, para el gas natural, la baja de 4,3% por año de la producción convencional se compensa con el aumento anual de 25,7% de la no convencional, logrando una reducción total de apenas 1,0% por año. En ambos casos, se observa un fuerte despegue de los no convencionales a partir de 2014 y parece no aplacarse por el momento.

No obstante, la participación de los no convencionales por ahora es reducida: en 2017 la producción de gas no convencional representó aproximadamente un 26,5% del total, mientras que para el petróleo este número fue mucho menor, de apenas 8,5%. Es esperable que en los próximos años la tendencia decreciente de la producción de hidrocarburos pueda revertirse de la mano de una mayor participación de los no convencionales.

Respecto de las proyecciones para los próximos años, se asume crecimiento en la producción de gas y petróleo motivado por un alza de la producción no convencional que compensa la caída tendencial de la convencional. Así, siguiendo los parámetros establecidos por los *Escenarios Energéticos 2030*, se asume un crecimiento anual del 3,8% hasta 2030 para el gas natural producto de un aumento del 11,7% de la producción no convencional y una caída de 2,8% de la convencional. Para el caso del petróleo, se supone un aumento de la producción de 2,7% anual, ante un alza de 18,0% en la producción no convencional que compensa la caída de 2,2% de la convencional⁴⁰.

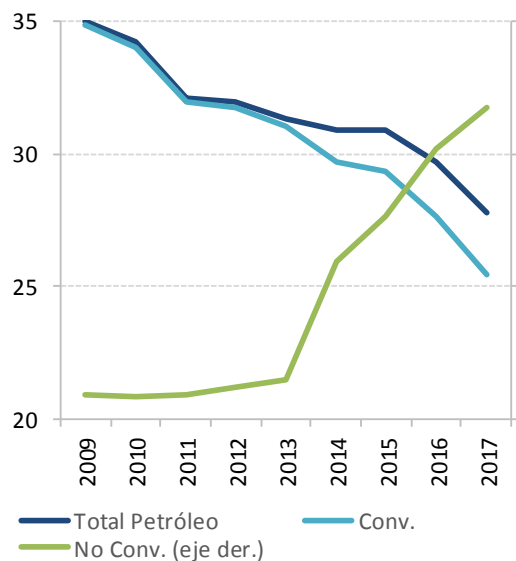
³⁹ Datos estimados en función de yacimientos seleccionados a partir de los datos del MINEM.

⁴⁰ Para ambas estimaciones se tomaron como referencia los intervalos establecidos en los *Escenarios Energéticos 2030*, que plantean dos escenarios para la producción de gas natural –uno tendencial y otro eficiente que debe abastecer una menor demanda– y dos escenarios para el petróleo –uno base y otro con mayor inversión.

Gráfico 18. Producción de hidrocarburos convencionales y no convencionales

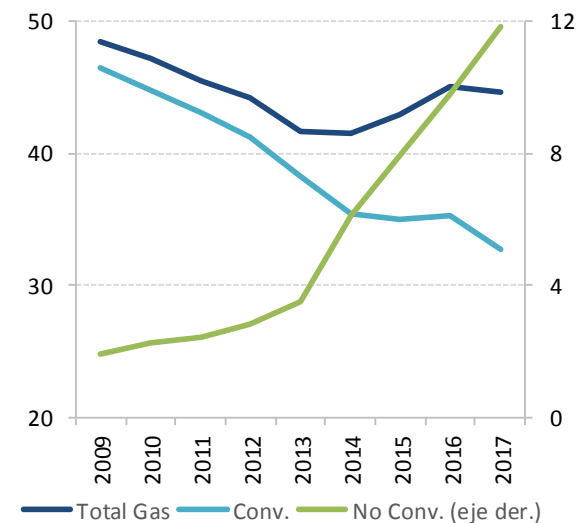
PANEL A. Petróleo

En millones de m³



PANEL B. Gas natural

En miles de millones de m³



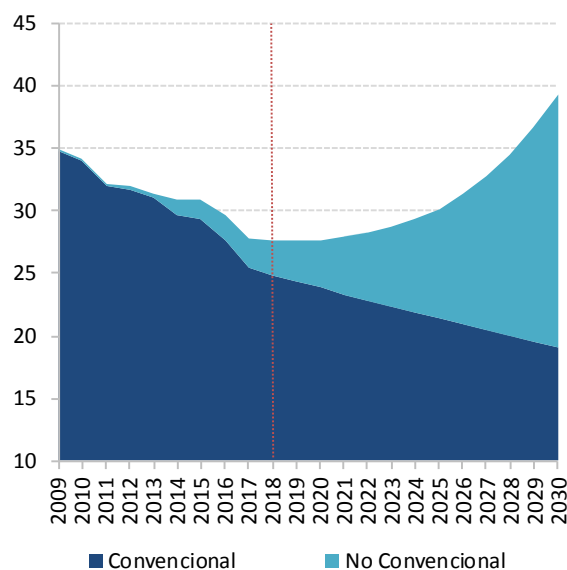
Fuente: Elaboración propia en base a MINEM.

Bajo estos supuestos, tanto la producción de gas natural como la de petróleo logran revertir la caída tendencial observada en los últimos años, aunque en el caso del gas natural la reversión se alcanza con mayor rapidez. De este modo, los resultados indican que para 2030 la producción de gas natural habrá crecido un 74,1% respecto del valle observado en 2014, mientras que la producción de petróleo recién revierte la tendencia desde 2019, acumulando un alza de 42,5% desde este último año. En cuanto a la composición de esta nueva producción de hidrocarburos, se estima que a 2030 la producción no convencional representaría el 51,5% del petróleo y el 68,6% del gas natural.

Gráfico 19. Producción de petróleo y gas natural proyectada a 2030

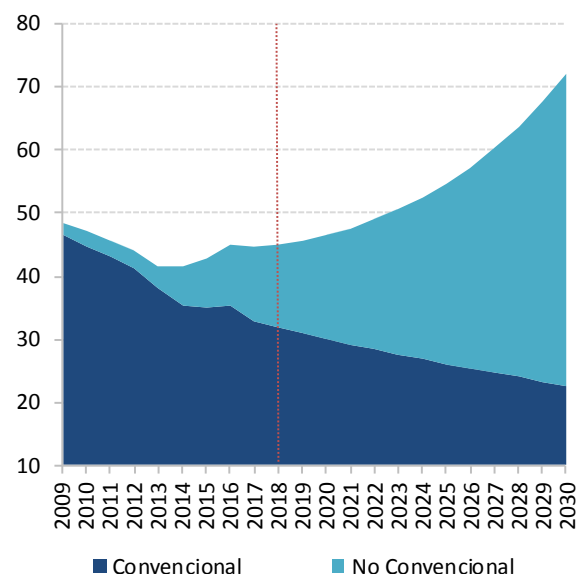
PANEL A. Petróleo

En millones de m³



PANEL B. Gas natural

En miles de millones de m³



Fuente: Elaboración propia en base a MINEM.

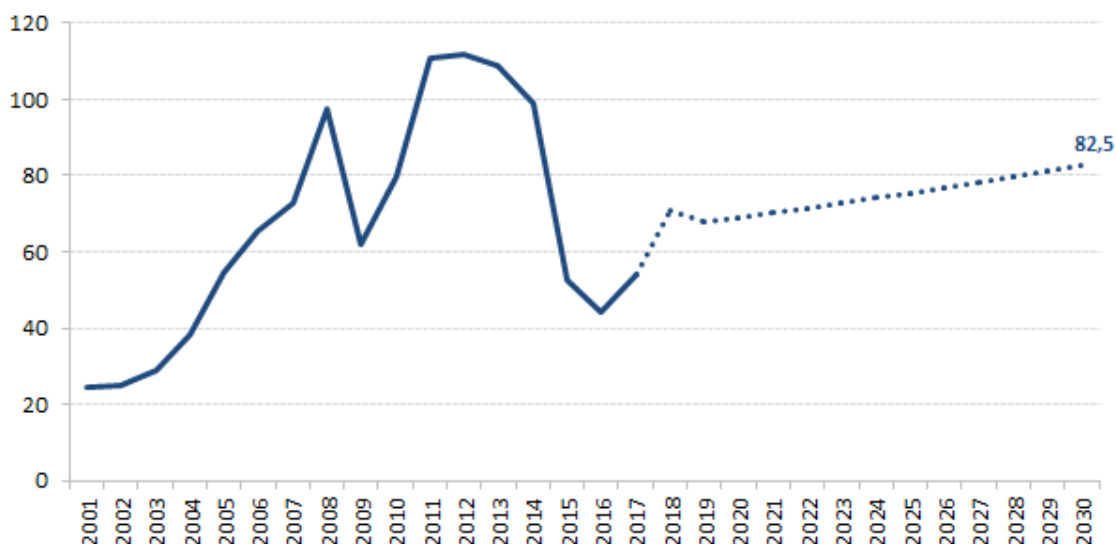
Para este escenario se está asumiendo un precio del petróleo –variedad Brent– de 71,1 dólares por barril en 2018 y 67,7 en 2019 de acuerdo con el informe *Short-Term Energy Outlook* de junio de 2018, elaborado por el departamento energía de los Estados Unidos, U.S. Energy Information Administration (EIA). Hacia delante, se asume una tasa de crecimiento tendencial de 1,8% que surge de considerar una trayectoria intermedia entre los dos escenarios que presentan los *Escenarios Energéticos 2030* del MINEM. Estos valores son consistentes con las proyecciones de producción de petróleo presentadas previamente, dado que para ellas se consideró el crecimiento promedio de los dos casos presentados en dicho informe.

A modo de referencia, el informe de *Escenarios Energéticos 2030* asume costos de perforación y terminación de pozos en el caso de la producción de petróleo y gas no convencional. Para el *shale oil* se tuvo en cuenta inversiones de USD 9 MM por pozo, siendo de USD 10 MM por pozo las inversiones para el *shale gas*. Por su parte, el costo considerado para el *tight gas* es algo menor, de USD 6,5 MM por pozo.

La evolución de precios puede divergir del sendero proyectado, afectando la evolución de la producción, que será sensible a sus variaciones en el tiempo. Así, un precio del petróleo más alto que el proyectado probablemente incentivará una aceleración de la tasa de crecimiento de la producción de petróleo debido a la mayor rentabilidad de la explotación, siendo inverso el efecto en el caso de un menor precio del petróleo. En otro orden, dado que el precio del petróleo también interviene en el valor de las exportaciones e importaciones energéticas, un precio del petróleo más alto o más bajo no será beneficioso o perjudicial *per se*, sino que habrá que evaluar la sensibilidad conjunta del sistema a estos cambios. Se evaluarán estas sensibilidades en el próximo capítulo.

Gráfico 20. Proyección del precio internacional del Brent

En USD por barril



Fuente: Elaboración propia en base a Banco Mundial, EIA y MINEM.

Energía eléctrica

En las proyecciones de la potencia instalada hacia 2030 es importante establecer un crecimiento de las energías no fósiles y un especial incremento de las fuentes renovables. Si bien la dependencia de la generación térmica aún parece difícil de erradicar, una mayor participación de las fuentes hidráulica, renovables, y nuclear permitiría no solo una mayor

eficiencia en la generación de energía eléctrica sino también un menor impacto ambiental en cuanto a las emisiones de gases de efecto invernadero. Asimismo, dentro de la generación térmica, es deseable la sustitución de los equipos más antiguos por tecnologías más eficientes y menos contaminantes.

Con este horizonte, para la realización de las proyecciones de potencia instalada de energía hidráulica y nuclear, se tuvieron en cuenta los proyectos energéticos ya establecidos y reseñados en el informe de *Escenarios Energéticos 2030* publicado a fines de 2017 por el MINEM. Dentro de los proyectos de energía hidráulica, con una incorporación de 2.968 MW de potencia adicionales se destacan la ampliación de Yacyretá por 465 MW programada para 2023, las centrales del río Santa Cruz Cóndor Cliff y La Barrancosa por un total de 1.310 MW adicionales que ingresarían al sistema entre 2024 y 2025, y la central Chihuido I en el río Neuquén por 637 MW con fecha de ingreso programada para 2026. En cuanto a la energía nuclear, se están contemplando la repotenciación de la central de Embalse y el proyecto CAREM 25⁴¹, con baja incorporación de potencia, y la construcción de dos nuevas centrales nucleares que implicarían nueva potencia por 750 MW y 1.150 MW, respectivamente. En total, el ingreso de nueva potencia nuclear alcanzaría los 1.962 MW hacia el año 2030.

Los momentos hipotéticos de ingreso al sistema de estos proyectos se reseñan en el siguiente cuadro.

Cuadro 6. Ingreso hipotético de nueva potencia instalada hidroeléctrica y nuclear

En MW

Proyecto	Tipo de generación	Nueva potencia	Año de ingreso
Repotenciación Central Embalse	Nuclear	35	2018
El Tambolar	Hidráulica	70	2022
Aña Cuá	Hidráulica	270	2022
Ampliación Yacyretá	Hidráulica	465	2023
CAREM 25	Nuclear	27	2023
Cóndor Cliff	Hidráulica	950	2024
La Barrancosa	Hidráulica	360	2025
4° Central Nuclear	Nuclear	750	2025
Chihuido I	Hidráulica	637	2026
5° Central Nuclear	Nuclear	1.150	2027
Portezuelo del Viento	Hidráulica	216	2028

Fuente: *Escenarios Energéticos 2030*, MINEM.

Con estos supuestos en mente para la nueva potencia hidráulica y nuclear, además se asumió un incremento de potencia térmica de 9.000 MW adicionales para 2030 que surgen de incrementos anuales de 2,7% entre 2017 y el final del período. Este escenario contempla un crecimiento moderado de la potencia térmica y se ubica entre los límites inferior y superior establecidos por los *Escenarios Energéticos 2030* del MINEM, que estima una incorporación de potencia térmica de entre 11.200 MW en su escenario tendencial y 7.200 MW en el eficiente. Dentro de esta nueva incorporación, se asume que se reemplazan equipos viejos por

⁴¹ En 2006, se anunció un plan nuclear que consistía en la finalización de Atucha II y la extensión de la vida útil de funcionamiento de Atucha I y Embalse. Además, se planeó la construcción de un prototipo de 27 MW del reactor CAREM de última generación, que actualmente está en la etapa de pre-construcción.

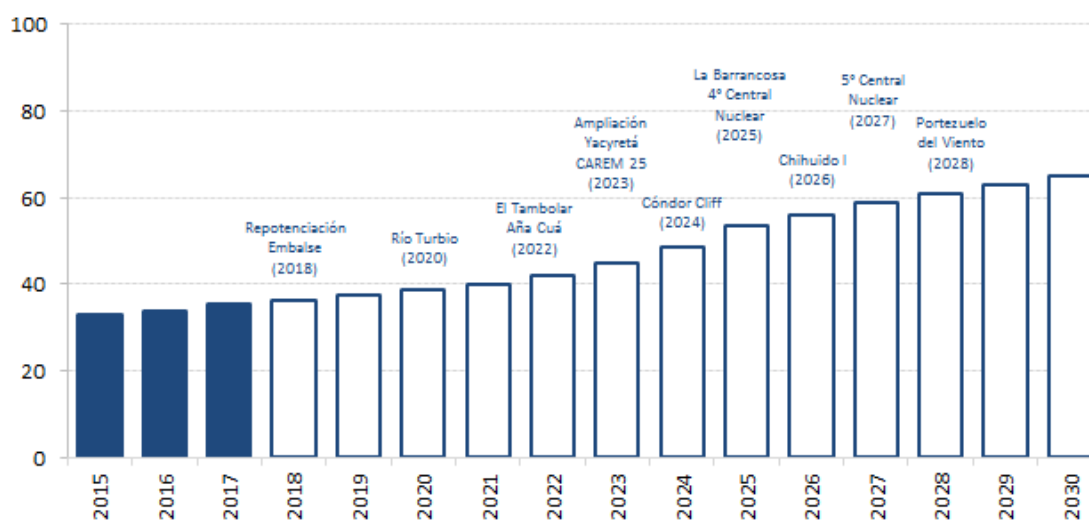
tecnología más moderna y combustibles menos costosos y eficientes, e incluso se realiza el cierre del ciclo combinado en algunos casos para optimizar los rendimientos. Para 2020 también se proyecta la puesta en marcha de la central de Río Turbio.

En cuanto a la incorporación de la potencia renovable, para lograr cumplir con la Ley 27 191 que establece un 20% de participación en 2025 y un 25% en 2030, es necesario un fuerte despegue de la inversión en energías renovables en los primeros años a raíz de un crecimiento de 40,3% por año hasta 2025 y luego un crecimiento menor pero sostenido de 8,7% por año hasta 2030. Si bien se parte de valores muy reducidos actualmente, este objetivo parece ambicioso para cumplir, aunque ya se han licitado numerosos parques eólicos y emprendimientos solares de magnitud. Por ejemplo, en Jujuy se comenzó a construir el parque solar de Caucharí (300 MW), que será el mayor de América Latina. En este marco, será de vital importancia el cumplimiento del Programa RenovAr lanzado por el MINEM para lograr el abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables a través de una convocatoria abierta nacional e internacional. De acuerdo con la Cámara Argentina de Energías Renovables, a enero de 2018 el programa RenovAr lleva adjudicados 147 proyectos en 21 provincias por un total de 4.466,5 MW (41 proyectos solares, 34 eólicos, 18 de biomasa, 14 pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, 36 de biogás y 4 de biogás de relleno sanitario).

De este modo, se asume un crecimiento de la potencia instalada de 83,3% acumulado entre 2017 y 2030 hasta casi 65.000 MW al final del período. Esto implica un fuerte incremento de las energías renovables, que deberán multiplicarse por 22 para alcanzar la meta, la duplicación de la potencia nuclear, y crecimientos acumulados de 26,7% en el caso de los proyectos hidráulicos y 41,4% en los térmicos. En 2030, la participación de cada tipo de energía sobre el total quedaría determinada de la siguiente manera: 47,4% térmica, 25,0% renovable, 21,7% hidráulica y 5,7% nuclear. Estas proporciones significan una fuerte caída de 14,1 p.p. en la potencia térmica y de 9,7% en la hidráulica a gran escala que son compensadas por un aumento exponencial de 23 p.p. en las energías renovables y un leve incremento de 0,8 p.p. en la generación nuclear.

Gráfico 21. Incremento proyectado de la potencia instalada hasta 2030

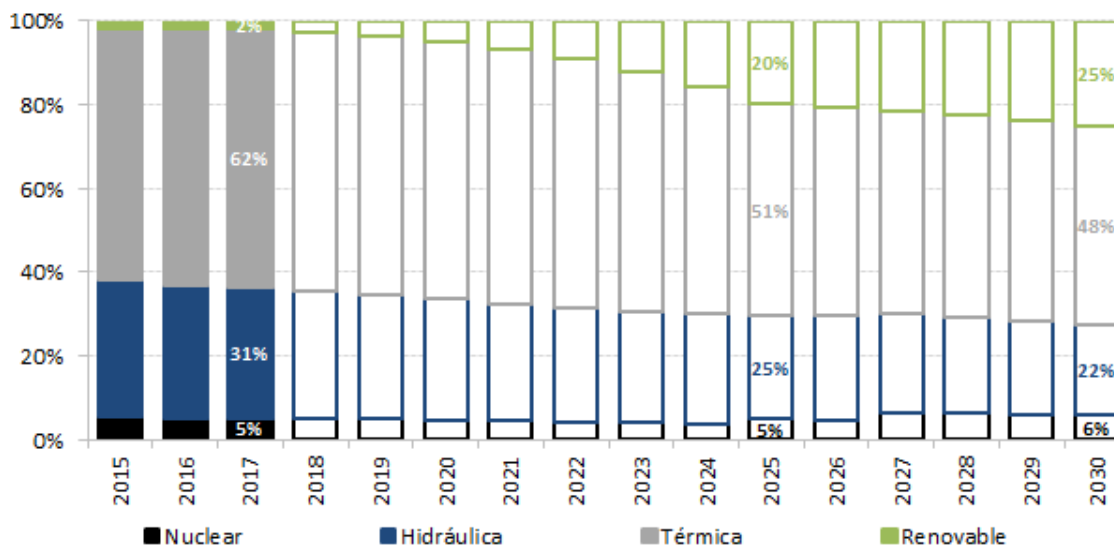
En GW



Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA y MINEM.

Gráfico 22. Estructura proyectada de la matriz eléctrica hasta 2030

En %



Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA y MINEM.

En cuanto a la energía generada, se asumen ratios históricos de relación entre la generación eléctrica en GWh y la potencia instalada en MW. Por este motivo, los incrementos de la generación eléctrica en el período considerados son muy similares a los de la potencia instalada. No obstante, el incremento de la generación eléctrica no térmica, de 7,9% por año, supera el de la generación total, de 5,1%, debido a la mayor participación que se espera de las fuentes renovables.

Por supuesto, estas incorporaciones de potencia eléctrica implican inversiones en el sistema de transporte y distribución para efectivizar la provisión de la demanda. Tal como destacan los *Escenarios Energéticos 2030*, deberá posibilitarse la evacuación de la nueva generación renovable hacia los centros de consumo, la solar desde las regiones de Cuyo y NOA y la eólica mayormente desde la Patagonia. El mismo punto habrá que tener en cuenta para las grandes centrales hidroeléctricas y nucleares que se están proyectando. Por último, debido a que las fuentes renovables en muchos casos son intermitentes, ya que su generación depende de la disponibilidad de vientos o radiación solar, habrá que converger a una matriz eléctrica diversificada óptima para poder abastecer correctamente a la demanda en momentos de baja generación renovable.

Corolario sobre la matriz energética total

A raíz de los mencionados cambios en la producción de hidrocarburos y la nueva composición de generación de energía eléctrica, se puede establecer un nuevo escenario para la oferta interna de energía primaria hacia 2030. Pese a los catorce años que separan 2030 de la última observación en 2016, puede afirmarse que la matriz energética primaria permanece relativamente estable en el tiempo, con estructuras bien arraigadas que definen la caracterización energética de la Argentina.

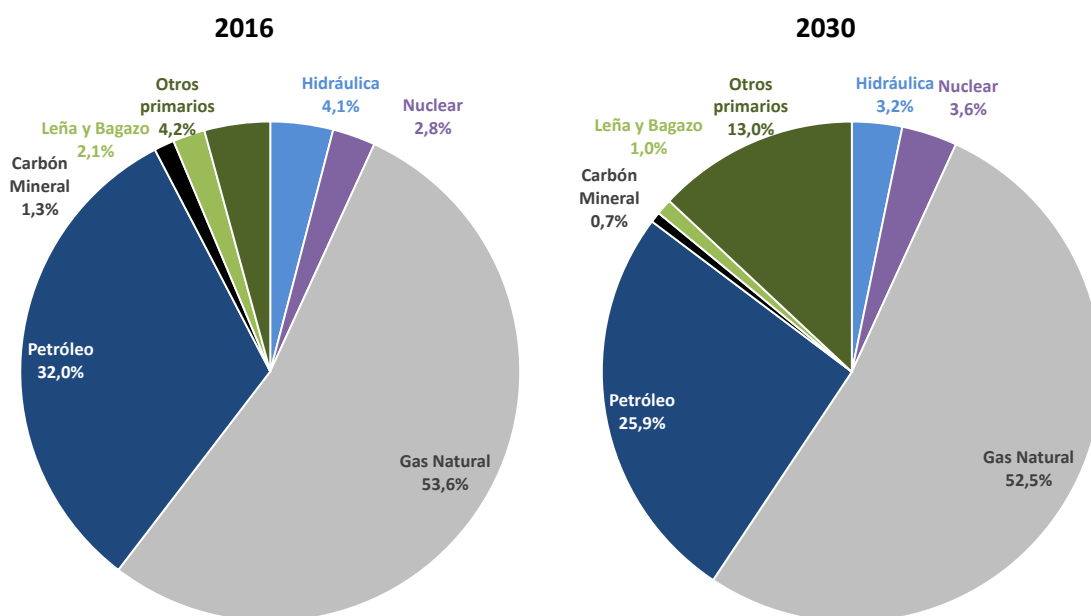
Así, el gas natural continúa siendo el principal componente de la matriz, superando la mitad de la oferta interna de energía. Si bien reduce su participación en 1,1 p.p. desde 53,6% en 2016 hasta 52,5% proyectado en 2030, es poco probable que haya un cambio radical en este aspecto. Las razones residen no solo en la cultura energética argentina, que es intensiva en

gas, sino también en que la abundante disponibilidad de este combustible en el futuro promete una explotación más intensa de los yacimientos no convencionales.

Por su parte, el petróleo continúa siendo el segundo producto en importancia, debido a su fuerte arraigo en los diversos sectores de la economía y sus encadenamientos con otros productos energéticos, aunque experimenta una fuerte reducción de 6,1 p.p. desde 32,0% hasta 25,9% y es sin dudas el gran perdedor de este escenario. Es esperable que todavía no se pueda reducir en gran medida la dependencia del petróleo como fuente de energía ya que, como indica Montamat (2007), al ser más maleable que otros tipos de energía y disponer de un sistema de logística desarrollado a nivel internacional que facilita las transacciones entre países, todavía cierra el balance de energía primaria del mundo. El sistema energético por ahora no puede independizarse del petróleo y probablemente pasen muchos años hasta que esto se logre. Los cambios más trascendentes como la introducción de generación eléctrica no fósil y la introducción de autos eléctricos o híbridos todavía son muy insuficientes.

Gráfico 23. Cambios en la oferta interna de energía primaria a 2030

En %



Fuente: Elaboración propia en base a MINEM.

Nota: La categoría "Otros primarios" comprende mayormente aceites y alcoholes vegetales utilizados para la elaboración de biodiesel y bioetanol. Le siguen en importancia la energía eólica y la solar, y otros primarios no desagregados por el BEN que incluyen formas directas de generación de energía eléctrica y un grupo variado de recursos utilizados por los Autogeneradores.

A pesar de esta estabilidad en el petróleo y el gas, el ganador del nuevo escenario es la generación renovable. Esto se observa en el crecimiento del componente *Otros Primarios*, que incrementa su participación en 8,8 p.p. desde 4,2% hasta 13,0% y ocupa el espacio dejado por el petróleo. Este componente agrupa los aceites y alcoholes vegetales utilizados para la fabricación de biocombustibles y la energía eólica, solar y otros primarios también destinados a la generación de electricidad.

Para las proyecciones, se estimaron por separado los biocombustibles y el otro bloque de renovables para energía eléctrica. Los biocombustibles, que en 2016 representaron el 86,2%

del bloque, evolucionan según las proyecciones de producción de biodiesel y bioetanol en línea con los escenarios de demanda de gasoil y nafta, respectivamente. Para el escenario de ventas de biodiesel se tuvo en cuenta dos aspectos, las exportaciones y las ventas internas. Para las exportaciones se asume un sendero creciente que duplica las ventas externas de este producto en el período, creciendo a una tasa anual de 5,5%, aunque esta evolución dependerá del crecimiento de los principales socios comerciales y estará limitado por los potenciales conflictos de ingreso de este producto en los principales mercados, como ya ha ocurrido en el pasado. En cuanto a los despachos internos, se estimaron las ventas de gasoil al público neto de usinas eléctricas en función su relación con el PIB (ver próxima sección) y se asumió una progresión en el corte de biodiesel. Se asume que el corte de gasoil con biodiesel, que se encuentra actualmente en 10%, aumenta a 12% en 2020 y nuevamente a 15% en 2026 hasta el final del período. Esto también genera una duplicación de los despachos internos de biodiesel, por lo que la producción total termina expandiéndose a una tasa anual de 5,3%.

Por su parte, si bien la producción de bioetanol es menor en magnitud⁴², también se estimó por separado a partir de su relación con el crecimiento de la economía. En este caso, se asume que el corte con la nafta –actualmente en 12%– permanece en ese nivel hasta 2026, cuando también se incrementa a 15%. Debido a que la producción de bioetanol se destina por completo al mercado interno, la producción total de este combustible evoluciona junto con la demanda, ya que no se asume variación de stocks. Por lo tanto, la producción de bioetanol crece al 4,2% anual entre 2017 y 2030, por lo que el crecimiento conjunto de biocombustibles resulta en 5,0% anual.

Por su parte, para las proyecciones de la oferta eólica y solar, se utilizan los incrementos de potencia instalada calculados precedentemente en el apartado de energía eléctrica. Estos incrementos implican un aumento de la generación de 40,3% por año entre 2018 y 2025 y de 8,7% por año desde 2026 hasta 2030. Como consecuencia de las tasas diferenciales de crecimiento, en 2030 se invierte la composición del grupo de *Otros Primarios*, que pasa a ser representado en un 63,8% por la oferta eólica, solar y otros para generación eléctrica y en un 36,2% por los biocombustibles. Por supuesto, la viabilidad de este escenario dependerá del efectivo cumplimiento de las leyes de generación renovable y que se realicen las inversiones necesarias para la construcción de los parques.

Sumado a este resultado, se asume una participación de 1,0% para 2030 del componente *Leña y Bagazo*, por lo que la participación total de los renovables alcanzaría el 14,0% de la matriz, un número más comparable a los de la Unión Europea, que sienta precedentes sobre la incorporación de las energías renovables. La trayectoria estimada para el componente de leña y bagazo considera una reducción tendencial en la medida en que estas fuentes de energía, asociadas muchas veces a menores recursos, son reemplazadas por fuentes modernas como la provisión de gas por redes o la electrificación de áreas que aún no cuentan con un adecuado suministro eléctrico. Por lo tanto, se asume una caída de 2,2% entre 2017 y 2021 –que es la tasa anual de caída que presentó la serie entre 2004 y 2016–, se reduce a una baja de 1,7% en los próximos seis años, y luego permanece en promedios históricos, ya que se asume que hay un mínimo por debajo del cual es difícil bajar este componente.

Por su parte, como corolario de la matriz eléctrica, la generación eléctrica de grandes centrales hidráulicas y nucleares no gana mucha participación en el lapso considerado, ya que el grueso de la nueva potencia corresponde a generación renovable. Así, mientras que la oferta nuclear

⁴² En 2017, el 75% de la producción de biocombustibles correspondió al biodiesel, según el informe de *Biocombustibles* de INDEC.

se incrementa levemente en 0,8 p.p. desde 2,8% en 2016 hasta 3,6% en 2030, gracias a la introducción de la cuarta y la quinta centrales nucleares, la generación hidráulica de gran escala cede lugar, perdiendo 0,9 p.p. de participación desde 4,1% en 2016 hasta 3,2% en 2030. Cabe destacar que el crecimiento de la generación nuclear está supeditado a las grandes inversiones que implican las nuevas centrales.

Por último, para el carbón mineral, al igual que para la leña y el bagazo, se asume una tendencia declinante y una reversión a valores históricos. Se proyecta una baja de 1,7% entre 2017 y 2021, que se reduce a 1,3% en los próximos seis años, y a valores históricos desde entonces.

De este modo, los corolarios de las proyecciones de oferta sobre la matriz energética primaria implican cierta estabilidad y preeminencia del gas natural y el petróleo, pero paralelamente un fuerte crecimiento de los renovables, de la mano de la generación eléctrica y los biocombustibles. Como ya se mencionó, la factibilidad de estos nuevos escenarios dependerá del cumplimiento de los planes de inversión, aunque se espera que las curvas de aprendizaje de las nuevas tecnologías permitan reducir los costos de futuras inversiones y facilitar su realización en el futuro.

En este sentido, resulta de interés tener como referencia las proyecciones de costos de generación eléctrica realizadas por el MINEM en los *Escenarios Energéticos 2030*, donde se asumen reducciones en casi todas las tecnologías, siendo especialmente relevante el caso de la generación solar fotovoltaica.

Cuadro 7. Hipótesis de costos de inversión asumidos por el MINEM

En USD/kW

Costo de inversión (USD 2016)	2016	2030
Ciclo combinado	1.100	1.070
Turbo gas	680	660
Eólico	1.500	1.130
Solar fotovoltaico	1.100	570
Solar distribuida	3.500	3.230
Nuclear	7.250	7.250

Fuente: *Escenarios Energéticos 2030* (2017:48), MINEM.

4.2 Evolución de la demanda

En este apartado se proyecta la demanda de energía por tipo de combustible y su corolario tanto en los sectores consumidores como para la economía en general. La metodología utilizada consiste en la estimación de las demandas individuales y su posterior agregación, por lo que se utilizan diversos métodos según el producto que se trate.

No obstante, dado que en varios casos se toman las elasticidades del consumo energético respecto del PIB, es importante mencionar en primera instancia cuál es el escenario de crecimiento que se está manejando. Para el año 2018 se utiliza una tasa de crecimiento de 1,3% que acelera a 2,2% en 2019 y a 2,8% en 2020⁴³, y luego se converge a la tasa de crecimiento histórica de largo plazo ubicada en 2,7%, que utiliza el MINEM para sus escenarios

⁴³ Para el período entre 2018 y 2020 se toman tasas de crecimiento que se derivan de las expectativas de mercado, publicadas en el informe de Relevamiento de Expectativas de Mercado del Banco Central de la República Argentina (BCRA) de mayo de 2018.

energéticos. Teniendo estos parámetros en mente, se procederá a describir el método de estimación de cada una de las demandas de combustibles.

Demanda de gas natural

Debido a su importancia en la matriz energética y en la estructura de consumo, uno de los principales productos a ser tenidos en cuenta es el consumo de gas natural. Para la proyección de la demanda de este producto se consideraron varias variables auxiliares tales como la evolución de la población y los hogares con conexión al gas natural, el escenario de crecimiento del PIB y la elasticidad de cada segmento de consumo respecto de él.

En principio, para la demanda residencial de gas natural se tuvo en cuenta las proyecciones de población a 2030 provistas por el INDEC –que asume un crecimiento vegetativo anual de 1,0% hasta 2021, 0,9% entre 2022 y 2025 y 0,8% desde entonces– en base a la cual se estimó la cantidad de hogares, suponiendo que la relación de 3,4 personas por hogar en el Censo 2010 se reduce progresivamente a 3,1 en 2020 y a 2,9 en 2030. De estos hogares, siguiendo a los *Escenarios Energéticos 2030*, se estimó que el porcentaje de hogares conectados al gas natural aumentará desde el 65% en 2016 hasta el 74% en 2030, fundamentalmente gracias a la concreción del Gasoducto del Noreste Argentino. En función de este nuevo incremento de la demanda a partir del crecimiento de los hogares y la mayor conexión a la red de gas, se obtiene un aumento de 2,5% anual entre 2017 y 2030 en la demanda residencial de gas natural.

Por su parte, tanto para la industria como el sector comercial y público, la demanda de gas natural se estimó en función su elasticidad con el crecimiento del PIB, asumiendo una elasticidad decreciente en el tiempo. Esto estaría indicando cierto aumento en la eficiencia energética de los equipos, así como también la implementación de medidas de uso racional. Los resultados muestran una tasa de crecimiento de 1,7% anual para la industria entre 2017 y 2030 y de 1,5% para el segmento comercial y público. En cuanto, a la demanda de GNC para uso vehicular, se asumió un crecimiento de 1,3% por año.

Cuadro 8. Proyecciones de demanda de gas natural 2017-2030

Variación % promedio anual y participación en %

	Residencial	Comercial y Público	Industria	Centrales eléctricas	GNC	Total	Total sin centrales
Variación Anual	2,5%	1,5%	1,7%	2,7%	1,3%	2,3%	2,0%
Participación en 2030	24,8%	3,5%	26,0%	40,7%	5,0%	100%	59,3%

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS e INDEC.

En tanto, la demanda de gas natural por parte de las centrales eléctricas se incrementó en base a las estimaciones de generación eléctrica térmica, consistente en una tasa de 2,7% anual. No obstante, se debe tener en cuenta que esta demanda no se incluye en el consumo final de energía, sino que solo se contemplará la demanda residencial, la industrial, la de comercial y público y el GNC para transporte. En conjunto, la demanda total de gas natural crece 2,3% por año hasta 2030, pero este aumento se reduce a 2,0% si se quitan las usinas eléctricas.

De esta forma, se observa cierto aumento en la participación de la demanda de las centrales eléctricas, de 2,1 p.p. desde 38,6% hasta 40,7%, y de la demanda residencial en 0,8 p.p. hasta 24,8%. Compensan las bajas de 1,9 p.p. en la industria hasta 26,0%, de 0,7 p.p. en el GNC hasta 5,0% y de 0,4 p.p. en el comercial y público hasta 3,5% de participación.

Gráfico 24. Composición de la demanda de gas natural por sector proyectada a 2030

En %



Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS e INDEC.

Demanda de electricidad

Respecto de la demanda de electricidad, se espera que sea una de las principales ganadoras del período, debido a la conversión que se observa en términos generales hacia la mayor utilización de este tipo de energía.

Casualmente debido a la sustitución que se observa en favor de la energía eléctrica, se estima un fuerte crecimiento en la demanda residencial en los próximos años, que asciende a 4,7% anual en el período 2017-2030. Para realizar este cálculo también se tuvo en cuenta el porcentaje de hogares con electricidad según el Censo 2010, que ascendía entonces a 98,8% y se lo incrementó progresivamente al 100% en 2030 bajo el supuesto de mayor facilitación a las áreas rurales gracias a los distintos tipos factibles de generación distribuida. Sin embargo, se incrementó a este crecimiento vegetativo en la demanda residencial eléctrica a raíz de un 3% por año en función del mayor uso residencial de este tipo de energía. Si bien la elasticidad respecto del PIB continúa por encima de la unidad, se asume un sendero decreciente en el tiempo gracias a diversas medidas de eficiencia o uso racional.

Para la demanda de los grandes usuarios, se estimó el crecimiento en función de su relación con el PIB y se aplicó un factor de ajuste de ganancia de eficiencia, reduciendo la elasticidad demanda-PIB. De este modo, se obtuvo un incremento anual de 2,3% entre 2017-2030, un valor sin dudas considerable, aunque muy por debajo del experimentado por el sector residencial. En cuanto al resto de la demanda comercial y pública, también se estimó en función de su relación con el PIB, asumiendo una reducción en la elasticidad producto de una mayor eficiencia, por lo que se obtuvo una tasa de crecimiento de 1,3%.

Por último, se introduce en el análisis la aparición de los autos eléctricos, variable hasta ahora inexistente. Si bien se espera que la incorporación de este tipo de vehículos al mercado automotor sea paulatina, de a poco irá ganando terreno. Para esta estimación, se tomó la proyección realizada por los *Escenarios Energéticos 2030*, que implica que para 2050 un 50% de las nuevas ventas de autos sean eléctricos, pero apenas un 12% en 2030 y un 3% en 2025. De este modo, para 2025 se asumen 61 mil vehículos eléctricos vendidos, lo que representan un 0,3% del parque automotor, ascendiendo a 310 vehículos en 2030, es decir un 1,5% del parque. De este modo, la demanda eléctrica representa 460 GWh en 2025 y 2.330 GWh en 2030, describiendo una curva de crecimiento exponencial. Para el resto de los años, se hizo crecer la variable de forma paulatina, siguiendo la tendencia. Pese a este fuerte incremento, cabe destacar que los autos eléctricos arriban al año 2030 representando apenas el 1,2% de la demanda.

Cuadro 9. Proyecciones de demanda de energía eléctrica 2017-2030

Variación % promedio anual y participación en %

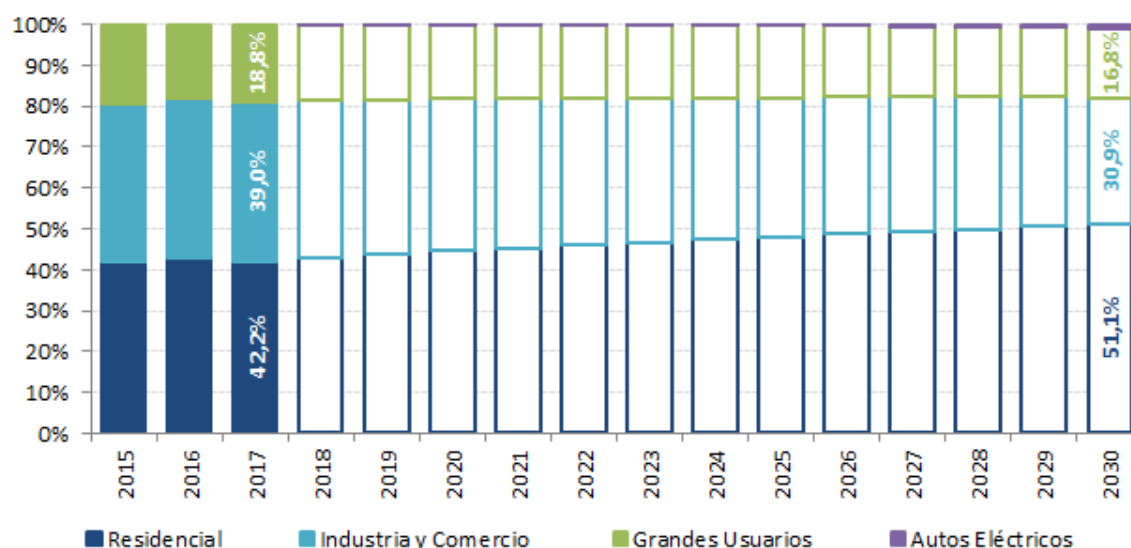
	Residencial	Industria y Comercio	Grandes Usuarios	Autos eléctricos	Total
Variación Anual	4,7%	1,3%	2,3%	-	3,2%
Participación en 2030	51,1%	30,9%	16,8%	1,2%	100,0%

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA, INDEC y MINEM.

Nota: Debido a la inexistencia de autos eléctricos en 2017, la variación interanual promedio no puede calcularse. Sin embargo, siguiendo a los Escenarios Energéticos 2030 del MINEM, se asume que la demanda de electricidad de los autos eléctricos es de 460 GWh en 2025 y crece hasta 2.330 GWh en 2030, es decir cinco veces más.

Gráfico 25. Composición de la demanda de electricidad por sector proyectada a 2030

En %



Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA, INDEC y MINEM.

Así, la estructura de la demanda de energía eléctrica evoluciona en el período con un fuerte incremento de la demanda residencial que crece 9,0 p.p. hasta el 51,1% en 2030, mientras que como se mencionó anteriormente los autos eléctricos también ganan participación aunque

todavía en proporciones muy reducidas. Del otro lado, los grandes usuarios pierden 2,0 p.p. de participación hasta el 16,8% y el resto de la demanda industrial y comercial baja 8,1 p.p. hasta 30,9% en 2030.

Resto de la demanda por producto

Además de las demandas de gas natural y electricidad, que resultan ser las más relevantes, se proyectaron otros productos energéticos demandados que también son de importancia para el total del sistema. Dentro de este grupo, por orden de importancia, pueden mencionarse el gasoil, las naftas, el gas licuado, la leña y el bagazo y un resto de variados productos.

En principio, como ya se mencionó en relación con las proyecciones de demanda de biodiesel, la demanda de gasoil –neta de la demanda de usinas eléctricas– se estimó en función de su relación con el PIB y se ajustaron las variaciones para obtener una elasticidad decreciente en el tiempo, tanto para captar el efecto de la introducción de los autos eléctricos, como para reflejar las ganancias de eficiencia en las tecnologías de los vehículos de transporte de carga y de pasajeros, ya sea por recambio del parque automotor o por mejor rendimiento energético de los vehículos nuevos. Se obtuvo, de esta manera, una tasa de crecimiento anual entre 2016 (último BEN disponible) y 2030 de 2,0% para la demanda de gasoil.

La demanda de naftas se obtuvo de la misma forma, se efectuó en función de su relación con el PIB y se ajustaron las variaciones para obtener una elasticidad decreciente que reflejen tanto ganancias de eficiencia como la introducción de los autos eléctricos. De este modo, se estima una tasa de crecimiento a 2030 de 2,7% anual, una de las más dinámicas, junto con la demanda de energía eléctrica.

En cuanto al gas licuado, se estima su paulatina sustitución por otros tipos de energía, ya sea por gas natural en tanto se efectúe la conexión de usuarios residenciales a las redes y gasoductos o por energía eléctrica en el caso de una creciente electrificación de los hogares y los nuevos usos y costumbres que tienden a utilizar energía eléctrica cuando antes se utilizaba gas para funciones como la cocina, la calefacción o el calentamiento de agua. Por este motivo, para la proyección de la demanda se tomó la proporción de hogares que en el Censo 2010 para cocinar utilizaban garrafa, gas en tubo o gas a granel, entonces en un 40%, y se asumió una reducción progresiva hasta 33% en 2016 y 20% en 2030. La demanda de gas licuado surge de la interacción conjunta entre el crecimiento de los hogares proyectados anteriormente y la reducción de la proporción que debe utilizar gas licuado. Como resultado, se obtiene una caída de 1,9% por año hasta 2030.

Por su parte, para la estimación de leña y bagazo se toma la serie estimada para la parte de oferta primaria y se le aplica un rendimiento del 55%, según datos históricos, lo que también da como resultado una caída tendencial de 1,7% por año hasta 2030.

Finalmente, en cuanto al resto de la demanda, que incluye conceptos variados, se lo estimó siguiendo la caída tendencial de los últimos años y se asumió una reducción de 2,0% por año.

Cuadro 10. Proyecciones de demanda total 2016-2030

Variación % promedio anual y participación en %

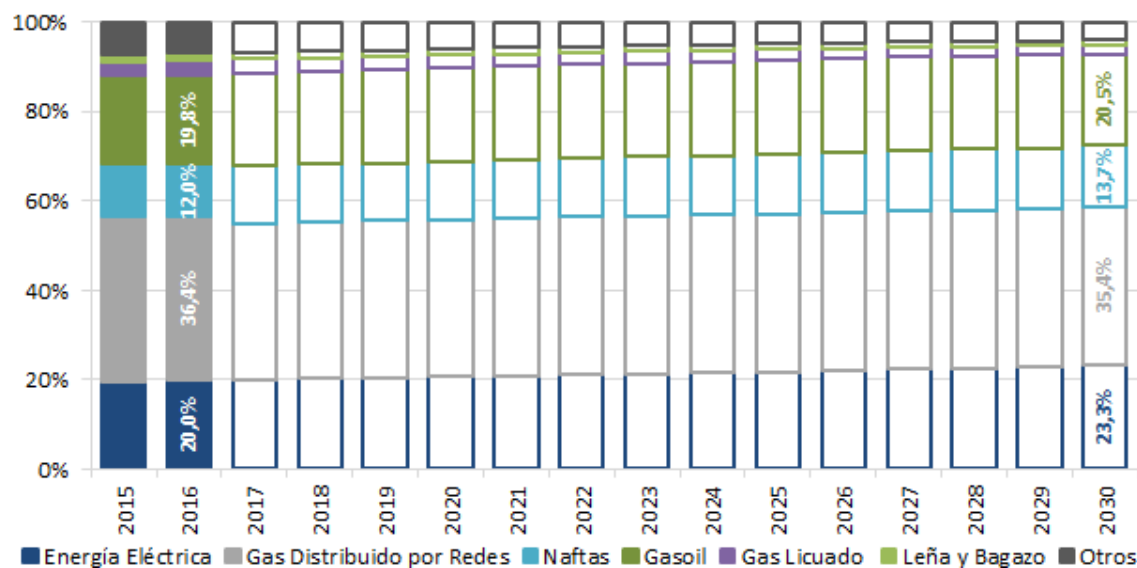
	Leña y Bagazo	Energía Eléctrica	Gas Distribuido por Redes	Gas Licuado	Naftas	Gasoil	Otros	Total
Variación Anual	-1,7%	2,9%	1,6%	-1,9%	2,7%	2,0%	-2,0%	1,7%
Participación en 2030	1,0%	23,3%	35,4%	2,0%	13,7%	20,5%	4,0%	100,0%

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, CAMMESA, INDEC y MINEM.

En consecuencia, la demanda total crece un 27,4% acumulado entre 2016 y 2030, a una tasa anual de 1,7%. Debido a la diferencia relativa de comportamiento entre los diversos productos, se observa una importante ganancia de participación en la energía eléctrica, que aumenta 3,4 p.p. hasta 23,3% en 2030, seguida de incrementos más moderados en las naftas (1,7 p.p. hasta 13,7%) y el gasoil (0,7 p.p. hasta 20,5%). En cambio, se observan caídas de 1,3 p.p. en el gas licuado hasta 2,0%, de 1,0 p.p. en el gas distribuido por redes hasta 35,4% –aunque continúa siendo el de mayor importancia–, al igual que caídas de 0,6 p.p. en leña y bagazo y 2,8 p.p. en el componente residual. Cabe destacar que esta leve reducción en la demanda de gas natural también se observa por el lado de la oferta, donde la participación del gas natural en la matriz primaria pierde 1,1 p.p. entre 2016 y 2030, consistente con lo que ocurre con la demanda.

Gráfico 26. Composición de la demanda total por producto proyectada a 2030

En %



Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, CAMMESA, INDEC y MINEM.

Demanda por sectores

Considerando la evolución de los distintos productos energéticos y su destino diferencial a los diversos segmentos de demanda, se puede establecer cuál sería el impacto de las proyecciones de demanda energética sobre los distintos sectores.

Para ello, se tomó en cuenta la matriz que surge de cruzar los sectores de demanda final con los productos energéticos a ser consumidos para el año 2016 y se la actualizó según los

resultados obtenidos en los apartados anteriores. Los coeficientes fijos para cada año se exponen a continuación.

Cuadro 11. Matriz de consumos energéticos por producto y por sector

En %

Año 2016	Leña y Bagazo	Energía Eléctrica	Gas por Redes	Gas Licuado	Naftas	Gasoil	Otros
No Energético	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	5,3%	0,0%	69,2%
Residencial	8,9%	33,9%	47,9%	72,0%	0,0%	0,0%	5,0%
Comercial y Público	4,5%	26,0%	5,5%	12,0%	0,0%	1,0%	3,8%
Transporte	0,0%	0,4%	11,3%	0,0%	94,7%	66,0%	14,5%
Agropecuario	0,0%	0,7%	0,0%	5,0%	0,0%	32,0%	4,7%
Industria	86,6%	39,0%	35,3%	11,0%	0,0%	1,0%	2,8%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Año 2030							
No Energético	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	5,7%	0,0%	68,8%
Residencial	8,9%	41,9%	47,9%	64,0%	0,0%	0,0%	5,0%
Comercial y Público	4,5%	21,0%	5,5%	15,0%	0,0%	1,0%	5,8%
Transporte	0,0%	2,0%	10,7%	0,0%	94,3%	65,5%	14,5%
Agropecuario	0,0%	0,7%	0,0%	5,0%	0,0%	32,0%	4,7%
Industria	86,6%	34,4%	36,0%	16,0%	0,0%	1,5%	1,2%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: Elaboración propia en base a BEN, MINEM.

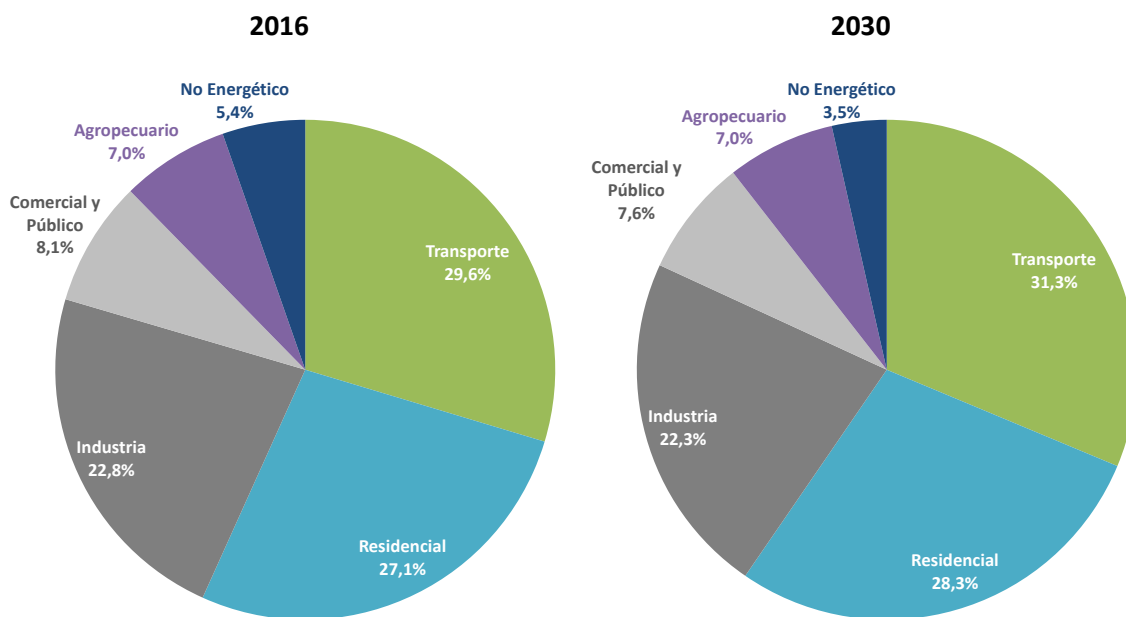
Los principales cambios a 2030 se observan en el sector residencial y en el transporte. Para el sector residencial aumenta el uso de energía eléctrica que tiene como correlato fundamentalmente la reducción de gas licuado, mientras que el gas natural permanece relativamente estable. En tanto, para el transporte se observa un aumento en el componente de energía eléctrica debido a la introducción de autos eléctricos, que le quita presión tanto al GNC como a la nafta y al gasoil, aunque todavía de forma insuficiente.

Por otro lado, como correlato de la mayor demanda de electricidad en el segmento residencial, se observa cierta reducción tanto en el sector industrial, como en el comercial y público, mientras que el gas natural también tiene cierta ganancia en la industria. Por su parte, para el gas licuado la reducción de la participación del segmento residencial se ve compensada con una mayor participación del resto de los sectores.

De acuerdo con esta nueva matriz de coeficientes fijos, se obtuvieron las demandas sectoriales para el año 2030. Producto del mayor incremento de la demanda de energía eléctrica residencial y las naftas respecto del resto de los productos energéticos, se observa un mayor incremento en los sectores residencial y de transporte, con aumentos de 1,2 p.p. y 1,7 p.p. respectivamente. En cambio, tanto la industria como los sectores comercial y público ven reducida su participación en 0,5 p.p., mientras que el agro permanece estable y el componente no energético pierde 1,8 p.p.

Gráfico 27. Cambios en la demanda sectorial de energía total a 2030

En %



Fuente: Elaboración propia en base a MINEM.

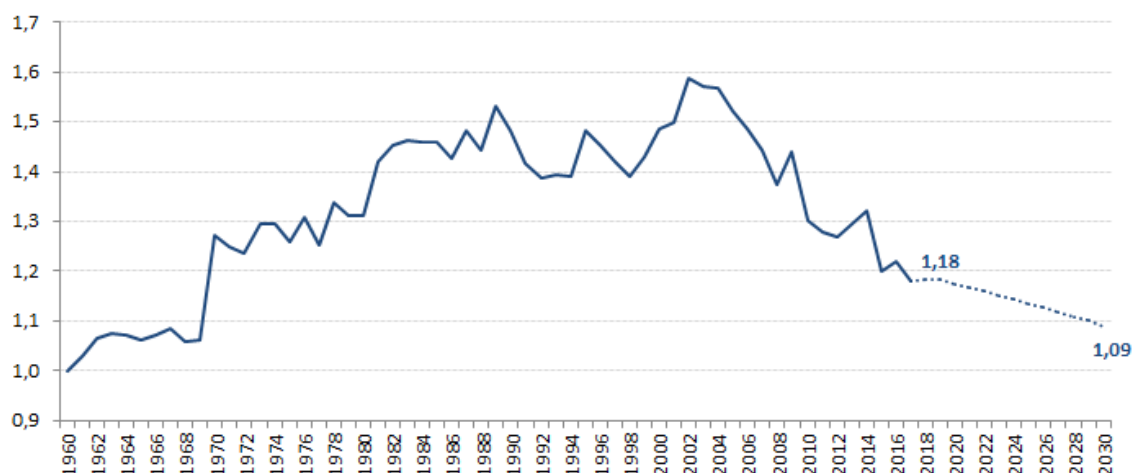
Corolario sobre el total de la demanda

Debido a que para el cálculo de la demanda de energía se asumieron ganancias de eficiencia y elasticidades respecto del PIB decrecientes en el tiempo, la tasa de crecimiento de la demanda de energía es menor que el crecimiento de la economía en su conjunto, lo que produce que el sendero de evolución de las variables sea sustentable en el tiempo. Pero, además, lleva implícita una reducción en la intensidad energética hacia 2030.

Sin embargo, este indicador parece ser muy difícil de bajar, ya que apenas se reduce en 0,13 puntos entre 2016 y 2030 y todavía se ubica por encima de la unidad, mientras que según Montamat (2007) el promedio mundial se ubica en 0,7 y las economías desarrolladas muestran mejores niveles. De todos modos, cabe destacar que el indicador cae 10,8% acumulado en el período y llega a mínimos históricos, a niveles previos a la década de 1970 cuando el sistema energético presencia la introducción a gran escala del vector energético del petróleo y sus amplias implicancias para la economía en su conjunto.

Gráfico 28. Intensidad energética⁴⁴

Consumo Total de Energía / PIB



Fuente: Elaboración propia en base a MINEM e INDEC.

Para obtener un menor índice de intensidad energética respecto de este escenario base, debería analizarse la implementación de programas específicos de eficiencia energética que operen sobre el sistema incrementando el ahorro de energía vía demanda. Entre las principales medidas que pueden llevarse adelante se encuentran⁴⁵:

- (i) *Mayor eficiencia en los electrodomésticos*, ya sea mediante mejor tecnología o la ampliación de las políticas de etiquetado y estándares mínimos de eficiencia a equipos no alcanzados, y el incentivo activo a reemplazarlos una vez transcurridos ciertos plazos. Para el caso de calefones y termotanques, la eliminación de producción de equipos con piloto y su progresiva sustitución en el parque de aparatos podría generar grandes ahorros.
- (ii) *Incremento de la iluminación LED*, mediante fuertes incentivos al recambio por esta tecnología más eficiente en todos los sectores de consumo pero especialmente en el alumbrado público.
- (iii) *Medidas para el sector industrial*, una de las principales se circunscribe en el concepto de *cogeneración* para un mejor aprovechamiento de los procesos térmicos que se puedan utilizar para la generación de energía eléctrica de autoconsumo.
- (iv) *Medidas de educación y concientización*, implementación de módulos educativos sobre este tema desde la escuela primaria que expliquen la importancia del ahorro energético, las medidas de eficiencia y el uso racional de la energía para difundirlo al resto de la sociedad. Estas medidas deberán ser acompañadas de comunicación efectiva a través de diversos medios para que se produzca una sinergia entre el ahorro de energía gracias a la tecnología y el ahorro humano.

⁴⁴ Ver nota 37.

⁴⁵ Estas medidas se encuentran citadas en *Escenarios Energéticos 2030*, aunque algunas conclusiones son de inspiración propia.

4.3 Escenario de exportaciones

En función de las proyecciones de producción de petróleo y de gas y la evolución esperada del precio del petróleo, se establece un sendero esperado de exportaciones energéticas. Se espera que de acuerdo con la mayor producción de hidrocarburos y la mejora en el precio internacional del petróleo se incremente el perfil exportador del sistema energético argentino, aunque de manera sustentable con los requerimientos internos de energía.

De este modo, se planteó una regresión con las variaciones interanuales de las variables mencionadas y se obtuvo una serie estimada de la variación de las exportaciones, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\frac{X_t^e - X_{t-1}^e}{X_{t-1}^e} = \beta_0 + \beta_1 \frac{Pr_t - Pr_{t-1}}{Pr_{t-1}} + \beta_2 \frac{P_t - P_{t-1}}{P_{t-1}} P + \beta_3 \frac{G_t - G_{t-1}}{G_{t-1}} \quad (1)$$

donde:

X^e : Exportaciones energéticas estimadas

Pr : Precio internacional del petróleo, variedad Brent

P : Producción local de petróleo

G : Producción local de gas natural

t : un año

De este modo, se encontró que la variación de las exportaciones energéticas depende positivamente del crecimiento del precio del petróleo y de la producción del petróleo y del gas natural, de acuerdo con los coeficientes β_i expuestos en el siguiente cuadro.

Cuadro 12. Coeficientes de estimación de las exportaciones energéticas

Valores e interpretación

Coeficiente	Valor	Interpretación
β_0	-1,99	Constante
β_1	0,77***	Sensibilidad al precio internacional del petróleo
β_2	1,84**	Sensibilidad a la producción local de petróleo
β_3	1,15*	Sensibilidad a la producción local de gas natural

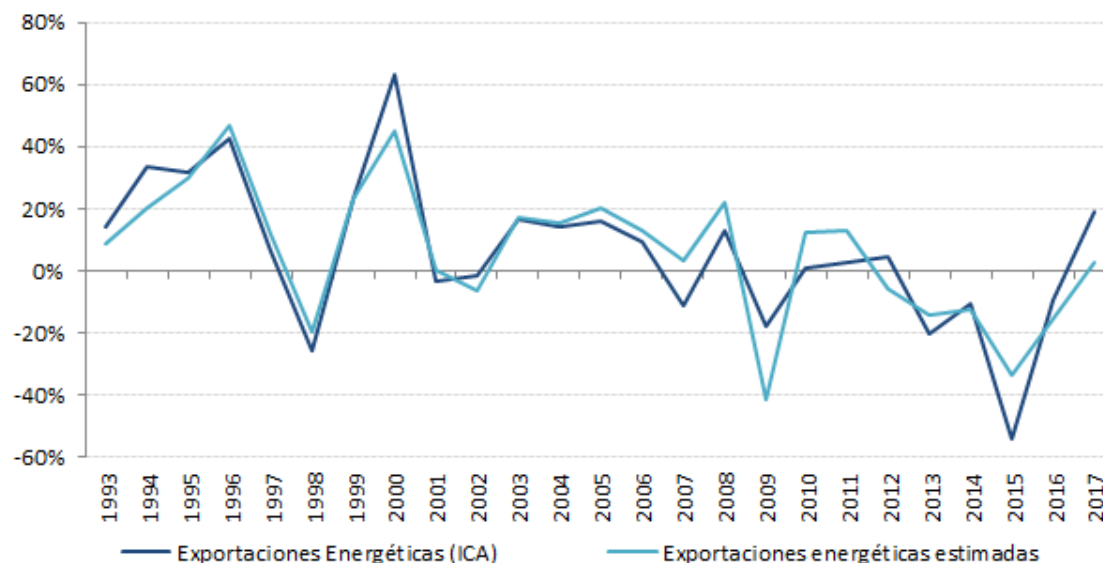
Fuente: Elaboración propia.

Nota: * $p < 0,05$; ** $p < 0,01$; *** $p < 0,001$

Asimismo, la regresión posee un R^2 de 81%, mientras que la serie estimada de la variación de las exportaciones correlaciona en un 90% con la serie original. El ajuste de ambas series puede observarse en el siguiente gráfico, donde la correlación es mejor hasta el año 2004, es decir cuando el perfil exportador del sistema energético argentino era mayor. Dado que se espera una mayor participación de las exportaciones en el futuro, de la mano de la mayor producción local de hidrocarburos gracias a los no convencionales, es de esperar que sea un mejor modelo para predecir un sistema más abierto.

Gráfico 29. Ajuste de la estimación de las exportaciones energéticas

Variación % anual

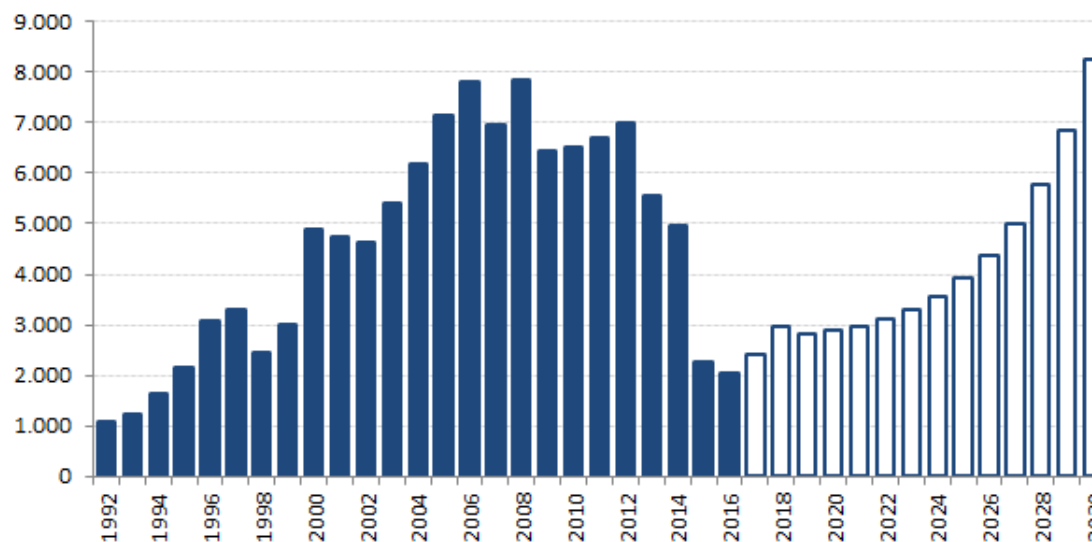


Fuente: Elaboración propia en base a ICA-INDEC y MINEM.

De este modo, se obtiene un sendero de exportaciones crecientes en el tiempo, que aumentan a tasa creciente, de la mano de una aceleración de la producción de petróleo y gas natural en la medida en que los no convencionales van ganando participación. Como resultado, en el período, las exportaciones energéticas crecen a una tasa anual de 9,9%, y alcanzan en 2030 un valor de USD 8.248 M, 3,4 veces más que en 2017 y superando el máximo de USD 7.848 M alcanzado en 2008, si bien estos niveles se lograrían recién sobre el final del período.

Gráfico 30. Evolución proyectada de las exportaciones energéticas a 2030

En millones de USD



Fuente: Elaboración propia en base a ICA-INDEC y MINEM.

Sin embargo, estas mayores exportaciones energéticas no comprometen el abastecimiento interno de energía, lo que favorece la sustentabilidad del sistema. Para medir este aspecto, se expresó en dólares la oferta interna de energía primaria proyectada según el BEN

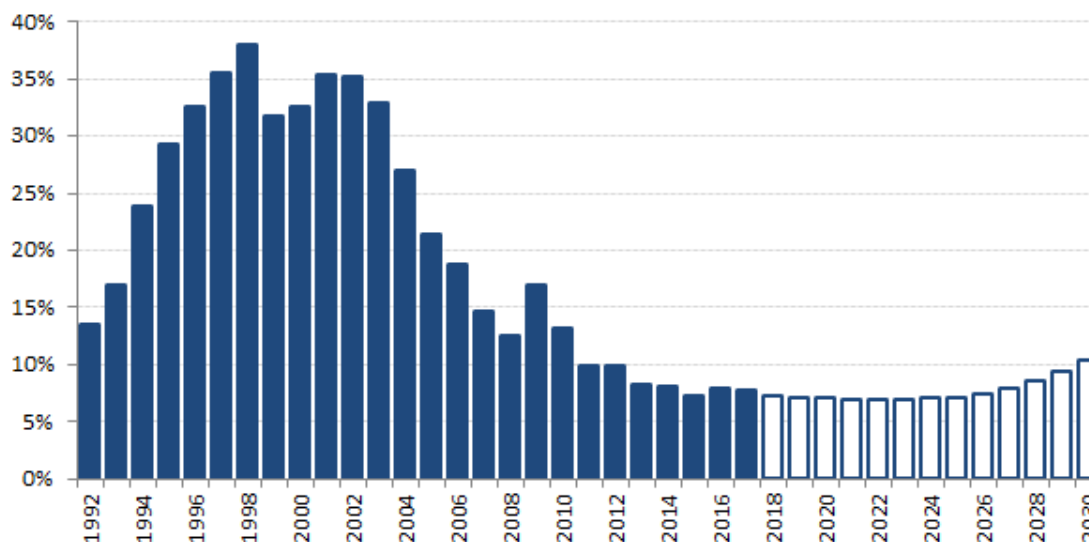
multiplicando la cantidad en toneladas equivalentes de petróleo (TEPs) por el precio de la tonelada de petróleo y se lo comparó con la cantidad exportada.

El cociente de las exportaciones energéticas con la oferta interna de energía primaria en dólares, se ubica por debajo del 10% para la mayor parte del período, recién alcanzando este valor en el último año. Asimismo, se encuentra muy por debajo de los picos alcanzados a fines de los años '90 y principios de los 2000 cuando las exportaciones energéticas estaban en torno del 35% de la oferta interna de energía primaria, lo que derivó entonces en un quiebre de la sustentabilidad del sistema.

De esta manera se garantiza que el incremento del perfil exportador de combustibles de la economía argentina, debido a una mayor disponibilidad de recursos, sea compatible con el abastecimiento interno y un aprovechamiento razonable de los recursos.

Gráfico 31. Sustentabilidad de las exportaciones energéticas

Como % de la oferta interna de energía primaria



Fuente: Elaboración propia en base a ICA-INDEC y MINEM.

CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE IMPACTO

En función del sistema energético descrito en el Capítulo 3 y las proyecciones a 2030 expuestas en el Capítulo 4, se plantea un modelo simplificado de producción, consumo y comercio exterior de consistencia contable que sirve de base para realizar el análisis de impacto de diversos shocks o políticas energéticas.

5.1 Construcción del modelo y exposición del Escenario Base

El concepto fundamental que subyace debajo del modelo es que las importaciones evolucionan en función de los requerimientos internos de energía, es decir que se utilizan para cubrir la demanda que no logra ser satisfecha con la producción local neta de exportaciones. Para ello, se trabajó en cantidades, concretamente en TEPs, para obtener cuáles son los requerimientos físicos del sistema energético argentino. Luego, multiplicando por el precio internacional de la tonelada de petróleo, se obtuvo la valorización en dólares de esos requerimientos internos.

Para el cálculo de la producción total de energía (Q), se seleccionaron cuatro categorías que pretenden simplificar el sistema, modelando tanto la producción de energía primaria como secundaria. De este modo, se eligió la producción de petróleo (P), la producción de gas natural (G), la generación de energía que no deriva de fuentes térmicas (E) tales como la hidráulica, la nuclear y los renovables, y la producción de biocombustibles (B) modelado a partir de la estimación de los aceites y alcoholes vegetales precursores. Nótese que el superíndice q refiere a que estas variables se encuentran expresadas en unidades físicas, concretamente en TEPs.

$$Q^q = P^q + G^q + E^q + B^q \quad (2)$$

No obstante, la producción total Q así obtenida no es susceptible de ser utilizada tal como está, dado que hay que contemplar las pérdidas del sistema, tanto para la transformación de la energía como para su transmisión a través de las redes. De este modo, se define una variable de producción efectiva (Q_e) que se encuentra ajustada por un componente de pérdida p . Se asume que el componente p es decreciente en el tiempo debido a una mejora en la tecnología de transformación y transmisión de la energía consistente con menores pérdidas.

$$Q_e^q = Q^q \cdot (1 - p) \quad (3)$$

Así, se establece que los requerimientos de importación de energía en unidades físicas (R_I) derivarán de la diferencia entre esta producción ajustada, las cantidades exportadas (X)⁴⁶ y el consumo interno de energía (C). En principio, se asume que R_I es un valor negativo, ya que el sistema se encuentra en déficit debido a que las cantidades exportadas y el consumo son mayores que la producción. Eventualmente cuando la producción en cantidades supere las exportaciones y el consumo, habrá superávit.

⁴⁶ Cabe destacar que las exportaciones utilizadas para medir los requerimientos internos de energía (X^q) sí incorporan los biocombustibles, dado que se consideran en la producción, mientras que las exportaciones en valores consideradas para el comercio exterior (X^s) no los incluyen, ya que constituyen valores comparables con los reportados por el INDEC. Ver nota 38.

$$RI^q = Q_e^q - X^q - C^q \quad (4)$$

Ahora bien, para la traducción a dólares de los requerimientos físicos de energía se multiplican los requerimientos de importación expresados en TEPs por el precio de la tonelada de petróleo de la variedad Brent (Pr). Si bien las importaciones mantendrán una relación directa con estos requerimientos internos, expresados mediante la constante k , tendrán a su vez un componente M_0 , que se interpreta como un mínimo de importaciones insustituibles, ya que se considera que incluso cuando se ha llegado al autoabastecimiento las importaciones no tenderán por completo a cero.

En este ejercicio, se asume que M_0 se ubica en USD 1.500 M, de acuerdo con valores históricos en momentos de superávit energético durante los años '90. Asimismo, la constante k opera solo cuando existe déficit interno, mientras que se vuelve cero y anula todo el segundo término cuando el sistema alcanzó superávit interno. En este segundo caso, ingresarán solamente las importaciones mínimas. Nótese el superíndice \$ que denota que las variables se encuentran expresadas en valores, concretamente en millones de dólares. Además, el segundo término se encuentra restando debido a que RI es en principio un valor negativo.

$$M^{\$} = M_0^{\$} - k \cdot RI^q \cdot Pr \quad (5)$$

$$\text{donde:} \quad k > 0 \quad \text{si} \quad RI^q < 0 \quad (5.1)$$

$$k = 0 \quad \text{si} \quad RI^q > 0 \quad (5.2)$$

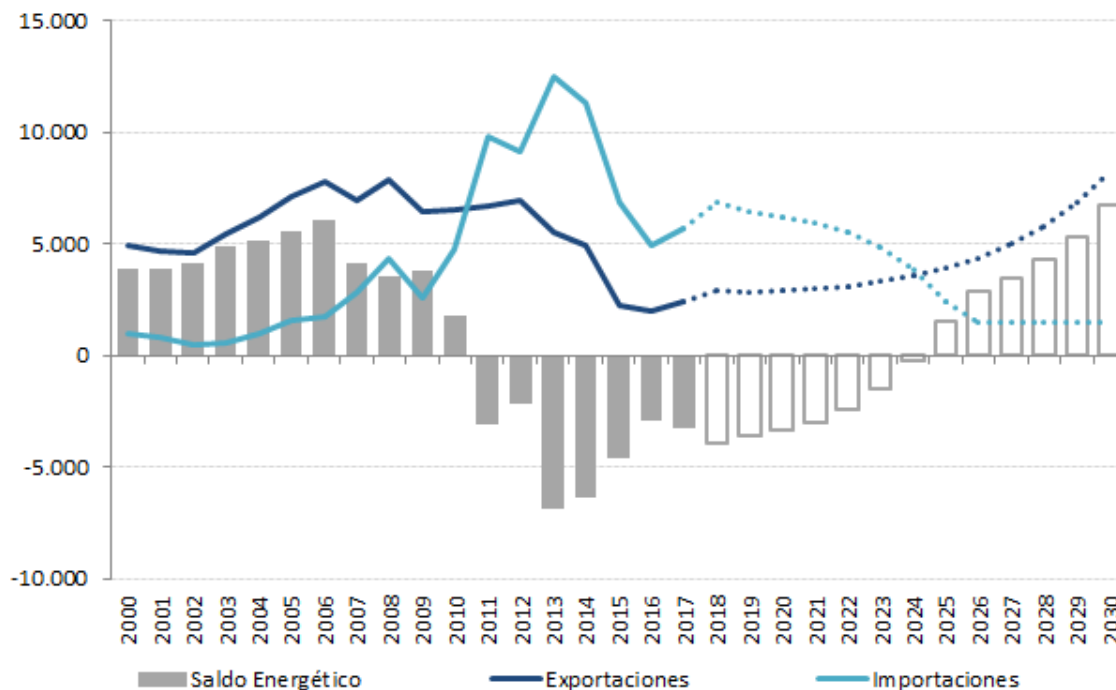
Por último, el saldo energético (SE) surgirá de la diferencia entre las exportaciones y las importaciones, ambas expresadas en millones de dólares.

$$SE^{\$} = X^{\$} - M^{\$} \quad (6)$$

De este modo, los principales resultados del Escenario Base indican que el déficit energético aumenta en 2018 respecto de 2017 con importaciones y exportaciones crecientes, pero empieza a decrecer desde entonces y se revierte en 2025. Desde 2026 se alcanzaría el nivel de importaciones mínimas, por lo que el superávit energético resulta creciente de la mano de las mayores exportaciones.

Gráfico 32. Saldo energético proyectado a 2030 en el Escenario Base

En M de USD



Fuente: Elaboración propia en base a ICA-INDEC y MINEM.

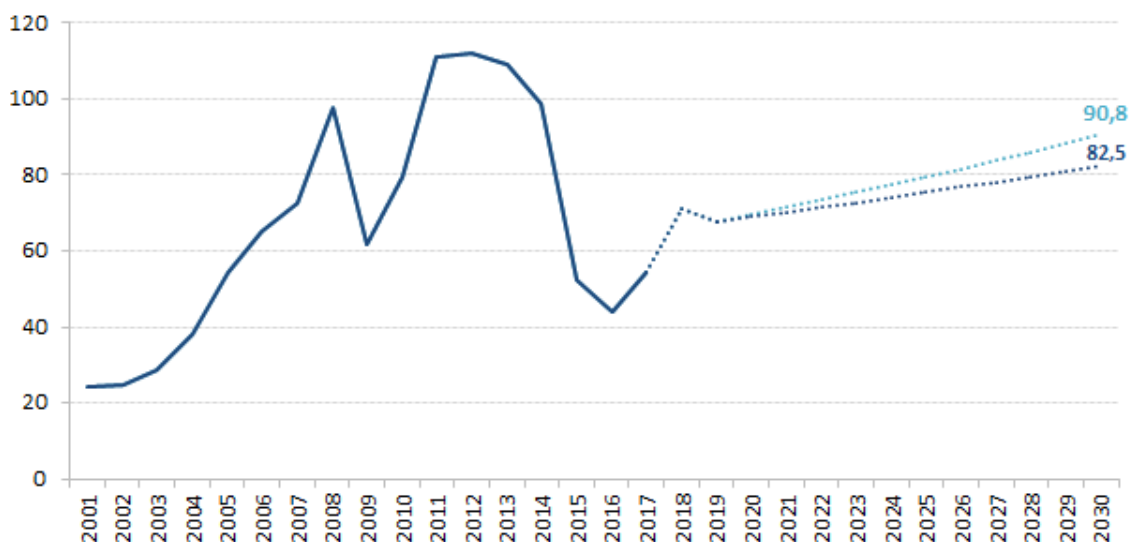
5.2 Escenario 1: Sensibilidad ante una suba del precio internacional del petróleo

Como primer escenario de sensibilidad, planteamos qué ocurriría con el saldo energético ante un aumento en el precio internacional del petróleo. El Escenario Base plantea un crecimiento sostenido pero moderado en el precio internacional del petróleo que alcanza el año 2030 con un nivel de USD 82,5 el barril. Dado que este valor es muy inferior a los niveles alcanzados entre 2008 y 2014, donde se observó un promedio de USD 95,7, sería posible considerar que el sendero del precio del petróleo sea algo superior al del Escenario Base.

Para el análisis de sensibilidad, de forma estilizada, se planteó que el precio internacional del petróleo variedad Brent sea en 2030 un 10% superior al Escenario Base. Este mayor valor implica una tasa de crecimiento anual superior, que pasa de 1,8% en el Escenario Base a 2,7% en este escenario.

Gráfico 33. Sendero alternativo del precio internacional del Brent

En USD por barril



Fuente: Elaboración propia en base a Banco Mundial, EIA y MINEM.

Los efectos de este cambio son variados. En principio, se asume que un mayor precio del petróleo beneficiará la producción local de hidrocarburos al remunerar mejor la actividad, por lo que las tasas de producción tanto del petróleo como del gas deberán ser mayores que en el Escenario Base. De este modo, la producción de petróleo en este escenario crecerá a una tasa anual de 4,0% entre 2017 y 2030, en lugar de al 2,7% consignado en el Escenario Base, mientras que la producción de gas aumentará a una tasa anual de 5,5%, superior al 3,8% del Escenario Base. Por supuesto, también aquí las tasas son crecientes en el tiempo ya que en los primeros años habrá que revertir la caída de la producción local.

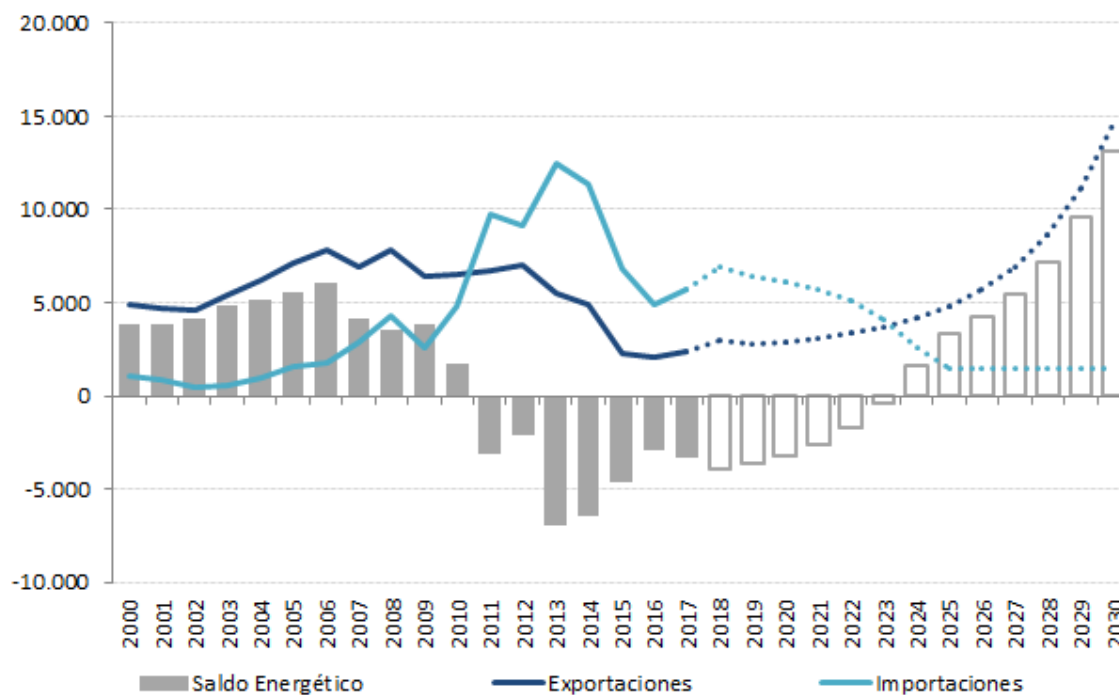
Asimismo, estos tres conceptos inciden sobre el cálculo de las exportaciones, según lo expuesto en la ecuación (1). Por lo tanto, debido a que los coeficientes que afectan a las tres variables independientes son positivos, escenarios más elevados del precio internacional del petróleo así como también de la producción de petróleo y gas implicarán mayores exportaciones. Medidas en cantidades, mientras que en el Escenario Base las exportaciones crecen a una tasa anual de 6,4% entre 2017 y 2030, en este escenario aumentan al 10,4% por año. Además, no se debe olvidar que un mayor precio del petróleo también encarece las compras externas de energía, por lo que el valor de las importaciones también se ve afectado.

De este modo, el efecto del precio internacional del petróleo impacta en el modelo por tres canales contrapuestos. Por un lado, tiene un efecto positivo sobre el saldo comercial energético debido al incremento en la producción de hidrocarburos que aumenta la oferta interna de energía. Pero, por otro lado, por la ecuación (4) vemos que las mayores exportaciones incrementan los requerimientos internos de energía si esta no logra ser cubierta por la producción local, lo que podría generar mayores necesidades de importación. Y por último, también incrementa los requerimientos de importaciones expresados en valor, debido al costo en dólares de las compras externas.

El efecto que prevalece, no obstante, es el de la mayor producción, y la reversión del déficit se adelanta un año hasta 2024.

Gráfico 34. Saldo energético proyectado a 2030 en el Escenario 1

En M de USD



Fuente: Elaboración propia en base a ICA-INDEC y MINEM.

5.3 Escenario 2: Sensibilidad a mayores exportaciones exógenas

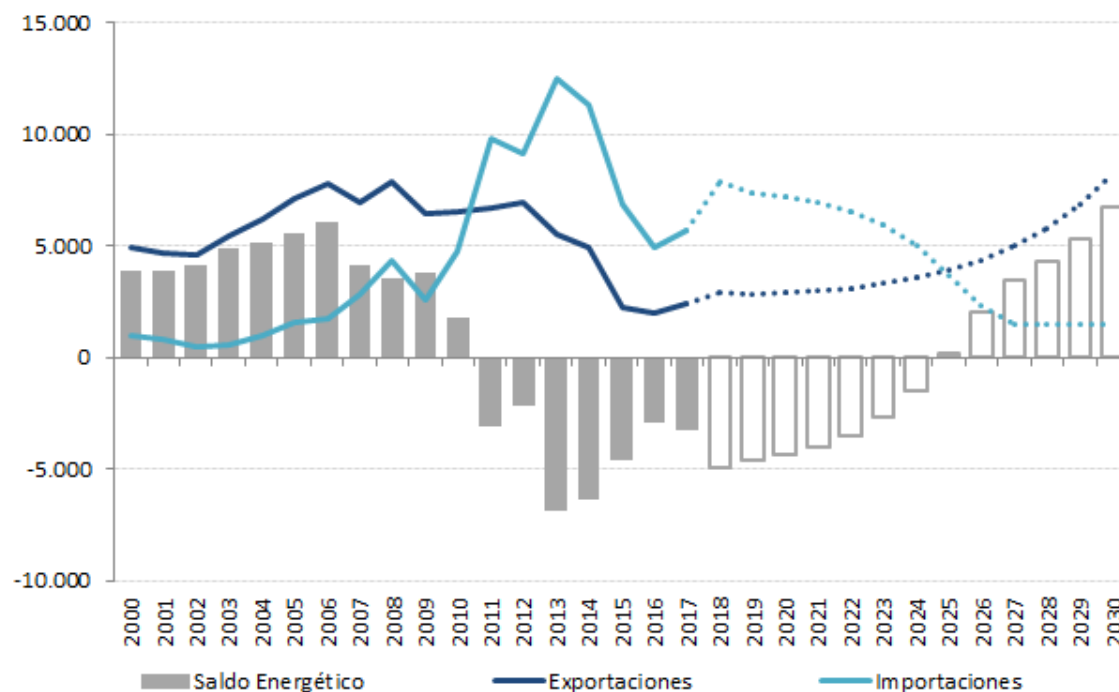
Sin embargo, también podría ocurrir que se plantee un mayor sendero de exportaciones que no estén asociadas a una mayor producción local. Este crecimiento exógeno de las exportaciones podría ocurrir, por ejemplo, por atender una mayor demanda de los principales socios comerciales, o bien por política energética exportadora como se evidenció hace algunas décadas.

Para este escenario, se planteó un incremento de las exportaciones del 25% todos los años, dejando el resto de las variables constantes. Los resultados son evidentes. Sin un aumento de la producción como correlato o bien políticas de demanda interna para reducir el consumo energético del sistema, mayores exportaciones *per se* solo implicarán que los requerimientos de importaciones para cubrir la demanda sean mayores. De este modo, contrario a lo que ocurría en el escenario anterior, la reversión del déficit energético ocurre en 2025 pero con menor superávit que en el Escenario Base. Ahora bien, si eventualmente el incremento de la producción fuera menor que el planteado en el Escenario Base la situación externa del sector energético estaría mucho más comprometida.

Por lo tanto, si bien se asume que el país podrá incrementar su perfil exportador de la mano de la mayor producción de energía no convencional, este comportamiento deberá estar balanceado con la evolución interna del sistema, sin desabastecer el mercado local para proveer el externo.

Gráfico 35. Saldo energético proyectado a 2030 en el Escenario 2

En M de USD



Fuente: Elaboración propia en base a ICA-INDEC y MINEM.

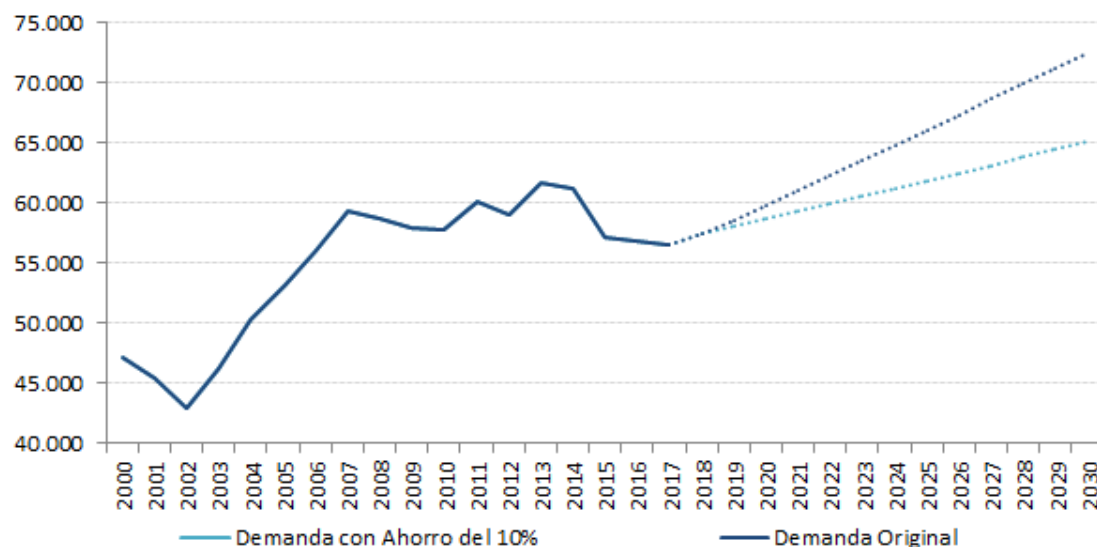
5.4 Escenario 3: Sensibilidad a mayor ahorro energético

En otro plano, como se ha mencionado al comienzo, también se puede pensar en políticas orientadas hacia la reducción de la demanda, independientemente de la evolución que evidencie la producción local de energía. De este modo, políticas activas de ahorro energético en los diversos segmentos de la demanda así como un mayor uso racional que mejoren la eficiencia del sistema por encima del ya contemplado en el Escenario Base, debido a la evolución tendencial del avance tecnológico, podrán reducir el consumo sistémico de energía favoreciendo resultados positivos sobre el saldo energético.

Para realizar este análisis de sensibilidad, se planteó un ahorro energético del 10% al final del período. Esto conlleva que el consumo energético crezca en el nuevo escenario a una tasa de 1,0% entre 2016 y 2030, por debajo del 1,7% del Escenario Base.

Gráfico 36. Sendero alternativo de la demanda total de energía

En miles de TEPs

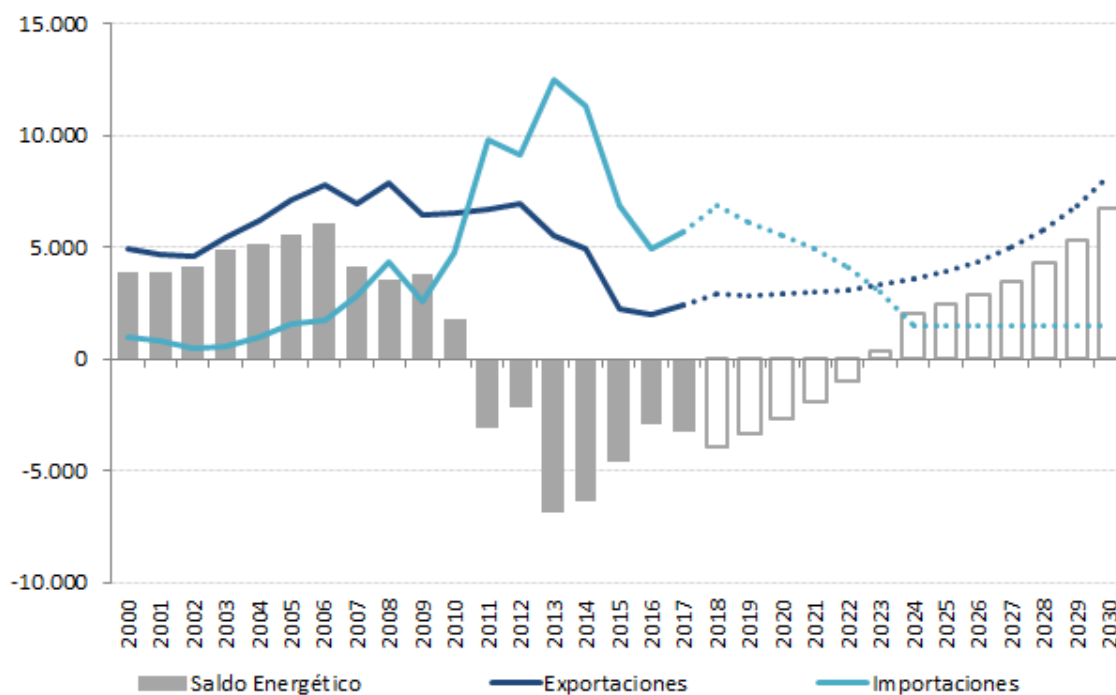


Fuente: Elaboración propia en base a MINEM.

Con este nuevo escenario de consumo energético, se alcanza un efecto positivo sobre el saldo energético que es incluso mejor que el del Escenario 1 de aumento del precio del petróleo, ya el déficit se revierte en 2023. Por lo tanto, resulta evidente que el resultado energético es muy sensible al consumo. Y el beneficio de este resultado es que termina siendo endógeno al sistema energético argentino ya que no es necesario depender ni de mayores precios internacionales ni de menores exportaciones sino que dependerá de la implementación de políticas concretas que logren atacar el problema desde adentro.

Gráfico 37. Saldo energético proyectado a 2030 en el Escenario 3

En M de USD



Fuente: Elaboración propia en base a ICA-INDEC y MINEM.

Si bien se modela únicamente una reducción de la demanda por ahorro energético, los efectos de un aumento de las tarifas públicas y los precios de la energía operarían en la misma dirección, al incentivar una reducción en los consumos. Pese al fuerte incremento de tarifas en los últimos dos años, aún queda cierto resto de aumento que se proyecta en el próximo tiempo. Sin embargo, hay que tener en cuenta que la reducción de los consumos energéticos vía elasticidad-precio muchas veces es acotado, dado que la energía constituye un bien necesario que en muchos casos termina siendo imposible de reducir. A esto hay que sumar el problema de la pobreza energética, que ocurre cuando se destina una parte considerable de los ingresos al pago de la energía. Por lo tanto, basar los incentivos de reducción del consumo únicamente en el aumento de los precios puede encontrar este limitante y no es recomendable tanto por motivos sociales como de desarrollo económico.

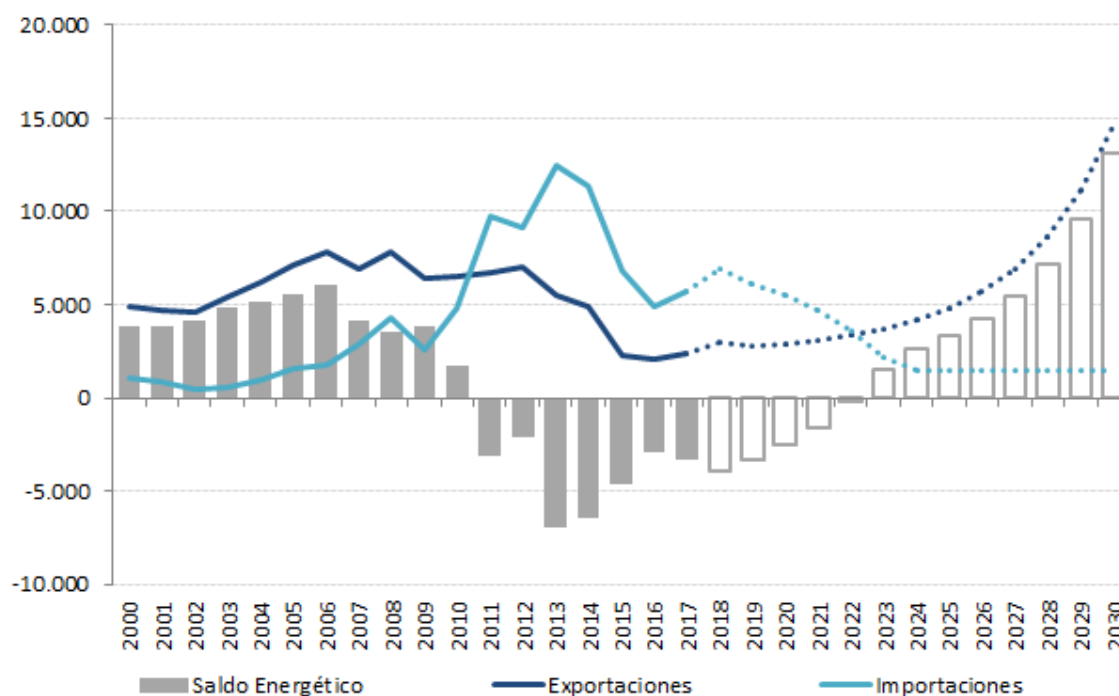
En este sentido, la alternativa del ahorro energético mediante políticas específicas orientadas se perfila como una opción mucho mejor ya que no depende de lo que la población efectivamente pueda reducir su consumo, sino que logra el ahorro mediante la sustitución de tecnología vieja y medidas de ganancias de eficiencia en los procesos a través de la reducción de pérdidas.

5.5 Escenario 4: Combinación de Escenarios 1 y 3

Como último escenario, se plantea una combinación de efectos tanto por el lado de la oferta como por la demanda. Así, se combina el Escenario 1 que contempla un aumento de la producción por mayor precio internacional del petróleo con el Escenario 3 que incluye un mayor ahorro energético. De este modo, la combinación de efectos de oferta y demanda es superior a los efectos aislados. Con este nuevo escenario, el déficit se revierte en 2023 con mejores resultados que si solo se redujera el consumo.

Gráfico 38. Saldo energético proyectado a 2030 en el Escenario 4

En M de USD



Fuente: Elaboración propia en base a ICA-INDEC y MINEM.

5.6 Análisis comparativo de escenarios

En base a los escenarios expuestos, se puede determinar que, dado el Escenario Base proyectado a 2030, las políticas más efectivas para revertir el déficit energético son las que se orientan directamente a la demanda mediante el ahorro energético, reduciendo el sendero proyectado del consumo. La principal ventaja de este escenario es que es independiente de la coyuntura internacional y depende exclusivamente de las medidas que se tomen al interior del sistema argentino. Sin embargo, es preferible que la reducción del crecimiento de la demanda venga de la mano de mayor eficiencia y medidas de ahorro y no simplemente de incentivos de reducción del consumo vía precios, ya que esto puede ocasionar problemas de ingresos en la población y probablemente tampoco consiga que los ahorros energéticos sean considerables si solo dependen del comportamiento de los individuos y no del avance tecnológico.

Cuadro 13. Comparación de saldos energéticos proyectados a 2030 según escenario

En M de USD

Año	Base	1. Petróleo Alto	2. Más Exportaciones	3. Ahorro Energético	4. Combinado
2007	4.104	4.104	4.104	4.104	4.104
2008	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514
2009	3.830	3.830	3.830	3.830	3.830
2010	1.760	1.760	1.760	1.760	1.760
2011	-3.115	-3.115	-3.115	-3.115	-3.115
2012	-2.150	-2.150	-2.150	-2.150	-2.150
2013	-6.902	-6.902	-6.902	-6.902	-6.902
2014	-6.393	-6.393	-6.393	-6.393	-6.393
2015	-4.602	-4.602	-4.602	-4.602	-4.602
2016	-2.877	-2.877	-2.877	-2.877	-2.877
2017	-3.272	-3.272	-3.272	-3.272	-3.272
2018	-3.963	-3.963	-4.962	-3.963	-3.963
2019	-3.620	-3.620	-4.577	-3.311	-3.311
2020	-3.353	-3.220	-4.329	-2.664	-2.525
2021	-3.006	-2.653	-4.013	-1.942	-1.570
2022	-2.408	-1.722	-3.463	-955	-230
2023	-1.526	-358	-2.646	332	1.566
2024	-238	1.606	-1.447	2.040	2.676
2025	1.538	3.326	210	2.425	3.326
2026	2.887	4.219	2.009	2.887	4.219
2027	3.494	5.453	3.494	3.494	5.453
2028	4.292	7.178	4.292	4.292	7.178
2029	5.347	9.617	5.347	5.347	9.617
2030	6.748	13.115	6.748	6.748	13.115

Fuente: Elaboración propia en base a ICA-INDEC y MINEM.

Nota: Los distintos escenarios se tornan idénticos desde el momento que se logra el mínimo de importaciones de USD 1.500 M, de acuerdo con el sendero de exportaciones que se contemple.

Si bien a través de una mayor producción también se consiguen resultados positivos, también implican mayores exportaciones, lo que va en sentido contrario de abastecimiento interno. Como se observa en el Escenario 2, aumentar el perfil exportador del país sin un correlato en una mayor producción que siga permitiendo el abastecimiento interno o una reducción de la demanda, atenta contra el objetivo del autoabastecimiento, y rememora experiencias que ya probaron ser perjudiciales en el pasado reciente.

Además, pese a que con una política que se oriente únicamente a la ampliación de la oferta de energía, como la que se deriva del Escenario 1, también se consiguen resultados interesantes, sería recaer a futuro en los mismos errores ya conocidos. Al no operar sobre la demanda, cada vez es necesario generar más energía para poder cumplir con un escenario de consumo no eficiente, con los costos y plazos de inversión que eso conlleva.

Por este motivo, lo más conveniente sería realizar una combinación de mayor producción sin exportaciones excesivas con políticas de reducción de la demanda, para atacar el problema de forma integral. Un sistema argentino más eficiente energéticamente en el futuro está también más preparado para afrontar adversidades como reducciones en el precio internacional del petróleo o factores climáticos que perjudiquen la generación de energía. Por su parte, será primordial realizar una gestión responsable de los recursos hidrocarburíferos no renovables, conciliando mayores exportaciones con el abastecimiento de la demanda local.

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES

Si bien la Argentina produce hidrocarburos, y cuenta con una amplia variedad de recursos energéticos de carácter renovable, es importadora neta de energía desde el año 2011. Sin embargo, la preocupación por el autoabastecimiento no es nueva, sino que estuvo presente a lo largo de todo el siglo XX en distintas versiones. Ejemplos de ello fueron las medidas adoptadas ante el descubrimiento de petróleo en 1907 para no perder el dominio sobre los recursos, la creación de la petrolera estatal en la década de 1920, la asociación con el capital privado para viabilizar inversiones a mediados del siglo pasado, la creación de una empresa estatal de gas y la inversión en distintos tipos de generación eléctrica como la hidráulica y la nuclear, y hasta la nacionalización de YPF en la última década, por citar algunos. Todas estas acciones indican que el autoabastecimiento energético ha estado permanentemente en el centro de la escena.

La razón para prestar atención a esta problemática es, por un lado, que la provisión de energía es imprescindible para el desarrollo productivo y económico del país y, por el otro, que la dependencia de recursos importados implica un gasto de divisas que podría estar utilizándose para otros usos económicos. Es decir, el déficit energético tiene un costo de oportunidad que debe tenerse en cuenta de manera integral en el ámbito macroeconómico.

En primer lugar, se caracterizó la situación actual del sistema energético argentino. La matriz energética es altamente dependiente de los hidrocarburos y esencialmente gasífera. Entre 2010 y 2016 el 53,3% de la oferta interna de energía primaria estaba representado por el gas natural, mientras que un 32,2% era petróleo. Sin embargo, en los últimos años la producción de hidrocarburos no evolucionó favorablemente en línea con estos mayores requerimientos. El petróleo comenzó una fase descendente desde 1998, mientras que el gas natural comenzó a caer años más tarde en 2004 y, si bien desde 2015 revirtió levemente su situación, los niveles producidos distan de los máximos alcanzados. Asimismo, la explotación de los recursos sin la recomposición de reservas implicó la reducción del horizonte temporal de abastecimiento de hidrocarburos. Pese a que la introducción de los hidrocarburos no convencionales en los últimos años ha cambiado esta situación, debe tenerse en cuenta que su extracción es más compleja y sus costos son más elevados.

Por otro lado, también la matriz eléctrica es altamente dependiente de los hidrocarburos, aunque aquí existen más alternativas para sustituir las fuentes de energía por otras no fósiles. La generación eléctrica con recursos renovables continúa siendo muy escasa, apenas alcanzando el 2,0% del total en el año 2017. Si bien es necesario su incremento en el futuro, es poco probable que el aumento de este tipo de generación pueda aliviar el peso de la generación térmica en el mediano plazo.

Por el lado de la demanda, en el largo plazo el crecimiento del consumo energético total ha crecido más rápidamente que la población y la economía, aumentando el índice de intensidad energética. Trayectorias de este estilo implican comportamientos explosivos no sustentables, por lo que cabe esperar que la introducción de tecnologías más eficientes y el uso racional de la energía reduzcan en el futuro el consumo energético por unidad de producto.

Por tipo de combustible, en primer lugar se ubica el gas natural, que alcanzó en 2016 el 36,4% del consumo final de la energía total, aunque últimamente se observa un crecimiento sostenido e ininterrumpido de la energía eléctrica, que está ganando cada vez más participación de la mano de los cambios tecnológicos. Ambos estuvieron favorecidos en la última década por el abaratamiento relativo debido al congelamiento de sus tarifas. Recién

con la actualización de tarifas en 2016 y 2017, las demandas residenciales cayeron en el último año como respuesta a los mayores precios. Puntualmente en el caso del gas, la mayor escasez a partir de 2007 hizo que se debiera interrumpir a la industria y las usinas eléctricas, que en los '90 se habían tornado más dependientes de este combustible, por lo que hubo que comenzar a abastecer el sistema con combustibles más costosos en muchos casos importados.

Por el lado de los derivados de hidrocarburos, la nafta y el gasoil también tienen una participación apreciable dentro del consumo. Sin embargo, los subproductos obtenidos en la refinación del petróleo no son suficientes para abastecer la demanda interna. Esto se debe, por un lado, a que la caída de la producción de petróleo obliga a que aumente la importación de crudo para refinar y, por el otro, a que se importen también los derivados ya refinados.

Las consecuencias de una producción en declive y una demanda creciente pronto se hicieron ver en el comercio exterior. Durante los años '90 hubo un fuerte crecimiento de las exportaciones energéticas, sin reposición de reservas. Sin embargo, a partir del año 2003 las importaciones empezaron a crecer a tasas cada vez más altas, mientras las exportaciones perdían dinamismo. Esto redundó en una reducción sustancial del superávit energético externo, que finalmente encontró su punto de quiebre en el año 2011. Si bien la reducción de los precios internacionales de los productos energéticos a partir de 2014 logró aminorar transitoriamente este problema, un nuevo incremento en los precios podría retrotraer la situación externa a los años de mayor desequilibrio. Por lo tanto, es necesaria la reducción de las cantidades importadas independientemente de la evolución de los precios.

La descomposición de las importaciones energéticas muestra que la preponderancia en la importación de derivados de petróleo, esencialmente gasoil, fue gradualmente desplazada por las compras de gas natural. Ya entre 2013 y 2015 llegaron a representar el 50% de las importaciones energéticas totales y las importaciones de gas debieron ser apuntaladas a partir de 2008 con importaciones de GNL para cubrir los picos de demanda. El déficit energético ha traccionado en buena parte la baja del saldo comercial total, y los datos evidencian que los requerimientos de divisas para las importaciones energéticas fueron crecientes en el tiempo hasta 2014 y estabilizándose luego en el 10% de las exportaciones.

En una segunda instancia, se evaluaron los posibles cambios en el sector energético hacia 2030. Respecto de la oferta de hidrocarburos, se asume crecimiento en la producción de gas y petróleo motivado por un alza de la producción no convencional que compensa la caída tendencial de la convencional, y ambas variables logran revertir la caída tendencial observada en los últimos años aunque con mayor rapidez en el caso del gas. En el plano de la generación eléctrica, para la evolución futura de la potencia instalada se asumió un mayor crecimiento de las energías no fósiles y un especial incremento de las fuentes renovables, lo que permitirá una mayor eficiencia en la generación y un menor impacto ambiental, aunque la dependencia de la generación térmica aún parece difícil de erradicar. Los corolarios de las proyecciones de oferta sobre la matriz energética primaria implican cierta estabilidad y preeminencia del gas natural y cierta caída del petróleo, pero paralelamente un fuerte crecimiento de los renovables, de la mano de la generación eléctrica y los biocombustibles. De todos modos, la factibilidad de estos nuevos escenarios dependerá del cumplimiento de los planes de inversión.

Por el lado de la demanda, se espera que el gas natural siga ocupando un lugar preponderante, aunque es la energía eléctrica el tipo de energía que gana más participación. En tanto, se espera que caiga el gas licuado debido a su sustitución por nuevas conexiones al gas natural y mayor uso de electricidad. En un plano agregado, se obtiene una reducción de la intensidad energética hacia 2030 ya que, gracias a las ganancias de eficiencia, la tasa de crecimiento de la

demanda de energía es menor que el crecimiento de la economía en su conjunto, lo que produce que el sendero de evolución de las variables sea sustentable en el tiempo.

En cuanto al sendero de exportaciones, se espera que, de acuerdo con la mayor producción de hidrocarburos y la mejora en el precio internacional del petróleo, se incremente el perfil exportador del sistema energético argentino, aunque de manera sustentable con los requerimientos internos de energía y un aprovechamiento razonable de los recursos.

Con esta información, se planteó un modelo simplificado de producción, consumo y comercio exterior de consistencia contable que sirve de base para realizar el análisis de impacto de diversos shocks o políticas energéticas. El concepto fundamental que subyace debajo del modelo es que las importaciones evolucionan en función de los requerimientos internos de energía, es decir que se utilizan para cubrir la demanda que no logra ser satisfecha con la producción local neta de exportaciones. Los principales resultados del Escenario Base indican que el déficit energético aumenta en 2018 con importaciones y exportaciones crecientes, pero empieza a decrecer desde entonces y se revierte en 2025.

Luego, se plantearon diversos ejercicios de sensibilidad. Se analizaron los efectos de un aumento del precio internacional del petróleo –que acelera la tasa de crecimiento de la producción de hidrocarburos pero también las exportaciones y el costo de los bienes importados–, un aumento exógeno de las exportaciones sin un correlato en mayor producción, una reducción de la demanda energética por mayor ahorro y eficiencia, y una combinación de mayor producción y menor consumo.

Las políticas más efectivas para revertir el déficit energético probaron ser las que se orientan directamente a la demanda mediante el ahorro energético, reduciendo el sendero proyectado del consumo. No obstante, es preferible que la reducción del crecimiento de la demanda venga de la mano de mayor ahorro y no simplemente de incentivos de reducción del consumo vía precios, ya que esto puede ocasionar problemas de ingresos en la población. Si bien con una política que se oriente únicamente a la ampliación de la oferta de energía también se consiguen resultados interesantes, es desaconsejable no operar sobre la demanda ya que cada vez es necesario generar más energía para poder cumplir con un escenario de consumo no eficiente, con los costos y plazos de inversión que eso conlleva. En último lugar, un mayor sendero de exportaciones que no esté asociado a una mayor producción local atentaría contra la reversión del déficit. De este modo, el incremento del perfil exportador deberá estar balanceado con la evolución interna del sistema, sin desabastecer el mercado local para proveer el externo.

Por lo tanto, como conclusión de los escenarios de sensibilidad analizados, lo más conveniente sería realizar una combinación de mayor producción sin exportaciones excesivas con políticas de reducción de la demanda, para atacar el problema de forma integral. Políticas activas que se enfoquen sobre este problema histórico podrán al menos paliar, si no revertir, los efectos negativos de la falta de autoabastecimiento energético.

Finalmente, de los resultados de este trabajo podrían plantearse nuevas líneas de investigación para desarrollar en el futuro. Entre ellas, pueden mencionarse, por ejemplo, el efecto del sector energético sobre la sostenibilidad de la cuenta corriente de la balanza de pagos en su conjunto, o bien los impactos concretos del aumento de tarifas y precios energéticos sobre el sistema energético general. Por supuesto, aún queda mucho por explorar sobre esta temática.

BIBLIOGRAFÍA

Abadie, F. y E. Lerner (2011) *Ensayo sobre la sustentabilidad macroeconómica de mercados energéticos con regulación por incentivos – El caso argentino*. Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE), Universidad de Buenos Aires.

Aranguren, J. J. (2016) *Importación de gas natural de Chile: nada para ocultar*. Nota publicada en Diario Infobae, 14 de junio de 2016. En: <https://goo.gl/J26Spg>

Banco Central de la República Argentina (2018) *Relevamiento de Expectativas de Mercado*. Mayo de 2018. En: www.bcra.gob.ar

Barreiro, E. y G. Masarik (2011) *Los reservorios no convencionales, un “fenómeno global”*. Revista Petrotecnia. Abril de 2011.

Buccieri, C. P. (2010) *En las puertas de un nuevo ciclo histórico: 50 años del gas*. Revista Petrotecnia. Febrero de 2010.

Buccieri, M. V. (2015) *Programas de recambio de electrodomésticos*. Nota Técnica N° 98 correspondiente al Informe Económico Trimestral N° 91. Subsecretaría de Programación Macroeconómica. Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

Decreto 302/1979. *Energía Atómica*. Febrero de 1979. En: www.infoleg.gob.ar

Decreto 1 055/1989. *Hidrocarburos – Reglamentación de la Ley 23 696 y 17 319*. Octubre de 1989. En: www.infoleg.gob.ar

Decreto 1 212/1989. *Hidrocarburos – Objetivos*. Noviembre de 1989. En: www.infoleg.gob.ar

Decreto 1 589/1989. *Hidrocarburos – Explotación, concesiones, transporte*. Enero de 1990. En: www.infoleg.gob.ar

Decreto 140/2007. *Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía*. Diciembre de 2007. En: www.infoleg.gob.ar

EDESUR S.A. *Memoria, Reseña Informativa y Estados Financieros*. Al 31 de diciembre de 2014.

Escenarios Energéticos 2030 (2017) Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos. Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos. Secretaría de Planeamiento Estratégico. Ministerio de Energía y Minería.

Fronzizi, A. (1954) *Petróleo y Política*. Editorial Raigal, Buenos Aires.

Fronzizi, A. (1963) *Petróleo y Nación*. Editorial Transición, Buenos Aires.

Galé, N. (2005) *El gas natural en la Argentina, más de un siglo de historia*. Ediciones Cooperativas. Buenos Aires, Argentina.

Gerchunoff, P., E. Greco y D. Bondorevsky (2003) *Comienzos diversos, distintas trayectorias y final abierto: más de una década de privatizaciones en Argentina, 1990-2002*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Santiago de Chile.

Ley 12 161. *Código de Minería – Régimen de las minas de petróleo e hidrocarburos fluidos*. Abril de 1935. En: www.infoleg.gob.ar

Ley 14 773. *Energía y combustible – Nacionalización*. Noviembre de 1958. En: www.infoleg.gob.ar

Ley 17 319. *Hidrocarburos – Nuevo régimen*. Junio de 1967. En: www.infoleg.gob.ar

- Ley 24 065.** *Energía Eléctrica – Régimen Legal.* Enero de 1992. En: www.infoleg.gob.ar
- Ley 24 076.** *Gas Natural – Marco regulatorio – Privatización Gas del Estado.* Mayo de 1992. En: www.infoleg.gob.ar
- Ley 24 145.** *YPF S.A. – Federalización de Hidrocarburos – Transformación empresaria y privatización.* Septiembre de 1992. En: www.infoleg.gob.ar
- Ley 25 019.** *Régimen nacional de energía eólica y solar.* Septiembre de 1998. En: www.infoleg.gob.ar
- Ley 26 190.** *Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.* Diciembre de 2006. En: www.infoleg.gob.ar
- Ley 26 741.** *Nacionalización de YPF.* Mayo de 2012. En: www.infoleg.gob.ar
- Ley 27 191.** *Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica.* Septiembre de 2015. En: www.infoleg.gob.ar
- Luna, F. (1998)** *Diálogos con Frondizi.* Editorial Planeta. Buenos Aires.
- Montamat, D. G. (2007)** *La energía argentina – otra víctima del desarrollo ausente.* Editorial El Ateneo.
- Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2035 (2015)** Una propuesta de CEARE, ITBA, FARN y AVINA. En: www.escenariosenergeticos.org
- Rapoport, M. (2005)** *Historia económica, política y social de la Argentina (1880-2003).* Editorial Emecé. Buenos Aires.
- Resolución 319/99 de la Secretaría de Industria, Comercio y Minería.** *Lealtad comercial.* Mayo de 1999. En: www.infoleg.gob.ar
- Resolución 226/2014 de la Secretaría de Energía.** *Esquema de racionalización de uso del Gas Natural.* Abril de 2014. En: www.infoleg.gob.ar
- Resolución Conjunta 171/2015 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas y 126/2015 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.** *“RENOVATE” – Programa de fomento a la producción y comercialización de aparatos eléctricos de uso doméstico.* Marzo de 2015. En: www.infoleg.gob.ar
- Rodríguez, J. J. (2011)** *Operaciones de regasificación de GNL en Argentina.* YPF S.A. – ENARSA Jornadas de Producción Transporte y Tratamiento de Gas – El desafío del Gas No Convencional, IAPG. En: <https://goo.gl/vzmsTs>
- Silenzi de Stagni, A. (1972)** *Política energética nacional.* Centro de estudios General Mosconi, Buenos Aires.
- Tanides, C. et al (2013)** *Escenarios energéticos para la Argentina (2013-2030) con políticas de eficiencia.* Fundación Vida Silvestre, Buenos Aires.
- U.S. Energy Information Administration (2018)** *Short-Term Energy Outlook.* Junio de 2018. En: www.eia.gov
- Varian, H. (2006)** *Microeconomía intermedia.* Antoni Bosch Editor. 7ª Edición.
- Web oficial de YPF.** En: www.ypf.com
- Web oficial de la Cámara Argentina de Energías Renovables.** En: www.cader.org.ar

ÍNDICE DE CUADROS Y GRÁFICOS

CUADROS

Cuadro 1. Expansión del suministro de gas natural	9
Cuadro 2. Producción de Petróleo y Gas – YPF, Resto y Total	21
Cuadro 3. Composición promedio de la matriz eléctrica, por década	32
Cuadro 4. Consumo final de energía por sector	34
Cuadro 5. Déficit interno de derivados de petróleo	36
Cuadro 6. Ingreso hipotético de nueva potencia instalada hidroeléctrica y nuclear	47
Cuadro 7. Hipótesis de costos de inversión asumidos por el MINEM	52
Cuadro 8. Proyecciones de demanda de gas natural 2017-2030.....	53
Cuadro 9. Proyecciones de demanda de energía eléctrica 2017-2030.....	55
Cuadro 10. Proyecciones de demanda total 2016-2030.....	57
Cuadro 11. Matriz de consumos energéticos por producto y por sector	58
Cuadro 12. Coeficientes de estimación de las exportaciones energéticas	61
Cuadro 13. Comparación de saldos energéticos proyectados a 2030 según escenario	72

GRÁFICOS

Gráfico 1. Producción de petróleo y gas durante el período frondizista	11
Gráfico 2. Exportaciones e importaciones de energía y saldo energético.....	19
Gráfico 3. Precios relativos: Tarifas eléctricas e índice de precios al consumidor.....	24
Gráfico 4. Evolución de la oferta interna de energía primaria.....	27
Gráfico 5. Producción de petróleo y gas natural.....	28
Gráfico 6. Reservas de hidrocarburos	29
Gráfico 7. Producción de petróleo crudo y subproductos obtenidos	30
Gráfico 8. Subproductos obtenidos en la refinación de petróleo.....	30
Gráfico 9. Potencia instalada por tipo de generación.....	31
Gráfico 10. Demanda total de energía	33
Gráfico 11. Consumo final de energía por tipo de producto	35
Gráfico 12. Gas entregado por tipo de usuario.....	37
Gráfico 13. Demanda de electricidad por tipo de usuario	38
Gráfico 14. Descomposición del comercio exterior energético en precios y cantidades	40
Gráfico 15. Composición de las exportaciones energéticas.....	41
Gráfico 16. Composición de las importaciones energéticas	42
Gráfico 17. Sostenibilidad del déficit energético	43
Gráfico 18. Producción de hidrocarburos convencionales y no convencionales.....	45
Gráfico 19. Producción de petróleo y gas natural proyectada a 2030.....	45
Gráfico 20. Proyección del precio internacional del Brent	46
Gráfico 21. Incremento proyectado de la potencia instalada hasta 2030.....	48
Gráfico 22. Estructura proyectada de la matriz eléctrica hasta 2030.....	49
Gráfico 23. Cambios en la oferta interna de energía primaria a 2030.....	50
Gráfico 24. Composición de la demanda de gas natural por sector proyectada a 2030	54
Gráfico 25. Composición de la demanda de electricidad por sector proyectada a 2030	55

Gráfico 26. Composición de la demanda total por producto proyectada a 2030.....	57
Gráfico 27. Cambios en la demanda sectorial de energía total a 2030	59
Gráfico 28. Intensidad energética	60
Gráfico 29. Ajuste de la estimación de las exportaciones energéticas.....	62
Gráfico 30. Evolución proyectada de las exportaciones energéticas a 2030.....	62
Gráfico 31. Sustentabilidad de las exportaciones energéticas	63
Gráfico 32. Saldo energético proyectado a 2030 en el Escenario Base	66
Gráfico 33. Sendero alternativo del precio internacional del Brent	67
Gráfico 34. Saldo energético proyectado a 2030 en el Escenario 1.....	68
Gráfico 35. Saldo energético proyectado a 2030 en el Escenario 2.....	69
Gráfico 36. Sendero alternativo de la demanda total de energía.....	70
Gráfico 37. Saldo energético proyectado a 2030 en el Escenario 3.....	70
Gráfico 38. Saldo energético proyectado a 2030 en el Escenario 4.....	71

GLOSARIO DE SIGLAS

AMBA: Área Metropolitana de Buenos Aires

BCRA: Banco Central de la República Argentina

BEN: Balance Energético Nacional

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.

CEARE: Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética

CEPAL: Comisión Económica para América Latina y el Caribe

EIA: U.S. Energy Information Administration

ENARGAS: Ente Nacional Regulador del Gas

ENARSA: Energía Argentina S.A.

FARN: Fundación Ambiente y Recursos Naturales

GNC: Gas Natural Comprimido

GNL: Gas Natural Licuado

IAPG: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas

ICA: Intercambio Comercial Argentino

IVA: Impuesto al Valor Agregado

INDEC: Instituto Nacional de Estadística y Censos

IPC: Índice de Precios al Consumidor

ITBA: Instituto Tecnológico de Buenos Aires

MINEM: Ministerio de Energía y Minería de la Nación

OJF: Orlando J. Ferreres & Asociados

PERMER: Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales

PIB: Producto Interno Bruto

PRONUREE: Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía

SEGBA: Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires

TCF: Trillion cubic feet

TEP: Tonelada Equivalente de Petróleo

USD: dólares estadounidenses

YPF: Yacimientos Petrolíferos Fiscales