



UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PLATA  
FACULTAD DE HUMANIDADES Y CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN  
SECRETARÍA DE POSGRADO

# **Restricción externa y sector energético: de la crisis a la oportunidad**

**Lic. Bernardo Cerdá**

Tesis para optar por el grado de Magíster en Políticas de Desarrollo

Director: Mg. Horacio Daniel Pozzo, UNLP

Codirector: Esp. Diego José Arturi, UNLP

Ensenada, diciembre de 2021

# Índice

|   |           |
|---|-----------|
| <b>RESUMEN.....</b>   | <b>4</b>  |
| <b>INTRODUCCIÓN.....</b>  | <b>5</b>  |
| <b>CAPÍTULO 1: Estructura productiva y restricción externa argentina.....</b> | <b>8</b>  |
| <i>1.1 La escasez de divisas: un problema recurrente.....</i>                 | <i>10</i> |
| <b>CAPÍTULO 2: El desempeño del sector energético 1958-2011.....</b>          | <b>14</b> |
| <i>2.1 La energía en la etapa frondizista.....</i>                            | <i>15</i> |
| <i>2.2 Cambio de perfil en el sector y venta de YPF.....</i>                  | <i>19</i> |
| <i>2.3 Fase declinante y nuevo modelo de gestión.....</i>                     | <i>24</i> |
| <b>CAPÍTULO 3: La política energética a partir del déficit.....</b>           | <b>35</b> |
| <i>3.1 Renacionalización de YPF y producción no convencional.....</i>         | <i>36</i> |
| <i>3.2 Generación renovable: un intento tardío.....</i>                       | <i>47</i> |
| <b>CAPÍTULO 4: El sector externo y la energía con Cambiemos.....</b>          | <b>50</b> |
| <i>4.1 El impulso renovable en el final de la era Macri.....</i>              | <i>59</i> |
| <b>CAPÍTULO 5: Política energética internacional .....</b>                    | <b>63</b> |
| <i>6.1 Algunos casos latinoamericanos.....</i>                                | <i>63</i> |
| <i>6.2 Política energética en Europa.....</i>                                 | <i>67</i> |
| <b>CAPÍTULO 6: Cambio de gobierno, pandemia y oportunidad .....</b>           | <b>71</b> |
| <i>6.1 El creciente rol de las energías renovables.....</i>                   | <i>75</i> |
| <i>6.2 La oportunidad para Argentina.....</i>                                 | <i>79</i> |
| <b>CONCLUSIONES.....</b>  | <b>87</b> |

|                                    |           |
|------------------------------------|-----------|
| <b>FUENTES DE INFORMACIÓN.....</b> | <b>90</b> |
| Bibliografía.....                  | 90        |
| Informes.....                      | 93        |
| Videos.....                        | 94        |
| Sitios públicos.....               | 94        |
| Artículos periodísticos.....       | 95        |
| <b>ANEXOS.....</b>                 | <b>97</b> |
| Gráficos.....                      | 97        |
| Tablas.....                        | 96        |

## **RESUMEN**

Argentina es un país de desarrollo intermedio cuya economía pasa recurrentemente por etapas de expansión que se interrumpen por problemas en el sector externo. La última vez que esto sucedió fue en el año 2011, y uno de los sectores que novedosamente participó como demandante creciente de divisas fue el energético.

El siguiente trabajo analiza las causas que originaron el déficit comercial energético iniciado en 2011 tras 28 años de superávit y su incidencia en la restricción externa, a partir de la evolución histórica de las políticas e indicadores sectoriales y macroeconómicos. Luego, se estudian las profundas modificaciones que vivió el sector a partir del déficit y del impacto que comenzaron a tener la producción de hidrocarburos no convencionales y de electricidad con fuentes renovables.

Finalmente, se plantea como hipótesis que Argentina ya atravesó la tormenta en el sector energético y que se encuentra ante una oportunidad histórica, dado su presente productivo y su potencial en recursos naturales para autoabastecerse y eventualmente para exportar hidrocarburos, mientras transita una transición en la producción de electricidad con mayor participación de fuentes renovables para alinearse a las políticas ambientales mundiales.

Este objetivo es viable porque Argentina no es protagonista como emisor de gases de efecto invernadero a nivel mundial, por lo que no debe abandonar inmediatamente los combustibles fósiles, ya que éstos en el corto plazo podrían darle un ahorro de divisas que le permitan destinar esos recursos a políticas de desarrollo que cambien el perfil productivo del país, que lo hace caer con frecuencia en cuellos de botella por la disponibilidad de moneda extranjera.

## INTRODUCCIÓN

Este trabajo de investigación nace como la culminación de un extenso proceso de aprendizaje: la formación como Magíster en Políticas de Desarrollo. Uno de los temas analizados y discutidos en dicho camino fue la restricción externa, un obstáculo recurrente que Argentina no logra sortear en la búsqueda del desarrollo.

La escasez de divisas en etapas de crecimiento es un problema viejo pero presente, dada la importancia que tuvo en la última interrupción a una etapa de progreso nacional, en el año 2011. Esta problemática irrumpió con fuerza durante el fin del primer gobierno de Cristina Fernández, pero esta vez con la sorpresiva incidencia del sector energético. No era habitual que Argentina tuviera problemas de provisión de energía, teniendo en cuenta su disponibilidad de recursos naturales y que la mayor empresa del país es una compañía energética (YPF); menos aún, que esto tuviera un impacto negativo en el sector externo.

La investigación comenzó durante el segundo seminario de tesis en 2017 y se interrumpió en 2018 y 2019. Continuó en 2020 durante el aislamiento por la pandemia, momento en el que decenas de publicaciones analizaban la problemática. Tuvo una importancia especial la Tesis de Maestría en Energía de Victoria Buccieri (2018), que analiza el desempeño del sector energético argentino desde el descubrimiento del petróleo en el país, en 1907. Este trabajo fue de gran valor no sólo para entender mejor el funcionamiento del sector, sino para hacer un estudio más integral y no tan reducido temporalmente.

El trabajo se realizó a partir de contrastar las distintas miradas que economistas y expertos en energía tienen sobre la problemática en cuestión, contemplando la evolución de las políticas y los indicadores macroeconómicos y sectoriales hasta noviembre de 2021 inclusive, apoyado por las estadísticas públicas al respecto. También fueron de vital utilidad tres libros sobre macroeconomía nacional<sup>1</sup>, un curso de economía para no economistas

---

<sup>1</sup> Los tres libros referenciados son “Los tres kirchnerismos”, de Matías Kulfas (2016); “La economía política de Cambiemos”, de Paula Belloni y Francisco Cantamutto (2019) y “Crisis económicas argentinas”, de Julián Zícari (2020).

brindado vía Zoom por la Universidad de Avellaneda<sup>2</sup>, entrevistas y videos en YouTube, podcasts y sitios Web dedicados exclusivamente al sector energético<sup>3</sup>.

En el primer capítulo, se describen las características de la estructura productiva argentina y su relación con la restricción externa, así como en qué momentos y cómo afecto a la economía nacional esta problemática. A su vez, se explican las características de la escasez de divisas de 2011 y de qué manera incidió el sector energético en la misma. Para entender dichos desempeños, también se describe en un segundo apartado el desempeño energético desde la etapa frondizista (1958), lo que permite dar cuenta de cómo se llevaba adelante la política de dicho sector en el país y porqué se llegó a un déficit de magnitud macroeconómica.

En un tercer capítulo, se analizan las políticas implementadas en el gobierno de Cristina Fernández a partir de la detección del problema, entre las que se destacan la renacionalización de YPF, la sanción de la Ley 27.191 de fomento de uso de energías renovables y el comienzo de la producción de hidrocarburos no convencionales. Luego, en una cuarta sección, el giro en la política tanto energética como macroeconómica que dio el gobierno de Cambiemos, algo que también repercutió en las cuentas externas.

En la quinta sección, se describe cómo es llevada a cabo la política energética en algunos países de Sudamérica y la Unión Europea, no sólo por la incidencia que están teniendo a nivel mundial las medidas que tienden a la descarbonización de la economía y de la provisión de energía por el cambio climático, sino como forma de contrastar y entender cómo manejan otras naciones el funcionamiento del sector.

Y en un sexto capítulo, antes de las conclusiones, se describe y analiza lo que ha sido el funcionamiento de los sectores energético y externo desde fines de 2019 hasta noviembre de 2021 inclusive, tras el regreso del kirchnerismo al Poder Ejecutivo. En dicho período, se

---

<sup>2</sup> El curso se dividió en cinco seminarios de tres horas cada uno y de frecuencia semanal: economía feminista, economía y ambiental, economía y energía, economía del conocimiento y economía de la seguridad social.

<sup>3</sup> Una de las herramientas de investigación que pretendía utilizar, pero finalmente no formó parte del proceso fue la entrevista. Tuve contacto con los encargados de prensa de la Secretaría de Energía de la Provincia de Buenos Aires y con Fernando Navajas, quien es Doctor en Economía y se especializa en publicaciones sobre energía. Si bien en ambas ocasiones el primer acercamiento por correo electrónico dio a entender que las entrevistas podrían realizarse, ambas partes terminaron desestimando el encuentro.

destacan la continuidad respecto al gobierno de Cambiemos en cuanto al crecimiento en la producción de gas, traccionado por el yacimiento Vaca Muerta, y de electricidad a partir de fuentes renovables, contemplando las alteraciones que el aislamiento por la pandemia tuvo en el objeto de estudio tanto a nivel local como internacional. A su vez, se describe el presente energético a escala global, junto con el escenario propicio que tiene actualmente el sector para la provisión de energía y la macroeconomía, tras varios años siendo un sector con vaivenes en sus políticas y demandante en cuanto a la disponibilidad de divisas.

Finalmente, y a partir de los aportes que cada una de las herramientas y fuentes descritas le dieron al objeto de estudio, se describe una proyección de lo que podría ser un escenario mucho más favorable para la economía, la provisión de energía, el medio ambiente y la estructura productiva, a partir de la extensión de algunas medidas y la aplicación de otras que podrían ir en ese sentido.

## **Capítulo 1: Estructura productiva y restricción externa argentina**

La historia de la economía nacional, desde comienzos del siglo XX a la actualidad, gira en torno a fluctuaciones cíclicas protagonizadas por cinco etapas de crecimiento acelerado que duraron once o doce años: 1903-1913 (7,1%), 1918-1929 (6,6%), 1933-1944 (4,0%), 1964-1974 (4,8%) y 2003-2013 (6,7%). Junto con estas detenciones a la expansión de la productividad convivieron crisis sociales y económicas, interrupciones de procesos políticos y un cambio permanente en las decisiones macroeconómicas que atentaron contra el crecimiento sostenido (Kulfas, 2016).

En este vaivén de expansión y depresión, Argentina nunca salió de su condición de país en vías de desarrollo para transformarse en uno desarrollado. La primera de estas clases de países se les llama a los territorios que se encuentran en desarrollo económico partiendo de un estado de subdesarrollo o de una economía en transición; la segunda refiere a naciones que tienen un elevado nivel de desarrollo atendiendo a algún criterio, como puede ser un alto grado de industrialización que confiere a la mayoría de la población un elevado estándar de vida (Narodowski y Remes Lenicov, 2014).

La dinámica económica mundial está determinada por este último grupo de países, los desarrollados o del “centro”, territorios donde los frutos de la innovación tecnológica se difunden como respuesta a la expansión de la demanda efectiva en forma relativamente diversificada y homogénea. El carácter endógeno de ese progreso técnico explica que el mismo se difunda en forma casi simultánea con las pautas de consumo.

En los países de la periferia el progreso técnico es exógeno, llega “heredado” de los países desarrollados. Esta situación genera una “trampa del subdesarrollo”: en el centro se da el dinamismo económico y durante las fases de expansión esto actúa como impulso transitorio en la periferia. Con ello quedan establecidas relaciones económicas asimétricas en las que los países centrales van a la vanguardia tecnológica, ampliando las brechas en conocimientos y productividad y haciendo que los países periféricos sólo se aboquen a las actividades en las que tienen menores costos relativos (CIEPYC, 2015).

Dentro de esta dicotomía, Argentina es un país con características “periféricas”, pero se trata de una nación de desarrollo intermedio, con una estructura productiva y estándares

de vida alejados de los países desarrollados, pero también de las naciones más pobres del planeta. En su territorio se destacan un sector agrario de elevada productividad junto con una producción industrial donde participan tecnologías modernas y otras de menor productividad, además de carencias relevantes en la elaboración de tecnología, maquinaria y otros bienes de capital (Kulfas, 2016).

Esta matriz productiva predominó en el país desde el siglo XIX, cuando la teoría económica hegemónica pregonaba el principio de la división internacional del trabajo y las “ventajas comparativas”: cada país debía especializarse en las actividades productivas en donde más ventajas geoeconómicas poseía (Ricardo, 1817). Allí se forjó una economía agroexportadora, que gracias a la demanda mundial creciente de sus producciones logró ubicarse como la séptima en la escala mundial en 1908 (Rapoport, 2005).

Este modelo encontró sus limitaciones en los avances tecnológicos de la industria y relegó a la Argentina a ser un territorio que nunca logró el estándar de vida de los países que impulsaron este sector sobre el primario. Según Marcelo Diamand (1973), dicha carencia de desarrollo industrial condicionó a la nación a encontrarse con estrangulamientos en los períodos de apogeo de su economía, por estar subsumida en una “estructura productiva desequilibrada”: una matriz de producción no convencional, cuyo crecimiento está sistemáticamente limitado por la escasez de divisas (restricción externa). Se da cuando en la economía existen un sector primario moderno y dinámico y un sector industrial menos desarrollado, con costos incapaces de competir en el plano internacional y sin protección estatal.

Otros autores, analizan a su vez que la restricción externa es propia de los países de industrialización tardía, es decir, de aquellos que comenzaron a industrializarse en el siglo XX, cuando ya estaba afianzado mundialmente el capitalismo industrial. En ellos, el crecimiento del ingreso nacional está íntimamente asociado al crecimiento de las importaciones: la posibilidad de desarrollar actividades industriales requiere de maquinarias y otros insumos, como materias primas y productos intermedios (Riavitz, Zambón y Guliani, 2015).

Por otro lado, también destacan que el sólo hecho de aumentar el ingreso disponible por la población trae aparejadas nuevas necesidades que, al menos en parte, son satisfechas con productos importados. A su vez, plantean que en otros territorios de industrialización tardía como los asiáticos Corea, Taiwán y China inclusive, la restricción externa se evita mediante la exportación industrial, en base a precios competitivos debido a la intervención de un estado fuerte y costos productivos muy bajos, especialmente los salarios en referencia al estándar internacional.

### **1.1 La escasez de divisas: un problema recurrente**

Desde 1860 hasta el presente se han sucedido en Argentina 16 crisis económicas<sup>4</sup>, lo que da un promedio de ocurrencia de una cada diez años. En líneas generales, las mismas se correspondieron con los tres grandes paradigmas económicos de la historia argentina: el modelo agroexportador (1860-1930), la industrialización sustitutiva de importaciones (1930-1975) y el modelo de valorización financiera, que se establece desde 1975 hasta la actualidad (Zícari, 2020).

Más allá de las especificidades propias de cada crisis puntual, en todas irrumpió siempre el mismo problema como factor central: el sector externo (Zícari, 2020). Esta limitación al desarrollo por la disponibilidad de moneda extranjera implica que el nivel de actividad y las tasas de crecimiento económico que le permitirían a Argentina acercarse a una situación cercana al pleno empleo de recursos resultan, en general, mayores que el ritmo de crecimiento compatible con el equilibrio del sector externo (Abeles, Lavarello y Montagu, 2013).

Durante la década del '30 en el siglo XX, Argentina dejó atrás su perfil agroexportador y comenzó el mencionado modelo de industrialización sustitutiva de importaciones (ISI). A pesar del cambio de paradigma, la coexistencia previa de un sector agroexportador competitivo internacionalmente y sobre el cual descansaba la generación de divisas, junto con uno industrial de menor productividad relativa, comercialmente deficitario

---

<sup>4</sup> 1866, 1873-76, 1885, 1890, 1913, 1930, 1949-52, 1959, 1962-63, 1975, 1989, 1995, 2001, 2008, 2018-19.

por la dependencia de insumos y equipos importados pero clave para el objetivo de pleno empleo, generaba que los períodos de elevado crecimiento tendiesen a verse limitados por falta de divisas (CIEPYC, 2015).

El estrangulamiento en la disponibilidad de divisas, o restricción externa, se encontraba asociado a las dificultades para financiar las importaciones de bienes de capital y de partes y piezas necesarias para el crecimiento del sector industrial, mecánica que daba lugar a ciclos “stop and go” (pare y siga), que condicionaron el ritmo de la economía durante el modelo (Diamand, 1973).

Ocurrieron así en 1952 (segundo gobierno de Perón), 1958 (Frondizi), 1962 (Guido) y 1975, que por su intensidad mereció un nombre propio y se dio a conocer como “Rodrigazo”, por el ministro de economía que fue el encargado de llevar a cabo el ajuste económico durante la corta presidencia de María Estela Martínez de Perón (Riavitz, Zambón y Guliani, 2015).

A partir de 1976, con el cambio de modelo de acumulación, se dejaron de lado las ideas industrialistas y desarrollistas y se pretendió que fueran las fuerzas del mercado las que decidieran la evolución que tendría el país. Allí se añadió otro factor restrictivo a la disponibilidad de moneda extranjera que no tenía que ver con lo productivo: el pago de los servicios de la deuda externa, que prácticamente por dos décadas constituyó el principal elemento de fragilidad en el frente externo (Abelles, Lavarello y Montagu, 2011).

A partir de este período de valorización financiera posterior a la ISI, marcado por la desregulación financiera, la apertura comercial y la apreciación cambiaria, se agravó aún más la fragilidad de la economía argentina. No sólo se sumó el mencionado pago de los servicios de deuda externa como una fuente de demanda de divisas que afectó el sector externo, también llevó a un creciente proceso de desindustrialización, con la destrucción de buena parte de las capacidades tecnológicas acumuladas durante las décadas anteriores en las industrias metalmeccánicas (Zicari, 2020).

Durante este paradigma, se destacó el régimen de Convertibilidad de la década del 90, caracterizado por un déficit crónico en la cuenta corriente que fue financiado por las privatizaciones de empresas públicas, los fuertes flujos de inversión extranjera directa, la

repatriación de capitales fugados durante la década previa y el endeudamiento externo. La economía argentina creció muy fuertemente entre 1991 y 1994 y el relajamiento del sector externo vino también acompañado de favorables condiciones internacionales, del acceso al Plan Brady por la deuda externa y de las privatizaciones, lo que permitió expandir notablemente el producto (Schteingart, 2013).

Sin embargo, las altas tasas de crecimiento, en un marco de apertura y apreciación cambiaria, acarrearón una suba exponencial de las importaciones de tal magnitud que derivaron en recesión a fines de 1998, lo terminó por deprimir tanto las compras externas que en 2002 el déficit manufacturero desapareció. La salida de la Convertibilidad en el mencionado 2002 se dio bajo una crisis económica en la que el PIB cayó un 18% (Schteingart, 2013).

Tras la crisis de 2001-02, entre los años 2003-2010 la economía se expandió a una tasa anual acumulativa de 7,4%, impulsada por un marcado incremento de la producción del sector industrial (automotriz, siderúrgica y textil principalmente) y de las exportaciones. El alza en el precio de los commodities de exportación, sumado a la mejora de la competitividad por la devaluación y la mayor demanda internacional, permitieron aumentar en forma notable las reservas internacionales y obtener superávit fiscal y comercial (Kulfas, 2016).

Gráfico 1



Elaboración propia con datos del BCRA.

En este escenario de superávits gemelos y condiciones externas favorables, parecía que la restricción externa en etapas de crecimiento era un problema del pasado; pero a partir de 2008, la economía comenzó a sufrir una serie de acontecimientos, algunos importados y otros generados por la inestabilidad local, que repercutieron sobre su acumulación de reservas y volvieron a poner en agenda las dificultades del sector externo.

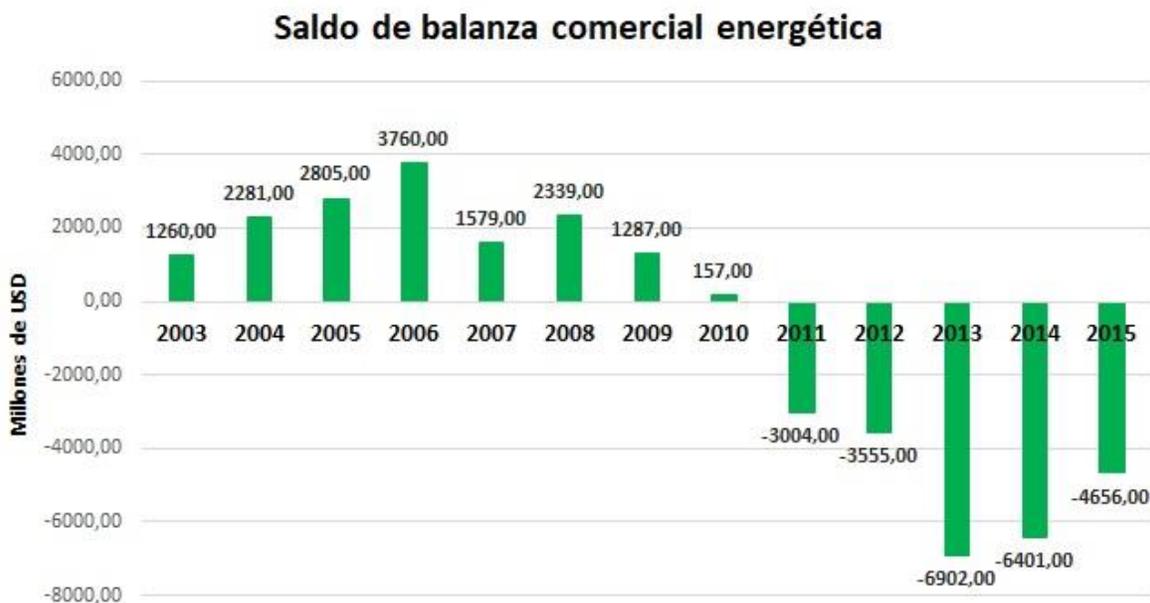
Los aspectos coyunturales de la creciente escasez de dólares del gobierno presidido por Cristina Fernández, que se manifestaron con más fuerza a partir de 2011, fueron la fuga de divisas por parte de los privados (atesoramiento), el pago de intereses y amortización de deuda, el giro de utilidades al exterior, los egresos netos por turismo, la pérdida neta de las industrias automotriz y química y la creciente importación de recursos energéticos (CIEPYC, 2014).

## Capítulo 2: Déficit energético: un problema sectorial y macro

Hasta el año 2010, la energía generada internamente alcanzaba para mantener la actividad: las importaciones en este concepto eran bajas e incluso menores a las exportaciones. Pero el incremento de la actividad en la recuperación económica kirchnerista generó una mayor demanda de energía que no fue compensada desde el lado de la oferta. El sector pasó de un superávit récord de USD 3760 millones en 2006 a un resultado comercial cercano al equilibrio cuatro años después, cuando el 2010 arrancó un resultado positivo de USD 157 millones (CIEPYC, 2014).

Tras este primer aviso, el déficit comercial y las alarmas en el sector llegarían en 2011 e implicarían una pérdida neta de divisas de más de USD 13.000 millones entre 2011 y 2013. Así se llegó, en dicho año 2013, a que el sector energético explicara el 14% de la pérdida de divisas, cuando en 2012 había sido el 8% y en 2011 el 4% (CIEPYC, 2014). La magnitud del problema era creciente y no se detendría allí.

Gráfico 2

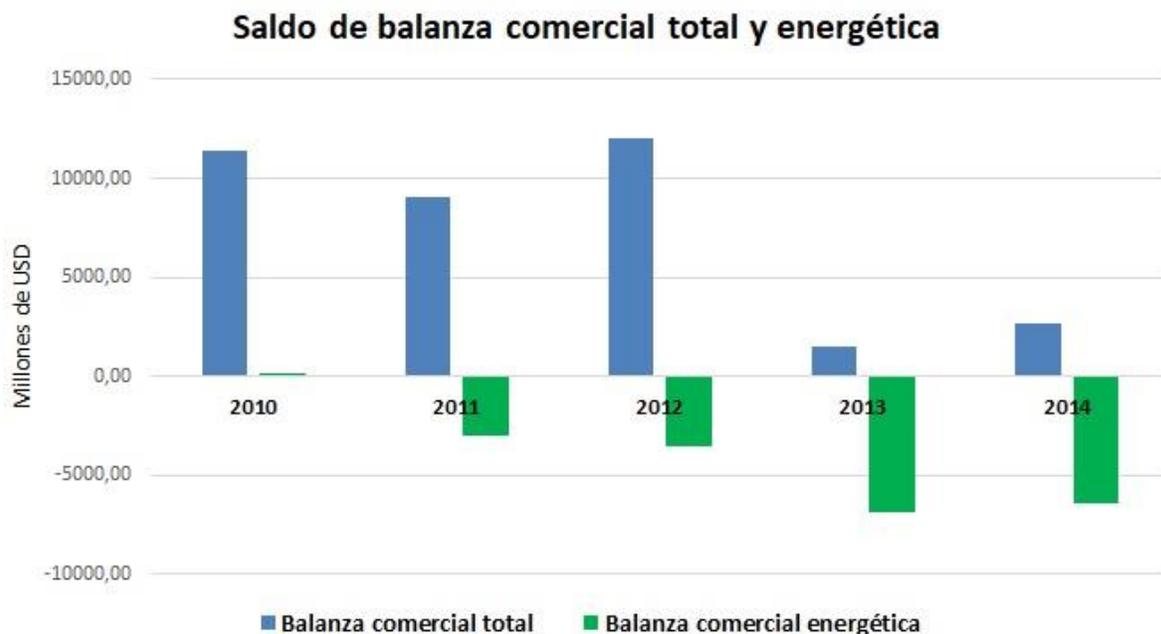


Elaboración propia con datos del BCRA.

Si bien la ausencia de un cambio estructural significativo en la matriz industrial argentina fue el principal canal de salida de divisas en aquel período de recuperación económica, las compras al exterior de productos energéticos, con la importación de gas natural como

bandera, emergieron como un problema sectorial que por su dimensión derivó en macroeconómico.

Gráfico 3



Elaboración propia con datos del Indec (ICA).

## **2.1 La energía desde la etapa frondizista**

Para entender qué papel jugó la energía y especialmente la producción hidrocarburífera en la problemática del sector externo durante el kirchnerismo, es necesario remontarse algunas décadas atrás y entender la dinámica con la que venía funcionando el sector. Durante la presidencia de Arturo Frondizi (1958-62), la energía comenzó a verse como un bien estratégico y se 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 la necesidad de resolver primero el déficit energético condicionaba cualquier sendero de desarrollo (Buccieri, 2018).

El proceso comenzó con la nacionalización de las reservas de hidrocarburos mediante la Ley 14.773, que declaraba “*de urgente necesidad nacional el aumento de la producción de hidrocarburos y de sus derivados, a los fines de autoabastecimiento del país*”, y postulaba

que las inversiones destinadas a ese fin tengan prioridad en la aplicación de los recursos del Estado. Sin embargo, si se privilegiaba una mayor velocidad en el logro del autoabastecimiento, se tornaba necesario solucionar la falta de recursos locales con capital extranjero (Rapoport, 2005).

Los desarrollistas entendían que la extracción interna de petróleo, además, promovía la actividad económica, creaba puestos de trabajo y reducía la dependencia externa ante contingencias externas como guerras o boicots de los países productores. El gobierno no dio marcha atrás con las inversiones extranjeras y, en 1962, casi logró el autoabastecimiento de crudo, que en ese entonces constituía una de las fuentes casi exclusivas de energía. Según el Boletín Estadístico de YPF del año 1963, la importación de combustibles, que era de 8.751.451 millones de m<sup>3</sup> en 1959, se redujo a 1.600.768 en 1962. A esto se llegó porque 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 año (Buccieri, 2018).

También hacia 1960 comienza a consolidarse el consumo de gas natural por parte de la población. En ese año entró en funcionamiento el gasoducto del Norte (Campo Durán-Buenos Aires), que puso a disposición de la creciente demanda grandes volúmenes de este combustible, que comenzaba a ganar terreno en la matriz energética (Montamat, 2007). Este progreso conllevó un fuerte cambio cultural a partir de su utilización en hogares e industrias, al punto que también se vinculó estrechamente con la generación de electricidad y originó una dependencia que estaría presente en las décadas siguientes, cuando las compras de este hidrocarburo fueron el principal bastión del déficit energético.

A su vez, en los años posteriores, se posibilitó la interconexión con Bolivia y se construyeron nuevos gasoductos troncales, en tanto el crecimiento del sistema de transporte implicó la necesidad de extender también el de distribución. Así, culminando los años '80, el sistema de gas argentino era el más grande y 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 descubrimientos de esta época desplazaron el horizonte temporal de disponibilidad gasífera, estabilizándose en torno de los 35 años. Especialmente se destaca el descubrimiento del yacimiento de Loma de La Lata en Neuquén (1977), que permitió que las reservas de gas superaran a las de petróleo. A su vez, 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), Centro-Oeste (1981) y el NEUBA II (1988). La Argentina se configuraba, así, como uno de los países con gran preponderancia de gas natural (Buccieri, 2018).

Gráfico 4

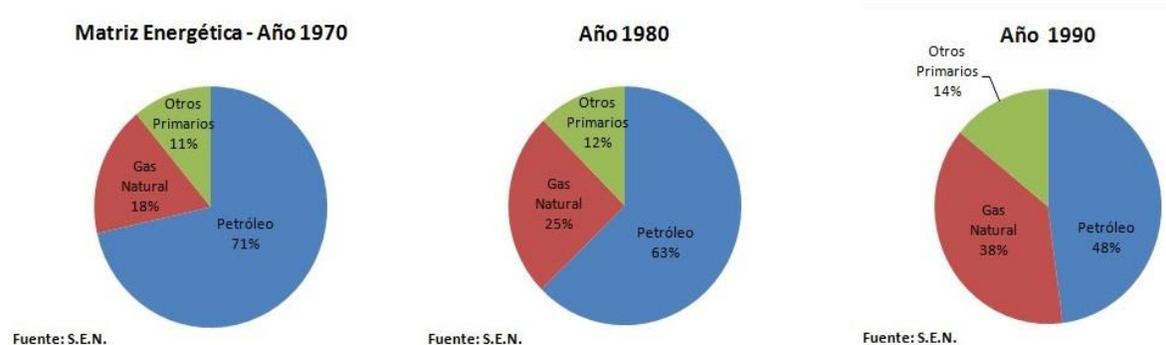


Gráfico elaborado por el Instituto Argentina de Petróleo y Gas (IAPG).

Más allá de los descubrimientos y decisiones que volcaron el perfil energético argentino hacia el gas, también se destacaron algunas obras orientadas a diversificar la matriz energética que relativizaron la dependencia de los hidrocarburos: las represas hidroeléctricas y las centrales nucleares.

En cuanto a la energía hidráulica, el mayor ejemplo fue el proyecto de la central hidroeléctrica de Yacyretá, firmado en diciembre de 1973 por Argentina y Paraguay y cuya construcción se inició en 1983. La central fue inaugurada en 1994 aunque recién en 2011 se aumentó la cota a la máxima de diseño, llegando a proveer el 45% de la energía hidroeléctrica del país. Del mismo modo, la represa hidroeléctrica del Chocón, la tercera en importancia a nivel nacional y la segunda de las cinco de la cuenca del río Limay (la principal es Piedra del Águila y se terminó en 1993), data de 1972 y la de Salto Grande, interconectada con Uruguay, de 1978 (Buccieri, 2018).

Respecto de la energía nuclear, la primera central, Atucha I, (Lima, 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. A su vez, el Plan Nuclear Argentino aprobado en 1979 durante la dictadura, planeaba la construcción de cuatro nuevas centrales que debían entrar en operación en los años 1987, 1991, 1994/1995 y 1997. La tercera central, Atucha II (también 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, cuando se retomaron las operaciones y se logró conectar para 2014 (Buccieri, 2018).

Durante la crisis económica del último año del gobierno de facto, la energía primaria producida en el país alcanzó para abastecer la demanda local. Este autoabastecimiento se logró en 1983 tras es el desplome del consumo por la caída del salario real, y se mantuvo durante el período de la UCR (1983-89), a pesar de que la producción de petróleo cayó hasta 1987 y sólo creció levemente en los dos años posteriores.

Sin embargo, el sistema energético argentino comenzó a presentar sus primeros problemas graves de funcionamiento: YPF, la mayor compañía hidrocarburífera nacional y que había sido central durante décadas en la producción energética, fue endeudada ferozmente en el exterior durante el mandato militar, para acercar las divisas que se fugaban a la economía doméstica. Además, según Montamat (2007), la principal falencia energética radicaba en que las empresas públicas estaban sometidas a “precios políticos”, por lo que habían degradado la calidad del servicio que prestaban y no podían tampoco financiar nuevas inversiones.

Fue en este contexto que, a fines de 1988, estallaron los problemas eléctricos: éstos derivaron en crisis energética como consecuencia de un año seco para la generación hidroeléctrica, a lo que se sumó la obsolescencia de las máquinas térmicas de reemplazo, debiéndose programar cortes rotativos del suministro eléctrico. La política energética estaba acumulando críticas centradas en el criterio de extracción de los recursos no renovables, y se debatía sobre la continuidad de las políticas de control o la migración hacia un sistema desregulado (Montamat, 2007).

## **2.2 Cambio de perfil en el sector y venta de YPF**

El período de privatizaciones de los años '90, que acarrió el desmantelamiento del sistema de empresas públicas, corrió la idea de la energía como un bien estratégico. A pesar de que Argentina se autoabastecía, la energía gestionada públicamente había acumulado fallas que derivaron en el cambio de perfil, que comenzó a privilegiar el negocio empresario por sobre el bienestar de los usuarios. El nuevo modelo se basó en la confianza en los mercados como emisores de señales de precios eficientes y a la gestión e inversión privada como la forma óptima para garantizar el abastecimiento a largo plazo (Abadie y Lerner, 2011).

El sector comenzó a recibir un creciente ingreso de capital privado mediante concesiones de áreas para su explotación, en tanto la política se orientó a desmonopolizar y desregular la producción de petróleo y gas, estableciendo incentivos para captar inversiones de largo plazo. En efecto, se establecía la libre disponibilidad del petróleo extraído y del 70% de las divisas de exportación; a su vez se eliminaba la mesa de crudos –mediante la cual el petróleo producido era anteriormente distribuido entre YPF y las refinadoras privadas–, y se establecía la libre importación y exportación petróleo y sus derivados sin aranceles ni retenciones (Schteingart, 2013).

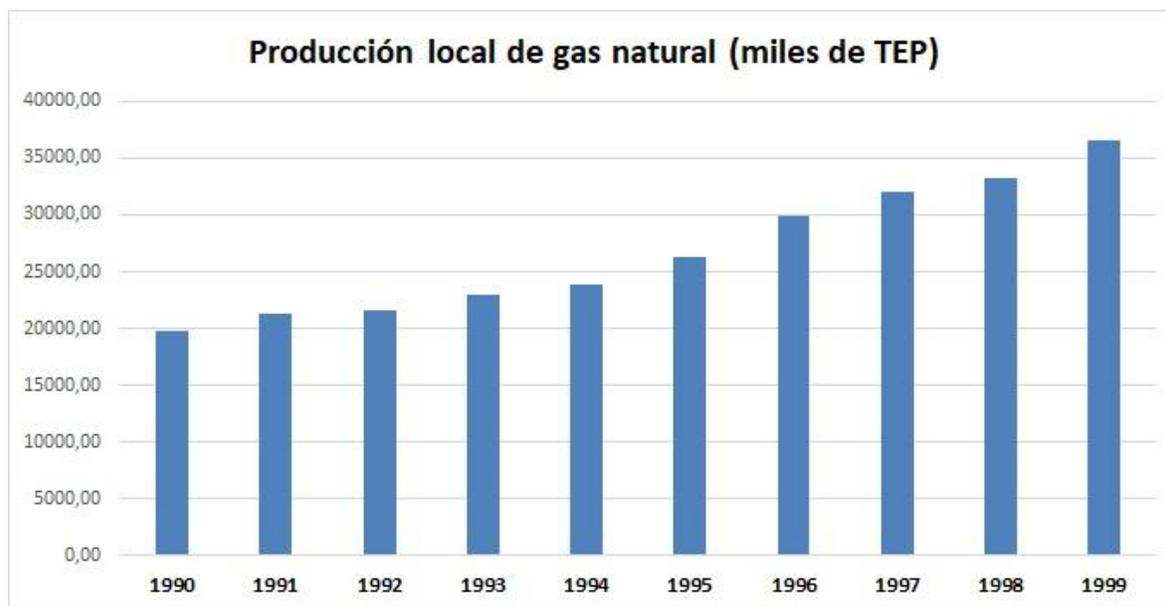
En el caso particular del gas, la empresa Gas del Estado, que fue creada en 1946 acompañada por el gasoducto Comodoro Rivadavia-Buenos Aires tres años después, fue privatizada a fines de 1992, aduciendo problemas en exploración y producción por diferencias en costos de producción y contratos de compra de gas a precios políticos, gasoductos troncales en mal estado, 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 finalmente desregulado en 1994 (Buccieri, 2018).

A su vez, se dio paso a un segmento de producción de libre competencia, con dos transportistas y ocho distribuidoras definidas por áreas geográficas. Bajo este esquema se desregularon también las interacciones entre los productores, distribuidores y grandes consumidores, mientras que los segmentos considerados monopolios naturales (transporte y distribución) vieron reguladas sus tarifas por parte del Estado. No obstante, luego de la privatización 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 (Buccieri, 2018).

A partir de estos nuevos lineamientos, la producción del gas natural mostró un crecimiento que acumuló una suba de 86,8% entre 1989 y 2000. Sin embargo, contrariamente, disminuyó el ritmo exploratorio. Si bien a partir de 1994 las reservas gasíferas volvieron a crecer, dicho crecimiento estuvo asociado a proyectos de exportación que poco tuvieron que ver con la sustentabilidad de la provisión en el largo plazo (Galé, 2005).

Gráfico 5



Elaboración propia con datos del MINEM.<sup>5</sup>

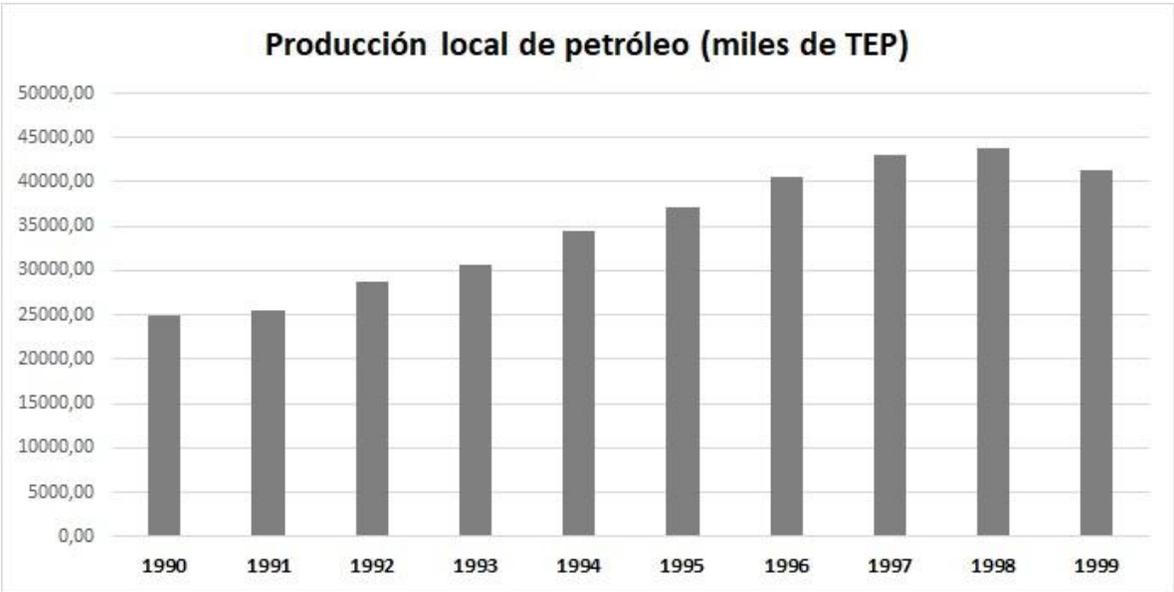
La infraestructura era propicia a esta política comercial, en tanto nuestro país exportaba habitualmente gas natural a Chile, Brasil y Uruguay y se pensaba que las potenciales ventas futuras podían ser incluso mayores. Antes de los '90, el Estado argentino había mantenido un estricto control sobre las exportaciones de combustibles, pero en este período la actividad persiguió una rentabilidad empresarial, por encima del manejo sustentable de los recursos no renovables. Argentina se convirtió en exportadora neta de combustibles, no sólo a costa de

<sup>5</sup> TEP refiere a Tonelada Equivalente de Petróleo. Se trata de una unidad de energía que equivale a la energía que rinde una tonelada de petróleo.

comprometer las reservas sino también el abastecimiento futuro a precios razonables de las actividades productivas domésticas (Buccieri, 2018).

Bajo este mismo esquema, la producción petrolera también tuvo un crecimiento acelerado, que en este caso fue del 76% entre 1990 y 1998<sup>6</sup>, lo que consolidó el autoabastecimiento logrado en 1983 y le sumó un creciente ingreso de divisas por exportación. Sin embargo, nuevamente, el notable aumento en el rendimiento no se sustentó con el descubrimiento de nuevos yacimientos por parte de las operadoras, sino en la sobreexplotación de los existentes.

Gráfico 6



Elaboración propia con datos del MINEM.

En cuanto al mercado eléctrico, el 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). Para introducir competencia en el mercado, la Ley 24.065 de 1991 creó un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para que operara con precios libres, y se estableció la desintegración horizontal y vertical del sector. La sustentabilidad de la generación eléctrica terminaba dependiendo de la disponibilidad de gas natural en el mercado local.

<sup>6</sup> Pasó de 27,7 millones de m3 a 47,7 millones de m3 en 1998.

Montamat (2007) asegura que el nuevo mecanismo de generación de precios 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, estableciendo mejoras evidentes en la calidad del servicio.

La introducción de la tecnología de ciclo combinado orientó una de las principales inversiones hacia la construcción de nuevas centrales térmicas a gas natural, desplazando parcialmente al gasoil y el fueloil, gracias a la gran disponibilidad de este combustible en ese momento. La instauración del mercado eléctrico competitivo llevó a una explosión de la oferta bajo estas condiciones, en tanto se desbalanceó la matriz en desmedro de la generación hidráulica y nuclear. 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 (Buccieri, 2018).

Gráfico 7. Matriz energética argentina 1990 y 2000.

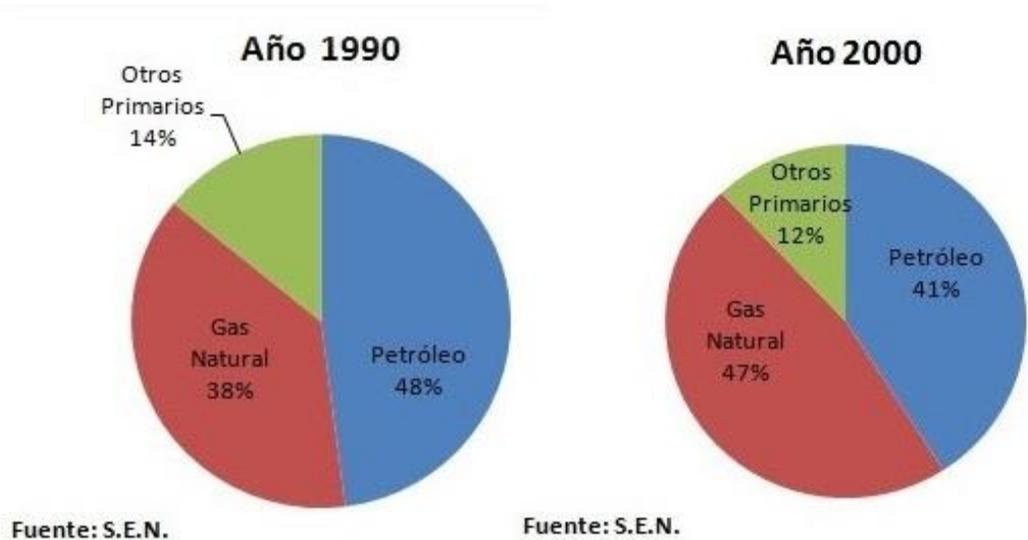


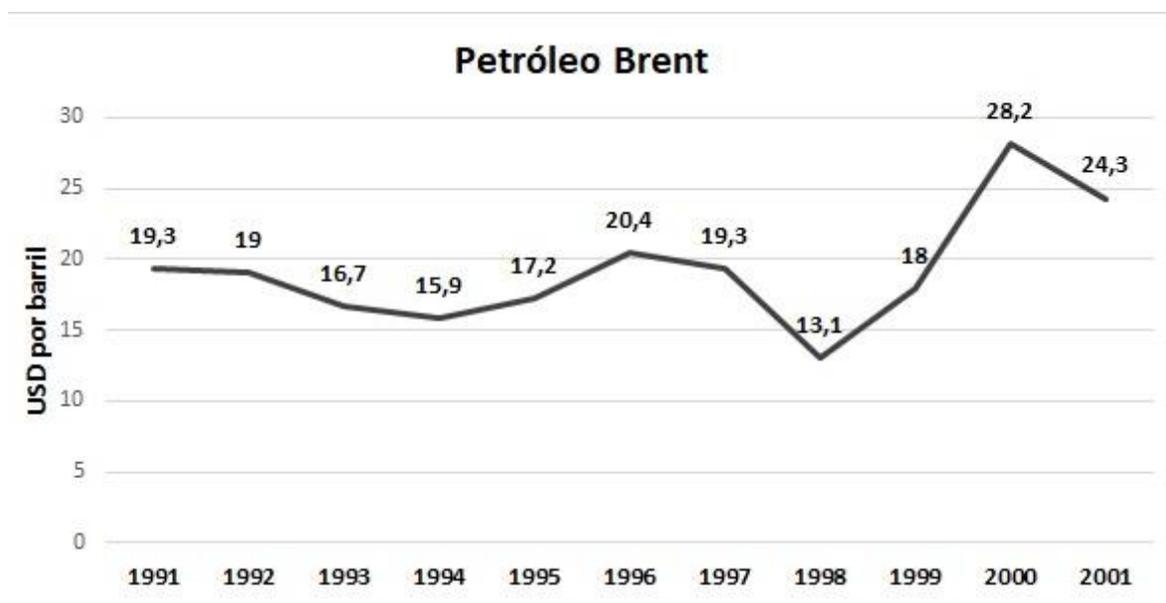
Gráfico elaborado por el Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG).

Pero una de las cuestiones cruciales en el desempeño del sector durante la década fue la privatización de YPF. La mayor compañía hidrocarburífera nacional fue vendida en octubre

de 1992 mediante la Ley 24.145, y con ello el Estado dejó de manejar el excedente de exportación y se dio vía libre a la Inversión Extranjera Directa (Schteingart, 2013).

Hasta mediados de 1998, el Estado conservó el 23% de las acciones de YPF, una participación considerable en términos estratégicos debido a que el resto de las acciones se hallaba atomizado, pero en 1999 llegó la compra de la participación accionaria estatal por parte de la española Repsol, compañía que luego hizo una oferta hostil<sup>7</sup> para quedarse con el resto del paquete accionario, concretando el cambio de manos en un momento en que el precio internacional del petróleo había alcanzado una cotización mínima de USD 13.

Gráfico 8



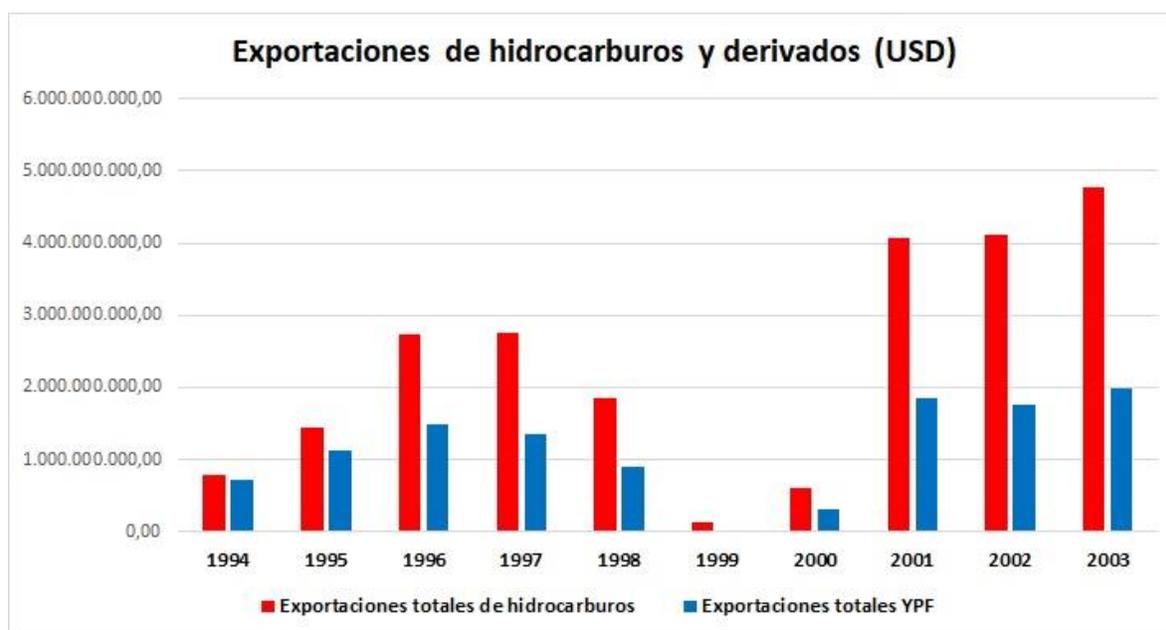
Elaboración propia con datos del FMI.

La pérdida de la petrolera estatal implicó un rotundo cambio de política en el frente hidrocarburífero, con una profundización en la reducción de exploración y una subida exponencial de las exportaciones, que en el gas natural trajo aparejado la construcción de numerosos gasoductos de exportación.<sup>8</sup>

<sup>7</sup> Asegura Fernando “Pino” Solanas que el precio que Repsol pagó por YPF equivalía a la mitad de lo que la compañía nacional generaba en un año de producción. <https://www.youtube.com/watch?v=GLycN7nWn0A>

<sup>8</sup> 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 m<sup>3</sup> /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 (Buccieri, 2018).

Gráfico 9



Elaboración propia con datos del MINEM.

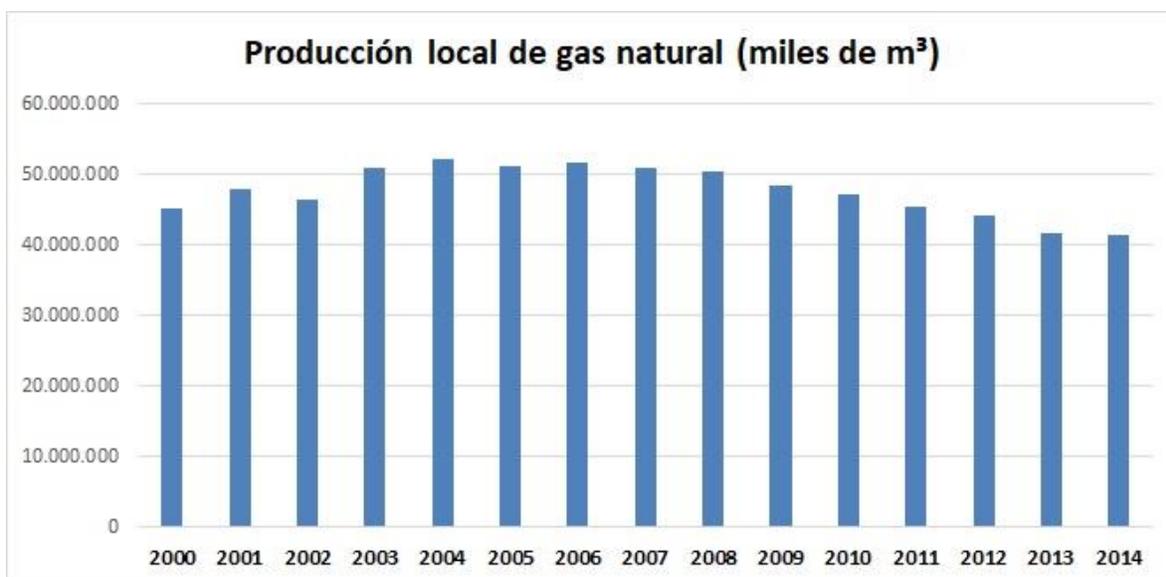
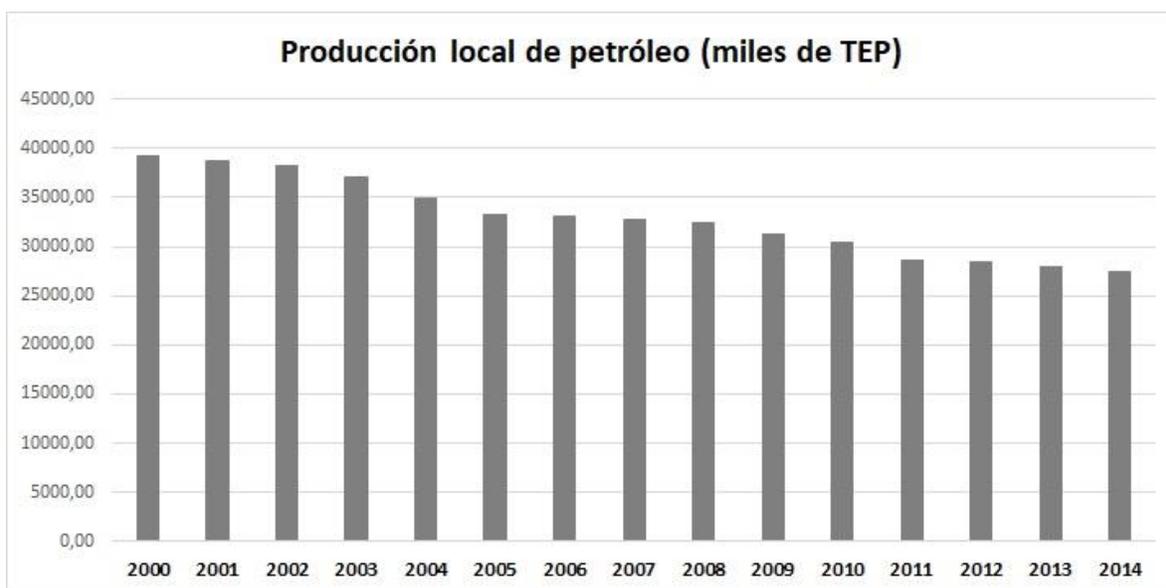
### **2.3 Fase declinante y nuevo modelo de gestión**

A la vista de las mencionadas deficiencias acumuladas en la política energética, en los años 2000 y 2001, cuando la caída de la Convertibilidad era inminente, las empresas distribuidoras y transportistas ya no realizaron inversiones en el mercado interno. Además, la política de producción con fines exportadores sin su sustento exploratorio para garantizar la continuidad de la oferta, hizo que el autoabastecimiento y el ingreso de divisas por ventas cambiaran su rumbo (Kozulj, 2005).

Desde la asunción de Duhalde a principios de 2002, las actividades extractivas como el petróleo y el gas, al igual que la refinación de combustibles y la generación de energía eléctrica, comenzaron a operar a valores internos muy por debajo de los internacionales, ya por decisión de gobierno y no por la ley de oferta y demanda del libre mercado que regía en la Convertibilidad. El gobierno aplicó a su vez retenciones a la exportación: las productoras locales de crudo llegaron a recibir un 40% menos en dólares que la referencia mundial. El valor del gas, a su vez, costó en promedio un tercio de lo que se pagaba para importarlo desde Bolivia (Kozulj, 2005).

La extracción de petróleo profundizó así la trayectoria declinante que traía desde 1999, acumulando hasta el 2014 una caída del 33% en relación con el máximo histórico alcanzado en 1998. Por su parte, la producción gasífera continuó su fase ascendente incluso terminado el régimen convertible, hasta alcanzar un nivel máximo de más de 52 mil millones de m<sup>3</sup> en el 2004. Pero tras ese año récord, las políticas extractivistas mutaron a una persistente caída en los niveles de extracción (Perrone y Santarcángelo, 2018).

Gráficos 10 y 11



Gráficos de elaboración propia con datos del MINEM.

Ya en el gobierno de Néstor Kirchner, en línea con el cambio de modelo que tendió a que el Estado recupere su incidencia en la política energética, el expresidente envió al Congreso el proyecto para la creación de Energía Argentina Sociedad Anónima (Enarsa), una compañía con mayoría estatal finalmente creada a fines de 2004 para competir en el mercado de bienes energéticos (principalmente en petróleo), dominado en aquel entonces por operadores privados.<sup>9</sup>

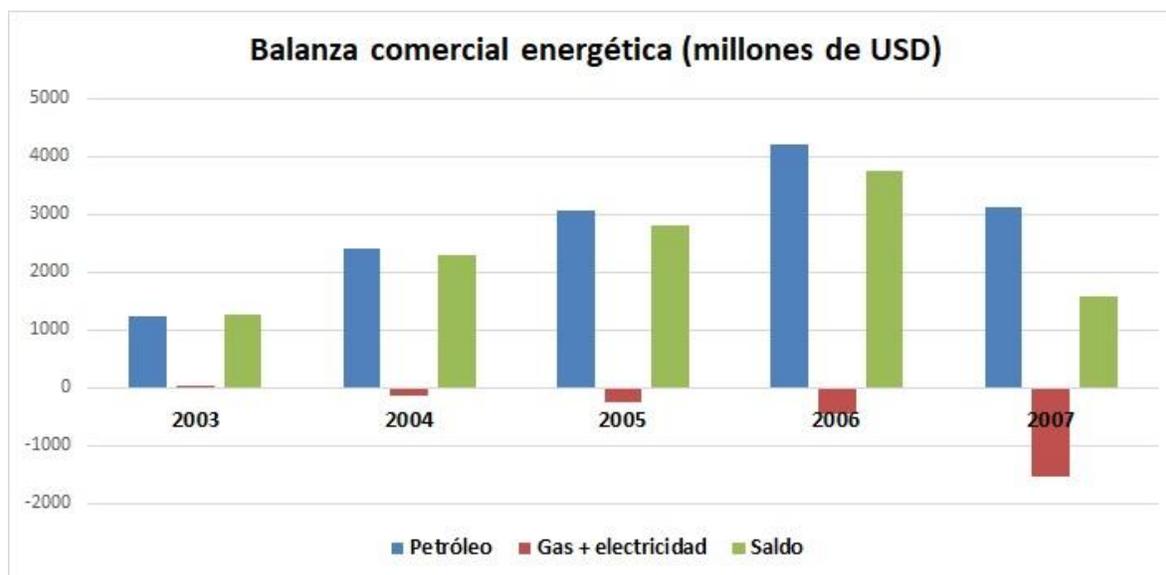
El principal activo de Enarsa sería ser la titular de permisos de exploración y explotación de las áreas petroleras marítimas aún no concesionadas, incluida la mayor parte de la plataforma continental. Además, tenía el poder de producir, almacenar, transportar y distribuir tanto derivados del petróleo como electricidad. De esta manera, se buscaba contrarrestar la posición dominante de los oligopolios del sector.

La participación estatal también se hizo presente al subirse los derechos de exportación, medida que además buscaba dirigir la producción hacia un mercado doméstico que empezó a notar que los combustibles ya no abundaban. Un ejemplo de esto fue que en ese mismo 2004 se negoció la importación de gas de Bolivia, revirtiendo la posición exportadora neta de gas natural, y con Venezuela el intercambio de alimentos por derivados del petróleo como gasoil y fueloil para atender la generación térmica y descomprimir la demanda de gas natural. A eso se debe sumar que se importó energía eléctrica de Brasil para evitar generarla en el mercado doméstico con los hidrocarburos que escaseaban (Kozulj, 2005).

---

<sup>9</sup> [https://www.clarin.com/ediciones-anteriores/promulgaron-ley-creacion-enarsa\\_0\\_HyOGfXokCte.html](https://www.clarin.com/ediciones-anteriores/promulgaron-ley-creacion-enarsa_0_HyOGfXokCte.html)

Gráfico 12



Elaboración propia con datos del INDEC.

Según Kozulj (2005), las reservas de gas ya descubiertas de la Argentina en la posconvertibilidad eran suficientes para garantizar el suministro próximo a diez años, pero más allá de ese plazo se requerirían nuevos descubrimientos e inversiones en exploración que los productores veían como inconvenientes frente a la posibilidad de monetizar reservas ya descubiertas en Bolivia. Estas reservas vecinas estaban en manos de idénticos operadores a los del mercado local, lo que hacía poco probable que se realicen grandes esfuerzos de exploración privada en territorio nacional, aun cuando los precios se dolarizaran a un nivel próximo al que rigió durante la Convertibilidad.

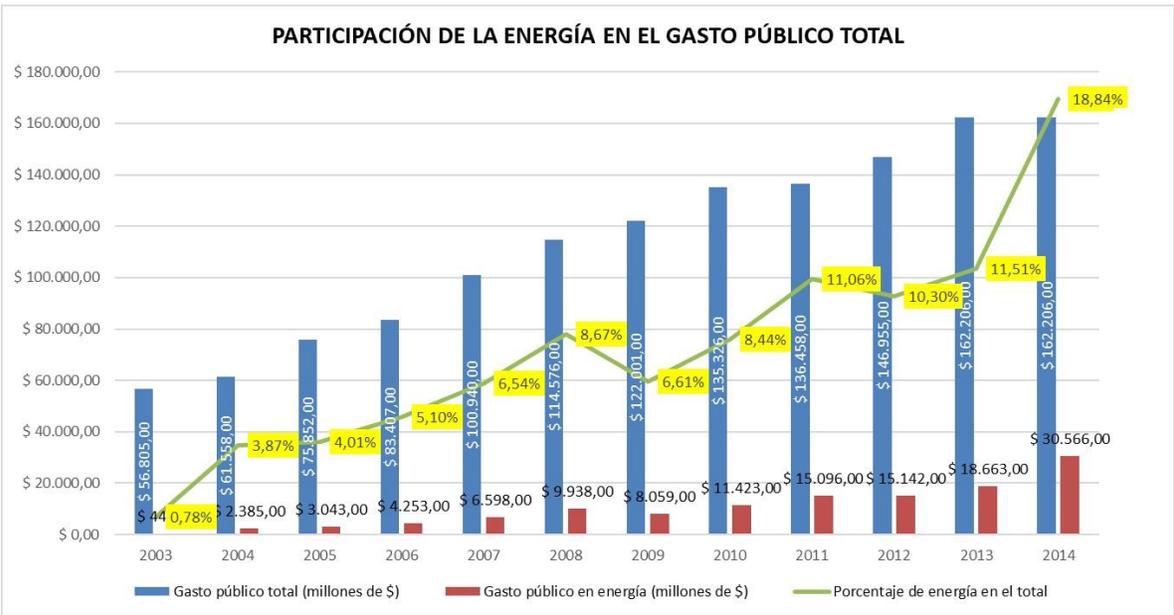
A partir de la insuficiencia de gas natural que el gobierno kirchnerista percibió en el 2004 y que afectaba el suministro en los picos de invierno y la generación eléctrica, el Poder Ejecutivo encontró otro recurso para intervenir el mercado y transformar la dinámica: los generadores térmicos comenzaron a procesar el combustible que recibían del Estado a cambio de una remuneración que cubría sus costos operativos. Estas condiciones se sumaron a las vigentes desde 2002, momento en el que se pesificaron las transacciones de gas y del mercado mayorista eléctrico para luego, además, congelarlas (Abadie y Lerner, 2011).

Fernando Navajas (2015), asegura que todas estas medidas implicaron un costo fiscal y un impacto en la balanza comercial, en la medida que los precios atados a las referencias

internacionales no se trasladaban a los consumidores. Si bien estas decisiones fueron un alivio inmediato para los consumidores y una oportunidad para seguir expandiendo el consumo y el crecimiento de la actividad, al poco tiempo impactaron negativamente no sólo a nivel sectorial sino macroeconómico.

Las intervenciones estatales buscaron transferencias a los consumidores a expensas de inversiones previas, por lo que los subsidios pasaron de menos de \$200 millones en 2005 a \$150.000 millones en 2014 (poco más de USD 18.000 millones), caracterizando un modelo de incentivos deprimidos por la intervención de precios (Navajas, 2015). Esa diferencia entre mayores costos de producción y tarifas congeladas marcó una tendencia fuertemente declinante en los precios reales que pagaron los consumidores, aspecto que junto con la recuperación económica que se vivió en paralelo elevaron el consumo de final energía casi un 50% entre 2002 y 2013 (Perrone y Santarcángelo, 2018).

**Gráfico 13**



Elaboración propia con datos de la Secretaría de Gobierno de Energía.

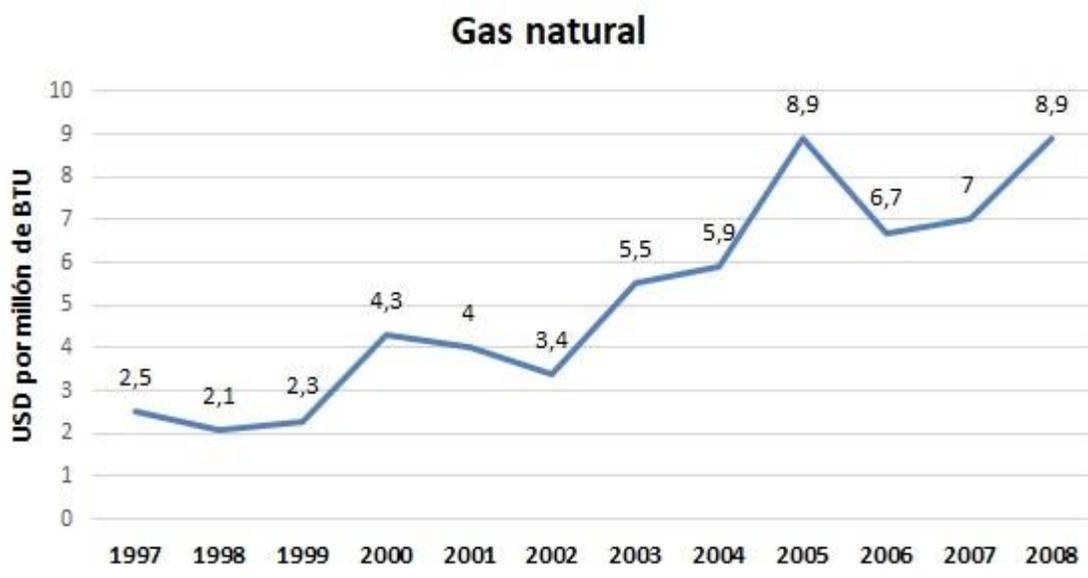
Asegura Navajas (2015) que estas intervenciones de precios fueron un obstáculo a las políticas de descarbonización<sup>10</sup> de la atmósfera mientras que, al mismo tiempo, generaron

<sup>10</sup> Descarbonización refiere a acciones que bajen o eliminen el consumo de combustibles fósiles que poseen carbono en su estructura molecular, y cuya combustión libera energía, contaminantes y gases de efecto invernadero. El más abundante de dichos gases originados por las actividades humanas es el dióxido de

transferencias con efectos distributivos no deseados para una economía en desarrollo, a partir de transferencias regresivas a usuarios de altos ingresos que además retardaron el movimiento hacia bajas emisiones de gases de efecto invernadero.

La energía barata fue explicada por el gobierno de turno como el aprovechamiento de una oportunidad para incentivar el desarrollo de la industria doméstica, que ganó en competitividad, y favorecer la expansión de la demanda agregada y del consumo interno de bienes energéticos como aires acondicionados y electrodomésticos. 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 (Kozulj, 2005).

Gráfico 14



Elaboración propia con datos del FMI.

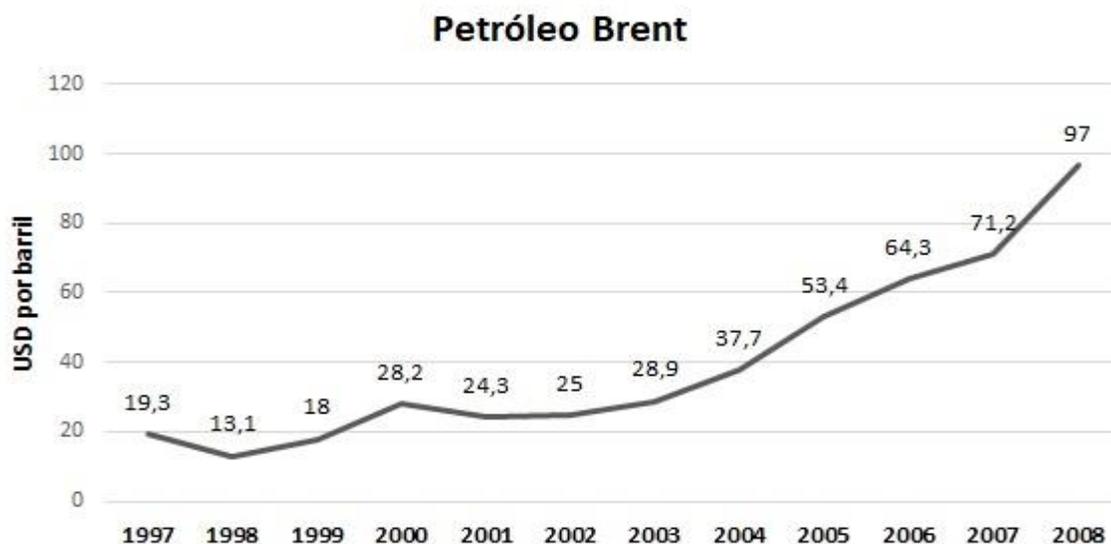
La consecuencia de estas intervenciones fue la aceleración del ritmo de declive de las actividades de exploración y de ampliación de la capacidad refinadora. Además, ante las

---

carbón (CO<sub>2</sub>), que causa calentamiento con consecuencias sobre el clima a escala global. Entre los combustibles fósiles se encuentran el carbón, el petróleo, sus derivados y el gas natural (metano). El carbón es el combustible fósil que emite más CO<sub>2</sub>, ya que genera casi el doble de CO<sub>2</sub> por unidad de energía que el gas natural (el que menos emite de entre los combustibles fósiles de uso habitual).

subas sostenidas en el precio internacional del crudo, que pasó de USD 24 el barril en 2001 –tomando la variedad Brent– a USD 38 en 2004, USD 65 en 2006 e incluso superaría los USD 100 más adelante, se siguieron aumentando las retenciones para disociar el precio interno del internacional (hasta 45% para el crudo cuando el precio internacional superara los USD 45 el barril, y 5% para los productos derivados).

Gráfico 15



Elaboración propia con datos del FMI.

Hasta el 2009, las exportaciones de gas natural a Brasil, Chile y Uruguay superaban las importaciones provenientes de Bolivia. Desde entonces, las compras experimentaron un incremento constante al punto de hacer casi invisibles los envíos a los países limítrofes. Asimismo, en 2008 se incorporaron las importaciones de GNL (gas natural licuado) provenientes de destinos regionales y extrarregionales para complementar a las bolivianas. Al igual que el gas por ducto, las compras de GNL tuvieron un comportamiento ascendente (Ceppi, 2017).

Gráfico 16

**Intercambio comercial de gas natural**

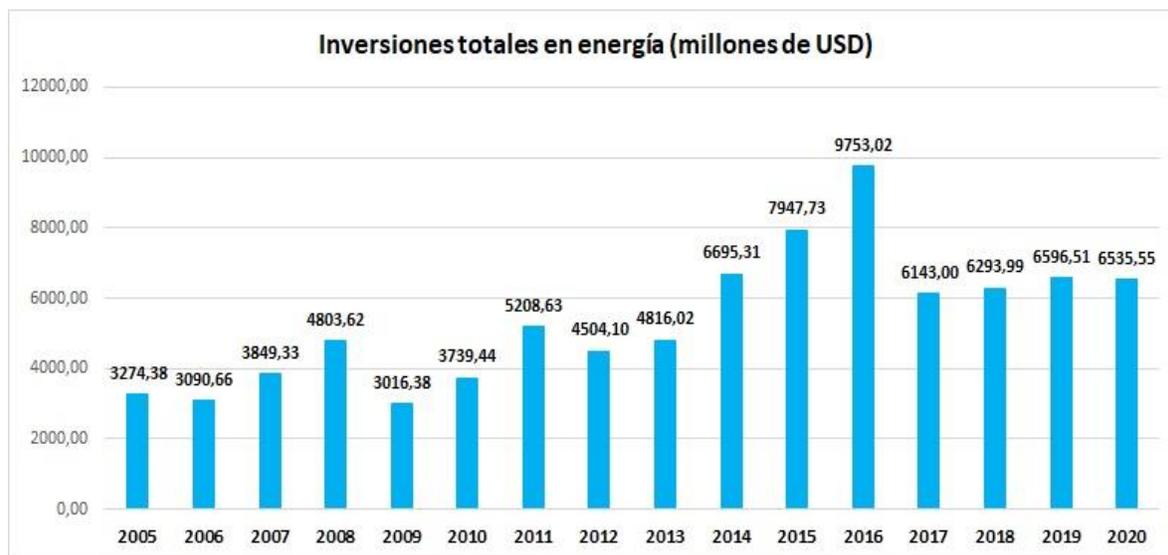


9

Gráfico elaborado por la Secretaría de Energía en “Balance energético 2016-2020”.

El contexto de congelamiento del precio del gas en boca de pozo, en el marco de un fuerte crecimiento en el valor internacional de los hidrocarburos y en una coyuntura interna dominada por grandes empresas transnacionales, se tradujo finalmente en una caída en el nivel de inversiones en explotación y especialmente en exploración, conduciendo a un estrangulamiento en la producción de gas natural y a una caída sistemática en el horizonte de reservas en el país (Perrone y Santarcángelo, 2018).

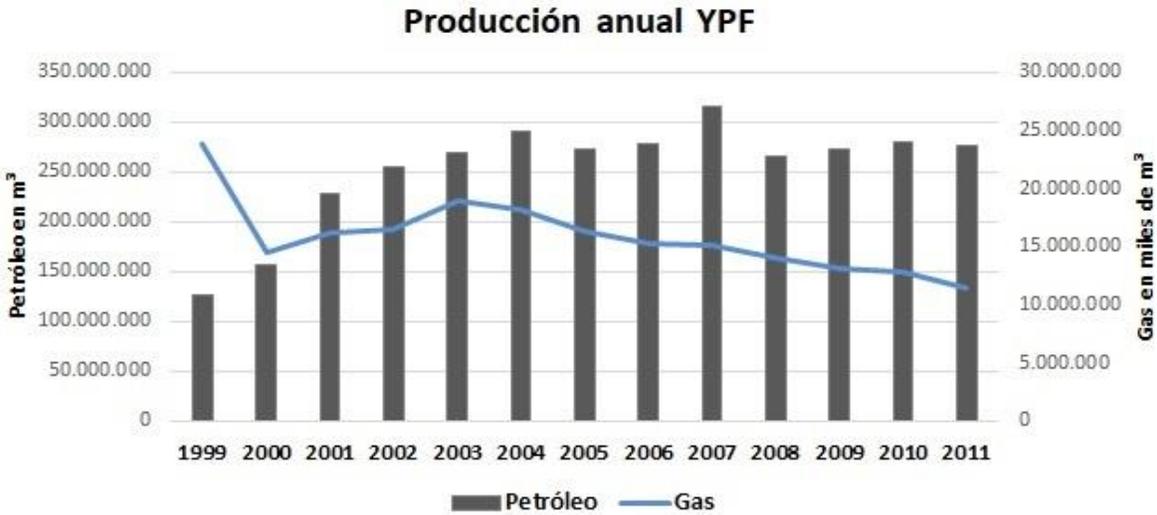
Gráfico 17



Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

Entre estos mencionados problemas de oferta, se destaca principalmente la caída en la producción de Repsol-YPF, la principal operadora del sector. 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 del sector indican una declinación de la mitad de la magnitud en el caso del petróleo y una muy leve caída en el caso del gas, lo que probó que Repsol-YPF estaba retrayendo su producción a mayor tasa que el resto de las empresas del mercado (Buccieri, 2018).

Gráfico 18



Elaboración propia con datos del MINEM.

La preponderancia de las importaciones por sobre las exportaciones energéticas generó dos situaciones paralelas: una escalada en los gastos estatales para cubrir las respectivas compras y el regreso del déficit en la balanza comercial energética en el año 2011 (el último había sido en 1982), en el final del primer mandato de Cristina Fernández. La mayor erogación de divisas vino por las crecientes compras de gas natural, a lo que sumaron con fuerza ascendente el GNL, el GLP (gas licuado de petróleo), electricidad y gasolinas.

Tabla 1

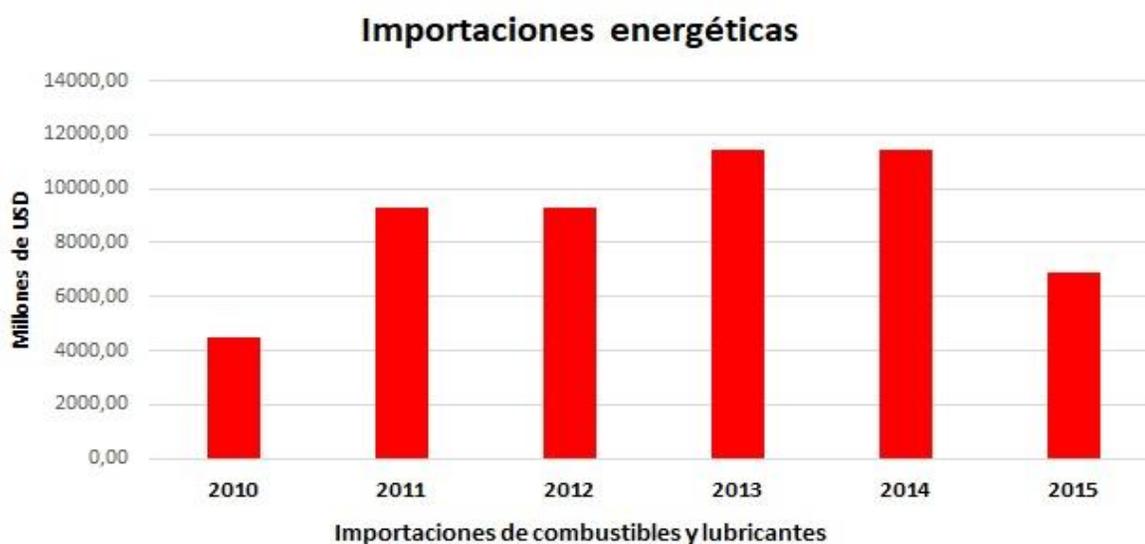
| <b>IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL (Mm<sup>3</sup>)</b> |                       |                          |                |
|--|-----------------------|--------------------------|----------------|
| <b>AÑO</b>   | <b>Gas de Bolivia</b> | <b>Gas licuado (GNL)</b> | <b>Totales</b> |
| <b>2008</b>  | 959.881               | 488.649                  | 1.448.530      |
| <b>2009</b>  | 1.767.557             | 904.969                  | 2.672.526      |
| <b>2010</b>  | 1.845.372             | 1.766.891                | 3.612.263      |
| <b>2011</b>  | 2.828.580             | 4.081.205                | 6.909.785      |
| <b>2012</b>  | 4.855.377             | 4.650.750                | 9.506.127      |
| <b>2013</b>  | 5.965.059             | 5.844.534                | 11.809.593     |
| <b>2014</b>  | 6.033.954             | 5.866.035                | 11.899.989     |
| <b>2015</b>  | 5.977.531             | 5.410.546                | 11.388.077     |

Elaboración propia con datos del Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG).

El deterioro en el saldo comercial de la balanza de combustibles, que coincidió con los años en los que los gastos en importaciones fueron mayores, comenzó a incidir no sólo como un problema sectorial, sino como una dificultad que por su magnitud alteró la macroeconomía, ya que además del déficit energético al país se le sumaron otros desajustes que derivaron en un sendero de estancamiento por falta de divisas.

*Ver Gráfico 2 en Capítulo 2 sobre Balanza comercial energética 2003-15.*

Gráfico 19



Elaboración propia con datos del INDEC.

Aseguran Riavitz, Zambón y Guliani (2015), que a partir de aquel 2011 hasta 2015, la Balanza de Pagos sin el sector energético hubiera resultado –a grandes rasgos- equilibrada. Entonces, el sector energético adquirió una importancia fundamental en el resultado del comercio exterior: su evolución coincidió con la tendencia de la variación de reservas de divisas del país ocurridas en los últimos años.

*Ver Gráfico 1 en Capítulo 1 sobre Reservas del BCRA y Reservas como porcentaje del PBI.*

La restricción externa derivó rápidamente en medidas del gobierno que, buscando aminorar el impacto de la falta de dólares en la economía, alteraron el humor social: impuestos al turismo, retenciones a las exportaciones, restricciones a las importaciones y a la compra de moneda extranjera.

La incidencia del sector energético en esta problemática puede resumirse, entonces, en tres elementos que operaron en el mismo sentido: en primer lugar, una producción en constante declive (petróleo desde 1998 y gas desde 2004); en segundo lugar, una acelerada expansión del consumo local, consecuencia de la recuperación económica y de la disociación del costo de producción de la energía con el precio final pagado por los usuarios. Estas dos dificultades llevaron al tercer elemento: una importación de volúmenes cada vez mayores de combustibles, en un contexto de creciente incremento en el precio internacional de los mismos, que mostró una evolución alcista muy significativa desde 2004 y que se aceleró en el marco de la crisis internacional iniciada en 2008, afectando aún más la salida de divisas (Perrone y Santarcángelo, 2018).

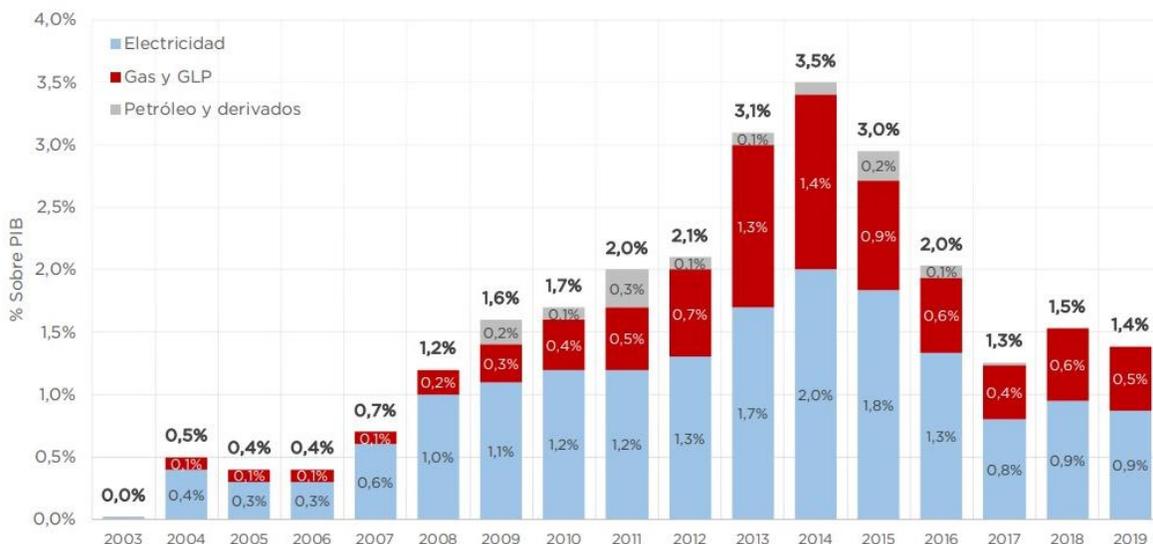
### Capítulo 3: La política energética a partir del déficit

El sector energético fue relevante en la restricción externa porque explicó el 81% del déficit de cuenta corriente del balance de pagos entre 2006 y 2014 (CIEPYC, 2014). Sin embargo, ya desde el año 2003, en plena recuperación económica, las importaciones energéticas empezaron a crecer a tasas cada vez más altas y en paralelo las exportaciones perdieron dinamismo, aunque fueron compensadas por el precio. Esto redundó en la mencionada reducción sustancial del superávit energético externo, que finalmente encontró su punto de quiebre en el año 2011.

El déficit comercial del sector impactó también en las cuentas fiscales, en la medida que en paralelo el Estado aumentó notablemente los subsidios para evitar que el precio internacional de los combustibles importados se traslade al mercado interno. Esta estrategia, sumada a la política de retrasar las tarifas de los servicios públicos frente a la inflación para quitarle presión a los precios, amplió notablemente el déficit fiscal, que llegó a 3,9 puntos porcentuales del PIB en 2015 (Barrera y Serrani, 2018).

#### Gráfico 20

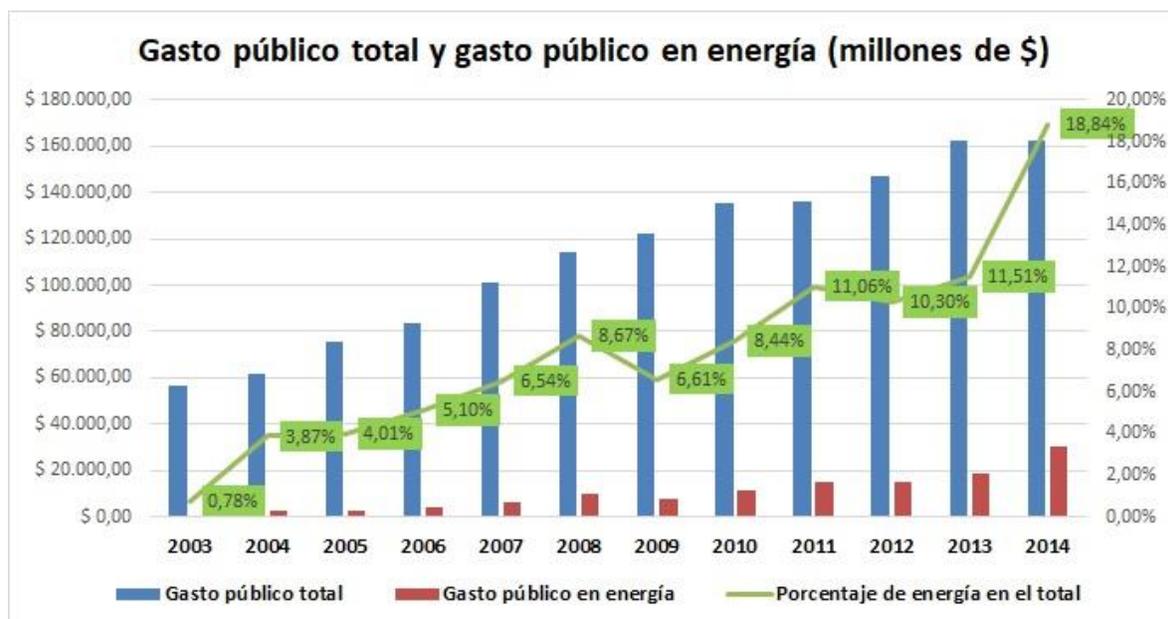
#### **Subsidios a la energía en porcentaje del PBI 2003-19**



2

Gráfico realizado por la Secretaría de Energía en “Balance energético 2016-2019”.

Gráfico 13



Elaboración propia con datos del INDEC.

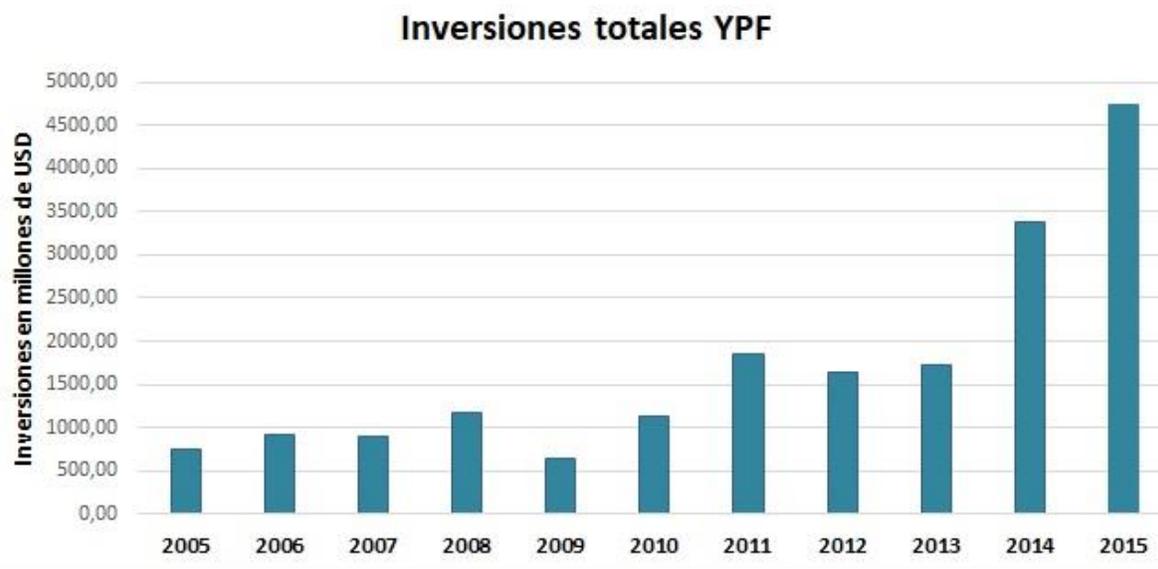
### **3.1 Renacionalización de YPF y producción no convencional**

El sector energético pasó de ser proveedor neto de divisas para la economía a convertirse en un elemento preocupante para el sector externo. El déficit total fue de USD 3.000 millones en 2011 y encendió las alarmas del gobierno de Cristina Fernández, derivando en la Ley 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera, aprobada por el Congreso en mayo de 2012. Ésta declaró de interés público y como objetivo prioritario el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos junto con su exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización.

Como estrategia para dicho objetivo, la normativa estatizó el 51% de las acciones de YPF, devolviéndole al Estado el control de la empresa en vísperas de recuperar la producción y el horizonte de reservas, como vehículo para frenar la creciente salida de divisas por importación. A partir del cambio en la mayoría accionaria de YPF, las inversiones de la compañía se incrementaron de manera significativa, alcanzando un promedio anual de 5.700 millones de dólares entre 2012 y 2015, en tanto que entre 2008 y 2011 habían representado

un promedio anual de 2.300 millones. El financiamiento de una mayor inversión se basó en la mejora de los precios, el endeudamiento en los mercados internacionales y la reinversión de utilidades. Esto último había supuesto una salida significativa de recursos a lo largo de la década anterior (Arceo y Charvay, 2021).

Gráfico 21



Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

Durante el período de YPF en manos de Repsol (1999-2012), la 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. Ya en 2004, previo al déficit comercial y a la reestatización de la compañía, un horizonte de reservas de aproximadamente diez años en ambos casos dejaba en evidencia que el manejo de los hidrocarburos no había sido sustentable.

El cambio de política hidrocarburífera de la mano de YPF permitió que las reservas<sup>11</sup> volvieran a crecer. Estas habían llegado hasta un mínimo en 2013 en el caso del petróleo; en

<sup>11</sup> Se llama *reservas* a aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos que se anticipa podrán ser comercialmente recuperados, en un futuro definido, de reservorios conocidos. Todas las estimaciones cierto grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables de geología e ingeniería disponibles al momento de efectuar la estimación. El grado de incertidumbre relativo puede ser

el caso del gas, en 2012 comenzaron a crecer hasta 2015, tras haber caído hasta un mínimo de siete años. En el año 2016, ya con un nuevo gobierno donde YPF perdió centralidad, no hubo resultados positivos ya que las de petróleo cayeron en términos absolutos hasta su menor registro desde 1992, mientras las de gas también cayeron, pero en menor medida (Bucceri, 2018).

Gráfico 22



Elaboración propia con datos del MINEM.

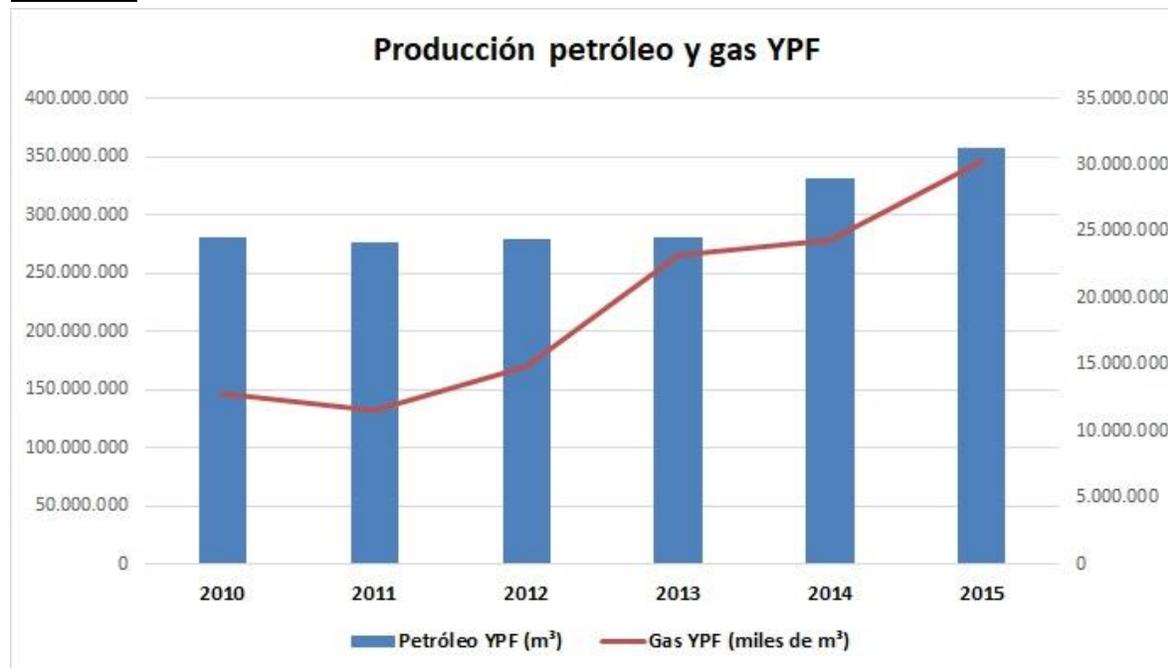
El crecimiento de los desembolsos expandió los niveles de producción de la compañía: YPF pasó de obtener 485 millones de barriles por día en 2012 a 577 millones en 2015, lo que equivalió a una expansión de casi el 19% en esos tres años. El aumento de la inversión no significó únicamente la reversión de la dinámica contractiva de la producción, también permitió que la empresa llevara adelante la puesta en valor de los hidrocarburos no convencionales, una alternativa con potencial de aumentar notablemente la producción de

---

acotado clasificando las reservas como comprobadas y no comprobadas: las primeras de éstas son las de mayor certeza de recuperación y se clasifican en comprobadas desarrolladas y comprobadas no desarrolladas; en cuanto a las no comprobadas, tienen menor certeza de recuperación que las comprobadas y pueden además clasificarse en reservas probables y reservas posibles, denotando progresivamente incrementos en el grado de incertidumbre en la recuperación de las mismas. A su vez, la normativa vigente establece que todas las reservas deben calcularse en dos modalidades: hasta el fin de la concesión (FC) y hasta el fin de la vida útil del yacimiento (FVU). Las reservas FC se calculan como aquellas que podrán ser comercialmente recuperadas en donde el horizonte temporal es la finalización de la concesión otorgada, en cambio, las reservas FVU tienen el horizonte fijado en el agotamiento propio del yacimiento.

combustibles fósiles y que también motivó la mencionada sanción de la Ley 26.741 (Arceo y Charvay, 2021).

Gráfico 23



Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

Una de las oportunidades que traía la recuperación de YPF era la explotación del yacimiento Vaca Muerta, una extensión de 30.000 kilómetros cuadrados situados mayormente en Neuquén y en los que la petrolera tiene 14.000 en concesión<sup>12</sup>. Desde 2010 se sabía que el petróleo y gas no convencionales de la cuenca eran recursos que, de explotarse en su máximo potencial, permitirían abastecer al mercado doméstico argentino por casi un siglo en el caso del petróleo y de prácticamente el doble de tiempo en gas natural. Este volumen de recursos, además, quebraría la tradicional dicotomía entre abastecimiento local o externo que caracterizaba al sector hidrocarburífero argentino (Arceo y Charvay, 2021).

<sup>12</sup> YPF dispone, por intermedio de su subsidiaria Y-Sur, un 32,6% de las tierras concesionadas para su explotación en Vaca Muerta; Total - firma de origen francés – dispone de un 13,1% del territorio. En el tercer puesto se ubica Pampa Energía, petrolera del Grupo Mindlin posee un 12,2% de la superficie de la formación, mientras que en cuarto y quinto lugar se posicionan Pluspetrol, con un 8,2%, y Oilstone, con un 5,1 por ciento. El 28,8% restante se distribuye entre otras 12 organizaciones, como Exxon, Shell, Chevron y el Grupo Techint (8 de marzo de 2017, <https://www.infobae.com/economia/2017/03/08/tres-petroleras-concentran-la-operatoria-en-vaca-muerta>)

A pesar de que los recursos Vaca Muerta están situados a 2.500 metros de profundidad, por lo que su explotación requiere de tecnología y técnicas sofisticadas como el fracking<sup>13</sup>, el yacimiento se beneficia de que su distancia de los centros urbanos favorece las operaciones; además, al estar situado en una zona petrolera, la preexistencia de infraestructura facilitaba el desarrollo de la actividad. Sin embargo, la profundidad de la localización de los recursos impedía a YPF acceder a los mismos con su propia tecnología, razón por la que, en julio de 2013, la compañía firmó un acuerdo con la empresa Chevron. En el pacto, la compañía norteamericana se comprometió a invertir 1.240 millones de dólares para explotar el 3,3% del total de la concesión de YPF en el yacimiento, dejándole a la petrolera argentina ser la operadora de la producción.

Esta estrategia se apuntaló en octubre de 2014, el año de mayor déficit comercial energético de la historia, cuando el Congreso reemplazó una normativa de 1967 con la nueva Ley de Hidrocarburos, impulsada por el Ejecutivo y las provincias hidrocarburíferas. Tanto el acuerdo con Chevron como esta normativa legal buscaban atraer inversiones para la exploración y producción de los no convencionales<sup>14</sup>, integrando capital nacional con el extranjero y unificando los contratos y procedimientos de concesión, previamente a merced de lo que dispusiera cada provincia en particular.

La contracara de estas decisiones de política energética la daban estudios realizados en Estados Unidos y otras geografías, los cuales evidenciaban daños que las técnicas de perforación ocasionan en el ecosistema: desperdicio de grandes cantidades de agua, contaminación de aire y fuentes de agua potable, sumado a enfermedades, muertes y accidentes ocurridos a trabajadores ligados a la actividad. Además, el gas natural extraído de los pozos genera efectos climáticos no deseados por la liberación de metano en el ambiente.

---

<sup>13</sup> El *fracking* permitió, en consecuencia, el acceso a los hidrocarburos no convencionales a través de la perforación de pozos dirigidos que pueden seguir una dirección no solo vertical sino también horizontal. A diferencia de los convencionales, la vida útil de estos pozos suele ser mucho menor, y poseen una marcada caída de su producción luego de los primeros años. Para realizar la perforación de la roca se inyectan grandes volúmenes de agua, con una presión muy elevada, utilizando arenas y productos químicos (Acacio y Wyczkier, 2020).

<sup>14</sup> Tras el acuerdo con Chevron, el Ejecutivo también anunció convenios para la explotación de Vaca Muerta entre YPF, Dow y Petronas (Ceppi, 2017).

Por otro lado, la producción de los no convencionales avanzaba sobre territorios campesinos, de pueblos originarios y sobre otras matrices productivas (Acacio y Wyczkier, 2020).

Estas condiciones colocaron en el centro del debate no sólo el uso de la técnica para acceder a los recursos sino la modalidad de consumo energético predominante en Argentina, inmersa en una matriz altamente dependiente de los combustibles fósiles. Según datos sistematizados por Pablo Bertinat en base al Balance Energético Nacional del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, hacia el año 2016 la producción de energía primaria estaba representada en un 54% por el gas natural, un 32% por petróleo y un 5% proveniente de una fuente limpia como la energía hidráulica.

Gráfico 24. Matriz energética argentina 2000, 2010 y 2020.

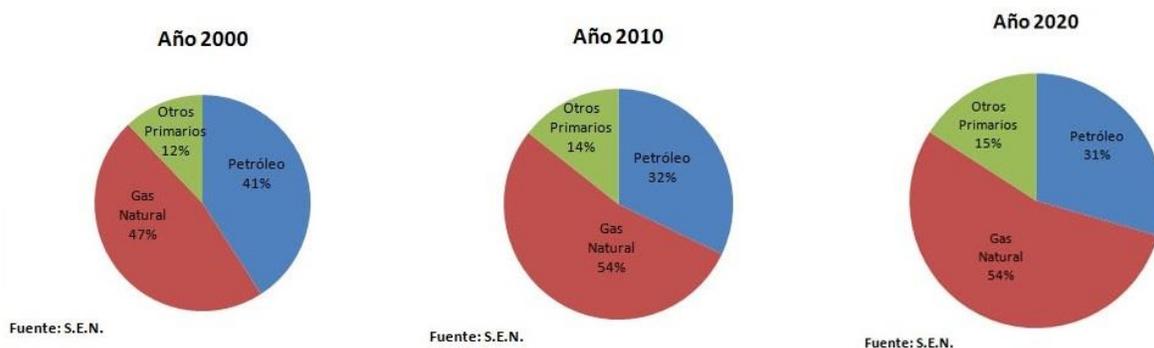
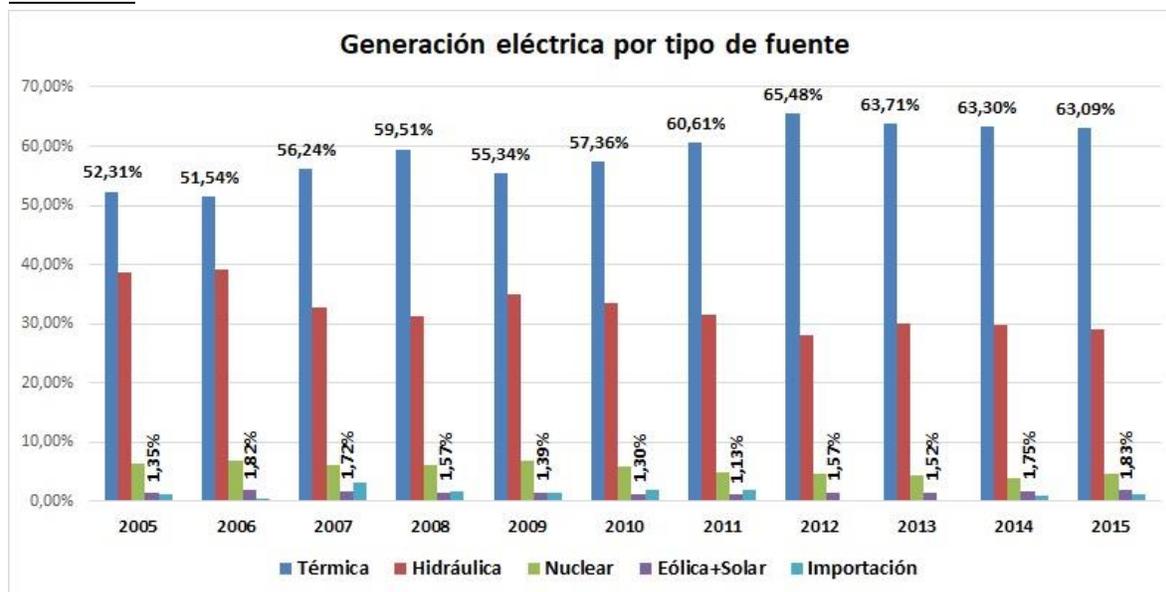


Gráfico elaborado por el Instituto Argentina de Petróleo y Gas (IAPG).

A estos números se llegó porque como se describió, durante la posconvertibilidad, para cubrir los mayores requerimientos en la demanda de energía eléctrica, la estrategia fue la misma que en la década previa: aumentar la capacidad de generación térmica, y, por ende, los requerimientos de gas. Así, mientras en 2003 la generación térmica representaba el 46% de la oferta energética, diez años más tarde se había elevado a casi el 64%.

Gráfico 25



Elaboración propia con datos de Cammesa.

El despacho eléctrico 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 de puesta en funcionamiento, pero en esta etapa comenzó a depender de otros combustibles más costosos (gasoil y fueloil), en muchos casos importados, que impactaron en el resultado comercial del sector.

Las importaciones de gas, que en un principio provenían de Bolivia, fueron apuntaladas a partir de 2008 con importaciones de GNL que se regasificaba en Escobar y Bahía Blanca para cubrir los picos de demanda. Este aprovisionamiento de GNL cobró cada vez más importancia y se convirtió en una importante fuente de salida de divisas, llegando a los USD 2.700 millones en 2012, lo que equivalía al 30% de las importaciones. En 2013 y 2014 las importaciones de GNL aumentaron a USD 3.500 millones, 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. Las importaciones energéticas fueron crecientes en el tiempo hasta 2014 (Buccieri, 2018).

En paralelo, las fuentes limpias nuclear, solar, hidráulica y eólica redujeron su presencia relativa en la matriz y más allá de la Ley 27.191 “RenovAr” de fines del mandato de Cristina Fernández, prácticamente no hubo avances en generación renovable hasta el año 2018. Este combo hizo que en el período de recuperación económica kirchnerista, el consumo

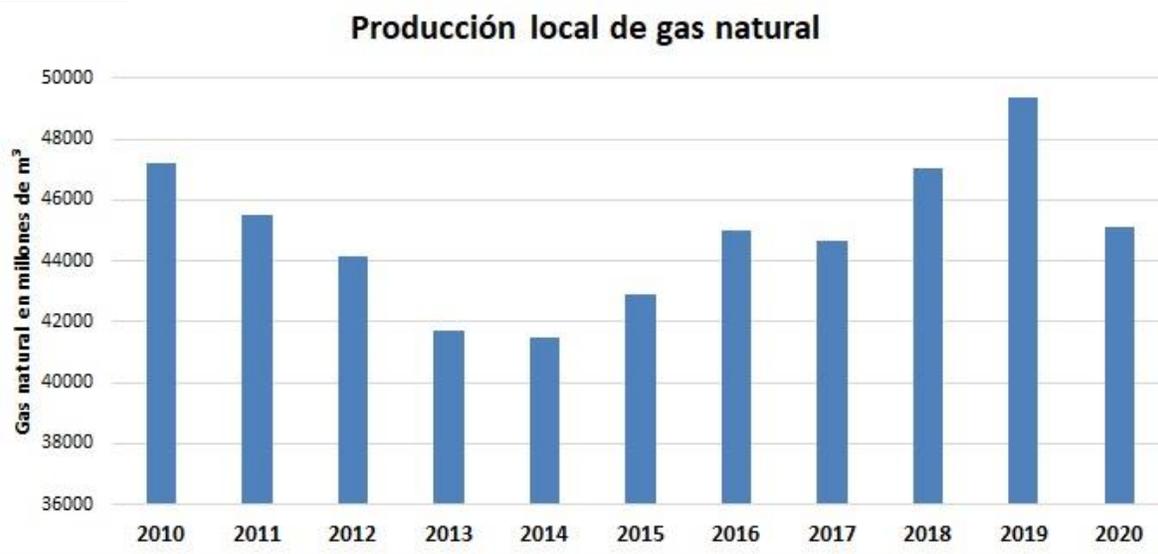
de gas se duplicara para abastecer la generación térmica, en tanto el fueloil y el gasoil (derivados del petróleo), que también funcionaron como fuente de generación eléctrica en las usinas, lo hicieron por 21 y 149 respectivamente (Buccieri, 2018).<sup>15</sup>

En síntesis, la creciente demanda de gas natural no fue acompañada por la oferta, por lo que fue reemplaza por importaciones de gas natural boliviano y GNL regasificado. Si a eso se le suma que el precio del gasoil y del fueloil llegaron a ser hasta ocho y cinco veces más alto respectivamente que el del gas natural producido en el país, se puede dar cuenta de la relación entre la escasez de divisas y el sector energético: entre 2010 y 2013, las importaciones de estos productos se llevaron USD 22.135 millones, equivalentes a casi el 70% de las reservas internacionales del BCRA a fines de 2013 (Kulfas, 2016).

---

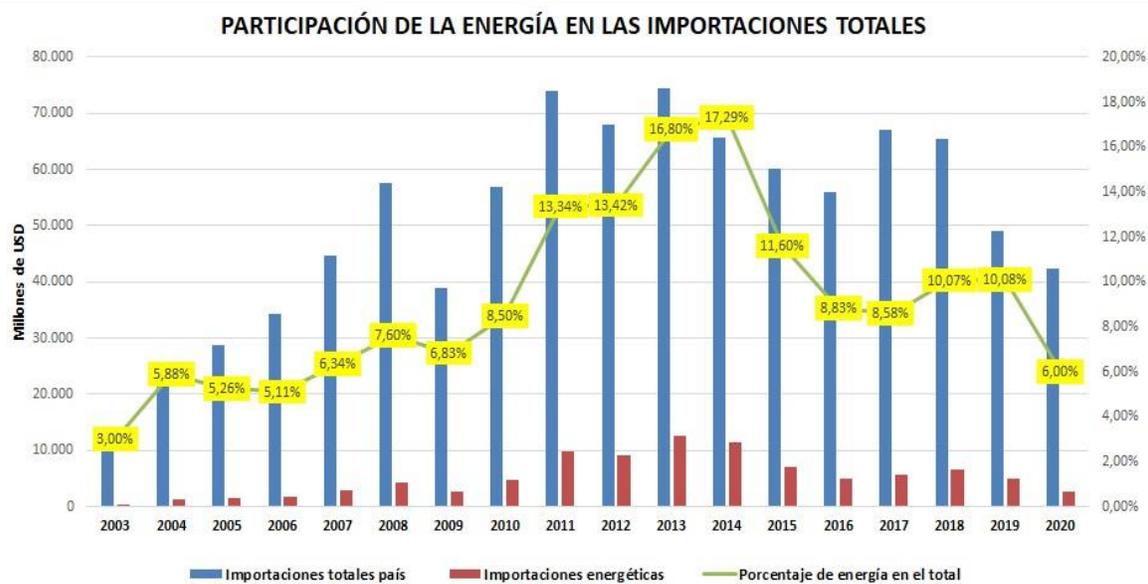
<sup>15</sup> Victoria Buccieri (2018) asegura en su tesis de Maestría en Energía que el sistema energético argentino se caracteriza por la concentración de los energéticos fósiles –petróleo y gas natural–, que al año 2015 representaban el 89% del mismo. Este valor supera la tasa mundial, estimada en el 80%, y la regional, calculada en el 71%. Cabe aclarar que en los últimos 35 años el petróleo perdió márgenes de participación por la expansión del gas natural (que representa más de la mitad de la producción de energías primarias). Su extensión fue producto de la creación de Gas del Estado en 1946 (compañía que hasta los noventa monopolizó la distribución y el transporte del hidrocarburo). A sabiendas que Argentina contaba con potencial gasífero, YPF -que actuaba en las fases de exploración y explotación- vendía el hidrocarburo a bajo costo a Gas del Estado, que a su vez ofrecía el recurso a tarifas accesibles a los usuarios, logrando la rápida gasificación del país. Esto permite entender el alto nivel de consumo gasífero nacional y el por qué Argentina es el primer consumidor de gas natural sudamericano.

Gráfico 26



Elaboración propia con datos del MINEM.

Gráfico 27



Elaboración propia con datos del BCRA y Cammesa.

Esta notable expansión de las importaciones energéticas, que alcanzó los USD 11.454 millones en 2014, estuvo impulsada básicamente por dos combustibles: gasoil y gas natural (licuado y gaseoso), que hacia 2015 explicaron el 88,8% del crecimiento de las compras externas de combustibles y lubricantes del país, representando el gas natural 58,9% del total (36,0% licuado y 22,9% gaseoso) (Serrani y Barrera, 2018). En una economía altamente demandante de divisas para responder al crecimiento de su industria, este comportamiento

del sector energético no sólo destinó moneda extranjera que podría haber tenido otro uso económico, sino que ocasionó desequilibrios macroeconómicos de magnitud.

Matías Kulfas (2016) afirma que, si bien la demanda energética había crecido por aspectos virtuosos como la recuperación del sector industrial y un mercado interno más amplio con trabajadores ocupados y mayor inclusión social, también hubo un costado no virtuoso relacionado con prácticas de uso irracional de la energía y hasta derroche, inducido por un precio de tarifas que estuvo muy por debajo del costo de producción del sistema eléctrico. Según dicho autor, el 59% del incremento de la demanda energética entre 2007 y 2013 se explica en el sector residencial<sup>16</sup>; la mitad de esa creciente demanda entre los años 2010 y 2013 se debió a la incorporación 3.200.000 aires acondicionados en los hogares argentinos, algo que también impactó en la disponibilidad de divisas por los USD 2.000 millones que significó importarlos.

Más allá de las decisiones tomadas para atacar el problema por el lado de la oferta, también hubo intentos por hacerlo desde la demanda, aunque insuficientes. Como las tarifas permanecieron congeladas durante años, se volcaron masivamente al consumo del gas y electricidad. En el caso del gas, hubo una actualización tarifaria en 2014, tras catorce años, mediante quita de subsidios. La Resolución 226/2014 de la Secretaría de Energía determinó la aplicación de un esquema de racionalización, con menores precios para los usuarios que ahorraran más cantidad de gas en relación con el mismo período del año anterior. Por el contrario, las tarifas eléctricas se mantuvieron sin cambios, abaratando aún más este tipo de energía.

El cambio sostenido en el consumo de energía en favor de la electricidad, se explicó a su vez por el reequipamiento de electrodomésticos en los hogares por la rápida recomposición de los ingresos; cambios en las modalidades de construcción de nuevos edificios que reemplazaron las instalaciones de gas (hornos, calefones y estufas) por hornos eléctricos, calefones y termotanques eléctricos y aires acondicionados frío-calor,

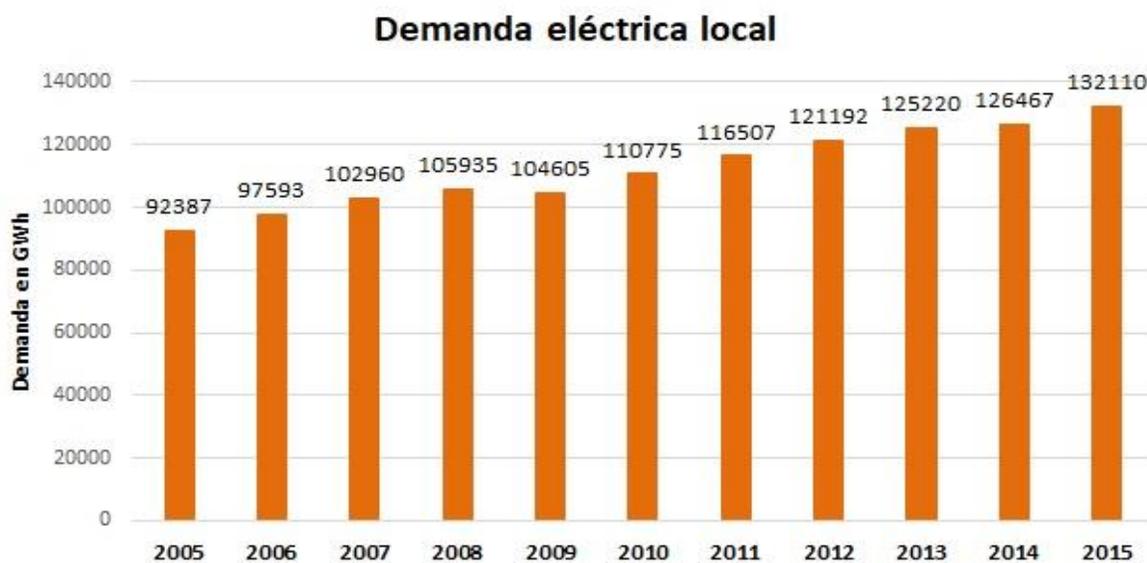
---

<sup>16</sup> Al igual que ocurrió con el gas natural, el fuerte abaratamiento relativo de las tarifas 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. La demanda de electricidad residencial un 86% entre 2005 y 2017 mientras que la demanda total creció 43% en el mismo período.

especialmente por la masificación de estos últimos; además, 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 eléctrico (Buccieri, 2018).

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 aprobó el Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PRONUREE), que estableció un régimen de etiquetado de Eficiencia Energética, pero que estaba concentradas únicamente en los equipos nuevos. Por este motivo, en marzo de 2015 se lanzó el Plan RENOVATE, destinado al recambio de heladeras y lavarropas 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.

Gráfico 28

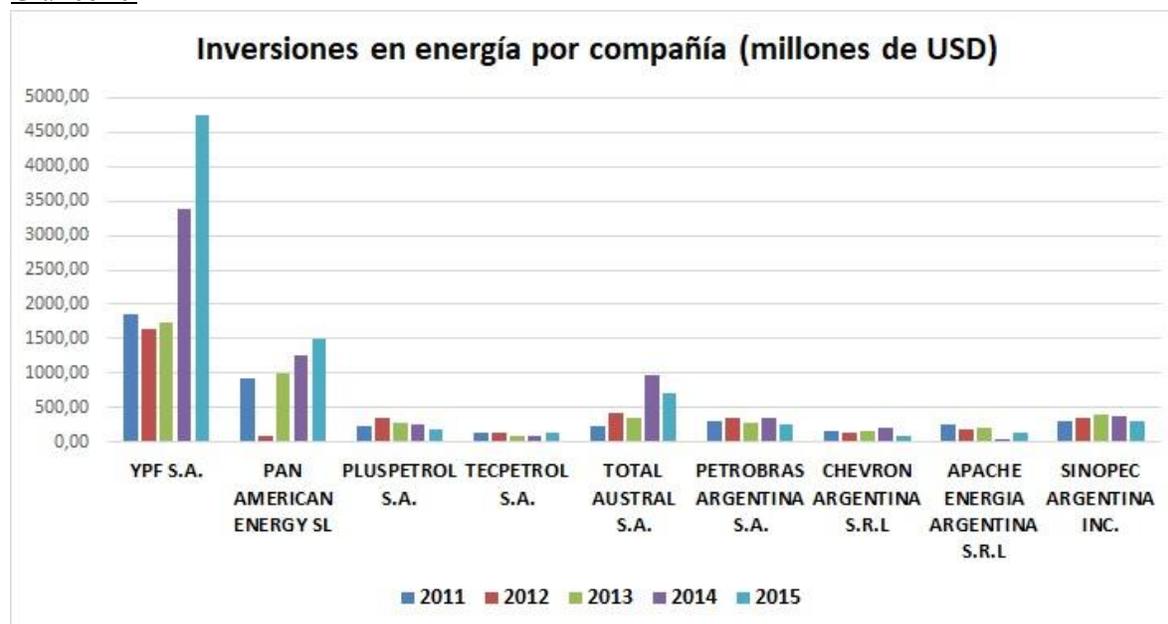


Elaboración propia con datos de Cammesa.

Más allá de los intentos por morigerar la demanda eléctrica, la capacidad instalada fue insuficiente y hubo cortes selectivos en la provisión de energía del sector industrial, lo cual afectó la producción y la inversión en algunas ramas. Las exigencias del sector privado, que iban desde mejoras en las tarifas y en los precios del gas en boca de pozo, fueron rechazadas por el gobierno, y aunque tras la estatización de YPF el sector comenzó una franca recuperación impulsada por dicha compañía y el Estado aceptó esas viejas demandas que

antes había rechazado, no hubo inversión pública ni privada que alcanzara: el cambio de actitud no fue acompañado por el resto de los operadores del mercado (Kulfas, 2016).

Gráfico 29



Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

En este combo que combinó problemas de oferta, baja inversión por parte de la mayoría de las operadoras en general y de YPF en particular previo a su estatización, sumados a una demanda en ascenso por la recuperación económica y los bajos precios relativos de las tarifas y que derivó en escasez de producción energética local y creciente salida de divisas por importación, tampoco fue acompañado por una diversificación en la generación de energía de la mano de fuentes renovables.

### **3.2 Generación renovable: un intento tardío**

Respecto a la alternativa de buscar otro tipo de fuentes de generación de energía no sólo que disminuyeran la demanda de combustibles, sino que fueran menos contaminantes con el medio ambiente, la presidenta Fernández fue tajante en el final de su mandato: *“Es muy ‘cool’ hablar de las energías alternativas renovables. Estamos haciendo inversiones, pero sabemos que la energía fósil va a ser durante los próximos 30, 40 o 50 años el gran motor que alimente la industria y los automóviles”*, en tanto también sostuvo que *“con Vaca*

*Muerta, Argentina va a poder autoabastecerse a mediano plazo, no somos tan ingenuos para creer que las energías fósiles van a desaparecer como por arte de magia”.*<sup>17</sup>

El gobierno de Néstor Kirchner había promulgado en 2006 la Ley 26.190, la cual estableció un régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables destinado a la producción de energía eléctrica, con el objetivo de diversificar la matriz. La normativa apuntaba a que las energías renovables contribuyeran con el 8% del consumo nacional en el plazo de diez años, pero lo cierto es que, lejos de cumplirse ese primer objetivo, los avances en ese lapso fueron muy escasos.

Nueve años después, cerca del final del primer mandato de Cristina Fernández, se aprobó la mencionada Ley 27.191 de Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía (RenovAr), una prolongación de la Ley 26.190 que buscaba el desarrollo de las energías limpias. En ese momento, menos del 2% de la demanda energética se abastecía con estas fuentes y la normativa planteaba que, para fines de 2019, el 12% debía provenir de ese tipo de recursos, una marca que parecía muy lejana dado el desempeño del sector en ese rubro y que tampoco se lograría con el cambio de gobierno a partir de 2016, a pesar de que los indicadores mejoraron (CIEPYC, 2019).

En cuanto a los avances concretos en el gobierno kirchnerista sobre las energías no fósiles, se destaca el mencionado aumento de 2011 de la central hidroeléctrica de Yacretá a la cota máxima de diseño. 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. También se realizaron obras grandes de interconexión eléctrica para reforzar el sistema integrado de alta tensión en el territorio nacional, las cuales tienen largos plazos de construcción y altos costos fijos que no fueron suficientes para abastecer una demanda rápidamente creciente en un contexto de deterioro de la producción de hidrocarburos. Por ello, y como se explicó, fue inminente la construcción de numerosas pequeñas centrales térmicas (al igual que durante la Convertibilidad) de menor costo y plazo de construcción, que resolvieron temporariamente

---

<sup>17</sup> <https://www.energiaestrategica.com/opiniones-cruzadas-por-las-declaraciones-de-cristina-kirchner-sobre-las-energias-renovables/> (febrero de 2015).

el problema, aunque presionaron cada vez más sobre los combustibles fósiles e impactaron negativamente en la balanza comercial.

Así, el mandato de ocho años de Cristina Kirchner, que se había iniciado con un superávit energético levemente superior a los USD 1.500 millones de fines de 2007, finalizó con un déficit de poco más de USD 4.600 millones de 2015, tras su peor resultado histórico USD 6.900 millones en 2013 (Kulfas, 2016). Más allá de las mejoras en el funcionamiento del sector gracias al impulso inversor y productor de YPF tras la recuperación de la mayoría accionaria, sumado a los intentos por diversificar la matriz con las inversiones en energía hidroeléctrica y nuclear más el relanzamiento de las energías renovables, todos se hicieron cuando el sector había acumulado una serie de desajustes de tal magnitud que impactaron negativamente y de forma creciente en la macroeconomía.

Cristina Fernández abandonó el poder en diciembre de 2015, con una economía cuyo ritmo de crecimiento se había estancado por la escasez de divisas y que tenía como uno de sus principales canales de salida moneda extranjera a la energía, un sector que durante décadas se caracterizó por el autoabastecimiento y la provisión de dólares para la economía pero que escondió, durante ese plazo y gracias a dichas virtudes, políticas poco consecuentes con el largo plazo que incentivaron el vaciamiento de los recursos.

## **Capítulo 4: El sector externo y la energía con Cambiemos**

Tras las restricciones que buscaron proteger la constante salida de moneda extranjera del país, la alianza Cambiemos cambió radicalmente la estrategia de gestión del sector externo en Argentina cuando asumió: se terminaron las limitaciones a las importaciones o al atesoramiento en moneda extranjera; a esto se sumó el pago de USD 9.200 millones a los fondos buitres que, junto con las primeras medidas, pretendían brindar confianza internacional, atraer inversiones extranjeras y volver al mercado de capitales; también se eliminaron las trabas y reglas para el ingreso de capitales foráneos y se inició una fase de endeudamiento creciente, que junto con una balanza comercial positiva en 2016, corrieron de la agenda los problemas de falta de divisas.

En cuanto al mercado energético, un sector que el nuevo gobierno consideró prioritario apuntalar por temas de producción y déficit comercial, fue presentado como el caso paradigmático de los efectos de la intervención del Estado que, al provocar una distorsión de precios, generaba insuficiencias de inversión y por ello de producción y divisas. El gobierno declaró la Emergencia Energética al asumir (decreto N° 134/15), y dos meses después, en febrero de 2016, subió las tarifas de agua, luz, gas y los precios de los combustibles, lo que a su vez impactó en las tarifas del transporte (Belloni y Cantamutto, 2019).

La política energética se corrió desde la perspectiva de la oferta hacia la demanda, con el objetivo de reducir las transferencias estatales en concepto de subsidios: primero se subió un 200% el servicio de gas en hogares, achicando así las transferencias del Estado y por ende mejorando el resultado fiscal. A su vez, se dolarizó el precio del gas en boca de pozo, buscando converger el precio local con el internacional, y se especificó la intención de viabilizar una mayor incorporación de energías renovables en la generación a partir de la Ley 27.191 (RenovAr), sancionada a fines de 2015 (Belloni y Cantamutto, 2019).

Tabla 2.

**Subsidios a la energía en millones de USD y porcentaje del PBI 2015-19**

| Subsidios a la energía           | 2015                        | 2016          | 2017         | 2018         | 2019         | Variación<br>2019 vs. 2015 |              | 2015           | 2016        | 2017        | 2018        | 2019        |
|----------------------------------|-----------------------------|---------------|--------------|--------------|--------------|----------------------------|--------------|----------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
|                                  | Millones de dólares (MMUSD) |               |              |              |              | MMUSD                      | %            | % sobre el PIB |             |             |             |             |
| <b>TOTAL</b>                     | <b>18.961</b>               | <b>11.306</b> | <b>8.094</b> | <b>7.961</b> | <b>5.954</b> | <b>-13.007</b>             | <b>-69%</b>  | <b>3,0%</b>    | <b>2,0%</b> | <b>1,3%</b> | <b>1,5%</b> | <b>1,4%</b> |
| <b>1) ELECTRICIDAD</b>           | <b>11.812</b>               | <b>7.419</b>  | <b>5.169</b> | <b>4.928</b> | <b>3.737</b> | <b>-8.075</b>              | <b>-68%</b>  | <b>1,8%</b>    | <b>1,3%</b> | <b>0,8%</b> | <b>0,9%</b> | <b>0,9%</b> |
| Subsidio a la demanda *          | 8.541                       | 7.280         | 5.067        | 4.827        | 3.671        | -4.870                     | -57%         | 1,3%           | 1,3%        | 0,8%        | 0,9%        | 0,9%        |
| Otros electricidad **            | 3.271                       | 139           | 102          | 102          | 67           | -3.205                     | -98%         | 0,5%           | 0,0%        | 0,0%        | 0,0%        | 0,0%        |
| <b>2) GAS Y GLP</b>              | <b>5.640</b>                | <b>3.381</b>  | <b>2.744</b> | <b>3.032</b> | <b>2.216</b> | <b>-3.423</b>              | <b>-61%</b>  | <b>0,9%</b>    | <b>0,6%</b> | <b>0,4%</b> | <b>0,6%</b> | <b>0,5%</b> |
| Subsidio al gas natural          | 4.914                       | 2.960         | 2.034        | 2.445        | 1.777        | -3.138                     | -64%         | 0,8%           | 0,5%        | 0,3%        | 0,5%        | 0,4%        |
| Otros gas *                      | 725                         | 421           | 709          | 587          | 440          | -286                       | -39%         | 0,1%           | 0,1%        | 0,1%        | 0,1%        | 0,1%        |
| <b>3) PETRÓLEO Y DERIVADOS †</b> | <b>1.510</b>                | <b>505</b>    | <b>181</b>   | <b>-</b>     | <b>-</b>     | <b>-1.510</b>              | <b>-100%</b> | <b>0,2%</b>    | <b>0,1%</b> | <b>0,0%</b> | <b>-</b>    | <b>-</b>    |

Tabla realizada por la Secretaría de Energía en “Balance energético 2016-2020”.

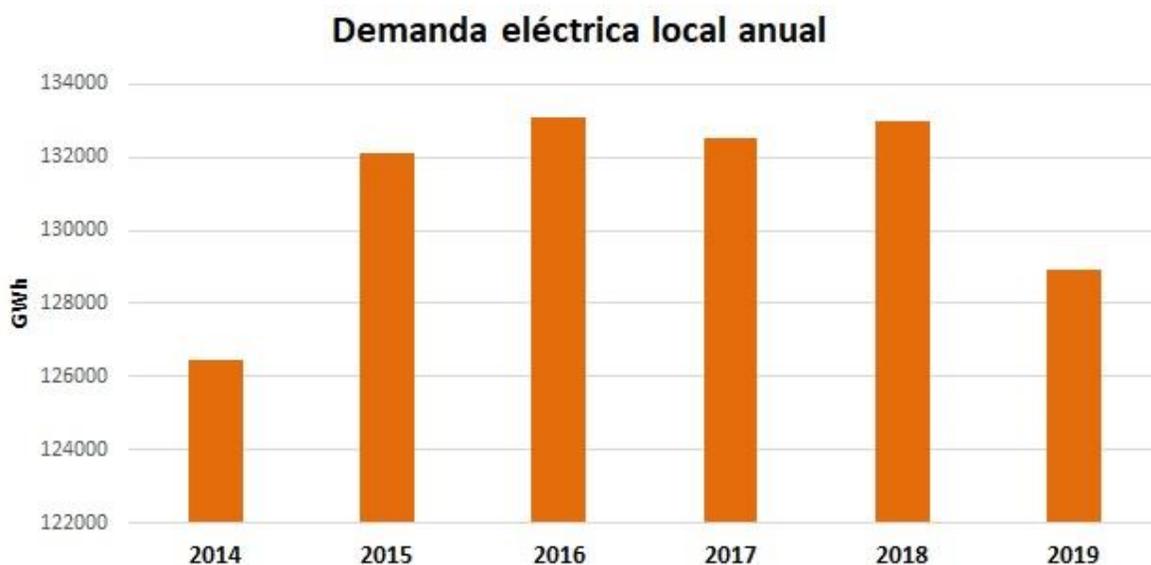
Pese a que la suba de precios de la energía se enmarcó en intentar que reflejen sus costos de generación, estos incrementos –sumados los de otras tarifas públicas como las del agua corriente o el transporte público– no tuvieron buena aceptación en la sociedad y las asociaciones de consumidores<sup>18</sup>. 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% (Buccieri, 2018).

Si bien esto indica que los aumentos directos fueron amplios, 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 inciden en la canasta básica (Buccieri, 2018). El incremento de tarifas afectó el consumo de energía, reduciendo

<sup>18</sup> El economista Fernando Navajas asegura que la magnitud del problema a nivel fiscal era tan grande que era claro que había que hacer aumentos, pero no en la forma en que ocurrieron. Afirma que hubo dos errores: uno sectorial y otro macroeconómico. Del lado sectorial, la reducción de los subsidios o subir precios para restablecer los valores de equilibrio no era solamente levantar el precio que paga la demanda. Aumentar tarifas sin establecer cuáles son los mecanismos que conforman los precios del gas o la electricidad, es un error de política energética. Sobre el aspecto macroeconómico, Navajas manifiesta que la reducción de subsidios no es una reducción de gasto público desde el punto de vista macro, sino que es más parecida a una suba de impuestos que a una reducción de gastos. Y que mientras tenga estas características, la operación para hacerlo tiene que ser razonada en el contexto de un programa macroeconómico, algo que no se hizo, y que la política energética tiene que estar inscrita en un programa económico y por eso el Ministerio de Economía tiene que intervenir en ella. <https://www.youtube.com/watch?v=OluiSkIvMqW>

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 comercios creció 3,2%.

Gráfico 30



Elaboración propia con datos de Cammesa.

Se ofrecía así un nuevo escenario que, con base en lo demandado por la cúpula empresarial, daba una mejora de precios y previsibilidad que podría incentivar los negocios, especialmente en los recursos de Vaca Muerta. En este aspecto, también se puso sobre la mesa el alto costo de los trabajadores petroleros, que derivó en un nuevo convenio colectivo para trabajadores en yacimientos no convencionales, lo cual flexibilizó las condiciones de estos.<sup>19</sup>

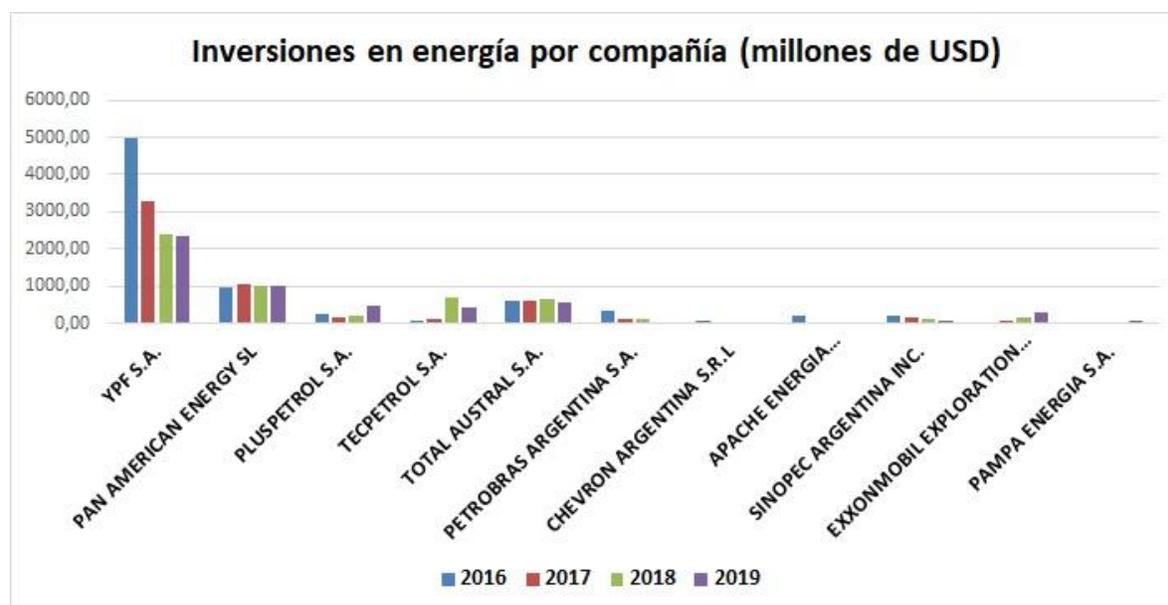
Cambiamos logró abrir el negocio a más capitales, y aunque YPF perdió la centralidad que la caracterizó desde 2012, no lo hizo el impulso activo del Estado para que el negocio sea atractivo. Este carácter extractivista se tradujo a su vez en algunos conflictos ambientales y territoriales ligados a la vida de las poblaciones locales, consideradas sacrificables en aras de un proceso de desarrollo nacional (Cantamutto, 2019).

---

<sup>19</sup> De acuerdo con un informe elaborado por el Ministerio de Producción y de Energía y Minería, el megaproyecto Vaca Muerta empleaba en total 454.000 puestos de trabajo en 2017 entre empleos directos e indirectos promovidos por la actividad: 247.000 trabajadores realizaban tareas de exploración y producción de hidrocarburos, 72.000 en el transporte, refinación del petróleo, regasificación, comercialización y distribución de gas, y 135.000 empleos estaban asociados a la actividad (Acacio y Wyczkier, 2020).

El peso inversor que YPF perdió en el sector fue considerable, marcando un rumbo contrario al que había acontecido en el tramo final del kirchnerismo. Esto se articuló con la eliminación de una serie de estímulos estatales que la beneficiaban, lo que desembocó en una retracción en la masa y en el margen de utilidades internalizado por la compañía. El primer ministro de Energía de aquel gobierno, Juan José Aranguren, dijo en más de una ocasión que la petrolera controlada por el Estado era “una compañía más del mercado que debía ser tratada como cualquier otra”. El desenlace fue una inversión productiva de YPF que, en 2018, fue un 55% menor que en 2015 (Belloni y Cantamutto, 2019).

Gráfico 31



Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

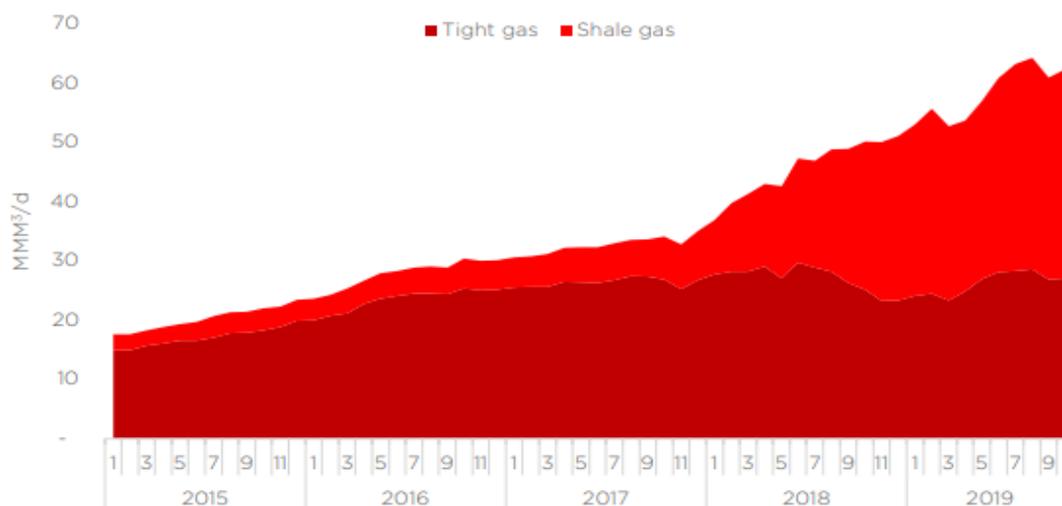
Con el impulso de las inversiones del kirchnerismo en Vaca Muerta, en 2015 la producción gasífera había crecido por primera vez desde 2006. Con Cambiemos, en 2016, el crecimiento se aceleró, y a pesar de que en 2017 cayó, en 2018 aumentó 5,3%, el mayor salto desde 2003. El aumento más importante se dio cuando el gobierno implementó la Resolución 46 del entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación en marzo de 2017, lo que estimuló las inversiones de producción de gas no convencional.

El programa del ministerio estableció un precio mínimo de USD 7,50 el millón de BTU en 2018, USD 7 en 2019, USD 6,50 en 2020 y USD 6 en 2021. Finalizado el gobierno de Macri, a fines de 2019, el saldo de la producción gasífera fue un 20% mayor que cuatro

años antes, impulsado principalmente por la continuidad en el desarrollo del yacimiento Vaca Muerta y el impulso de YPF como la mayor productora en dicha cuenca.

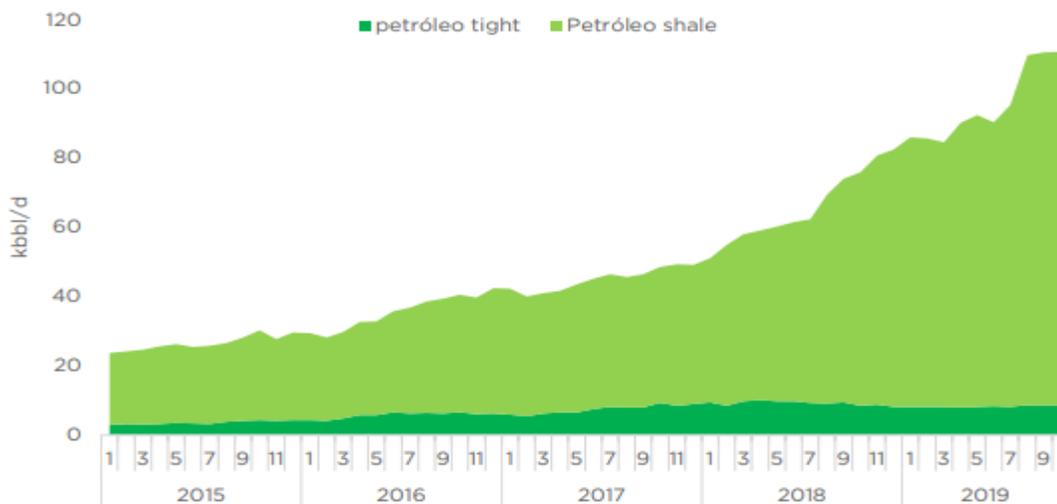
Gráficos 32 y 33

### Producción de gas natural en reservorios no convencionales



Fuente: Dirección Nacional de Información Energética - SSPE- Secretaría de Gobierno de Energía.

### Producción de petróleo en reservorios no convencionales



Fuente: Dirección Nacional de Información Energética - SSPE- Secretaría de Gobierno de Energía.

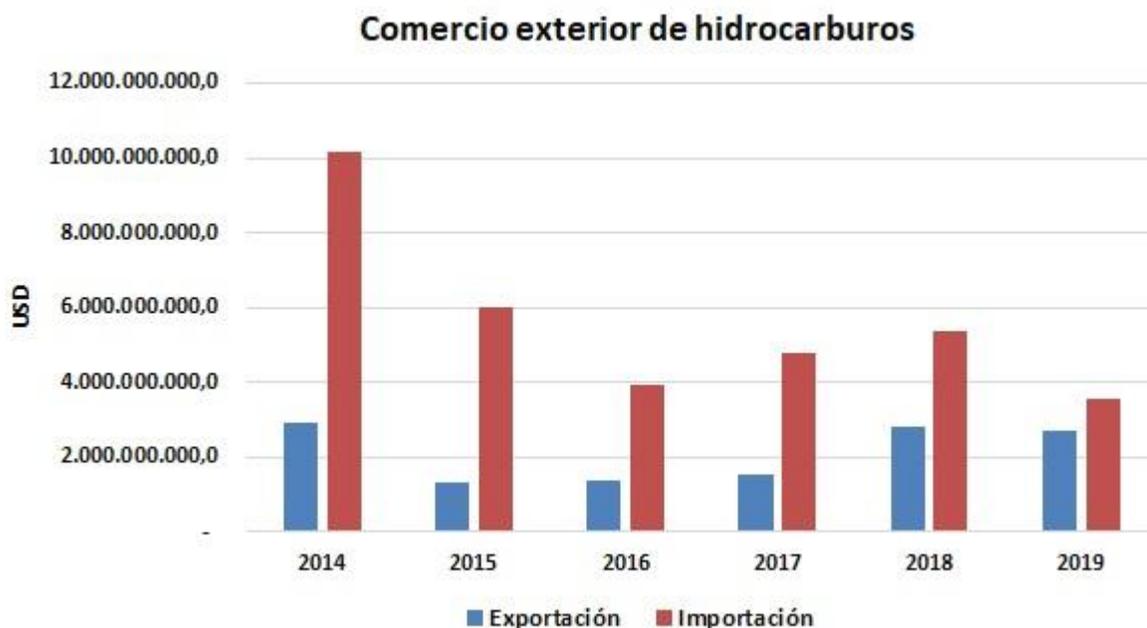
Gráficos elaborados por la Secretaría de Energía en "Balance energético 2016-2020".

El desarrollo de Vaca Muerta fue quien apuntaló el incremento de la producción de hidrocarburos no convencionales y de combustibles fósiles en general; dada la mayor productividad porcentual del gas, se acentuó aún más el peso de dicho recurso en la matriz energética<sup>20</sup>. El aprovechamiento del crecimiento productivo permitió elevar el peso de las exportaciones de energía, tanto de gas como de petróleo liviano proveniente de los yacimientos no convencionales y de la explotación de los pozos de la Cuenca Austral.

*Ver Gráfico 26 en Capítulo 3 sobre producción local de gas natural.*

A su vez, el incremento en la producción de gas en la Cuenca Neuquina (donde se sitúa Vaca Muerta) fue tan significativo que durante los meses de invierno de 2018 y 2019 alcanzó la capacidad máxima de evacuación de los gasoductos hacia Buenos Aires, acompañando la alta demanda invernal y generando para el período estival un excedente de gas que permitió una reactivación en las exportaciones hacia Chile, interrumpidas desde 2011.

Gráfico 34



Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

<sup>20</sup> El reporte anual 2018 “Consolidación de reservas de gas y petróleo de la República Argentina”, publicado en octubre de 2019 por la Secretaría de Energía, resalta que la matriz energética de la Argentina quedó conformada en un porcentaje superior al 58% por gas y un componente de energías renovables del orden del 10%, habiéndose reducido la incidencia del petróleo al orden del 29%.

El cuello de botella en la capacidad de transporte del gas, un recurso estratégico en la matriz energética que se estaba extrayendo cada vez con más eficiencia y que había significado cuantiosas salidas de divisas en el pasado reciente, llevó al gobierno a proyectar la licitación de un nuevo gasoducto desde Neuquén hasta la localidad bonaerense de Salliqueló, que permitirá la evacuación extra de 15 MMm<sup>3</sup> diarios de gas hacia la zona del país de mayor consumo y que, en una segunda etapa, podría ampliarlo a 40 MMm<sup>3</sup> diarios.

Según el informe de Escenarios Energéticos 2030 de la Secretaría de Energía<sup>21</sup>, este posible incremento en la disponibilidad de transporte del gas, en el marco de una producción en crecimiento y contemplando las estimaciones de demanda, permitiría finalizar las importaciones de GNL para los meses de invierno, ya que se cubrirían todas las necesidades de gas tanto para consumo residencial como para generación eléctrica y consumo industrial. Es decir, el país tenía la estrategia de quedar cercano al autoabastecimiento energético, ya que en el lado del petróleo el escenario era diferente.

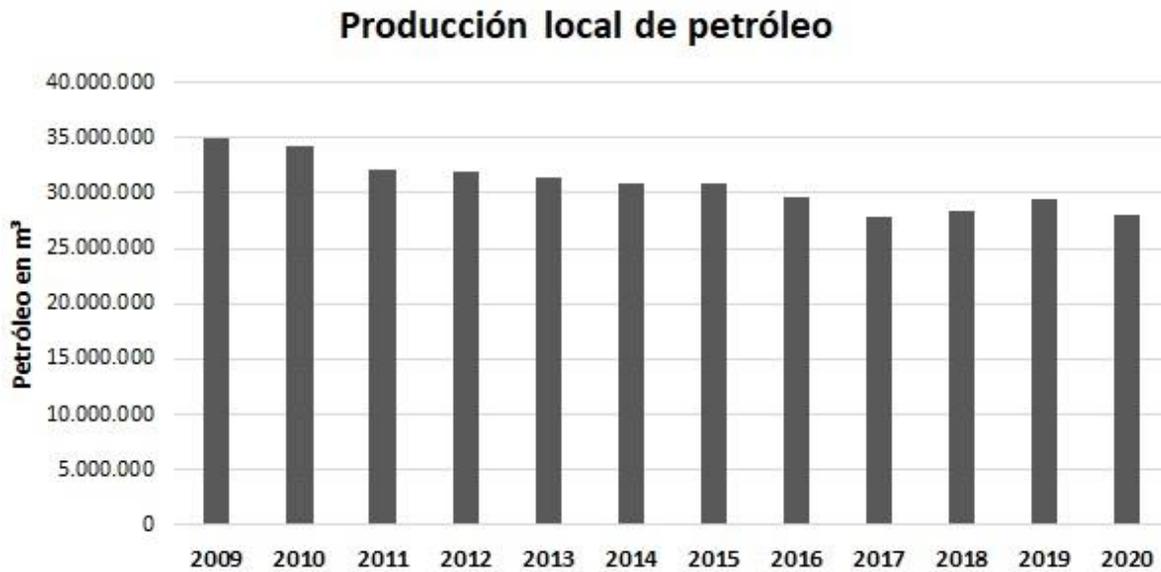
Respecto a la segunda fuente primaria con mayor protagonismo en la matriz, desde el arribo de Macri, la producción petrolera creció en su fase no convencional, pero se mantuvo en niveles similares y hasta inferiores respecto al anterior gobierno en su extracción total, lo que llevó a un crecimiento de la importación del 26%. En sus dos primeros años, ya se había importado un tercio de todo el crudo importado entre 2008 y 2015 (Arceo y Charvay, 2021).

Parte de esta tendencia contractiva tuvo que ver con los efectos negativos que implicó para la producción la caída del precio internacional del petróleo desde 2014, sumado a que se eliminó el precio sostén (Barril Criollo) para la producción interna en vías de equiparar los precios internos –más altos– con el internacional. En la misma línea, 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 convergieron a los internacionales volviendo a un funcionamiento de mercado (Buccieri, 2018).

---

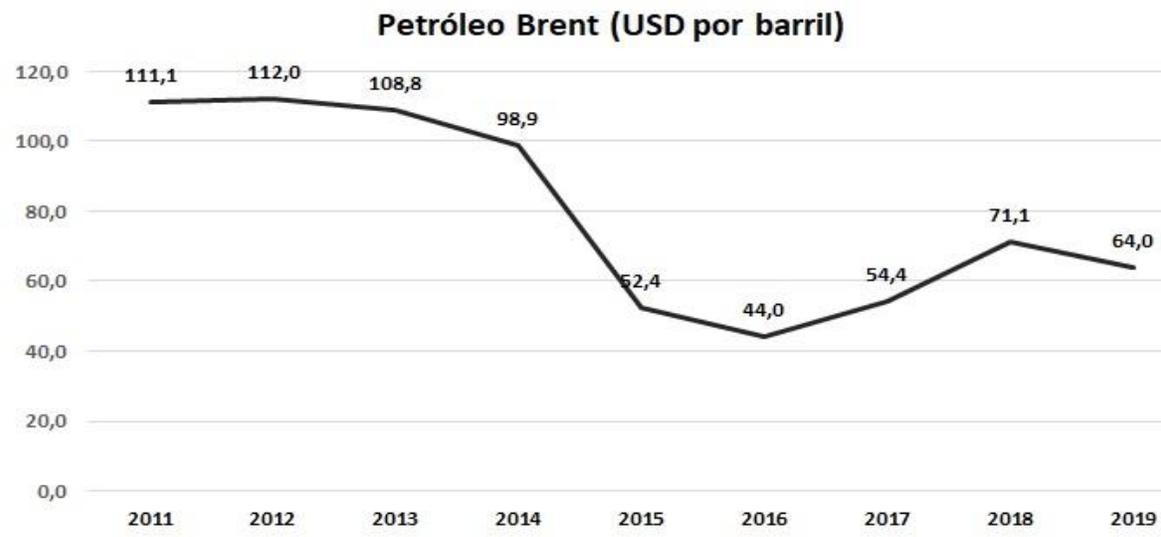
<sup>21</sup> [http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14\\_SsPE-SGE\\_Documento\\_Escenarios\\_Energeticos\\_2030\\_ed2019\\_pub.pdf](http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14_SsPE-SGE_Documento_Escenarios_Energeticos_2030_ed2019_pub.pdf)

Gráfico 35



Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

Gráfico 36

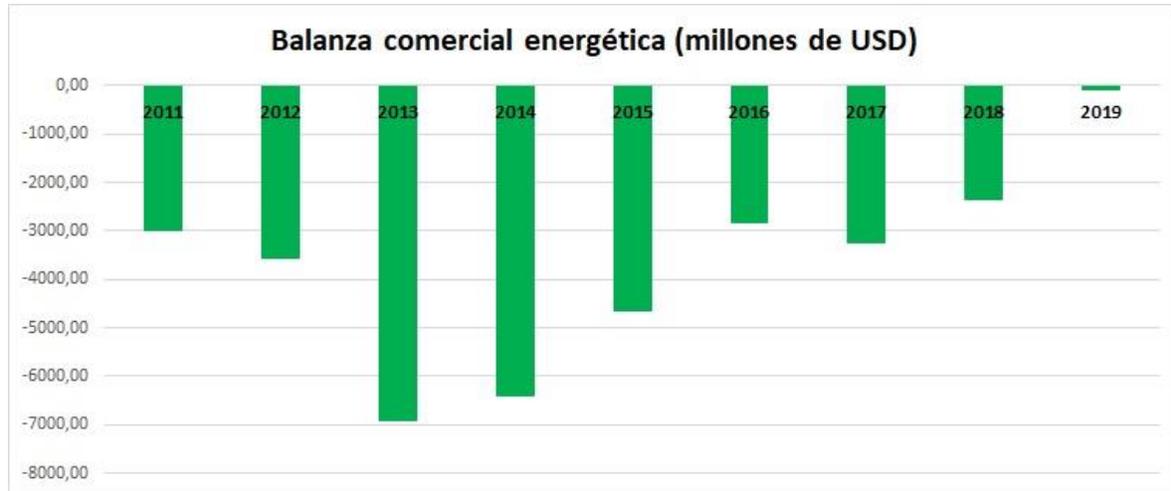


Elaboración propia con datos del FMI.

Si bien desde 2014 la reducción de los precios internacionales había aminorado el déficit comercial, dado que las cantidades importadas se mantuvieron estables, un nuevo incremento en ellos volvió a elevar el déficit comercial. La balanza se mantuvo en niveles negativos durante el período de gobierno: en 2016 fue de USD 2800 millones, en 2017 de 3200 por la suba de precios de importación, en 2018 de 2300 y en 2019 llegó a estar muy próxima al equilibrio, con un déficit de USD 75 millones, este último gracias a una baja en el precio y

la cantidad de las compras al exterior, asociadas principalmente a una merma en la demanda local por la crisis económica.

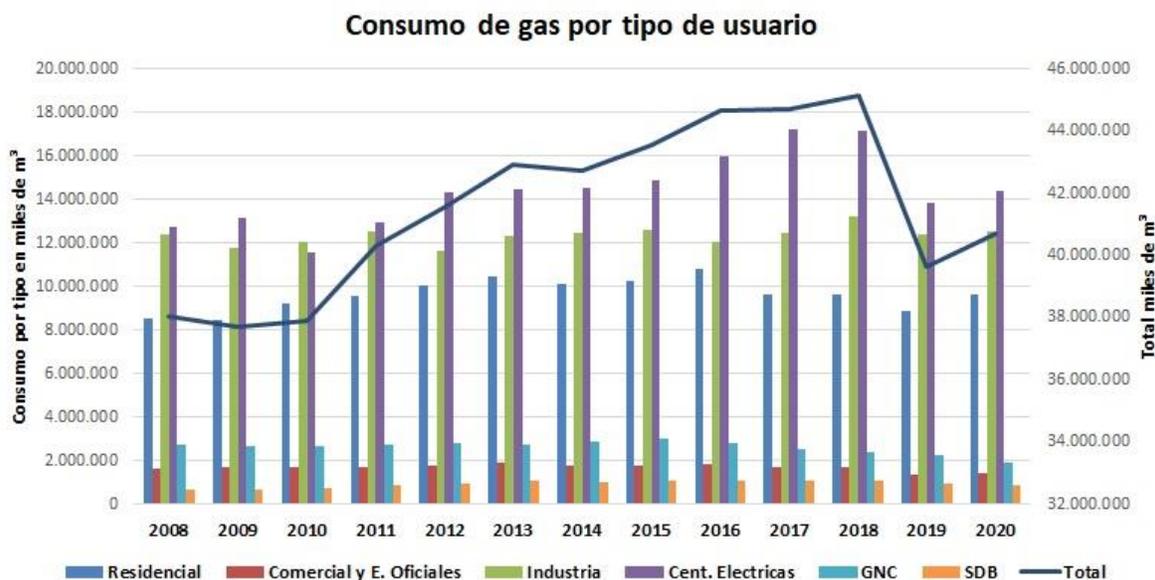
Gráfico 37



Elaboración propia con datos del BCRA.

Sobre la mejora en el saldo de la balanza respecto a los números que dejó el gobierno de Cristina Fernández, además de las mencionadas caídas de los precios y de las importaciones, cabe nombrar la incidencia en el salto de las exportaciones, las cuales se duplicaron entre 2017 y 2019, traccionadas por el incremento de la producción de gas no convencional (Arceo y Charvay, 2021). Sin embargo, este retorno exportador se originó, como se señaló, en un deprimido mercado interno: durante el período de Cambiemos bajó el consumo de petróleo, gas y combustibles: la demanda de gas a nivel nacional, por ejemplo, llegó a caer 6,1% interanualmente, ubicándose por debajo de 2015. Lo mismo había ocurrido con la electricidad, tras la suba de tarifas de principios de gobierno, que ayudó a la posterior disponibilidad de excedentes para exportación, ya que además estaba saturada la capacidad de transporte a los mayores centros de consumo.

Gráfico 38



Elaboración propia con datos de Enargas. El Total representado por la línea corresponde al eje derecho.

Con precios de las tarifas altos y una caída en el salario real que significaron una novedosa baja en la demanda energética, acompañados por una economía que desde la megadevaluación de abril de 2018 y el préstamo acordado en el FMI dos meses después empezó a mostrar su fragilidad en el frente externo, el gobierno de Macri finalizó su gestión con las cartas energéticas positivas de un crecimiento en la producción gasífera, una balanza comercial que ya no significaba una salida alarmante de moneda extranjera y un peso mucho menor de los gastos estatales en el sector<sup>22</sup>. Y más allá de la notoria contracción en la producción de petróleo, Cambiemos puso a andar otra fase del sector que hoy resulta estratégica: las energías renovables.

#### **4.1 El impulso renovable en el final de la era Macri**

En la última etapa del gobierno, cuando caída de la demanda eléctrica se hizo notoria, la producción comenzó a plasmar la mayor preponderancia histórica de energías renovables en la generación, tras las anteriores licitaciones para la realización de obras para este tipo de energías. Finalizada la gestión de Cambiemos, en diciembre de 2019, cerca del 6% de la

<sup>22</sup> Ver Gráficos 20 y 27 sobre subsidios y gasto público en energía durante el período de Cambiemos.

demanda eléctrica era cubierta con energías renovables (con un pico de 7,6% en octubre), lo que significó un notorio avance del 2% que había dejado el gobierno de Cristina Fernández, pero que no cumplió con la meta prevista ni por el propio Gobierno ni por la ley para ese período, que era de 12%.

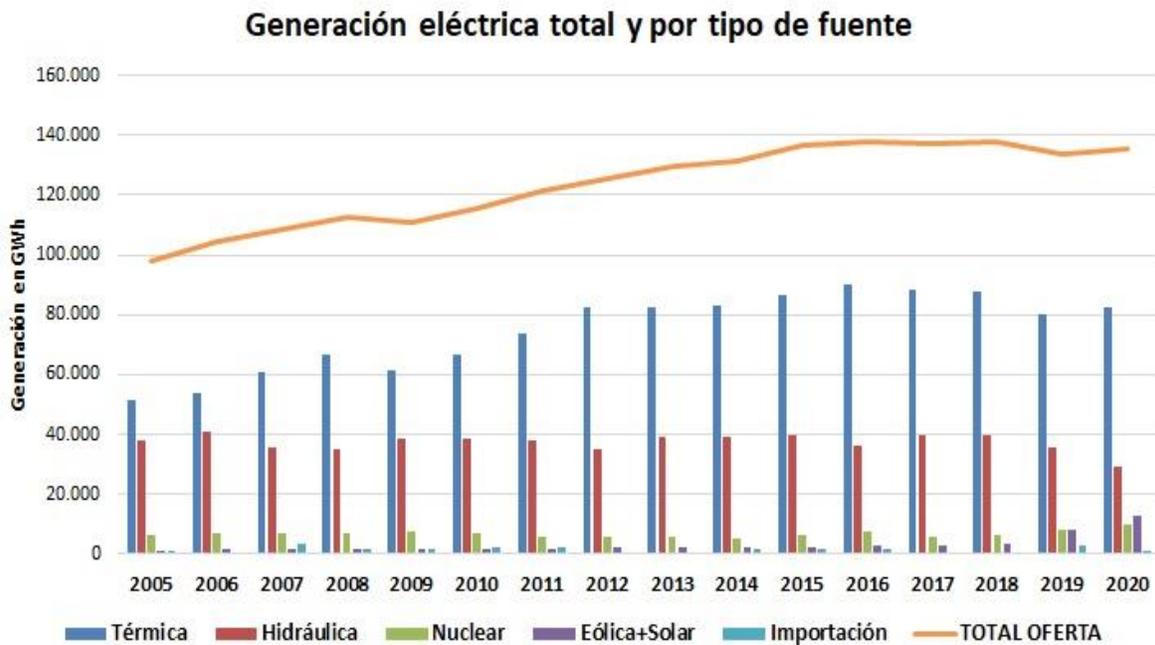
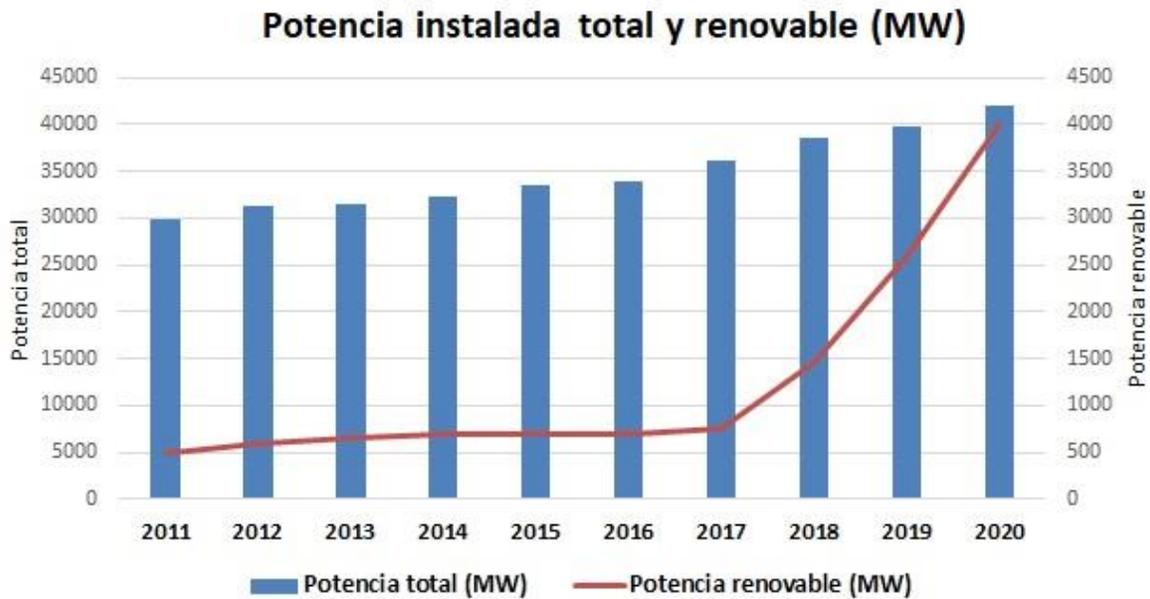
El tipo de fuentes que más aumentaron fueron la eólica y la solar, tanto por sus precios competitivos como para las buenas condiciones naturales que tiene el país para este tipo de fuentes, pero se hizo profundizando la dependencia tecnológica extranjera, acrecentando la salida de divisas por esa vía y su consecuente impacto en el sector externo (CIEPYC, 2019). A su vez, a partir de fines de 2015, se comenzó a considerar como energía renovable la generada por las centrales hidráulicas (PAH)<sup>23</sup> cuya potencia instalada era menor o igual a 50 MW, cuando anterior a dicha fecha el límite era de 30 MW.

En este incremento tuvieron importancia las cuatro licitaciones del Plan RenovAr, impulsado en el final del mandato de Cristina Fernández. Según datos de Cammesa, la potencia instalada eólica era de 227MW en 2017 y creció a 750MW en 2018 y 1.017MW en 2019. Para la energía solar, esa variable pasó de 8MW en 2017, a 191MW en 2018 y 330MW en 2019. Los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos tuvieron un crecimiento escaso, al igual que la biomasa y biogás.

---

<sup>23</sup> Un pequeño aprovechamiento hidroeléctrico comprende una central de pequeña escala que puede abastecer de energía tanto a la red pública como a una pequeña vivienda o establecimiento rural alejado de la red de distribución. En este sentido, los PAH se caracterizan por no requerir los prolongados estudios técnicos, económicos y ambientales, lo que los torna una opción de abastecimiento viable en aquellas zonas y regiones del país no servidas aún por sistemas convencionales. De ahí que no existe oposición entre aprovechamientos grandes y pequeños. Mientras los “grandes” abastecen el extenso sistema interconectado, los pequeños proveen electricidad a zonas remotas de una manera comparativamente económica y ambientalmente benigna.

Gráficos 39 y 40



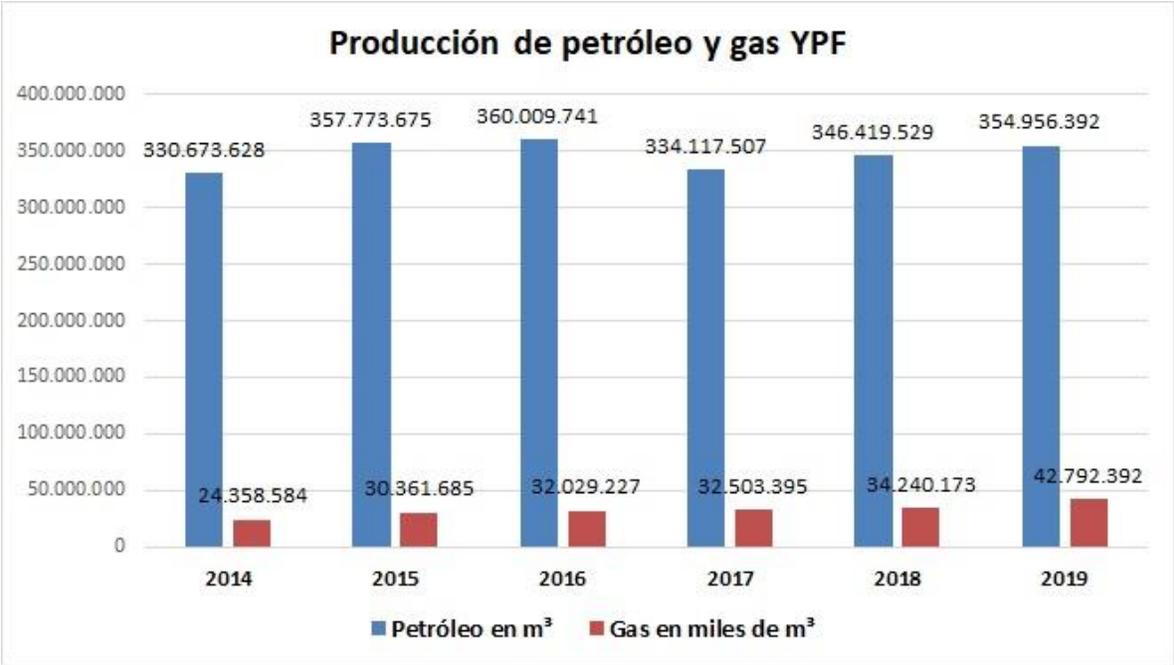
Gráficos de elaboración propia con datos de Cammesa.

Finalizado el gobierno de Macri, en diciembre de 2019, el sector externo sufría la salida de los capitales especulativos y los intereses de deuda, los cuales no alcanzaban a ser financiados por el mayor superávit comercial del período, razón que llevó al Gobierno a restablecer las restricciones a la compra de moneda extranjera que había criticado en campaña y eliminado

al asumir. El flujo de divisas vía endeudamiento e inversiones productivas y financieras, que Cambiemos esperaba que resolviera el faltante de dólares, nunca llegó a puerto ya que el negocio de la bicicleta financiera actuó como mecanismo de fuga constante de divisas.

Si bien es cierto que Cambiemos finalizó su gobierno con el sector energético dissociado de los problemas de divisas de los años anteriores y que a las mejoras descriptas en cuanto a producción gasífera le sumó el crecimiento de la generación renovable, los niveles generales de inversión en el sector empeoraron e YPF desplazó su rol inversor protagonista<sup>24</sup>, que había sido el motor del crecimiento del sector durante los últimos años del anterior gobierno. Por estos motivos, el Frente de Todos asumiría con la tarea de seguir profundizando aspectos virtuosos pero corrigiendo algunas fallas nuevas y otras que aún se acumulaban en el sector y que podían derivar nuevamente en problemas macroeconómicos.

Gráfico 41



Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

<sup>24</sup> Ver Gráfico 17 en Capítulo 2 sobre Inversiones totales en energía en el período 2003-15 y Gráficos 29 y 31 del Capítulo 3 sobre inversiones en energía por compañía (2011-15 y 2016-2019).

## **Capítulo 5: Política energética internacional**

En el plano internacional, se pueden encontrar ejemplos de cómo los estados nacionales diseñan la política energética con planes a largo plazo, teniendo en cuenta las características de su oferta, las tendencias hacia la descarbonización y siempre considerando a la energía como un bien estratégico y como motor de desarrollo, en conjunto con la política económica. Dentro de este aspecto, se destaca un importante incentivo a la eficiencia energética y al aumento de las energías renovables en la matriz, en vísperas de llegar a las metas del Acuerdo de París.<sup>25</sup>

En los países desarrollados, independientemente de si son productores o importadores de energía, la demanda de este bien se encuentra estrechamente vinculada al nivel de desarrollo de las naciones. A medida que éstas se desarrollan, los requerimientos energéticos medios son mayores; el desarrollo también lleva a que los países modifiquen gradualmente su estructura de producción, en algunos casos reduciendo la participación de la industria, que junto al transporte conforman los rubros que demandan más combustibles de origen fósil, para dar paso a otros sectores menos intensivos en el uso de la energía como los servicios (KPMG, 2020).

### **5.1 Algunos casos latinoamericanos**

América Latina es una región muy rica en recursos gasíferos, petroleros y mineros, por lo que mientras las energías tradicionales sigan brindando oportunidades, gran parte de la inversión fluirá hacia allí. Por lo tanto, la región tiene una fortaleza en el sector mientras avanza hacia una matriz basada en energías renovables; lejos de tener que eliminar las fuentes tradicionales en el corto plazo, puede en cambio regular su desplazamiento y sustituirlas de

---

<sup>25</sup> Se trata de un acuerdo firmado en diciembre de 2015 dentro del marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, que establece medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Busca mantener el aumento de la temperatura global promedio por debajo de los 2 °C por encima de los niveles preindustriales, y perseguir esfuerzos para limitar el aumento a 1.5 °C, reconociendo que esto reduciría significativamente los riesgos y efectos del cambio climático.

manera gradual con otras que puedan desempeñarse más eficientemente y de manera sostenible, reduciendo así su impacto en el medioambiente.

Dentro de esta tendencia mundial de descarbonización, la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA) asegura que la electricidad generada por las tecnologías eólica y solar fotovoltaica en tierra fue más barata durante 2019, 2020 y lo sigue siendo en 2021 que cualquier fuente de combustible fósil. Este continuo retroceso de los costos de generación eléctrica con fuentes renovables ha tenido un impacto directo en las decisiones de inversión en el desarrollo de estas energías, rezagando el que depende del combustible fósil (como la generación térmica).

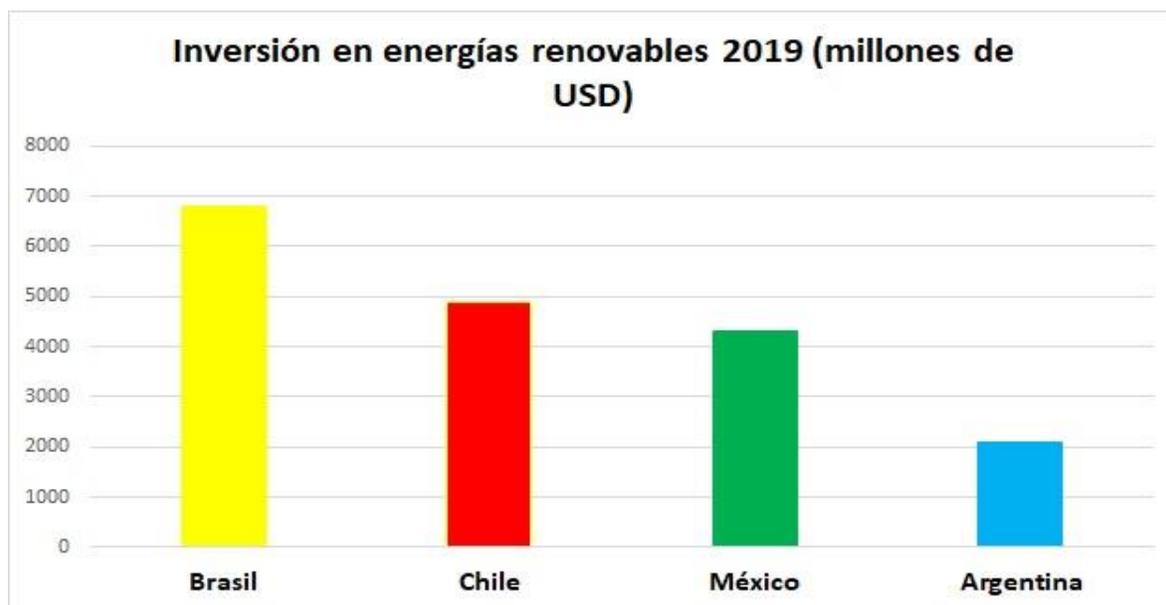
En ese sentido, la red KPMG<sup>26</sup> destaca que, para seguir dinamizando este desarrollo, es necesario levantar las restricciones que algunos países poseen en referencia al financiamiento, regulación, seguridad jurídica y calidad institucional, que son factores determinantes al momento de atraer o repeler inversión.

Yendo al desempeño por país, en Brasil, la inversión en fuentes renovables mostró una fuerte recuperación en 2019 (USD 6.800 millones), luego de haber sufrido una caída en 2018. De hecho, el objetivo de este país es que, para 2050, el 50% de la matriz eléctrica sea de origen renovable, la cual hoy depende en gran proporción de la fuente hídrica. Chile, por su lado, cuadruplicó en 2019 la inversión en energías renovables registrada en 2018, especialmente en materia de energía solar; y en una escala menor, pero también destacable, está el caso de México (KPMG, 2020).

---

<sup>26</sup> KPMG es una red global que brinda servicios de asesoría, impuestos, legales y auditoría surgida de una fusión de empresas de servicios profesionales que se estableció en Argentina en 1987. Dentro de sus servicios, brinda asesoría energética sobre producción de petróleo y gas, refinación, generación de energía, transporte y distribución de gas y electricidad, minería, química, industria forestal y medio ambiente.

Gráfico 42



Elaboración propia con datos de la red KPMG.

En ese total inversor regional en renovables que tuvo su pico máximo en 2019, el último año antes del freno económico general por la pandemia, se destaca la presencia de capital extranjero. Por primera vez, Latinoamérica fue la segunda región más atractiva del mundo para la inversión extranjera en energías renovables (detrás de Europa), tanto en términos de inversión de capital como de número de proyectos. Se trata de un cambio radical dado que durante muchos años Europa y Asia-Pacífico competían cabeza a cabeza.<sup>27</sup>

En Colombia, su ubicación geográfica le permite captar una buena porción de la energía solar que recibe. En ese sentido, el objetivo del gobierno es darle mayor participación estableciendo beneficios impositivos y otras facilidades que dirijan nuevas inversiones hacia este sector. En el caso de Uruguay, el fomento a las inversiones en energías renovables le ha permitido que contribuyan actualmente con el 60% de su matriz energética primaria y proporcionen alrededor del 97% de su oferta de generación eléctrica (principalmente de fuentes eólicas e hidroeléctricas, pero con un importante crecimiento reciente en la fuente solar), transformándolo en el más “verde” de la región y en uno de los más limpios a nivel global (KPMG, 2020).

<sup>27</sup> <https://www.cronista.com/financial-times/America-latina-capto-inversion-record-en-energias-renovables-20191223-0060.html>

Estas acciones derivadas de programas públicos, que fomentaron tanto la inversión estatal como privada respecto a las energías renovables en Sudamérica, generaron una caída pronunciada de emisiones de gases de efecto invernadero y alinearon a la región respecto a la agenda de descarbonización mundial, quedando bien posicionada en comparación con los países más contaminantes en cuanto a la producción de energía y el funcionamiento de la economía.

Este tipo de políticas y de funcionamiento convierten a Latinoamérica en una de las regiones más “verdes” del mundo en materia de generación de energía, dado que alrededor del 60% de su consumo eléctrico proviene de fuentes limpias (principalmente, hidroeléctrica), mientras que la media global no supera el 25%. Y esto cobra importancia por tratarse de un bloque económico comparativamente menos desarrollado, altamente dependiente de la producción de materia prima, con alta ponderación de la industria y menos eficiente en términos del uso de la energía (KPMG, 2020).

Por ejemplo, mientras Uruguay aumentó su oferta de generación de origen renovable en alrededor del 114% en la última década (incrementando en 36 puntos porcentuales la participación de fuentes renovables no hidroeléctricas), Chile lo hizo en un 84% (+13 pp. en fuentes renovables no hidroeléctricas), Perú en un 70% (+ 3 pp.), Brasil en un 60% (+11 pp.) y Colombia en un 33% (+2 pp.). Exceptuando a Perú, que también aumentó considerablemente su generación en fuentes no renovables, el aumento en la capacidad de generación renovable ha sido sustancialmente mayor al de origen fósil. En este sentido, entre 2010 y 2019, los países sudamericanos han invertido una media de USD 10.000 millones anuales en el desarrollo de estas fuentes, alcanzando su mejor desempeño en 2019 con un acumulado estimado en USD 100.000 millones (KPMG, 2020).

La crisis energética a nivel mundial protagonizada por la escasez de combustibles fósiles en Europa y Asia, sumado a la tendencia descendente y acelerada en los costos de generación de energía a partir de fuentes renovables y la prioridad que éstas tienen tanto en el despacho como en la incorporación a los sistemas energéticos, están conformando las condiciones para este creciente impulso de desarrollo en este sector, que además de colaborar con lograr un entramado más limpio y sustentable, reduce la dependencia de los limitados y muchas veces insuficientes hidrocarburos, cuya disponibilidad en muchos casos no es

consecuente con el autoabastecimiento energético y obliga a los países a utilizar divisas que podrían tener otros usos económicos.

## **5.2 Política energética en Europa**

Por su parte, la Unión Europea también ha marcado una hoja de ruta para sus Estados miembros bajo la premisa de descarbonizar la generación de energía, donde fijaron el objetivo de basar al menos el 32% de sus necesidades energéticas en fuentes renovables para el año 2030. Debe tenerse en cuenta que, si bien es una región con un estándar de desarrollo elevadamente superior al de América Latina, se trata de una zona importadora de energía porque prácticamente no cuenta con recursos fósiles para la generación. En 2020, la energía renovable representó en dicha región el 19,7% de todo el consumo, un 0,3% por debajo de la meta fijada para dicho año (Conde, 2021).

Según datos de 2020, el bloque importa el 53% de su energía a un costo anual de 400.000 millones de euros aproximadamente, lo que la convierte en la mayor importadora de energía del mundo. Seis Estados miembros dependen de un único proveedor exterior para la totalidad de sus importaciones de gas y, por tanto, siguen siendo demasiado vulnerables a las perturbaciones del suministro, un tema que ha desatado un fuerte conflicto en el año actual.

Se estima, además, que el 75% del parque de viviendas de la UE es ineficiente desde el punto de vista energético: el 94% del transporte depende de los productos derivados del petróleo, de los cuales el 90% es importado. Globalmente, la Unión Europea gasta más de 120.000 millones de euros al año -directa o indirectamente- en subvenciones energéticas. Los precios de la electricidad al por mayor de los países europeos son bajos, aunque siguen siendo un 30 % más elevados que en los Estados Unidos; en tanto que los precios del gas al por mayor siguen siendo más del doble que los de dicha potencia (Conde, 2021).

Por todo esto, la apuesta por la energía renovable es un paso estratégico no sólo hacia la búsqueda de evitar el calentamiento global, sino a la independencia energética de la Unión. El protagonismo de los combustibles fósiles le obliga a depender de un puñado de países proveedores de gas natural y petróleo que, además, suelen estar situados en regiones

inestables como Argelia, o usan el suministro como un instrumento de presión geopolítica, como Rusia. La única excepción es la propia Noruega, el segundo máximo proveedor de gas natural e importante proveedor de petróleo (Conde, 2021).

La transición energética a nivel mundial de la que Europa es protagonista pretende contrarrestar esta tendencia, reemplazando a largo plazo los combustibles fósiles por energías renovables, como la solar y eólica. Este cambio de modelo entrelaza tres ejes: descarbonizar el sistema eléctrico, electrificar la economía y aumentar la eficiencia energética. Los dos primeros están aún más ligados, pues descarbonizar la generación eléctrica con energías renovables permitirá electrificar y descarbonizar procesos que dependen de combustibles fósiles, como el transporte terrestre o algunas industrias. El tercero responde a un consumo de energía menor y más eficiente, por ejemplo, gracias a la mejora del aislamiento de los edificios (Álvaro Hermana y Larrea Basterra, 2018).

Buena parte de estos cambios ya están en marcha: la Comisión ya había introducido en 2006 la sostenibilidad medioambiental como elemento indisoluble de su estrategia energética, y en 2013 presentó una nueva maniobra para conciliar la política energética y climática: un 30% del presupuesto de fondos de recuperación de la Unión queda reservado a acciones de cambio climático. El Pacto Verde Europeo pretende ser la piedra angular para transformar el modelo productivo y descarbonizar la economía, pero no es similar en todos los países: en Alemania, Dinamarca, Francia o España, la transición energética marcha desde principios de siglo, mientras que en Polonia, Hungría o la República Checa apenas comienza (Conde, 2021).

Este escenario generó un progresivo desarrollo de las empresas europeas de energías renovables, que actualmente tienen un volumen de negocios anual combinado de 129.000 millones de euros, emplean a más de un millón de personas y tienen una cuota del 40% de todas las patentes de tecnologías renovables (Conde, 2021). Dos de esos modelos de referencia se dan en Alemania y Francia, que tienen distintas matrices energéticas, pero comparten no tener relevancia como productores de hidrocarburos y apuntar como aspecto nodal de la política energética a multiplicar la generación de energías limpias a través de fuentes renovables.

Alemania lo viene desarrollando desde principios de la década del 90 a partir del *Energiewende* (en alemán, transición energética), con el objetivo final de suprimir el carbón, los combustibles fósiles, las centrales de energía nuclear y otras fuentes de energía no renovables. Dicha nación importa el 70% de su energía –incluyendo el uranio utilizado en las centrales nucleares-, de modo que las renovables y la eficiencia energética reducen ese déficit promocionando la seguridad energética (García Cabrera, 2016).

El país bávaro decidió cerrar todas las centrales nucleares antes de 2022 y apunta a tener un 80% de renovables en el mix energético para 2050. La transición busca, además, impulsar la innovación tecnología en el sector de las renovables, la creación de puestos de trabajo y situar al Estado en una posición exportadora de tecnología verde, especialmente a partir de las fuentes eólica y fotovoltaica. Uno de sus principales objetivos es que dichas energías alternativas reduzcan la dependencia energética, haciendo a la economía menos vulnerable a la disponibilidad de combustibles fósiles, a la volatilidad de sus precios y a la influencia política exterior (García Cabrera, 2016).

Para 2045, Alemania quiere ser climáticamente neutra, alcanzando reducciones de emisiones del 65% para 2030 y del 88% para 2040. El plan es lograrlo electrificando todos los sectores, desde el transporte hasta la calefacción y la industria, tanto como sea posible con energía verde. Habiendo decidido no utilizar la energía nuclear y debido a la falta de energía hidroeléctrica disponible naturalmente, la generación intermitente a partir de plantas solares y turbinas eólicas es la tecnología elegida, y su participación en el consumo de energía (en aumento) tendrá que superar el 65% en 2030 (frente al 45% en 2020).

Por su parte, en el 2015, Francia aprobó su propia ley de transición energética. Tras la crisis del petróleo de 1973, el país se erigió como potencia en producción de electricidad nuclear para reducir la dependencia de combustibles fósiles importados (principalmente petróleo, pero también carbón y gas natural) y sostener el crecimiento del sector eléctrico. Actualmente está cambiando su sistema basado en la energía nuclear y fósil a otro fundamentado en energía limpia (Álvaro Hermana y Larrea Basterra, 2018).

Francia cuenta con un importante potencial de crecimiento del sector eólico, que se suma a sus principales recursos que son la mencionada generación nuclear y también la

hidroeléctrica. Esto le permite tener un precio de la electricidad reducido, generar energía eléctrica con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, alcanzar mayores niveles de electrificación de la demanda final de energía, adoptar un papel en Europa occidental de exportador de electricidad gracias a la elevada capacidad de interconexión con los sistemas eléctricos vecinos y desarrollar una potente industria, energética en general y nuclear en particular. Siguiendo este camino, Francia bajó sus emisiones de gases de efecto invernadero más de 10% entre 1990 y 2013 (Álvaro Hermana y Larrea Basterra, 2018).

A nivel bloque, además de promover el uso de la energía renovable para controlar la emisión de gases de efecto invernadero, Bruselas creó un régimen de comercio de derechos de emisión. Se trata de un mercado de permisos de carbono que establece una cantidad menguante de emisiones permitidas para centrales eléctricas, plantas industriales y aerolíneas. Al mismo tiempo, para compensar aquellas emisiones inevitables, la Unión Europea está protegiendo sus bosques, que cada año absorben el 10% de los gases contaminantes (Conde, 2021).

Estas políticas estratégicas cobran aún más valor en la actualidad, donde el Viejo Continente atraviesa una crisis energética que tiene al precio de la electricidad con niveles récord como protagonista. Esto se debe, en buena parte, a la escasez de gas natural tras una fuerte alza en la demanda de dicho hidrocarburo por parte de Asia, que tiene a los países de la Unión alarmados por posible desabastecimiento, mientras que la producción eléctrica a través del carbón se frenó por el intenso consumo de China y los permisos de carbono europeo.

El bloque se ha establecido, entonces, como una región modelo en el camino mundial hacia la transición energética y las metas del Acuerdo de París, no sólo por su compromiso medioambiental sino porque es un fin estratégico, ya que la región cuenta con escasos recursos hidrocarburíferos, por lo que la actual crisis energética por suba de precios y escasez de oferta puede afectar su producción industrial y la calidad de vida de sus habitantes.

## **Capítulo 6: Cambio de gobierno, pandemia y oportunidad**

En el plano local, tras el fin del mandato de Cambiemos, el Frente de Todos asumió a fines de 2019 con un panorama sensible en el sector externo por los vencimientos de deuda en el corto plazo y la fuga de capitales de la bicicleta financiera. A su vez, el sector energético, si bien ya no constituía el dolor de cabeza por el gasto de divisas de casi una década atrás, principalmente por una demanda en caída por la crisis económica, seguía exigiendo una política que alentara la inversión para seguir aumentando la oferta de hidrocarburos y energías renovables, pero antes debía atender la ampliación de la capacidad de transporte de los primeros a los centros de consumo, en vísperas de lograr el autoabastecimiento o al menos morigerar las importaciones.

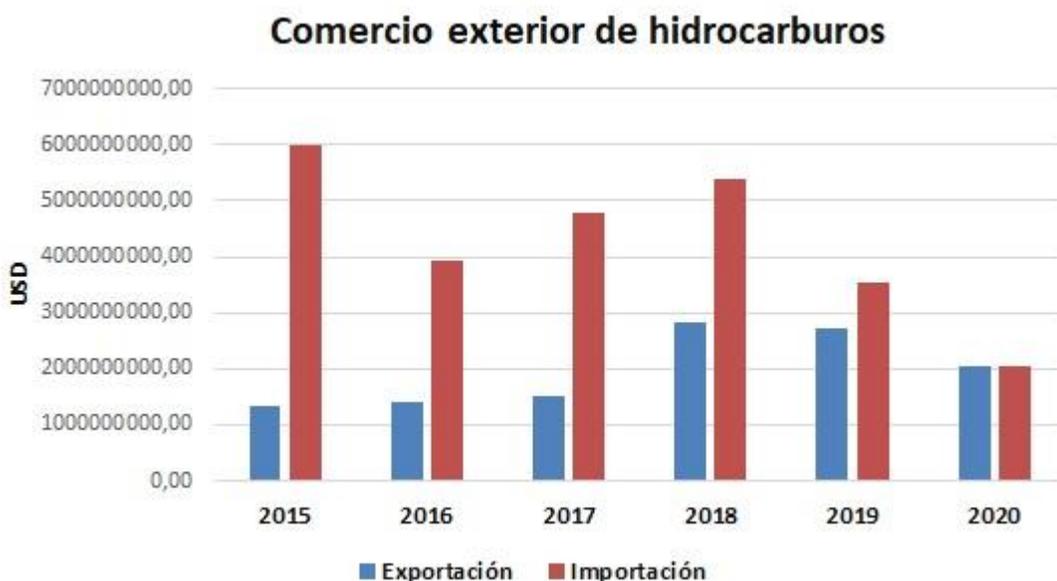
Sin hacer importantes cambios y anuncios en el sector, el Gobierno de Alberto Fernández se topó con la pandemia del Covid-19 a los tres meses de su inicio. Las restricciones a la circulación impuestas alteraron notablemente la demanda local y global de productos energéticos, los precios internacionales de los hidrocarburos, las actividades de exploración y extracción y los niveles internos y mundiales de consumo.

En este escenario inesperado y atípico, el desempeño del sector fue muy distinto al previsto en todas sus cadenas, redondeando una pronunciada caída en cada una de ellas: las exportaciones totales entre hidrocarburos y electricidad alcanzaron los USD 3567 millones, lo que significó una caída de 19,3% en comparación con 2019; las importaciones lo hicieron en un 40,7% respecto al año anterior, alcanzando un total USD 2677 millones, aspecto que tuvo una relevancia central en la reversión de los números rojos en la balanza comercial<sup>28</sup>.

---

<sup>28</sup> A su vez, durante el año 2020 las ventas totales de gas natural disminuyeron 6% respecto al año anterior, observándose la reducción en el consumo más importante de la década. En tanto que las ventas totales de derivados del petróleo como el gasoil y la nafta fueron un 11% y 26.9% menores respectivamente que en 2019.

Gráfico 43



Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

En cuanto a la producción, en petróleo se dio una caída de un 4,8% interanual, mientras que en el gas fue de 8,6%<sup>29</sup>. A su vez, el consumo de combustibles líquidos descendió un 19%, el de gas un 4% y el de energía eléctrica un 1%. Todo eso en un contexto en el que el precio del crudo, que arrancó en USD 60 por barril, llegó a tener una cotización negativa por la falta de lugar para almacenar el excedente que nadie demandaba, terminando en alrededor de USD 50 en diciembre tras una gran recuperación. Esto hizo que en mayo volviera el Barril Criollo<sup>30</sup>, que fijó el precio local en USD 45 por barril como piso, algo que duró poco porque

<sup>29</sup> La producción convencional de petróleo ocupó el 75% del total y en 2020 fue 11.8% menor a la del año 2019, mostrando una tasa de disminución promedio anual del 4.8% en los últimos diez años. Esto implica una disminución sin pausa en la última década que en 2020 se aceleró producto de la pandemia. En contraste, la producción no convencional impulsada por el Shale Oil creció durante todos los años en la última década llegando a representar el 24.9% del total del petróleo producido en 2020. La producción no convencional de petróleo creció a una tasa promedio anual del 35.8% entre los años 2015 y 2020.

Por su parte, la producción convencional de gas natural en 2020 fue un 8.8% menor a la de 2019, marcando una tasa de disminución promedio anual del 5.7% en los últimos diez años. Esto implica, al igual que en el caso del petróleo convencional, una retracción ininterrumpida en la última década. Sin embargo, la producción no convencional creció hasta el año 2019 mientras que en 2020 presentó una caída similar a la observada en el gas natural convencional, del 8.4%.

<sup>30</sup> Hasta mediados del año 2014, el precio internacional en cualquiera de sus cotizaciones fue superior al precio local. La política de “Barril Criollo” había estado presente desde el año 2007 hasta el año 2017 y desde mayo a agosto de 2020 en diferentes versiones, incluso aún en los tres años donde los precios locales fueron superiores a los internacionales (Instituto Argentino de Energía “General Mosconi”, 2021).

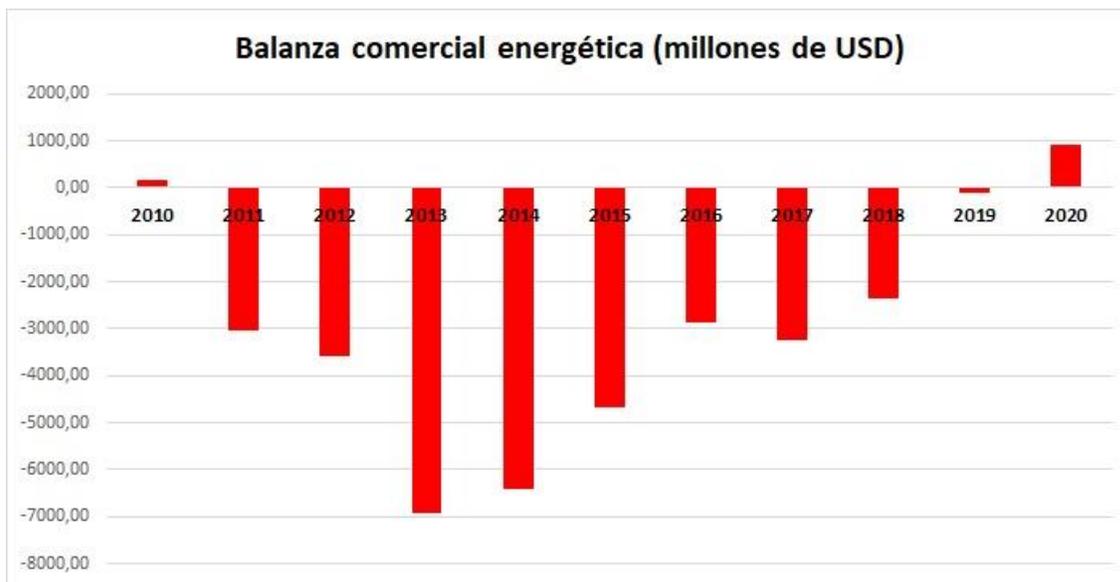
el precio internacional se recuperó a los pocos meses. También se quitaron las retenciones para precios menores a USD 60 por barril.

Además, dentro de la política energética nacional, los subsidios a las tarifas volvieron a valores de 2018 (tras una baja de estos en 2019), para amortiguar el impacto de la crisis en los usuarios, lo que hizo crecer nuevamente los subsidios estatales a la demanda pero que también tuvo su estrategia en el lado de la oferta: se lanzó el Plan Gas.Ar, una medida con ciertas similitudes a la Resolución 46 del periodo macrista y cuyo principal objetivo fue establecer precios e incentivos que alentarán la producción de gas natural. Esto era necesario para contrarrestar la declinación de los primeros meses de 2020 (tras el crecimiento de la producción en el gobierno anterior), lo que volvió a aumentar las compras de gas boliviano y GNL, que impactaron negativamente en el sector externo.

En diciembre de 2020 se efectuó la licitación del Plan Gas, donde se acordó el contrato del gas que se consume en los domicilios, comercios y en las usinas que general electricidad por los próximos cuatro años. La misma aseguró un piso de 100 MMm<sup>3</sup>/d de gas (70 para los residenciales/usinas eléctricas y 30 para el resto del mercado) a un precio promedio de USD 3,5 por MMBTU, un 50% superior al precio de gas total del último año. Esa diferencia entre ese precio en dólares y las tarifas, se subsidió con emisión monetaria, volviendo a elevar el gasto fiscal en energía.

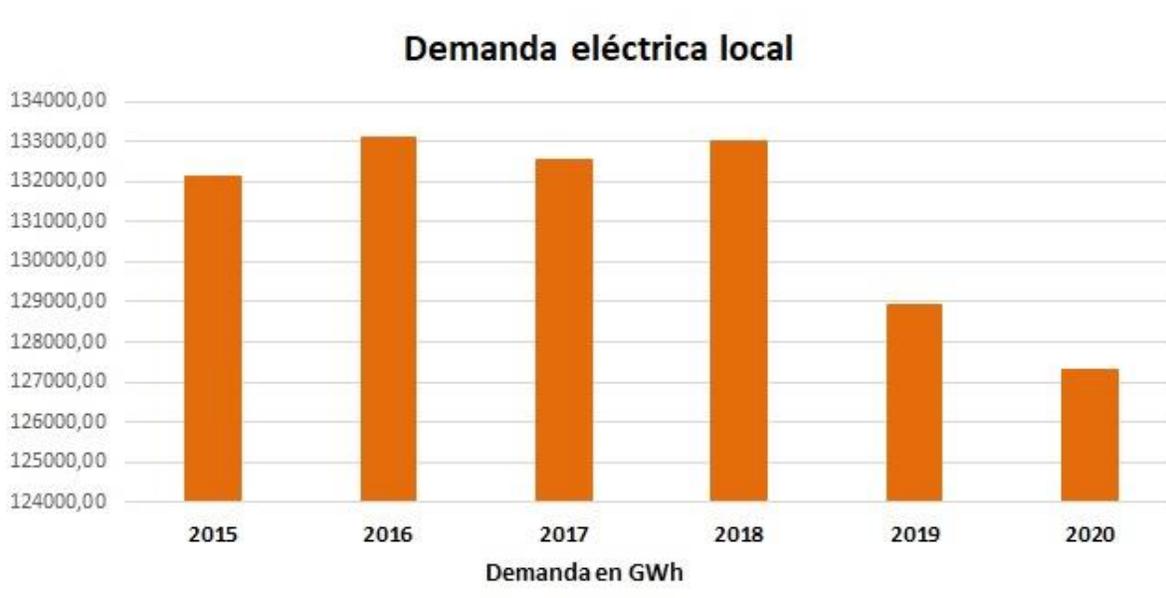
En ese escenario de crisis global, aumento de subsidios, caídas de oferta y demanda local, desplome de las importaciones y desempeño inédito en los precios internacionales, el sector energético de Argentina cerró el 2020 con un saldo comercial superavitario en USD 890 millones, con lo que se revirtió el registro negativo de USD 160 millones de 2019 y se terminó con el déficit sectorial (asociado mayormente a que el desplome de la demanda fue mayor que el de la oferta), tras nueve años de resultados negativos en el intercambio.

Gráfico 44



Elaboración propia con datos del BCRA.

Gráfico 45



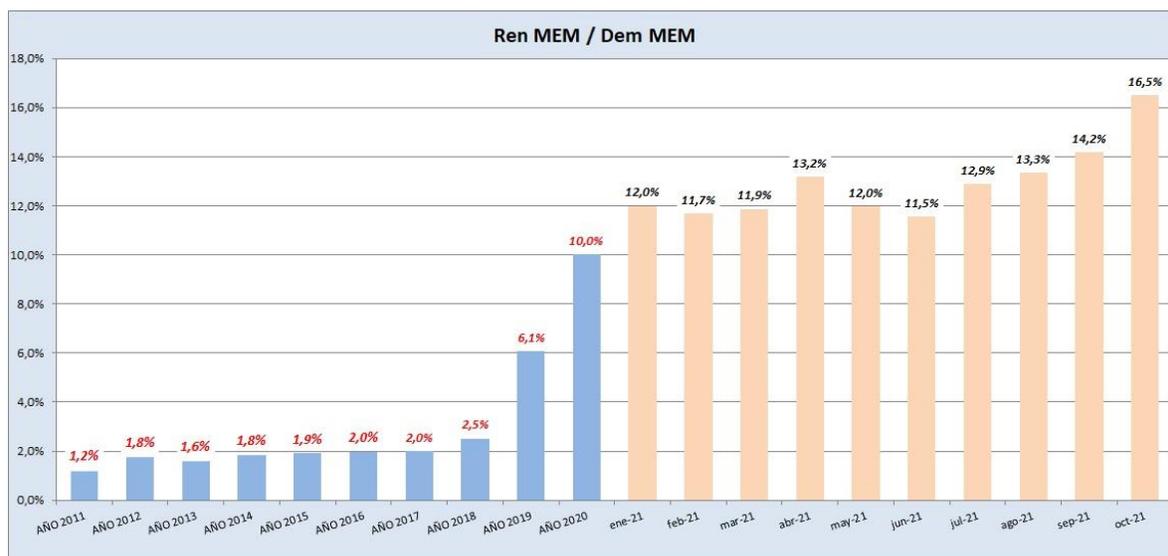
Elaboración propia con datos de Cammesa.

## **6.1 El creciente rol de las energías renovables**

Dentro de la tormenta que atravesó la macroeconomía y el sector por la caída de la actividad en el principio de la pandemia, uno de los escenarios virtuosos en Argentina se dio por la continuidad en el avance productivo en generación eléctrica a partir de fuentes renovables. Según datos de Cammesa, del 6,1% de generación renovable de 2019 se saltó a un 10% en 2020 y a un máximo histórico de 16,5% en octubre de 2021, en buena parte gracias al aprovechamiento de nuevos parques eólicos.

En dicho camino, también ganó y sigue ganando terreno la energía solar, mientras disminuye el aporte de los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos por el bajo caudal de la mayoría de las cuencas. Ya en 2021, con la economía funcionando en su plenitud, la generación renovable tuvo dos récords históricos de abastecimiento: primero el 22 de agosto, cuando el 24,72% de la demanda total del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) fue provista por energía de este origen, y luego el 26 de septiembre, cuando el 28,84% de la demanda de energía eléctrica nacional fue cubierta por fuentes renovables (67,65% eólica, 21,75% solar fotovoltaica, 5,55% por PAH y 5,05% por bioenergías).<sup>31</sup>

Gráfico 46



<sup>31</sup> <https://www.argentina.gob.ar/noticias/energias-renovables-maximo-historico-de-abastecimiento-en-septiembre>

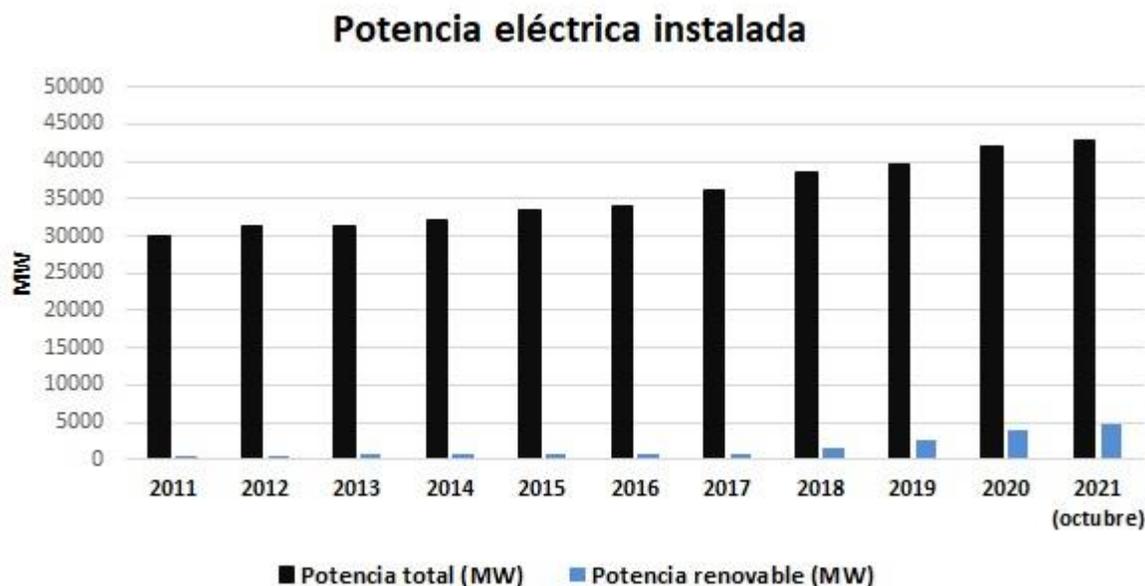
Tabla 3

| PARTICIPACIÓN [%]   |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |
|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| FUENTE DE ENERGÍA   | AÑO 2011 | AÑO 2012 | AÑO 2013 | AÑO 2014 | AÑO 2015 | AÑO 2016 | AÑO 2017 | AÑO 2018 | AÑO 2019 | AÑO 2020 | AÑO 2021 |
| BIODIESEL           | 2%       | 8%       | 0%       | 0%       | 0%       | 0%       | 0%       | 0%       | 0%       | 0%       | 0%       |
| BIOMASA             | 7%       | 6%       | 7%       | 5%       | 8%       | 7%       | 9%       | 8%       | 4%       | 3%       | 4%       |
| EOLICO              | 1%       | 16%      | 23%      | 27%      | 24%      | 21%      | 23%      | 42%      | 64%      | 74%      | 75%      |
| HIDRO <= 50MW (TOT) | 89%      | 68%      | 64%      | 63%      | 65%      | 69%      | 64%      | 43%      | 19%      | 10%      | 7%       |
| SOLAR               | 0%       | 0%       | 1%       | 1%       | 1%       | 1%       | 1%       | 3%       | 10%      | 11%      | 12%      |
| BIOGAS              | 0%       | 2%       | 5%       | 4%       | 3%       | 2%       | 2%       | 4%       | 3%       | 2%       | 2%       |
| Total GWh           | 100%     | 100%     | 100%     | 100%     | 100%     | 100%     | 100%     | 100%     | 100%     | 100%     | 100%     |

Gráfico y tabla elaborados por Cammesa en “Base de Datos 2021-10”.

A estos números se llegó por la habilitación de 39 proyectos de generación renovable durante 2020, que aportaron una potencia de 1524 MW, más otros 21 puestos en funcionamiento en los tres primeros trimestres de 2021, que adicionaron poco más de 673 MW más. Esto quiere decir que la potencia renovable habilitada en 2020 y 2021 (sin contar el cuarto trimestre) representa más de un 46% de la potencia eléctrica total abastecida con fuentes renovables.

Gráfico 47



Elaboración propia con datos de Cammesa.

Como se describió, la generación renovable pasó de una casi nula participación en la matriz eléctrica a un promedio de 16,5% en octubre de 2021, con picos de despacho eléctrico de más del 28%. Este crecimiento responde a las inversiones derivadas del Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica, sancionado en la presidencia de Néstor Kirchner 2006 como Ley 26.190,

luego modificado a fines de 2015 como Ley 27.191 (RenovAr) y puesto en marcha durante el Gobierno de Cambiemos.

Gráfico 48

### Generación renovable y participación del Plan RenovAr

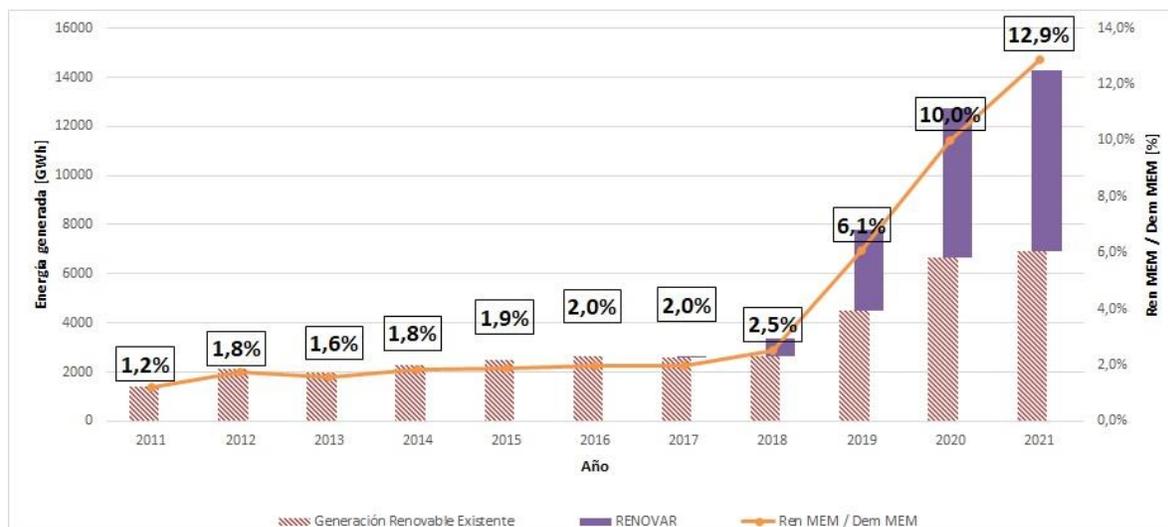


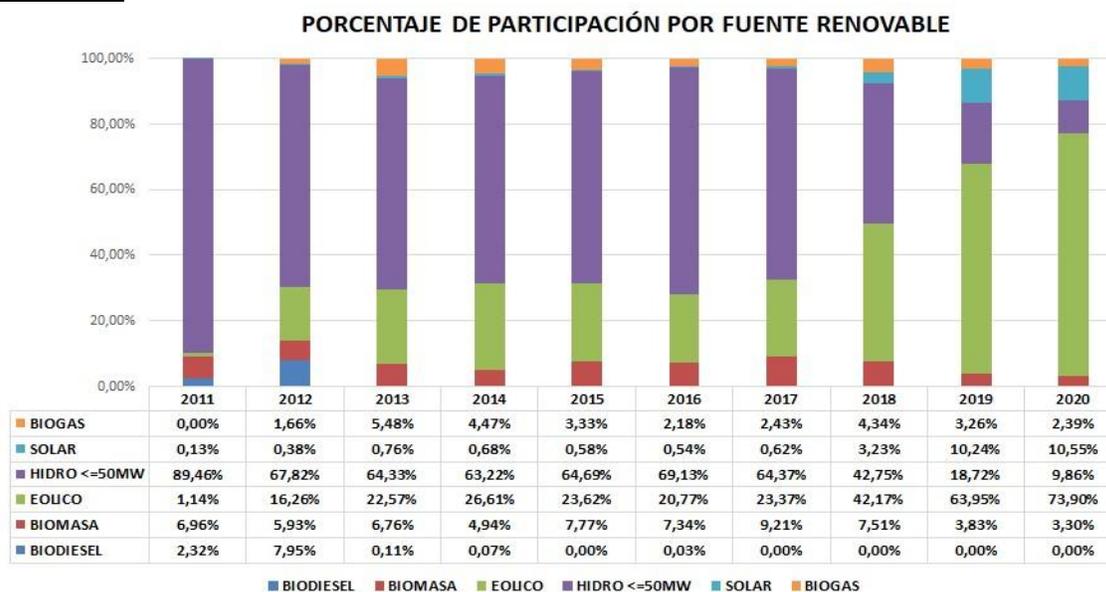
Gráfico elaborado por Cammesa en “Base de Datos 2021-10”.

En dicho crecimiento, la energía generada a partir del aprovechamiento del viento ha sido la fuente de mayor expansión en los últimos años, con un 75% de participación, algo que tiene un impacto positivo no sólo a nivel medioambiental sino también macroeconómico. La instalación de parques eólicos permitió sustituir 8,8 millones de metros cúbicos de gas diarios (MMm<sup>3</sup>/d) de gas importado y el ahorro, sólo en 2021, de USD 800 millones, según un informe de la Cámara Eólica Argentina (CEA).<sup>32</sup>

A su vez, el informe de la CAE también indicó que la generación renovable explicó el 87% de la reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Estos avances se enmarcan en el compromiso internacional de la Argentina con el Acuerdo de París, que requiere introducir al menos entre 750 MW a 1.500 MW anuales de generación renovable.

<sup>32</sup> Informe referenciado: <https://camaraeolicaargentina.com.ar/?p=6560>

Gráfico 49



Elaboración propia con datos de Cammesa sobre potencia eléctrica generada.

Teniendo en cuenta que Cammesa efectúa el despacho físico de las centrales eléctricas según un orden de mérito basado en el costo de las centrales, lo que incluye su disponibilidad, sus costos de arranque y parada y sus costos variables de operación de corto plazo (Mateos, Rossi y Rodríguez Pardina, 1999), el aumento en la presencia de energía de fuentes renovables no sólo es óptimo porque puede reducir las compras externas, también porque éstas no tienen ningún costo de generación más allá de la instalación de un parque eólico o panel solar, por ejemplo.

Sin embargo, la radiación solar o la presencia de vientos necesarios para la generación de electricidad son intermitentes, por lo que se vuelve necesario una fuente alternativa que respalde al MEM cuando la demanda lo requiera. Allí es donde Argentina se encuentra en una posición de ventaja respecto a otras naciones, ya que cuenta con importantes reservas de recursos fósiles que le pueden reducir la necesidad de importar los recursos energéticos para el abastecimiento eléctrico, mientras transita el camino de descarbonización en la generación.

### **6.3 La oportunidad para Argentina**

Tanto en Argentina como en el resto del mundo, durante 2021 se reflataron los movimientos habituales de casi la totalidad de la economía. En nuestro país, la recuperación del sector energético fue tal que, al récord de generación renovable de octubre ya mencionado, debe sumarse que la producción de hidrocarburos, traccionada por Vaca Muerta, está rompiendo sus propias marcas: en el caso del gas no convencional, fue de 68 millones de metros cúbicos diarios, marcando cuatro meses con récords productivos en ese segmento; y en cuanto al petróleo, registró en octubre más de 541 mil barriles diarios, superando nuevamente el valor máximo desde marzo de 2020 (prepandemia), algo que ya había hecho en septiembre.<sup>33</sup>

Gráfico 50



Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

Sin embargo, los números del primer semestre del 2021 marcaron que, si bien hubo exportaciones energéticas, los meses fríos dispararon la importación de gas natural desde Bolivia, de gas natural licuado para la regasificación y también de líquidos para la generación térmica, en especial de gasoil. Así, se llegó en el mencionado período a una balanza comercial energética con un déficit de USD 649 millones. Se debe tener en cuenta que el invierno es la

<sup>33</sup> Con más de 190 mil barriles diarios, Vaca Muerta superó por primera vez al resto de las cuencas argentinas en actividad y ya explica el 36% del total de crudo de todo el país con YPF como la mayor productora.

estación de mayor consumo energético y que su estación siguiente, la primavera, es el momento de menor demanda, y que la continua tendencia de mayor producción de petróleo, en especial desde Vaca Muerta, ya tuvo su excedente exportador<sup>34</sup>, y los mayores volúmenes de producción de gas natural no convencional podrían hacerlo también aprovechando la etapa de bajo consumo local.

El crecimiento en la producción de combustibles fósiles cobra más importancia aún dado el contexto internacional de crisis energética: según datos de la Agencia Internacional de la Energía<sup>35</sup>, en 2019 dos tercios de la energía global se producían en centrales termoeléctricas dependientes de combustibles fósiles como el carbón, el gas y el petróleo. Las instalaciones alimentadas por estos dos últimos combustibles son habituales en gran parte del mundo, pero su peso en la producción final de electricidad varía: en el gas natural está detrás del 23,5% de la energía eléctrica que se produce en el mundo, en el caso del petróleo no llega al 3%.

Esto indica que ninguna otra fuente de energía fósil es responsable de más producción eléctrica en el mundo que el carbón. Y no es un dato menor, ya que se trata del combustible fósil más contaminante, por lo que su erradicación aparece de forma sistemática en los principales objetivos de los acuerdos climáticos. Sin embargo, desde el año 2000, la capacidad de las centrales eléctricas de carbón se ha duplicado hasta alcanzar los 2045 gigavatios, tras un crecimiento explosivo en la demanda de China e India, lo que pone en duda el nivel de compromiso de las economías más productivas respecto a los compromisos internacionales.<sup>36</sup>

Este combo de crecimiento nacional en la producción de hidrocarburos y en la generación renovable, en un contexto mundial de crisis energética y relativas tendencias a la descarbonización, le confieren al país una oportunidad histórica, mientras el país sigue en la

---

<sup>34</sup> Durante 2020 se exportaron tres cargamentos de crudo local, pero fue en medio de la cuarentena estricta que había provocado una caída abrupta de la demanda interna. Sin embargo, en agosto de 2021 tras la reactivación de muchas actividades productivas, se exportaron tres barcos con un total 225 mil metros cúbicos, y está previsto que a fin de año esa cifra se repita.

<https://econojournal.com.ar/2021/07/exportaran-en-agosto-tres-cargamentos-de-crudo-medanito-desde-la-cuenca-neuquina/>

<sup>35</sup> Informe referenciado: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/world-gross-electricity-production-by-source-2019>

<sup>36</sup> <https://elordenmundial.com/mapas-y-graficos/mapas-produccion-electricidad-mundo/>

búsqueda de su autoabastecimiento. Argentina se encuentra ante un escenario propicio porque tiene potencial para seguir creciendo en su generación de energía tanto fósil como renovable, y dentro de las fósiles principalmente gas, que es considerada una fuente limpia y que tiene mayor presencia en la matriz energética.

Los récords de producción no convencional derivados del Plan Gas.Ar<sup>37</sup> confirman la importancia de los incentivos estatales no sólo para la producción, también para la conservación de los puestos de trabajo. Sin embargo, ante este escenario alentador en términos productivos, deben atenderse prioritariamente los cuellos de botella del transporte hidrocarburífero, que ya ocurrieron en el período de Cambiemos incluso con una demanda deprimida por la crisis y que actuó como un obstáculo contra el autoabastecimiento. Con los oleoductos y sobre todo los gasoductos colapsados en los períodos de alta demanda interna, la producción récord no alcanzará para abastecer a la economía doméstica si la recuperación económica continúa.

Especialistas como Martín Bronstein sostienen que Argentina se autoabastece en petróleo, pero además del transporte debe seguir apuntalando la producción de gas no convencional para lograrlo en gas natural y así cubrir los picos de invierno, donde la demanda trepa de entre 110 y 130 metros cúbicos diarios a aproximadamente 160 millones por día. Bronstein sostiene que, con los niveles actuales de producción y reservas de gas natural no convencional (éstas últimas ascienden a aproximadamente 22 billones de metros cúbicos<sup>38</sup>), el autoabastecimiento energético podría lograrse en un plazo de entre tres y cinco años. Sin embargo, antes se debe ampliar la mencionada capacidad de traslado.

Atendiendo a estos motivos, el Poder Ejecutivo anunció la construcción del gasoducto que el anterior gobierno había dejado en licitación, entre la localidad neuquina de Tratayén y la bonaerense de Salliqueló. Esta obra permitiría incrementar la capacidad en 24 millones de m<sup>3</sup> por día en una primera etapa que duraría dos años, hasta aumentarlo a 44 millones de

---

<sup>37</sup> La producción no convencional se encuentra en niveles récord, según el siguiente informe del Instituto de Ingeniería de la Universidad Austral:  
<http://miningpress.com/pdfjs/web/viewer.php?file=/public/archivos/sgxz0M3k1WFG3g0Vqbv13WQLpUwtYNJ2CvM1lgga.pdf&title=UNIV.+AUSTRAL%3A+DATA+MINING+APLICADO+A+VACA+MUERTA+-+PRIMER+APPROACH>

<sup>38</sup> Cifra proporcionada por la Agencia Internacional de Energía:  
[https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Argentina\\_2013.pdf](https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Argentina_2013.pdf)

metros cúbicos en un posterior período. La capacidad de transporte actual desde Vaca Muerta es de aproximadamente 70 millones de m<sup>3</sup> por día, donde se destacan los gasoductos troncales Neuba I y II, este último también pretende ampliarse según los anuncios del Gobierno<sup>39</sup>.

La política energética exige que el Estado regule e incentive contemplando los errores del pasado, entendiendo al sector como estratégico y actuando con planificación: es decir, manejando el sector con políticas previsibles, constantes y sin desatender el mediano y largo plazo como ocurrió en los noventa y en la primera década del actual siglo. Conforme a los recursos naturales propios y a las características de la matriz energética nacional, junto con las metas del Acuerdo de París y los objetivos planteados tras la crisis energética que están padeciendo Asia y sobre todo Europa, el Gobierno del Frente de Todos publicó a su vez la aprobación de los lineamientos para la Transición Energética 2030<sup>40</sup>, donde estableció los objetivos para lograr una transformación adecuada.

El principal argumento fue que, como la matriz energética contribuye de manera decisiva en la configuración de la estructura productiva y así actúa como vector central del desarrollo, la política económica y la energética deben tener un enfoque articulado. El objetivo, más allá de compartir el camino de descarbonización mundial, es lograr el autoabastecimiento energético mediante la utilización plena de los recursos más abundantes de las cuencas on shore y off shore, para que además de actuar como sostén de la estructura productiva, la energía no impacte negativamente en las cuentas externas.

Si bien hay expertos que creen que Argentina tiene potencial energético exportador y generador de divisas por su comercio con países vecinos<sup>41</sup>, debe contemplarse que cuando Argentina se transformó en exportadora neta de energía durante los 90<sup>42</sup>, la búsqueda de la

---

<sup>39</sup> <https://www.telam.com.ar/notas/202111/573434-ministerio-economia-transicion-energetica-secretaria-energia.html>

<sup>40</sup> <https://www.telam.com.ar/notas/202111/573434-ministerio-economia-transicion-energetica-secretaria-energia.html>

<sup>41</sup> El Centro de Estudios de Energía Política y Sociedad lo sostiene en el siguiente informe: <https://ceepys.org.ar/blog/vaca-muerta-comienza-a-levantarse/>

<sup>42</sup> Cabe aclararse que la dinámica exportadora de los 90 se hizo sobre yacimientos maduros, cuyo nivel de reservas era considerablemente menor que el actual, que tiene a Vaca Muerta como protagonista y también a otras formaciones de shale y tight gas que posicionan a Argentina como la segunda reserva mundial de gas natural no convencional.

rentabilidad exportadora fue el principio de lo que años después derivó en un déficit comercial acuciante. La energía puede ser un bien exportable que aporte divisas para la economía, pero antes tiene que prevalecer su rol estratégico en el abastecimiento del consumo local y el funcionamiento y crecimiento de la estructura productiva.

Para este objetivo, será fundamental aprovechar el desarrollo de las protagónicas potencialidades gasíferas. Esto se respalda no sólo por su predominio en la matriz energética nacional y su mayor disponibilidad de reservas, sino porque el gas boliviano importado por Argentina está decayendo sostenidamente en su producción y porque el gas natural puede reemplazar a los combustibles líquidos derivados del crudo para la generación eléctrica (más contaminantes), en lo que será la etapa previa conveniente en el tránsito de nuestro país hacia un uso cada vez mayor de energías ambientalmente sostenibles.

Sin embargo, en este camino de transición energética a nivel mundial en el que Argentina también está comprometida, se deben tener en cuenta algunos aspectos propios de la economía doméstica: el país acumula problemas sociales y macroeconómicos de magnitud y tiene un protagonismo mucho menor que los países desarrollados en cuanto a la contaminación ambiental<sup>43</sup>, por lo que no sería justo que abandone drásticamente los combustibles fósiles en su camino hacia la diversificación de la matriz energética, como exigen los compromisos ambientales mundiales que además no todos los países cumplen.

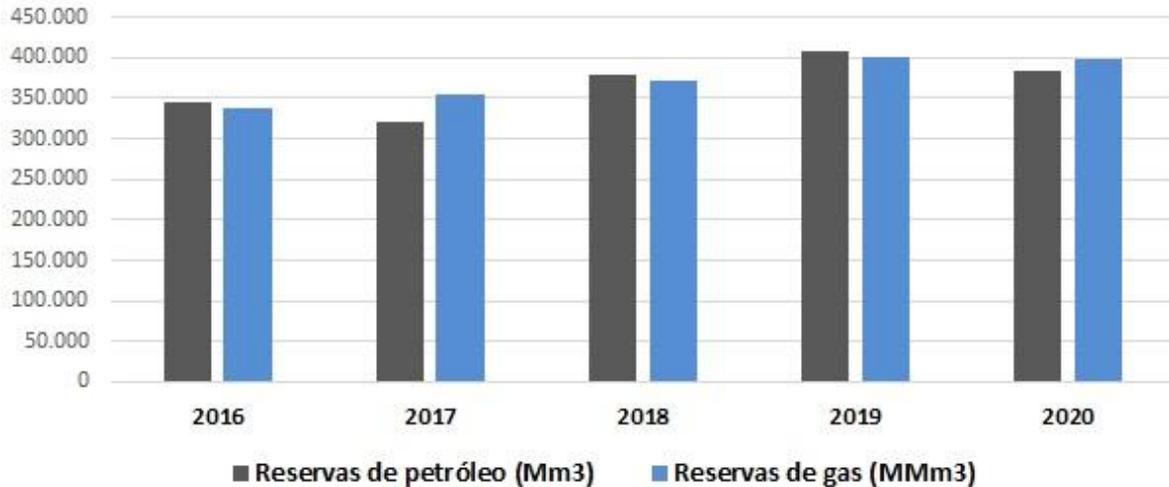
El país tiene importantes reservas de hidrocarburos gracias al descubrimiento de los no convencionales, los cuales son extraídos de manera cada vez más eficiente, y tiene en YPF una compañía que no sólo es la mayor productora hidrocarburífera del país, sino que está estratégicamente orientada al abastecimiento interno. Además, los recursos fósiles permiten una obtención de energía muy concentrada, mayor a las fuentes renovables (que además son intermitentes) y que han abierto el camino a los cambios tecnológicos y al desarrollo de los países del primer mundo, que curiosamente son los más contaminantes y los que militan la descarbonización.

---

<sup>43</sup> Según el Atlas Mundial del Carbono, la Argentina está en el puesto 31 en cuanto Megatoneladas de Dióxido de Carbono producidas, según datos de 2020. En dicho año, sus emisiones fueron un tercio de las generadas por Brasil y menos de la mitad que las de México o Australia. <http://www.globalcarbonatlas.org/es/CO2-emissions>

Gráfico 51

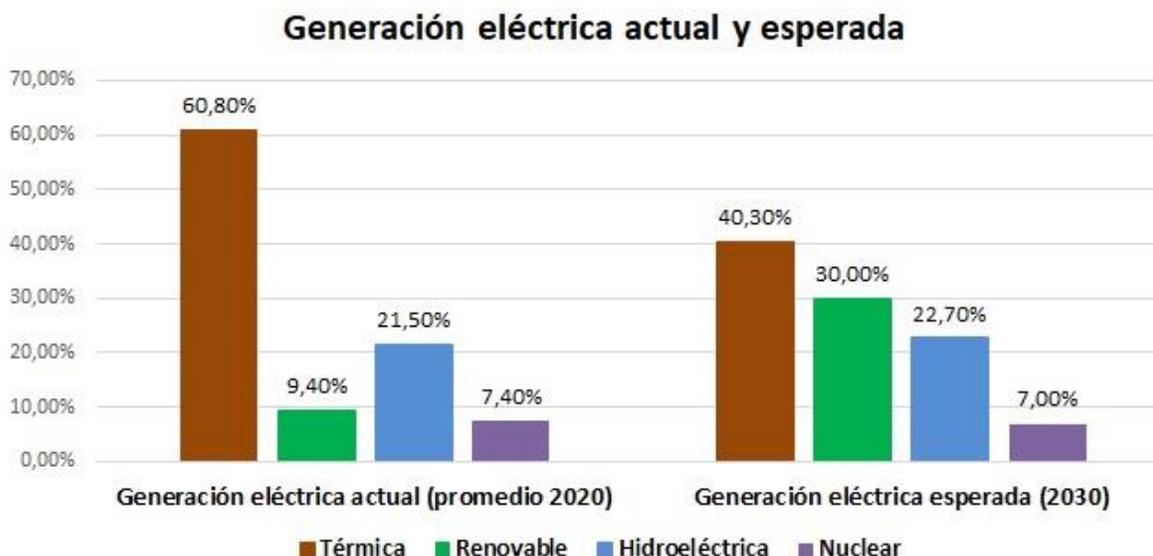
### Reservas comprobadas de petróleo y gas hasta el fin de la vida útil del yacimiento



Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

El proyecto de Transición Energética 2030 aspira a que el 90% del incremento de la potencia eléctrica instalada entre 2022 y 2030 provenga de fuentes energéticas de bajas emisiones. Con ello, se espera que representen el 55% de la generación eléctrica y que desplacen a centrales térmicas que generan mayores gases de efecto invernadero, que como ya se mencionó, son las que se alimentan de los contaminantes derivados del petróleo como el gasoil o el fueloil, que además representan todos los años importantes salidas de divisas del país. El objetivo planteado es que la Argentina sea un proveedor mundial de gas, logrando el autoabastecimiento a nivel local y colaborando también a nivel regional, logrando efectos virtuosos a escala macroeconómico nacional y en el escenario ambiental global.

Gráfico 52



Elaboración propia con datos de Cammesa.

Uno de los puntos a favor para buscar esta transición en la matriz es que los costos de la electricidad renovable se han reducido drásticamente en la última década, debido a mejoras en tecnologías, economías de escala, cadenas de suministro más competitivas y la creciente experiencia de desarrolladores. La nueva energía solar fotovoltaica y la eólica terrestre cuestan menos que mantener en funcionamiento muchas de las plantas térmicas existentes para la generación eléctrica, además de que una vez instaladas no implican gastos en combustibles para la generación de electricidad.

Pero estas formas de producción de energía requieren de inversión, la cual a nivel nacional es insuficiente. En este camino, la empresa australiana Fortescue Future planea invertir más de USD 8.000 millones para una planta de hidrógeno en Río Negro, un elemento que se obtiene a partir de energías renovables y puede transformarse en electricidad o combustibles sintéticos y utilizarse con fines domésticos, comerciales, industriales o de movilidad. De concretarse esta inversión, además de fortalecer la lucha contra el cambio climático, podría generar alrededor de 15.000 empleos directos<sup>44</sup>.

<sup>44</sup> <https://www.energiaestrategica.com/fortescue-invertira-8-400-millones-de-dolares-para-producir-hidrogeno-verde-en-argentina/>

Por todo esto se afirma que Argentina se encuentra ante una oportunidad histórica, no sólo para alinearse a los objetivos medioambientales internacionales, sino para autoabastecerse energéticamente y, si el escenario lo permite, buscar una estrategia sustentable que también le posibilite exportar y generar divisas. El país puede y debe avanzar hacia una matriz con mayor participación de energías renovables, pero sin abandonar su creciente productividad de extracción gasífera, que debe ser la punta de lanza para erradicar las compras al exterior que tanto impactan en el sector externo. El camino hacia una mayor presencia de fuentes renovables no va en dirección opuesta a este objetivo, pero no debe prevalecer en un país que, además de tener un nivel de contaminación significativamente menor que naciones más desarrolladas o de similares características, cuenta con dificultades socioeconómicas y tiene en los hidrocarburos un recurso estratégico para generar los efectos inversos.

## **CONCLUSIONES**

Argentina tiene una problemática histórica y recurrente de escasez de divisas, manifestada en reiteradas oportunidades durante etapas de crecimiento de su economía. En su historia económica se sucedieron 16 crisis que, si bien tuvieron particularidades y orígenes diferentes, todas tuvieron al sector externo como protagonista.

Durante el período expansivo de la economía en el gobierno kirchnerista, se destacó novedosamente como factor demandante de divisas la provisión de recursos energéticos. Esto se dio porque el sector acumuló una serie de desajustes, principalmente desde el último gobierno de facto, que derivaron en la ponderación de la rentabilidad empresarial por sobre el manejo sustentable de los recursos a partir de la década del 90. En aquella etapa de modelo neoliberal, en la que la producción de fuentes de energía superaba ampliamente la demanda local, los hidrocarburos se volvieron un bien exportable y así se dilapidaron gran parte de las reservas previamente descubiertas, comprometiendo el abastecimiento futuro local.

En la década siguiente, ya con el gobierno kirchnerista al poder, la recuperación económica tras la crisis impactó en un exponencial salto en la demanda interna que la oferta local sostuvo en los primeros años, pero después estuvo lejos de abastecer. La particularidad del caso radicaba en que el país naturalmente importaba y exportaba energía, pero hacía 28 años que el intercambio comercial era superavitario. Las medidas tomadas para atacar el problema, entre las que se destacó la recuperación de la mayoría accionaria estatal en YPF, fueron tardías o insuficientes, y el déficit comercial que llegó en 2011 se convirtió durante casi una década en un problema macroeconómico.

Tras nueve años y dos gobiernos de distinto perfil ideológico, la crisis económica del fin del período de Cambiemos y que continuó durante el aislamiento por la pandemia, ayudó a dar vuelta el resultado de la balanza comercial energética, sobre todo porque durante 2020 la declinación de la demanda fue mayor que la de la oferta. Actualmente, gracias a la expansión de la producción hidrocarburífera no convencional, especialmente en gas, y un crecimiento significativo en la participación las energías renovables en la matriz eléctrica, el sector dejó de ser un dolor de cabeza para la macroeconomía.

Argentina sigue teniendo dificultades en la disponibilidad de divisas, las cuales se manifiestan incluso en asuntos cotidianos como los impuestos y limitaciones a la adquisición y compras en moneda extranjera; pero tiene recursos suficientes para que el sector energético no sólo no sea parte del problema del externo, sino hasta un posible canal de alivio, siempre contemplando primero el abastecimiento local y secundariamente una eventual generación de divisas por exportación.

La evolución de los indicadores de productividad energética, que en el caso del petróleo hasta significó excedentes, junto con la disponibilidad de recursos naturales y las reservas comprobadas de hidrocarburos, permiten afirmar que, lejos de ser una traba al crecimiento por ser demandante de divisas, el sector energético debería ser una fortaleza de la economía por su condición para abastecer el crecimiento industrial con recursos propios, y en el mejor de los casos, un vector de desarrollo, por su potencial de generar la moneda extranjera que tantas veces estranguló el crecimiento.

Para lograr estos objetivos, además de continuar con la participación estatal que apuntala el sendero de crecimiento en la producción y con la centralidad de YPF como operadora estratégica, la política energética debe centrarse en el corto plazo en ampliar la capacidad transporte de los recursos generados, que dado el creciente volumen de extracción actual se encuentra colapsada. Este tipo de obras tienen períodos de duración cuyos resultados se ven en el mediano plazo, pero son necesarias para evitar los cuellos de botella que se generan cuando las políticas sectoriales acumulan sesgos cortoplacistas.

Otra de las posibilidades efectivas es orientar la demanda hacia el ahorro energético, una estrategia que tiene la ventaja de ser independiente de la coyuntura de precios internacional y que depende exclusivamente de las medidas que se tomen internamente. La reducción del consumo deberá venir de la mano de mayor eficiencia y medidas de ahorro y no simplemente de incentivos de reducción vía tarifas o del impacto coyuntural de una crisis económica. Las tarifas pueden buscar orientarse de un modo segmentado, sin caer en el desperdicio de subsidiar la demanda de la clase alta ni las subas abruptas que ocasionaron problemas de ingresos en la población y no consiguieron que los ahorros energéticos sean considerables, ya que se centralizaron más en el comportamiento de los individuos que en el avance tecnológico.

En esta tendencia de eficiencia energética, además, el país está comprometido internacionalmente a través del Acuerdo de París, que en este 2021 multiplicó su importancia por la continuidad del calentamiento global y la crisis energética por problemas de oferta en algunas economías desarrolladas. Allí cobra mayor relevancia aún el rol del Estado en el crecimiento de las inversiones en energías renovables y los objetivos de descarbonización no sólo de la producción de energía sino de la economía en general.

Sin embargo, más allá de los beneficios ambientales y económicos que trae la generación de electricidad a partir de fuentes limpias, no debe desatenderse el riesgo de su intermitencia en la generación, por lo que es necesario tener otras fuentes de respaldo; y a su vez, teniendo en cuenta que Argentina convive con problemas socioeconómicos de magnitud y está lejos de ser uno de los países protagonistas en la contaminación ambiental, la transición hacia una matriz energética diversificada puede hacerse sin descartar enseguida los recursos fósiles del país, los cuales tienen una concentración energética mayor a los renovables y cada vez se logran extraer con mayor eficiencia.

El sector energético tiene una importancia trascendental a nivel nacional y debe considerarse estratégico su funcionamiento y el autoabastecimiento local: en primer lugar, para asegurar un crecimiento armónico de la economía e independiente del comercio exterior y los precios internacionales; a su vez, porque Argentina tiene la fortaleza de tener recursos naturales y por ende las condiciones para ser un potenciador independiente de dicho crecimiento; estos recursos deben tener una prioridad de abastecimiento local, con el objetivo de terminar definitiva y no coyunturalmente con la dependencia de energía externa, que a su vez implica un gasto de divisas que podría tener otros usos económicos; y por último, porque la producción local de energía debe ser el sustento de la diversificación de la estructura productiva nacional, un objetivo indispensable porque es allí donde se genera la principal demanda de moneda extranjera que ahoga los momentos de crecimiento nacional.

## FUENTES DE INFORMACIÓN

### Bibliografía

- **Abadie, Fernando y Lerner, Eduardo (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.
- **Abeles, Matías; Lavarello, Pablo y Haroldo Montagu Haroldo (2013)** *Heterogeneidad estructural y restricción externa en la economía argentina*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- **Acacio, Juan y Wyczkier, Gabriela (2020)** *Expectativas públicas y conflictos sociales en torno a los hidrocarburos no convencionales en Argentina: algunos apuntes sobre Vaca Muerta*. Instituto de Investigación en Historia y Ciencias Sociales (IdIHCS-CONICET), Buenos Aires.
- **Álvaro Hermana, Roberto y Larrea Basterra, Macarena (2018)** *La transición energética en Francia*. Instituto Vasco de Competitividad.
- **Barrera, Mariano y Serrani, Esteban (2018)** *Energía y restricción externa en la Argentina reciente*. Revista “Realidad Económica” N° 315. Buenos Aires.
- **Belloni, Paula y Cantamutto, Francisco (2019)** *La economía política de Cambiemos*. Batalla de Ideas, Buenos Aires.
- **Buccieri, Carlos (2010)** *En las puertas de un nuevo ciclo histórico: 50 años del gas*. Revista Petrotecnia.
- **Buccieri, María Victoria (2018)** *Tesis de Maestría: Déficit energético en Argentina: impacto de políticas alternativas de oferta y de demanda*. Universidad de Buenos Aires.
- **Cantamutto, Francisco (2019)** *Vaca Muerta y las elusivas promesas de desarrollo en Argentina*. Universidad Nacional del Sur-CONICET, Argentina.

- **Centro de Investigación en Economía Política y Comunicación (2016)** *Revista “Entrelíneas de la Política Económica N° 38”*. CIEPYC, La Plata.
- **Centro de Investigación en Economía Política y Comunicación (2019)** *Revista “Entrelíneas de la Política Económica N° 54”*. CIEPYC, La Plata.
- **Ceppi, Natalia (2018)** *Política energética en Argentina: un balance del período 2003-2015*. Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (Conicet), Argentina.
- **Conde, Álvaro (2021)** *La inseguridad energética europea*. Madrid, España.
- **Diamand, Marcelo (1973)** *Doctrinas económicas, desarrollo e independencia*. Paidós, Buenos Aires.
- **Escribano, Gonzalo (2014)** *Emergente y diferente: Brasil como actor energético e implicaciones para España*. Real Instituto Elcano, Madrid, España.
- **García Cabrera, Daniel (2016)** *La transición energética de Alemania y su impacto en la Unión Europea: implicaciones para la seguridad energética del proceso de descarbonización económica*. Universidad Complutense de Madrid, Facultad de Ciencias Políticas y Sociología, Madrid, España.
- **Instituto Argentino para el Desarrollo Económico (2020)** *Revista “Realidad Económica N° 328”*. IADE, Buenos Aires.
- **Instituto Argentino para el Desarrollo Económico (2020)** *Revista “Realidad Económica: La tormenta perfecta, una oportunidad impensada”*. IADE, Buenos Aires.
- **Instituto Argentino para el Desarrollo Económico (2020)** *Revista “Realidad Económica: Tight, Reservorio No Convencional: la estrella olvidada”*. IADE, Buenos Aires.
- **Kozulj, Roberto (2005)** *Crisis de la industria del gas natural en Argentina*. CEPAL, Santiago de Chile.
- **KPGM (2020)** *Descarbonización y Energías Renovables en América del Sur*.

- **Kulfas, Matías (2016)** *Los tres kirchnerismos: una historia de la economía argentina 2003-2015*. Siglo veintiuno editores, Buenos Aires.
- **Mateos, Federico; Rodríguez Pardina, Martín y Rossi, Martín (1999)** *Oferta y demanda de electricidad en la Argentina: un modelo de ecuaciones simultáneas*. Centro de Estudios Económicos de la Regulación. Instituto de Economía, Universidad Argentina de la Empresa (UADE). Buenos Aires.
- **Montamat, Daniel (2007)** *La energía argentina – otra víctima del desarrollo ausente*. Editorial El Ateneo, Buenos Aires.
- **Navajas, Fernando (2015)** *Subsidios a la energía, devaluación y precios*. Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas, Buenos Aires.
- **Narodowski, Patricio y Remes Lenicov, Matías (2014)** *La complejización del comercio exterior en los países subdesarrollados: un objetivo difícil*. Universidad Nacional de Moreno, Buenos Aires.
- **Perrone, Guido y Santarcángelo, Juan (2018)** *Restricción externa y la sustitución de importaciones en Argentina: análisis de la historia reciente*. Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), Buenos Aires.
- **Rapoport, Mario (2005)** *Historia económica, política y social de la Argentina (1880-2003)*. Editorial Emecé. Buenos Aires.
- **Riavitz, Luis; Zambón, Humberto y Giuliani, Adriana (2015)** *La matriz energética argentina y la restricción externa*. Cuadernos de Investigación, Serie Economía, Buenos Aires.
- **Rojo, Julián (2021)** *La producción de hidrocarburos en Argentina. Informe anual 2020*. Instituto Argentina de Energía “General Mosconi” (IAE), Buenos Aires.
- **Schteingart, Daniel (2016)** *La restricción externa en el largo plazo: Argentina, 1960-2013*. CEI Revista Argentina de Economía Internacional Número 5.

- **Zícari, Julián (2020)** *Crisis económicas argentinas: de Mitre a Macri*. Peña Lillo. Ediciones Continente.

## **Informes**

- **Atlas del Carbón:**

<http://www.globalcarbonatlas.org/es/CO2-emissions>

- **Agencia Internacional de Energía:**

<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/world-gross-electricity-production-by-source-2019>

[https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Argentina\\_2013.pdf](https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Argentina_2013.pdf)

- **Cámara Eólica Argentina:**

<https://camaraeolicaargentina.com.ar/?p=6560>

- **Centro de Estudios de Energía, Política y Sociedad:**

<https://ceepys.org.ar/blog/vaca-muerta-comienza-a-levantarse/>

- **Secretaría de Energía de la Nación:**

[https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion\\_del\\_mercado/publicaciones/energia\\_en\\_gral/trimes/t22021.pdf](https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/publicaciones/energia_en_gral/trimes/t22021.pdf)

[http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion\\_del\\_mercado/mercado\\_hidrocarburos/informacion\\_estadistica/reservas/Reporte\\_de\\_Reservas\\_2018-Version\\_Final\\_24-Oct-19.pdf](http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/mercado_hidrocarburos/informacion_estadistica/reservas/Reporte_de_Reservas_2018-Version_Final_24-Oct-19.pdf)

[http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14\\_SsPE-SGE\\_Documento\\_Escenarios\\_Energeticos\\_2030\\_ed2019\\_pub.pdf](http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14_SsPE-SGE_Documento_Escenarios_Energeticos_2030_ed2019_pub.pdf)

- **Universidad Austral:**

<http://miningpress.com/pdfjs/web/viewer.php?file=/public/archivos/sgxz0M3k1WFG3g0Vqbv13WQLpUwtYNJ2CvM1Igga.pdf&title=UNIV.+AUSTRAL%3A+DATA+MINING+APLICADO+A+VACA+MUERTA+-+PRIMER+APPROACH>

## Videos

- **Canal Encuentro (2008)** *Historia del petróleo argentino:*

Capítulo 1: <https://www.youtube.com/watch?v=ixZ8WzTJQ1g>

Capítulo 2: <https://www.youtube.com/watch?v=I4uNcCVaSbs>

Capítulo 3: [https://www.youtube.com/watch?v=KXf\\_WoDrp-M](https://www.youtube.com/watch?v=KXf_WoDrp-M)

Capítulo 4: <https://www.youtube.com/watch?v=EFGG4RH08B4>

Capítulo 5: <https://www.youtube.com/watch?v=0gTWbuhx3kA>

Capítulo 6: <https://www.youtube.com/watch?v=NZkXijqReAo>

Capítulo 7: <https://www.youtube.com/watch?v=KnRU9vuHxxA>

Capítulo 8: <https://www.youtube.com/watch?v=GLycN7nWn0A>

- **Innova-T y IADE (2020)** *Transición energética en Argentina.*

<https://www.youtube.com/watch?v=ozNUzgYTeYs>

- **Universidad Nacional de Avellaneda (2021)** *Curso de economía para no economistas.*

Módulo Economía Ambiental: <https://youtu.be/gSl65HPTbDQ>

Módulo Economía y Energía: [https://youtu.be/Pjf\\_pCtInNE](https://youtu.be/Pjf_pCtInNE)

- **Canal Encuentro (2018)** *Diálogos transatlánticos II: Jean Tirole y Fernando Navajas*

[https://www.youtube.com/watch?v=JW2zH8AO\\_nc&t=409s](https://www.youtube.com/watch?v=JW2zH8AO_nc&t=409s)

- **El Economista (2020)** *Entrevista a Fernando Navajas*

<https://www.youtube.com/watch?v=mlRUc6PaNII&t=613s>

## Sitios públicos

- **Banco Central de la República Argentina:**

[http://www.bcra.gov.ar/PublicacionesEstadisticas/Estad%C3%ADsticas\\_Mercado\\_de\\_cam\\_bios.asp](http://www.bcra.gov.ar/PublicacionesEstadisticas/Estad%C3%ADsticas_Mercado_de_cam_bios.asp)

- **Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A:**

<https://cammesaweb.cammesa.com/informe-anual/>

- **Instituto Argentino del Petróleo y el Gas:**

<https://www.iapg.org.ar/estadisticasnew/>

- **Instituto Nacional de Estadísticas y Censo:**

<https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel4-Tema-3-36-145>

<https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel4-Tema-3-2-40>

- **Ente Nacional Regulador del Gas:**

<https://www.enargas.gob.ar/secciones/publicaciones/informes-graficos/informes-graficos.php>

- **Fondo Monetario Internacional:**

<https://www.imf.org/en/Data>

- **Secretaría de Energía (ex Ministerio de Energía y Minería):**

<http://datos.minem.gob.ar/>

### **Artículos periodísticos**

<https://www.argentina.gob.ar/noticias/alberto-fernandez-debemos-entender-la-importancia-de-que-el-estado-se-asocie-empresarios-y>

<https://www.argentina.gob.ar/noticias/energias-renovables-maximo-historico-de-abastecimiento-en-septiembre>

<https://chequeado.com/ultimas-noticias/deficit-fiscal-exportaciones-y-energia-chequeos-al-documento-de-cambiamos-sobre-su-herencia/>

<https://chequeado.com/ultimas-noticias/macri-en-2015-las-energias-renovables-aportaban-menos-del-1-de-la-generacion-de-electricidad-nacional-este-ano-superamos-el-8/>

<https://chequeado.com/ultimas-noticias/kicillof-antes-de-2011-exportabamos-us-6-000-millones-de-combustibles-y-despues-empezamos-a-importar-la-misma-cifra/>

<https://econojournal.com.ar/2019/12/por-primera-vez-desde-2010-argentina-se-encamina-a-revertir-su-deficit-energetico/>

<https://econojournal.com.ar/2020/12/una-transicion-hacia-las-metas-del-acuerdo-de-paris/>

<https://econojournal.com.ar/2021/02/que-esperar-de-la-agenda-energetica-en-2021/>

<https://econojournal.com.ar/2021/07/exportaran-en-agosto-tres-cargamentos-de-crudo-medanito-desde-la-cuenca-neuquina/>

<https://econojournal.com.ar/2018/11/restriccion-externa-durante-el-periodo-posneoliberal-el-caso-del-gasoi/>

<https://econojournal.com.ar/2021/02/el-origen-de-la-situacion-actual-de-ypf/>

<https://elordenmundial.com/mapas-y-graficos/mapas-produccion-electricidad-mundo/>

<https://www.energiaestrategica.com/fortescue-invertira-8-400-millones-de-dolares-para-producir-hidrogeno-verde-en-argentina/>

<https://www.energiaonline.com.ar/el-nuevo-record-de-vaca-muerta-lleva-a-la-produccion-de-petroleo-al-nivel-mas-alto-en-6-anos/>

<http://www.iade.org.ar/noticias/oportunidades-que-ofrece-el-barril-criollo>

<http://www.iade.org.ar/noticias/para-sortear-la-restriccion-externa>

<https://www.lanacion.com.ar/economia/hidrogeno-verde-los-siete-objetivos-de-la-argentina-para-el-ano-2030-nid01112021/>

<https://www.rionegro.com.ar/la-balanza-energetica-argentina-cerro-cerca-del-equilibrio-1264164/>

<https://www.telam.com.ar/notas/202111/573434-ministerio-economia-transicion-energetica-secretaria-energia.html>

## **ANEXOS**

### **Gráficos**

Gráfico 1. Reservas internacionales argentinas totales y como porcentaje del PIB.

Gráfico 2. Saldo de balanza comercial energética argentina 2003-15.

Gráfico 3. Saldo de balanza comercial total y energética argentina 2010-14.

Gráfico 4. Matriz energética argentina 1970-1980-1990.

Gráfico 5. Producción local de gas natural 1990-99.

Gráfico 6. Producción local de petróleo 1990-99.

Gráfico 7. Matriz energética argentina 1990 y 2000.

Gráfico 8. Precio anual Petróleo Brent 1991-2001.

Gráfico 9. Exportaciones argentinas de hidrocarburos y derivados y exportaciones de YPF 1994-2003.

Gráfico 10. Producción local de petróleo 2000-14.

Gráfico 11. Producción local de gas natural 2000-14.

Gráfico 12. Balanza comercial energética argentina 2003-2007.

Gráfico 13. Gasto público total y gasto público en energía 2003-14.

Gráfico 14. Precio anual Gas natural 1997-2008.

Gráfico 15. Precio anual Petróleo Brent 1997-2008.

Gráfico 16. Intercambio comercial de gas natural en Argentina 1997-2019.

Gráfico 17. Inversiones totales en energía en Argentina 2005-2020.

Gráfico 18. Producción anual de petróleo y gas YPF 1999-2011.

Gráfico 19. Importaciones de combustibles y lubricantes argentinas 2010-15.

Gráfico 20. Subsidios a la energía en porcentaje del PIB argentino 2003-19.

Gráfico 21. Inversiones totales YPF 2005-15.

Gráfico 22. Reservas comprobadas de petróleo y gas natural en Argentina 2007-16.

Gráfico 23. Producción anual de petróleo y gas YPF 2010-15.

Gráfico 24. Matriz energética argentina 2000, 2010 y 2020.

Gráfico 25. Participación de las fuentes primarias en la generación eléctrica argentina.

Gráfico 26. Producción local de gas natural 2010-20.

Gráfico 27. Participación de la energía en las importaciones totales argentinas 2003-20.

Gráfico 28. Demanda eléctrica local anual 2005-15.

Gráfico 29. Inversiones en energía por compañía en Argentina 2011-15.

Gráfico 30. Demanda eléctrica local anual 2014-19.

Gráfico 31. Inversiones en energía por compañía en Argentina 2016-20.

Gráfico 32. Producción de gas natural no convencional 2015-19.

Gráfico 33. Producción de petróleo no convencional 2015-19.

Gráfico 34. Producción local de petróleo 2009-20.

Gráfico 35. Comercio exterior argentino de hidrocarburos 2014-19.

Gráfico 36. Precio anual Petróleo Brent 2011-19.

Gráfico 37. Balanza comercial energética argentina 2011-19.

Gráfico 38. Consumo de gas por tipo de usuario en Argentina 2008-20.

Gráfico 39. Potencia eléctrica instalada total y renovable en Argentina 2011-20.

Gráfico 40. Generación eléctrica total y por tipo de fuente primaria en Argentina 2005-20.

Gráfico 41. Producción de petróleo y gas de YPF 2014-19.

Gráfico 42. Inversión en energías renovables en el 2019 en Brasil, Chile, México y Argentina.

Gráfico 43. Comercio exterior de hidrocarburos en Argentina 2015-20.

Gráfico 44. Balanza comercial energética en Argentina 2010-20.

Gráfico 45: Demanda eléctrica local 2015-20

Gráfico 46. Participación de fuentes renovables en la demanda del MEM 2011-21.

Gráfico 47. Potencia eléctrica instalada total y renovable 2011-oct 2021.

Gráfico 48. Participación de fuentes renovables y del Plan Renovar en la generación eléctrica local 2011-21.

Gráfico 49. Porcentaje de participación de cada fuente renovable en la generación eléctrica local 2011-20.

Gráfico 50. Producción de gas no convencional en Argentina enero-agosto de 2021.

Gráfico 51. Reservas locales comprobadas de petróleo y gas hasta el fin de vida útil del yacimiento.

Gráfico 52. Generación eléctrica local por tipo de fuente actual y esperada para 2030.

## **Tablas**

Tabla 1. Importaciones de gas de Bolivia y GNL 2008-15.

Tabla 2. Subsidios a la energía en porcentaje del PIB 2015-19.

Tabla 3. Participación por tipo de fuente renovable en la generación eléctrica local 2011-21.