

ENERGÍAS RENOVABLES EN LA ARGENTINA: ¿UNA ESTRATEGIA EN PAUSA?



Fundación de
Investigaciones
Económicas
Latinoamericanas



KONRAD
ADENAUER
STIFTUNG



Energías renovables en la Argentina: ¿una estrategia en pausa?

Mónica Panadeiros



Fundación de
Investigaciones
Económicas
Latinoamericanas



Bour, Juan Luis

Energías renovables en la Argentina : ¿una estrategia en pausa? /
Juan Luis Bour. - 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : Konrad
Adenauer Stiftung, 2020.

80 p. ; 22 x 16 cm.

ISBN 978-987-1285-88-4

1. Medio Ambiente. I. Título.

CDD 363.70561

© Konrad-Adenauer-Stiftung

Suipacha 1175, Piso 3

C1008AAW

Ciudad de Buenos Aires

República Argentina

Tel: (54-11) 4326-2552

www.kas.de/argentina

info.buenosaires@kas.de

Diciembre 2020

ISBN: 978-987-1285-88-4

Prohibida su reproducción total o parcial, incluyendo fotocopia,
sin la autorización expresa del autor y los editores.

Contenido

| | |
|---|----|
| 1. Introducción | 7 |
| 2. Mitigación del cambio climático: marco conceptual de la discusión | 11 |
| 3. La posición argentina frente al cambio climático: el rol de las energías renovables | 23 |
| 4. Las políticas de promoción de las energías renovables en la Argentina | 33 |
| a) Políticas implementadas..... | 33 |
| b) Resultados..... | 41 |
| 5. Perspectivas de las energías renovables en los próximos años | 49 |
| 6. Visiones acerca de la transición energética | 67 |
| 7. Reflexiones finales | 73 |
| Referencias bibliográficas | 77 |

1. Introducción

El Acuerdo de París de 2015, que la Argentina ratificó en septiembre de 2016, constituye el arreglo internacional más reciente para mitigar el cambio climático. Dada la incertidumbre que caracteriza los costos y beneficios de estas acciones, la determinación del esfuerzo de mitigación necesario se ha adoptado siguiendo el criterio de precaución, fijando la meta de que el aumento promedio de la temperatura global hacia el año 2100 se ubique por debajo de los 2°C por sobre los niveles preindustriales.

Para cumplir con estos objetivos, los países signatarios elaboran su plan de acción —conocido como *nationally determined contribution* (NDC)—, en el que fijan sus compromisos por un cierto lapso, a los que luego sucederán otros. Estos compromisos difieren entre países, tanto en su naturaleza (por caso, reducción de emisiones respecto de una base dada o reducción de la intensidad de emisiones, etc.) como en las metas temporales y en las condicionalidades.

Para los países, los objetivos del Acuerdo de París implican ir hacia una descarbonización parcial, pero muy significativa, de sus economías para mediados de siglo. En este escenario, es central la producción y uso de la energía que, a nivel global, representa alrededor de dos tercios de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), fundamentalmente porque descansa en gran medida en la quema de combustibles fósiles.

La inserción de nuestro país en este amplio programa de cooperación global para mitigar y adaptarse a los efectos de los GEI se traduce en metas cuantitativas incondicionales de reducción de emisiones: al año 2030, éstas deben resultar un 18% más bajas en relación

con lo esperable, según un escenario proyectado sin intervención (*business as usual*, BAU). Además, la Argentina ha planteado que podría reducir aún más las emisiones de GEI —hasta un 37% respecto de BAU— en condiciones previsibles y adecuadas de financiamiento y cooperación técnica internacional.

Las metas propuestas se inscriben en una estrategia que, aunque se apoya en varios sectores, pone al frente —como en la mayor parte de las economías— al sector energético, siendo una pieza fundamental, en este contexto, el desarrollo de las energías renovables. Esta política de compromiso internacional se encuadra en la estrategia nacional de promover en forma vigorosa las energías renovables no convencionales, cuyo marco normativo es la Ley 27.191, de finales de 2015. Esta norma establece una secuencia ambiciosa de objetivos mandatorios de introducción de fuentes renovables en la matriz de consumo eléctrico que, partiendo de una participación del 2% en 2016, se propone como objetivo final alcanzar el 20% en 2025.

El gobierno que terminó su mandato en 2019 alentó la expansión de la oferta de energía renovable por medio de un conjunto amplio de medidas, incluyendo incentivos fiscales, una arquitectura financiera facilitadora del acceso a fondos y la fijación de tarifas en dólares durante la vigencia de los contratos de generación¹. No es claro cómo continuará esta política con el gobierno que asumió en diciembre de 2019, a lo que se agrega que las condiciones de financiamiento para la Argentina han cambiado drásticamente.

El objetivo de este estudio es, precisamente, efectuar una revisión de los objetivos, mecanismos y resultados de la política implementada en materia de fuentes renovables de energía, y del cual es un

1 En el plano instrumental, la Argentina ha complementado su política para hacer frente al cambio climático con la fijación —en el marco de una amplia reforma tributaria— de un impuesto al carbono a partir de 2018. Inicialmente se buscó que esta medida no representara una mayor carga tributaria, efectuando un rebalanceo con impuestos internos y estableciendo una aplicación gradual —que se completa en 2028— para aquellos energéticos no gravados en forma previa.

antecedente el trabajo realizado por Navajas, Natale y Panadeiros en el transcurso de 2017 (Navajas et al., 2018). A su vez, se persigue evaluar —en el marco de los compromisos del Acuerdo de París y de la normativa local— en qué medida un contexto fiscal ajustado, la falta de acceso a los mercados internacionales y ciertos cambios regulatorios que parecen insinuarse podrían afectar el cumplimiento de las metas previstas.

Sin embargo, resulta adecuado encarar la evaluación de la estrategia de energía renovable de la Argentina desde una perspectiva más amplia. En efecto, en los últimos años, a la par que se promovía su generación, también se ha fomentado —involucrando subsidios públicos— la producción del gas no convencional, y el gobierno que asumió en diciembre último ha dejado claro su propósito de profundizar esta política.

Resulta interesante enmarcar el estudio, entonces, con las distintas visiones en torno al rol de las energías renovables y al de la explotación de gas no convencional en la transición energética hacia bajas emisiones de GEI.

En la Sección 2 se discuten los aspectos conceptuales de los acuerdos internacionales de descarbonización —incluyendo su evolución en el tiempo y en qué consisten— y se evalúan los incentivos para que los países cumplan con las metas propuestas. La Sección 3 contiene el análisis del compromiso asumido por la Argentina en el marco del Acuerdo de París (NDC), particularmente en lo que respecta al rol del sector de energía en el mismo, y su encuadre dentro de la normativa local de fomento de energías renovables. Los instrumentos de política utilizados para cumplir con tales compromisos y los avances a la fecha son los tópicos que se revisan en la Sección 4 del estudio, en tanto que en la Sección 5 se analizan distintos factores que permiten configurar el panorama de corto/mediano plazo de estas fuentes de energías en el país. En esta misma sección, el análisis se completa con ejercicios simples de simulación, bajo escenarios alternativos, que apuntan a evaluar las perspectivas de cumplimiento

de las metas propuestas de penetración de las energías renovables. Para aportar elementos que permitan interpretar estos resultados, en la Sección 6 se efectúa una breve reseña de las diferentes visiones referidas a la transición hacia una economía baja en emisiones de GEI, particularmente en lo que respecta a la eventual complementariedad/tensión entre las energías renovables y la explotación de gas no convencional. Finalmente, la Sección 7 contiene una síntesis de los resultados y las reflexiones generales que surgen de este estudio.

La elaboración de este trabajo tuvo lugar durante el segundo trimestre de 2020, y estuvo a cargo de Mónica Panadeiros, economista senior de FIEL, con la colaboración del cuerpo técnico de la institución. El estudio ha sido posible gracias al financiamiento brindado por la Fundación Konrad Adenauer en el marco de un acuerdo de cooperación entre esa institución y la Fundación FIEL.

Este trabajo forma parte del programa de investigación de la Fundación FIEL, aunque no compromete la opinión individual de los miembros de su Consejo Directivo ni de las entidades fundadoras.

2. Mitigación del cambio climático: marco conceptual de la discusión

En las últimas décadas, el fenómeno del cambio climático se ha convertido en una preocupación dominante a nivel mundial, de lo cual es reflejo la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), adoptada en 1992, para concientizar y aunar esfuerzos a escala internacional para enfrentar estos problemas. El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC 2007)², que refleja el consenso de la comunidad científica internacional, estableció que: i) en el último siglo se ha registrado un aumento de la temperatura media del planeta, que obedecería fundamentalmente a la contribución antropogénica de emisiones de GEI como resultado de la actividad económica global; ii) de continuar este comportamiento, durante el presente siglo la temperatura media mundial se incrementaría a un nivel sin precedentes, con graves consecuencias para los ecosistemas, la economía de las naciones y el bienestar de la población.

El cambio climático constituye el resultado, entre otros factores, de un problema de externalidad global: las emisiones de cada país imponen costos sobre el resto, pero no hay una compensación monetaria por tales costos, por lo que hay pocos incentivos para considerarlos. Constituye, de acuerdo con la literatura especializada, el caso más importante de falla de mercado en la historia de la humanidad.

² Organismo de Naciones Unidas creado con el objetivo de evaluar publicaciones científicas y técnicas relativas al cambio climático y sus repercusiones.

El reconocimiento de este fenómeno y sus indeseables consecuencias se tradujo en una movilización internacional para concertar acciones destinadas a mitigar el cambio climático, impulsando una modificación profunda de las formas de producción, distribución y consumo que permitan avanzar hacia economías con menores niveles de emisiones de GEI. Estas políticas, se entiende, deberán acompañarse de otras orientadas a la adaptación a las nuevas condiciones que, de todos modos, sobrevendrán.

Aunque existen algunos ejemplos de acciones que generan beneficios adicionales al daño evitado en el futuro, en general las políticas de mitigación y adaptación implican incurrir en costos, incluyendo costos de oportunidad. Conceptualmente, entonces, el alcance del esfuerzo de las acciones para mitigar o adaptarse al cambio climático debería considerar, además de los beneficios, la totalidad de tales costos.

Un conjunto amplio de las medidas de adaptación constituyen bienes privados —es decir, bienes cuyos beneficios son apropiados sólo por quienes los consumen o producen—, por lo que los propios afectados tendrán incentivos para llevarlas a cabo. Otras medidas de adaptación tienen, en cambio, características de bienes públicos, pero no presentan mayores desafíos para ser provistas que otros bienes de similares condiciones, dado que son los residentes de los países que llevan a cabo estas políticas los que se apropian de sus beneficios. La diferencia más importante con los bienes públicos tradicionales reside en la incertidumbre asociada al cambio climático y en que los beneficios los percibirán las generaciones futuras.

La mitigación del cambio climático, en cambio, constituye un ejemplo de bien público global: independientemente de qué país incurra en los costos de reducir las emisiones de GEI, los beneficios de tales esfuerzos son compartidos en forma global. De este modo, se crean fuertes incentivos para conductas oportunistas —denominadas *free-riding* en la literatura económica—, con cada país esperando que las acciones de mitigación sean realizadas por los restantes.

A su vez, los costos marginales de mitigación (los costos por reducir una unidad adicional de emisiones) difieren entre los países, como así también difiere la distribución de los potenciales daños asociados al cambio climático, sin que exista un vínculo entre ambas dimensiones. Esto significa que no necesariamente los países que se espera sufran más severamente las consecuencias del cambio climático son los que tienen los costos de mitigación más reducidos. Entonces, puede ser que resulte más eficiente que los mayores esfuerzos de mitigación recaigan en países que se prevé sufrirán relativamente menores consecuencias por el cambio climático.

A ello se agrega que la distribución de los costos y beneficios es dispar a lo largo del tiempo: mientras que en los costos de mitigación se comienza a incurrir al momento de realizar tales acciones de prevención, los beneficios más relevantes se realizan en el largo plazo, por lo que los incentivos para implementar políticas de mitigación son reducidos en el corto plazo.

Estas características propias de la mitigación del cambio climático son las que dan lugar a que la provisión de este bien público global requiera la acción colectiva a nivel internacional. Los esfuerzos individuales no coordinados, probablemente, resulten insuficientes, no implementados a tiempo y llevados a cabo sin consideraciones de costo-efectividad a nivel territorial, es decir, no en aquellos países que ofrecen el mayor potencial de bajos costos de mitigación.

En este contexto, la participación de los países en desarrollo en acuerdos internacionales orientados a mitigar el cambio climático –por ofrecer oportunidades de mitigación más costo-efectivas– resulta indispensable. Sin embargo, por cuestiones de equidad –que incluyen la desigual contribución histórica a las emisiones de GEI–, se espera que los países desarrollados asuman una fracción proporcionalmente mayor del costo de tales políticas (Banco Mundial, 2009).

En línea con estos principios, en el año 2005 entró en vigor el Protocolo de Kyoto, el primer acuerdo internacional de compromiso

de reducción de GEI, que involucró sólo a los países industrializados, aunque Estados Unidos —el principal emisor de GEI después de China— no participó del mismo. Las reducciones acordadas, diferentes entre países, serían en promedio de 5,2% hacia 2012 respecto de los niveles de 1990. Los países menos desarrollados se comprometerían, en principio, únicamente a realizar un inventario de todas sus emisiones de GEI. Sin embargo, su participación en las estrategias de reducción de emisiones podía, indirectamente, ser más activa, debido a los distintos instrumentos que el Protocolo admitía para que —con un criterio de costo efectividad— los países avanzados alcanzaran las metas previstas. Así, por ejemplo, cualquiera de los países podía, para cumplir con sus compromisos de reducción de emisiones de GEI, recurrir al denominado Mecanismo de Desarrollo Limpio, obteniendo reducciones certificadas de emisiones a través de inversiones en proyectos que rebajen el nivel de emisiones en países en vías de desarrollo, tanto sean inversiones en tecnologías limpias o en sumideros (bosques y tierras de cultivo que absorben CO₂).

En los últimos años de vigencia del Protocolo de Kyoto se intensificaron las negociaciones internacionales para avanzar en un nuevo acuerdo global para mitigar el cambio climático, hasta alcanzar finalmente el Acuerdo de París en 2015, con entrada en vigencia desde fines de 2016. Este acuerdo ha sido ratificado por 189 países, siendo la gran ausencia el caso de EEUU durante la Administración Trump. Esa decisión ha sido, finalmente, revertida por el gobierno que acaba de asumir.

Dada la incertidumbre que caracteriza al fenómeno de cambio climático, la determinación del esfuerzo de mitigación necesario se ha adoptado siguiendo el criterio de precaución, fijando la meta de que el aumento promedio de la temperatura global se ubique hacia fin de siglo —con una probabilidad del 66%— por debajo de los 2°C por sobre los niveles preindustriales.

Para cumplir con estos objetivos, cada país signatario elabora un plan de acción post-2020, conocido como «Contribuciones

Determinadas a Nivel Nacional» (NDC, por sus siglas en inglés), en el que fija sus compromisos por un cierto lapso, a los que cada cinco años sucederán otros, que se espera sean cada vez más ambiciosos. Estos compromisos difieren entre países, tanto en su naturaleza (por caso, reducción de emisiones respecto de una base dada o reducción de la intensidad de emisiones, etc.) como en las metas temporales y en las condicionalidades. Una debilidad de este tipo de acuerdo, sin embargo, es que no existe un mecanismo para forzar a un país a la ejecución si el objetivo establecido no se alcanza.

A diferencia del Protocolo de Kyoto, el Acuerdo de París incluye a los países en desarrollo en los compromisos de mitigación; como contrapartida, los países desarrollados acordaron su apoyo a través de la movilización de USD 100 mil millones por año a partir de 2020 (ampliables a partir de 2025), provenientes de fuentes públicas y privadas, con el objetivo de promover las políticas de mitigación y de adaptación.

Los objetivos del Acuerdo de París implican que los países vayan hacia una descarbonización parcial, pero muy significativa, de sus economías para mediados de siglo. En este escenario, es central la producción y uso de la energía que, a nivel global, representa alrededor de dos tercios de las emisiones de GEI, fundamentalmente porque descansa en gran medida en la quema de combustibles fósiles, principal fuente de emisiones de CO₂.

Cabe destacar, sin embargo, que aunque el esfuerzo de mitigación que suponen los actuales NDC es significativo, de acuerdo con IEA e IRENA (2017), no serían suficientes para alcanzar los objetivos propuestos, lo que revela la incertidumbre que existe en torno al fenómeno de cambio climático. En efecto, los compromisos asumidos por los países suponen que, hasta mediados de siglo, el sector de energía emitiría el acumulado de casi 1.260 Gt de CO₂, cuando en 2019 esas emisiones alcanzaron 33 Gt. Según estimaciones de IEA e IRENA (2017), el escenario de mantener (con un 66% de probabilidad) el aumento de la temperatura global por debajo de los 2°C hacia finales

de siglo requeriría que las emisiones acumuladas de CO₂ del sector energía entre 2015 y 2100 se ubicaran en 790 Gt, es decir, que deberían prácticamente estabilizarse en los niveles actuales.

En cualquier caso, aunque con mayor o menor intensidad, existe consenso en que si bien el proceso de descarbonización del sector energético en línea con el objetivo del Acuerdo de París de mantener el aumento de la temperatura por debajo de los 2°C es técnicamente posible, ello supone una transformación profunda del mismo (Banco Mundial, 2009; OECD, 2017; IEA e IRENA, 2017).

Así, por un lado, se coincide en que el proceso de descarbonización requerirá un fuerte avance en el uso eficiente de la energía, lo cual supone tanto mejoras en la tecnología del transporte, de la construcción y las industrias como así también cambios significativos en infraestructura, como, por ejemplo, la que permita la reducción del uso del auto particular.

A su vez, también todos los modelos acuerdan en que será necesaria una electrificación masiva de los bienes finales que consumen energía —transporte, calefacción, etc.—, y una transformación por el lado de la producción de esa energía, sustituyendo el uso de combustibles fósiles por energía renovable. En algunas economías, aunque este aspecto es más controvertido, la intensificación del uso de gas natural se visualiza como un puente en la transición en el proceso de descarbonización de la energía, en reemplazo de combustibles más contaminantes, como el carbón o los combustibles líquidos (IEA e IRENA, 2017).

En cualquier caso, la transformación requerida en el sector energético exigirá fuertes inversiones para mudar hacia tecnologías e infraestructura compatibles con la descarbonización. Dada la vida útil de éstas, las decisiones que al respecto se tomen en los próximos años determinarán la trayectoria de la intensidad de las emisiones por un largo período.

El desafío de política económica para los países es poder lograr la descarbonización, así como la adaptación al cambio climático, de un modo que no comprometa sus perspectivas de crecimiento. Al respecto,

en OECD (2017) se explora de qué manera los países —en rigor, una muestra del G20— pueden alcanzar simultáneamente ambos objetivos.

La propuesta consiste en que los gobiernos, al tiempo que implementan y promueven las fuertes inversiones que se requieren en infraestructura y tecnologías para lograr una trayectoria baja en carbono y la adaptación al cambio climático, implementen en forma simultánea un conjunto amplio de reformas fiscales y regulatorias que apunten a impulsar una suba en la productividad.

Tales políticas pueden incluir desde aquellas orientadas a mejorar la educación —en temas tales como el de eficiencia energética— como también un rebalanceo impositivo, incorporando, por ejemplo, un impuesto al carbono compensado con una reducción de otros gravámenes (más distorsivos), como ganancias o aportes y contribuciones, y/o utilizando tales recursos para corregir el impacto distributivo —que se estima regresivo— de la imposición al carbono (Vogt-Schilb et al., 2017).

En el mismo sentido operaría la eliminación de los eventuales subsidios a los combustibles fósiles. Aunque la evaluación de la importancia presupuestaria de los subsidios a estos energéticos varía entre los muchos estudios realizados, existe consenso en que éstos representan una pesada carga para las finanzas públicas, al tiempo que alientan el consumo excesivo de energía y, en consecuencia, las emisiones de GEI y de otros contaminantes locales. El reconocimiento de estos efectos perversos ha conducido a los líderes del G20, en el año 2009, a acordar su gradual eliminación, aunque sin un compromiso de fecha cierta para completar este proceso. Esta política, además, sería complementada con una compensación a las familias de menores recursos, negativamente afectadas por esta corrección de precios (Vogt-Schilb et al., 2017)³.

3 Vogt-Schilb et al. (2017) destacan la similitud en la economía y la política de la introducción del impuesto al carbono y la supresión de los subsidios a la energía. Ambas medidas dan lugar a un aumento en el precio de la energía, proveen

Reformas adicionales que favorecen el crecimiento refieren a aquellas que alientan la innovación y facilitan los negocios, mientras que los instrumentos de una política ambiental eficiente incluyen –además del impuesto al carbono y de la eliminación de los eventuales subsidios a los combustibles fósiles– licitaciones para la inversión en energías renovables, establecimiento de estándares, regulaciones directas e información para promover la eficiencia energética y medidas (adicionales a la inversión pública necesaria) para contribuir a la adaptación al cambio climático.

La idea subyacente es que tanto el crecimiento económico como la transición a una economía baja en carbono dependen del desarrollo y difusión de nuevas tecnologías. Las políticas que alientan la difusión tecnológica y facilitan la reasignación de recursos operan positivamente sobre ambos objetivos.

Las simulaciones sugieren que el conjunto de estas políticas permitirá lograr las metas del Acuerdo de París, al tiempo que el PBI crecería a un ritmo no menor al 2,5% a 3,5% anual en la mayoría de los países avanzados y en las economías emergentes hacia 2040, y más aún post 2050, debido a los beneficios de evitar daños y riesgos asociados al cambio climático.

Ese mismo trabajo compara los resultados de este escenario con otros dos alternativos, cuya simulación los revela como menos favorables: uno, el escenario en el que no hay cambios en las políticas respecto de las vigentes (tanto ambiental, como fiscal y regulatoria); y otro en el que sólo se implementan políticas de mitigación, sin acompañarlas con inversiones y reformas pro-crecimiento. No se cuantifica, en cambio, el escenario en el que se llevan a cabo las re-

incentivos a su ahorro, reducen las emisiones de GEI y representan un aumento de recursos para el fisco. Ambas tienen también un impacto distributivo directo de carácter regresivo, cuyo impacto final, sin embargo, dependerá de cómo se asignen los recursos (o ahorros) fiscales que se generan, ya sea por la vía de la reducción de otros impuestos o a través de la asistencia a los más afectados por estas medidas.

formas pro-crecimiento pero sin implementar las políticas adecuadas para cumplir con las metas del Acuerdo de París, que, en definitiva, sería una medida del costo de oportunidad de la mitigación del cambio climático.

En el escenario de la transición hacia una economía descarbonizada, los beneficios dependen fuertemente de que los países del G20 actúen en forma colectiva, dado que de esta manera se previene el comportamiento oportunista (*free-riding*) —o, al menos, baja el riesgo de esta conducta—, y disminuye así el temor sobre problemas de competitividad internacional por temas ambientales, se alcanza una escala tal que permite una reducción en los costos de las nuevas tecnologías, lo que hace posible, a su vez, encarar el problema del calentamiento global.

A pesar de que la acción colectiva es necesaria, la cuestión relevante consiste en evaluar en qué medida los países pueden tener incentivos para actuar de ese modo o, por el contrario, adoptar —al menos durante un tiempo— un comportamiento oportunista, percibiendo los beneficios de las acciones de mitigación de otros países sin incurrir en los costos generados por regulaciones ambientales más exigentes.

La inacción de un grupo de países puede tener, para éstos, beneficios adicionales, como lo son el de esperar por la reducción de costos de las tecnologías de bajo carbono, enfrentar precios más reducidos de los combustibles fósiles a medida que su uso se reduce en las economías que aplican las políticas de mitigación, atraer a las industrias carbono intensivas que migran desde tales países, así como explotar activos —recursos naturales— que, de otro modo, quedarían abandonados (Vogt-Schilb et al., 2017).

De acuerdo con Nordhaus (2015), para evitar el *free-riding* se requiere un arreglo del tipo club, bajo el cual los países participantes acuerdan reducción de emisiones que giran en torno a fijar un precio internacional del carbono. Este precio, el mismo para todos los países, puede lograrse a través de distintas políticas —cada país elige

la propia—, como impuesto al carbono, permisos de emisión, o una mezcla de ambas⁴. Una parte fundamental de este esquema es que los que no participan del mismo son penalizados. Sin embargo, este arreglo institucional no está disponible en la actualidad.

Además de arreglos con penalización, como propone Nordhaus (2015) para evitar conductas de *free-riding*, en la literatura se discuten otras razones de por qué los países podrían encontrar beneficioso adoptar estrategias de descarbonización en forma no tardía. Chisari y Galiani (2010), por ejemplo, señalaron los problemas de pensar demasiado poco en cuestiones de adaptación y sólo en mitigación al cambio climático. Ellos discuten que, además de las represalias, también los incentivos —en particular, desde los países desarrollados interesados en implementar la agenda hacia los países en desarrollo— pueden alentar las políticas de mitigación, tales como la asistencia financiera o la transferencia de tecnología que aumente la productividad local⁵. La adopción temprana de políticas de mitigación podría tener como ventaja, entonces, el acceso más fluido a tales recursos.

El Banco Mundial (2009) señala como ventaja de las políticas de descarbonización temprana —para el país individualmente considerado— que continuar con la inversión en infraestructura relacionada con los combustibles fósiles puede llevar al país en cuestión a quedar «apresado» en esta estrategia, en el sentido de hacer luego muy costoso ingresar en una senda de descarbonización. Esto aumenta el riesgo de tener tales activos inmovilizados en el futuro, lo que afecta

4 Al respecto, en Banco Mundial (2009) se sostiene que un impuesto al carbono internacional, para satisfacer consideraciones de equidad, debería ir acompañado de un acuerdo —también internacional— de transferencias de recursos, de modo que los costos de mitigación pagados por cada país sean, de alguna manera, proporcionales a su responsabilidad por generar el problema y no necesariamente a su contribución para resolverlo. Este es el criterio subyacente incorporado al Acuerdo de París a través del fondo destinado a los países en desarrollo.

5 Para ello, la asistencia por motivos ambientales no debería reemplazar la asistencia que, de todos modos, se recibiría bajo otros argumentos.

la competitividad en el largo plazo, si el mundo —y la frontera tecnológica— marcha hacia la descarbonización (Banco Mundial, 2009; González-Mahecha et al., 2019). Este riesgo de potenciales activos de capital físico inmovilizados en la transición a una economía mundial descarbonizada deriva del hecho de que la vida útil de los mismos en el sector de energía o en la construcción es de varias décadas, e incluso más aún en el caso de los que se relacionan con la estructura urbana o el sistema de transporte.

Este argumento resulta relevante a la hora de evaluar las tecnologías de transición, como lo es la sustitución de carbón o combustibles líquidos por gas natural en la matriz energética: implica desarrollar infraestructura que luego puede ser costosa de deshacer si se decide avanzar en el proceso de descarbonización. Esto puede generar desconfianza en los inversores, si no forma parte de una estrategia explícita, en cuanto a la estabilidad de los incentivos de largo plazo.

Sin embargo, la adopción temprana de las políticas de mitigación tampoco está exenta de riesgos, ya sea porque el mundo no se mueve en forma muy agresiva (o masiva) hacia ese sendero —por resultar difícil de hacer cumplir cualquier acuerdo global—, incurriendo entonces en costos de mitigación innecesarios, o porque —como se señaló— el costo de las tecnologías bajas en carbono tiende a caer en el tiempo como resultado de las inversiones en I&D y de economías de escala dinámicas (Rubin et al., 2015)⁶.

En definitiva, es probable que, teniendo en consideración el conjunto de los argumentos esbozados, cada país decidirá la estrategia de descarbonización que estime más adecuada, que puede incluir o no la conveniencia de cumplir con los compromisos internacionales asumidos. Esta decisión debería tomarse en función del balance de los costos y beneficios de mitigar, que a su vez está afectado por la dotación de recursos.

6 El término economías de escala dinámicas hace referencia a reducciones de costos asociados a fenómenos de aprendizaje.

En cualquier caso, aun si no se evalúan los beneficios de cumplir con los compromisos internacionales de mitigación, la definición de la estrategia para alcanzar las metas acordadas o determinadas debería, al menos, satisfacer criterios de costo-efectividad, es decir, seleccionar los mecanismos que permitan su logro al menor costo posible. No es suficiente, como señalan Chisari y Galiani (2010), que los proyectos contribuyan positivamente a reducir el calentamiento global o que sean presentados en tiempo y forma, o que cuenten con financiamiento.

Dada la naturaleza del problema, a su vez, la perspectiva temporal para la toma de decisiones de los esfuerzos a realizar debería ser la de un horizonte largo, ya que las acciones que pueden resultar, en el corto plazo, costo efectivas para alcanzar ciertas metas intermedias en el tránsito a una economía descarbonizada, pueden no serlo al considerar la dinámica de la reducción de emisiones y el tiempo que requiere transformar sectores cuya infraestructura tiene una vida útil prolongada (Vogt-Schilb et al., 2017).

Este es un ejercicio que, como se verá, si bien en la Argentina no se ha realizado, en los últimos años se han dado pasos importantes en esa dirección.

3. La posición argentina frente al cambio climático: el rol de las energías renovables

La Argentina ha asumido, temprana y sostenidamente, el compromiso internacional de mitigar el fenómeno del cambio climático. Son claros ejemplos de esta política la ratificación de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) en 1994, el Protocolo de Kyoto en 2001 y, más recientemente, el Acuerdo de París en 2016.

Al ratificar la CMNUCC, la Argentina asumió el compromiso de informar todo lo relevante para el logro de los objetivos de mitigación del cambio climático, que, en particular, se tradujo en la acción concreta de elaborar periódicamente —con una metodología acordada— inventarios nacionales de emisiones de GEI. En el marco del Protocolo de Kyoto, la Argentina declaró su propósito de adoptar políticas nacionales y tomar las medidas correspondientes de mitigación del cambio climático, a la vez que participó —como país emergente— del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL), por lo que obtuvo financiamiento sin costo para llevar a cabo proyectos que rebajen el nivel de emisiones de GEI de aquellos países avanzados que daban cumplimiento de sus metas a través de este instrumento (SGAyDS, 2019b)⁷.

⁷ La Argentina ha registrado 46 proyectos bajo el MDL. El 40% de los mismos se concentró en proyectos de relleno sanitario —desgasificación del biogás emanado del relleno sanitario, transformando el metano capturado en dióxido de carbono—, seguidos en importancia por los de eficiencia energética y energía renovable.

El Acuerdo de París representa un cambio en la inserción de los países en desarrollo en los esfuerzos de concertación internacional de mitigación del cambio climático, constituyendo la primera vez que estos –dentro de los que se incluye la Argentina– se comprometen al cumplimiento de metas cuantitativas, presentando un plan de acción para su logro, contenido en las denominadas Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC). A su vez, el Acuerdo establece la obligación de actualizar cada cinco años las NDC, en el marco de un proceso continuo de aumento de la ambición.

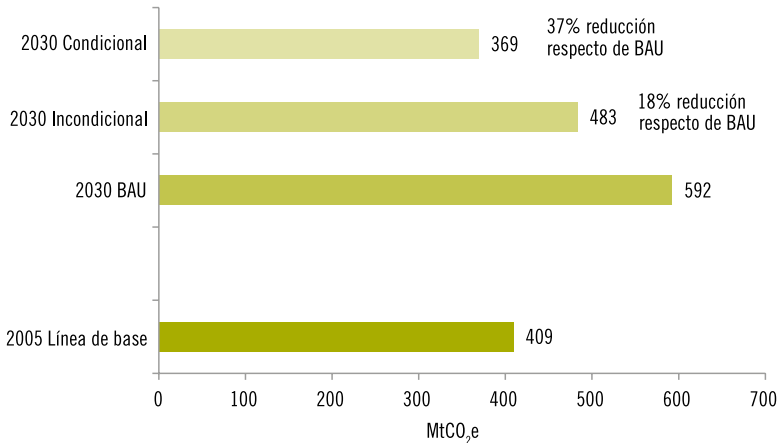
En cumplimiento del Acuerdo de París, la Argentina presentó en 2015 un NDC, que fue actualizado con objetivos más ambiciosos un año después. La meta absoluta finalmente asumida es –planificando medidas de mitigación incondicionales– no exceder la emisión neta de 483 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂e) en el año 2030, lo cual representa –de acuerdo con lo informado en el NDC– un 18% de reducción de emisiones respecto de las 592 MtCO₂e correspondientes a un escenario considerado de *business as usual* (BAU)⁸. Una medida comparada del esfuerzo incondicional propuesto por la Argentina es que este representa un 0,6% del esfuerzo global necesario a 2030 para lograr la meta del Acuerdo de París, frente a un 0,7% de su participación actual en las emisiones mundiales de GEI.

A su vez, se proyecta que –condicional, entre otras cuestiones, a la obtención de financiamiento internacional y apoyo a la transferencia y desarrollo de tecnologías– podría lograrse, con medidas adicionales que pudieran ser implementadas a futuro, una reducción de las emisiones de GEI a 369 MtCO₂e al año 2030, equivalente a una disminución de 37% en comparación con el escenario BAU y 24% respecto de la meta incondicional (**Gráfico 1**). De avanzar, junto con la comunidad internacional, en resolver los aspectos que fundamentan

⁸ La NDC entregada en octubre de 2015 –elaborada por una administración gubernamental diferente a la responsable de la NDC que finalmente se aprobó– implicaba una reducción en las emisiones de GEI del 15% al año 2030.

su condicionalidad, se incluiría esta meta en la siguiente NDC, que debería elaborarse en el año en curso (SGAyDS, 2016)⁹.

Gráfico 1. Emisiones NDC: escenarios BAU, incondicional y condicional



Fuente: sobre la base de *República Argentina. Primera Revisión de su Contribución Determinada a Nivel Nacional*.

La NDC propone lograr la meta de reducción incondicional de emisiones de GEI a través de la implementación de una serie de medidas de mitigación a lo largo de la economía, focalizando en los sectores de Energía, Bosques y Transporte.

Con el objeto de organizar las estrategias de mitigación para cumplir con el NDC, durante el año 2017 se inició el desarrollo de los planes de acción sectoriales, en los que se plantean los objetivos y medidas de los ministerios competentes, incluyendo hojas de ruta para cada intervención. En las hojas de ruta se describe el posible camino de implementación de cada medida, las barreras y los instrumentos regu-

⁹ La NDC incluye también compromisos referidos a la adaptación al cambio climático.

latorios y económicos que posibilitan la ejecución, el financiamiento existente y necesario para desarrollar las medidas, y se presentan los indicadores y las variables que permitirán realizar el seguimiento y monitoreo del cumplimiento de los objetivos cuantitativos asumidos.

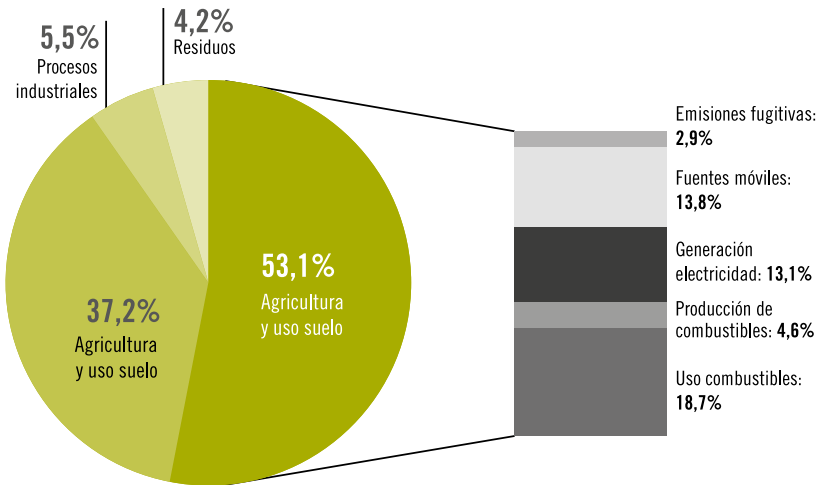
De acuerdo con un estudio del Banco Interamericano de Desarrollo (Vogt-Schilb et al., 2017), este método de abordaje a través de hojas de rutas sectoriales con objetivos e indicadores de seguimiento del progreso para el cumplimiento de las metas propuestas es superior a un esquema en el que sólo se monitorean las reducciones de emisiones de la economía en términos globales, ya que esto último no asegura que las acciones de corto plazo contribuyan significativamente al objetivo de descarbonización de largo plazo. Con todo, es de destacar que la cuantificación individual de cada medida en el plan tiene como objetivo apoyar la planificación interna, dado que el compromiso ante la comunidad internacional es la meta absoluta establecida en la NDC.

Como en otros países, en la Argentina, el sector energía es el más importante en términos de emisiones de GEI (53%), de acuerdo con el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero 2016 (SGAyDS, 2019a), por lo que la contribución nacional correspondiente al sector también es la que presenta el mayor potencial de mitigación (**Gráfico 2**).

Sin embargo, el plan de acción de este sector —cuya autoridad competente al momento de diseñarse el mismo era el entonces Ministerio de Energía y Minería (MINEM), actualmente Secretaría en el área del Ministerio de Desarrollo Productivo— hace referencia mayormente (aunque no exclusivamente) a las emisiones derivadas de la energía eléctrica¹⁰, producto de la combinación de la matriz de abastecimiento energético, la tecnología y los hábitos de consumo. Tales emisiones representan el 13% del total de emisiones de GEI, una fracción algo menor a la que generan los distintos modos del transporte (**Gráfico 2**).

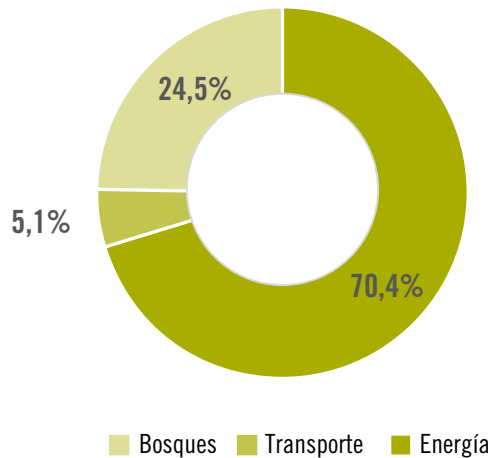
¹⁰ La energía eléctrica satisface poco más del 20% del consumo de energía del país.

Gráfico 2. Contribución sectorial a las emisiones de GEI (%)



Fuente: sobre la base de SGAYDS, 2019a.

Gráfico 3. Contribución sectorial a la reducción incondicional de emisiones GEI al 2030 (% del total)



Fuente: sobre la base de SGAYDS (2017a), SGAYDS (2017b), SGAYDS (2017c).

La contribución prevista del sector a la reducción de emisiones, sin embargo, trepa al 70%; el resto se reparte entre las áreas de Bosques (25%) y Transporte (5%) (**Gráfico 3**).

Las medidas y acciones de mitigación consideradas en el plan de acción sectorial se estructuran en dos ejes centrales correspondientes a la oferta y la demanda de energía. En su conjunto, permitirían una reducción de emisiones para el año 2030 de 77 MtCO₂eq respecto del escenario BAU. Asimismo, en caso de superar las barreras para la implementación de un conjunto de medidas adicionales, la reducción de emisiones esperadas del sector podría alcanzar los 101 MtCO₂eq para el año 2030 (SGAyDS, 2017a).

Del total de reducciones incondicionales comprometidas del sector Energía, el 52% se espera que provengan de acciones por el lado de la oferta, en tanto que el 48% restante corresponden a medidas vinculadas con la demanda, básicamente relacionadas con lograr mayor eficiencia energética (**Tabla 1**).

En lo que concierne a las medidas de oferta del sector Energía contenidas en la estrategia de descarbonización comprometida, el plan propuesto descansa fundamentalmente en que la producción de energía eléctrica vire hacia fuentes más limpias, promoviendo una mayor participación de las energías renovables no convencionales, así como también de la hidroelectricidad y la energía nuclear, reduciendo la fuerte predominancia que tienen los hidrocarburos. A modo de referencia, cabe mencionar que en lo que respecta a la capacidad de generación de electricidad, en el año 2016, el 61,2% de la potencia instalada correspondió a fuentes térmicas (con predominio del gas natural, con 90%), seguidas en importancia por las hidroeléctricas, con un 31,5%; las nucleares, con un 5,2%, y las fuentes renovables no convencionales, con un 2,1% (MINEM, 2016b).

Las medidas por el lado de la oferta se completan con una propuesta relativa a combustibles líquidos, apostando a una mayor penetración de biocombustibles —biodiesel y bioetanol— en la mezcla de los derivados para transporte carretero, manteniendo el corte del

biodiesel con gasoil en 10%, pero impulsando una ampliación de los canales de consumo, y aumentando el del bioetanol en gasolinas del 10 al 12%.

Por el lado de la demanda, las principales medidas de eficiencia energética propuestas se apoyan en el reemplazo de lámparas convencionales por iluminación LED en el sector residencial —para alcanzar su sustitución completa al año 2030—, en la actualización del parque de electrodomésticos y en la incorporación de luminarias con nueva tecnología en el alumbrado público. Además, estas medidas se adoptan en un marco de normalización de precios de la energía —después de un largo ciclo de fuertes subsidios—, que apuntan a brindar señales claras a la demanda para incentivar su uso racional.

Tabla 1

Contribución medidas de mitigación del sector Energía-Versión 2017

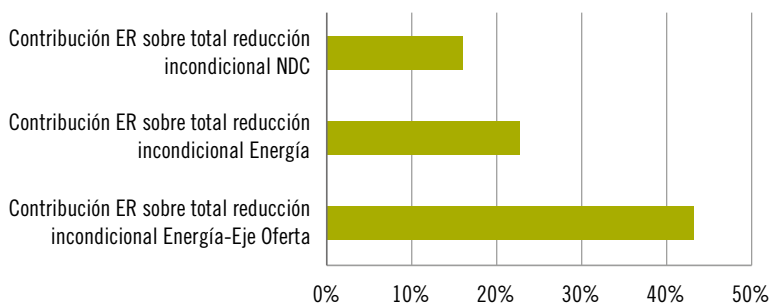
| | Reducción incondicional MtCO ₂ e al 2030 | Reducción adicional MtCO ₂ e al 2030 |
|---|---|---|
| OFERTA | 40,75 | 9,69 |
| Energías Renovables (conectadas a la red) | 17,55 | 4,61 |
| Energías Renovables (energía distribuida) | | 0,29 |
| Energías Renovables (rural) | 0,05 | |
| Biocombustibles | 5,11 | 1,06 |
| Hidroelectricidad | 6,30 | 0,73 |
| Nuclear | 11,74 | 3,00 |
| DEMANDA | 36,63 | 11,16 |
| Eficiencia electrodomésticos | 10,62 | 1,30 |
| Alumbrado público | 4,62 | |
| Iluminación residencial | 20,37 | |
| Resto | 1,02 | 9,86 |
| TOTAL | 77,38 | 20,85 |

Fuente: sobre la base de SGAYDS, 2017a.

Si bien se observa que el plan del sector Energía contempla diversas medidas para alcanzar los objetivos de mitigación, la importancia que se les asigna a las energías renovables no convencionales queda evidenciada en que se espera que su contribución represente el 16% del total de la reducción incondicional de emisiones de GEI comprometidas por el país para el año 2025, el 23% de las correspondientes al sector Energía y el 43% de las previstas por el lado de la oferta en esta área (**Gráfico 4**).

Para alcanzar este objetivo incondicional, en el plan sectorial se prevé que la participación de las energías renovables no convencionales escale al 8% de la demanda eléctrica en 2018, 12% en 2019, 16% en 2021, 18% en 2023 y 20% en 2025, en tanto que el objetivo adicional condicional propone una penetración al 2030 del 25%¹¹.

Gráfico 4. Importancia de la contribución de las energías renovables en la reducción de emisiones GEI



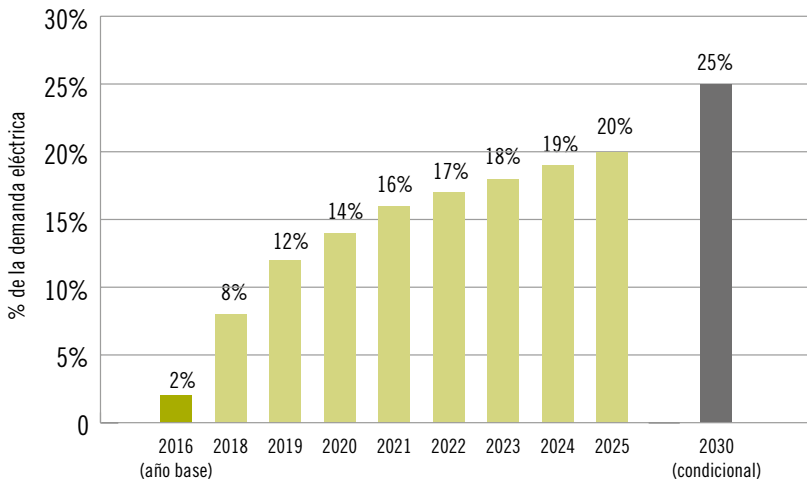
Fuente: sobre la base de SGADyS, 2017a.

¹¹ Vogt-Schilb et al. (2017) sugieren, precisamente, que a los fines de diseñar, implementar y monitorear las políticas de mitigación incorporadas en los NDC, se utilicen objetivos sectoriales, tales como el de participación de las energías renovables en la demanda eléctrica.

Esta política de compromiso internacional se encuadra en la estrategia nacional de promoción vigorosa de las energías renovables no convencionales, cuyo marco normativo es la Ley 27.191 del año 2015, que complementa y modifica la Ley 26.190 —de 2006— del Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Esta Ley —reglamentada por los decretos del Poder Ejecutivo Nacional 531/16 y 882/16— es la que establece la secuencia, como metas mandatorias, de introducción de fuentes renovables en la matriz de consumo eléctrico que forma parte del compromiso de descarbonización en el marco del Acuerdo de París (**Gráfico 5**)¹².

Para dar cumplimiento tanto a la Ley 27.191 como a los compromisos internacionales, se pusieron en marcha una serie de programas, cuyas características y desempeño se describen a continuación.

Gráfico 5. Metas Ley 27.191 y Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático



Fuente: sobre la base de MINEM, 2016b y SGAYDS, 2017a.

12 La Ley 26.190 de 2006 —pero promulgada en 2007— establecía 10 años para lograr el 8% de producción de energías renovables, es decir, que ese objetivo debía ser logrado en 2017. Sin embargo, al año 2015, cuando se sanciona la Ley 27.191 —modificatoria de la anterior—, ese porcentaje no llegaba al 2%.

4. Las políticas de promoción de las energías renovables en la Argentina

En esta sección se describen, en el primer apartado, los instrumentos de política utilizados para cumplir con las metas de penetración de las energías renovables que establece la Ley 27.191, y que constituyen un elemento importante en la estrategia de descarbonización asumida por la Argentina en el marco del Acuerdo de París. En el siguiente apartado, se revisan los resultados de la aplicación de estas políticas hasta finales del último año, en que cambia la administración de gobierno.

a) Políticas implementadas

En mayo de 2016, como primer paso para dar cumplimiento a la Ley 27.191, el gobierno argentino lanzó el Programa RenovAr, que consiste en una serie de llamados a convocatoria abierta —interesados tanto nacionales e internacionales— para proyectos de inversión en energías renovables, que contempla un conjunto de beneficios fiscales, mecanismos de financiamiento específicos y cambios regulatorios y contractuales con el objetivo de sortear algunos de los obstáculos más frecuentes que enfrenta este tipo de proyectos¹³.

13 Un antecesor fue el Programa de Generación de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables (GENREN), lanzado en 2009, a través del cual se implementaron varios proyectos, habilitando incluso desde 2011 la realización de contratos de abastecimiento entre el mercado mayorista (MEM) y las ofertas disponibles de generación a partir de fuentes renovables. Los contratos que fueron suscriptos bajo estos programas tenían condiciones de vigencia y ejecución diferentes a los proyectos del RenovAr. Sin embargo, por Resolución MINEM

Entre los beneficios fiscales —contemplados en la Ley 27.191— se incluyen la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA), la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias de las inversiones en planta y equipo, la exención del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta, la posibilidad de cancelar el Impuesto a las Ganancias con quebrantos previos por un período de hasta 10 años, exención de aranceles a la importación de bienes de capital, partes, componentes y materias primas de aquellos bienes que no tienen producción local (o que resultan necesarios para la integración con bienes de fabricación local), y la obtención de un certificado fiscal aplicable al pago de impuestos nacionales por un valor equivalente al 20% del componente nacional integrado en las instalaciones electromecánicas¹⁴.

La arquitectura contractual de RenovAr se cimienta en un contrato de abastecimiento o PPA (por sus siglas en inglés, *Power Purchase Agreement*) por 20 años entre la firma adjudicataria del proyecto y la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), organismo encargado del despacho eléctrico y que actúa por cuenta y orden de los usuarios finales (distribuidoras y grandes usuarios). Bajo este PPA, las firmas asumen la obligación de construir, operar y mantener las instalaciones resultantes del proceso de adjudicación. La totalidad de la energía generada se vende a CAMMESA —bajo un régimen de prioridad de despacho que regula esta entidad—, lo que en el marco de la Ley 27.191 y su reglamentación se denomina «compras conjuntas». El precio que se abona es el que resulta del proceso de adjudicación, está fijado en dólares y contempla un factor de

202/2016 se celebraron contratos de abastecimiento con esos proyectos de generación y se los incluyó en el Régimen de Fomento a las Energías Renovables de la Ley 26.190, ampliado y modificado por la Ley 27.191, otorgándole los beneficios fiscales que le corresponden por ley.

14 Este beneficio rige si se acredita un 60% de integración de componente nacional en las instalaciones electromecánicas, excluida la obra civil, o un porcentaje menor —pero no inferior al 30%— si se demuestra la inexistencia de producción nacional.

ajuste anual (que permite recomponer precios frente a incrementos de costos) y un factor de incentivo, declinante en el tiempo de vigencia del contrato (reconociendo la existencia de ganancias de eficiencia con el paso del tiempo de operaciones). Naturalmente, existen obligaciones mínimas de suministro anual en cada pliego, así como también existe un esquema de compensaciones de corto plazo.

En paralelo al PPA, las compañías adhieren al Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), creado por la Ley 27.191 y reglamentado por la Resolución del Ministerio de Energía y Minería 147/16. FODER es un fondo fiduciario público integrado, entre otros, con aportes que —en carácter de fiduciante— anualmente debe realizar el Tesoro Nacional a solicitud de la autoridad de aplicación de esta ley para cumplir con las metas establecidas. Este fondo constituye, a la vez, una herramienta de financiamiento de los proyectos y de garantía —a través de Letras del Tesoro— del contrato de compraventa con CAMMESA, que incluye el derecho de compra por parte del Estado o el derecho de venta por parte de la empresa generadora por incumplimiento contractual¹⁵.

Adicionalmente, se ha sumado el apoyo de organismos multilaterales. En forma temprana, en 2017 y 2018, el Banco Mundial ha participado a través de un aval de tercer nivel por un total —entre todas las rondas de este programa— de 480 millones de dólares. Más tarde, a comienzos de 2019, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), como agencia implementadora del Fondo Verde de Clima, se sumó con un contrato de préstamo por 100 millones de dólares canalizado por el BICE —la banca de desarrollo local—, ya sea en forma directa o a través de entidades financieras, para fondear la inversión de firmas pymes argentinas en proyectos de energía renovable con tecnologías específicas (biogás y biomasa) y otros de eficiencia ener-

15 Las Letras del Tesoro en garantía son instrumentos de deuda emitidos para respaldar el pago de las obligaciones contingentes. En caso de no realizarse la contingencia, las letras expiran a su vencimiento, sin generar pago alguno (OPC, 2019).

gética. En este caso, el BICE, además de ejecutor de este programa, se compromete a cofinanciarlo con USD 60 millones adicionales.

La implementación de contratos de abastecimiento de largo plazo, a precios determinados, y que surgen de licitaciones públicas, es un mecanismo que la práctica internacional reconoce para reducir a niveles razonables el riesgo de los inversores, aunque ello puede significar en el futuro mayores gastos de la contraparte gubernamental en un contexto de precios decrecientes de las tecnologías de energías renovables (Flavin et al., 2104).

Por otra parte, la financiación de este tipo de proyectos en países en desarrollo suele enfrentar un sinnúmero de dificultades que el Programa RenovAr apuntó también a resolver, al fijar, por un lado, las tarifas de los contratos de abastecimiento en dólares y, por el otro, con la implementación del FODER como mecanismo de financiación y garantía recíproca.

En efecto, la incertidumbre cambiaría debido a inestabilidad macroeconómica —en particular en un contexto de tan largo plazo— representa un elevado riesgo en proyectos que suelen financiarse en moneda extranjera, si sus ingresos no están denominados también en una moneda fuerte. A ello se agrega que, normalmente, en los países emergentes, como la Argentina, no se encuentra desarrollada la cadena de valor de estas energías limpias, de modo que —si bien estas energías no dependen de un insumo de precio variable como los hidrocarburos— una buena parte del equipamiento necesario debe ser importado.

El financiamiento local, a su vez, de por sí limitado con un mercado de capitales poco desarrollado, es más complejo en proyectos de esta naturaleza, debido a la escasa experiencia de las entidades para la evaluación del riesgo asociado, al tiempo que su costo es comparativamente elevado.

Un mecanismo recomendado, entonces, para sortear este obstáculo de financiamiento, es que el sector público o bancos de desarrollo di-

señen mecanismos de préstamos garantizados, para contribuir de esta manera también a generar una reputación sobre los proyectos de energías renovables, aun a pequeña o mediana escala (Flavin et al., 2014).

Además del RenovAr, y en línea con estos desarrollos para impulsar las energías limpias, fue reglamentado (Resolución 281 E/2017) el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (MATER), que facilita las operaciones de compra y venta entre privados. Este régimen está orientado a los Grandes Usuarios del MEM, con demandas de potencia media anual iguales o mayores a 300 kW, que también deben cumplir las metas de la Ley 27.191 en cuanto a las fuentes de provisión de la energía eléctrica. Esta normativa regula el mecanismo de adquisición de energía eléctrica de fuentes renovables por libre acuerdo entre las partes, lo que permite que tales usuarios tengan la alternativa de adecuarse por cuenta propia al cumplimiento de las disposiciones y no necesariamente como parte de la compra conjunta, instrumentada a través del Programa RenovAr.

Otro elemento dinamizador para el desarrollo de las energías renovables ha sido la sanción, a fines de 2017, de la Ley 27.424 de Generación Distribuida, reglamentada un año después (Decreto N° 986/2018), que habilita a los usuarios-generadores de electricidad a inyectar el sobrante en la red, estableciendo que el distribuidor comprará toda la energía inyectada al mismo precio que éste paga el MWh en el MEM. Este mecanismo, que facilita el desarrollo de pequeños emprendimientos locales, ya era contemplado en algunas legislaciones provinciales, algunas de las cuales fueron mantenidas y en otros casos adhirieron total o parcialmente a la normativa nacional¹⁶.

Para promover este tipo de desarrollo, se constituye el Fondo para el Desarrollo de la Generación Distribuida de Energías Renovables

16 A la fecha, ya son doce las jurisdicciones que adhieren a la ley nacional: Catamarca, Chaco, Chubut, CABA, Córdoba, Corrientes, La Rioja, Mendoza, Río Negro, San Juan, Tierra del Fuego y Tucumán.

(FODIS), que es un fideicomiso —el BICE es el fiduciario designado— que tiene por objetivo contribuir al financiamiento de la implementación de estos sistemas. Adicionalmente, se instrumentó un incentivo a la instalación de equipos de generación distribuida mediante el otorgamiento de Certificados de Crédito Fiscal sobre el costo del capital para la adquisición de los mismos por parte de los usuarios-generadores.

A la par que se promueven las energías renovables, se apuesta también a aumentar la integración local de partes y piezas en la construcción de estas obras, con el objetivo de alcanzar un 50% de contenido nacional en 2023. Para tal fin, en 2017 se firma un acuerdo de productividad sectorial, del que participan —además de las autoridades nacionales— los gobiernos provinciales y representantes del trabajo y de la producción. Se dispusieron, para ello, incentivos fiscales, normativos y de financiamiento para la radicación de inversión productiva y el desarrollo de proveedores locales, al tiempo que se estableció un nuevo marco arancelario que favorece la integración local. Como parte del acuerdo, el sector empresario se comprometió a la generación de empleo en el marco del programa RenovAr, profundizar el perfil exportador de las compañías, desarrollar mejoras de productividad, obtener certificados de calidad y aumentar la integración local. Los sindicatos, por su parte, se comprometieron a mejorar la productividad laboral, realizar modificaciones a los convenios que se adaptaran a la realidad del sector y participar de planes de capacitación junto con las empresas. A su vez, en 2019 se aumentaron los aranceles de aquellos bienes que, por sus características, permiten un desarrollo progresivo de la integración local de sus partes. En línea con esta política, para el caso de la generación distribuida, se crea el Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida (FANSIGED) (Ministerio de Hacienda, 2019).

Por último, este conjunto de políticas se completa con la introducción de un impuesto al carbono en el año 2018 —en el marco de

una reforma tributaria amplia (Ley 27.430)–, que si bien no es un instrumento que apunte específicamente a las energías renovables no convencionales, sin lugar a dudas, las favorece. Este es un impuesto de tipo específico –cuyo monto se actualiza trimestralmente de acuerdo con la tasa de inflación medida por el Índice de Precios al Consumidor que elabora el INDEC– que grava el contenido de dióxido de carbono equivalente (CO₂e) de cada combustible, de modo tal que la tasa por unidad física difiere según este parámetro (**Tabla 2**). La tasa fijada en el período base fue de alrededor de USD 10/tCO₂e, por debajo de los cerca de USD 25/tCO₂e que contemplaba el proyecto original¹⁷. Dada la fuerte depreciación del peso ocurrida desde la sanción de este proyecto, actualmente esa tasa se ubica en torno a USD 5/tCO₂e.

Tabla 2

Impuesto al carbono (valores en pesos vigentes entre el 1 de junio y el 31 de agosto de 2020)

| Producto gravado | Unidad de medida | Monto del gravamen |
|-------------------|------------------|--------------------|
| Naftas | litro | 0,936 |
| Gasolina natural | litro | 1,009 |
| Solvente/Aguarrás | litro | 1,009 |
| Gas Oil | litro | 1,074 |
| Diesel Oil | litro | 1,158 |
| Kerosene | litro | 1,158 |
| Fuel Oil | litro | 0,254 |
| Coque de petróleo | kilo | 0,273 |
| Carbón mineral | kilo | 0,210 |

Fuente: AFIP.

17 En cuanto al producido del impuesto, si bien el proyecto original preveía que un 25% de la recaudación se destinara a la promoción de energías renovables y/o eficiencia energética, finalmente esa iniciativa no prosperó.

Inicialmente se buscó que esta medida no representara una mayor carga tributaria, efectuando un rebalanceo con impuestos internos y estableciendo una aplicación gradual —que se inicia en 2019 y se completa, a razón de 10 puntos porcentuales por año, en 2028— para aquellos energéticos no gravados en forma previa, tales como el gas natural y el gas licuado de petróleo (GLP).

El impuesto al carbono es un instrumento cada vez más difundido en la práctica internacional: se estima que más de la mitad de los países que han suscripto el Acuerdo de París ya lo ha implementado o planea hacerlo como incentivo para la transición hacia una economía descarbonizada (Fernández, 2019).

La ventaja de este tipo de instrumento es que crea incentivos para que cada agente contaminador decida —en función de sus costos— cuánto reducir las emisiones (para evitar pagar el impuesto) y de qué forma hacerlo, por lo que se minimizan los costos de alcanzar una determinada meta (Nordhaus, 1991). Sin embargo, al margen de que puede requerir ajustes no previstos en la trayectoria de la tasa de este tributo si no se logra el objetivo perseguido, el nivel en el que se estima debería situarse para lograr lo que el Acuerdo de París se propone —entre USD 40 y USD 80 por tCO₂e actualmente y entre USD 50 y USD 100 por tCO₂e al año 2030— introduce serias resistencias desde el punto de vista político y social para que constituya la proa de la política de cambio climático (Vogt-Schilb, 2017)¹⁸.

En síntesis, a partir de 2016, la Argentina ha implementado un conjunto amplio de políticas para promover la penetración de las energías renovables no convencionales, tanto en forma directa como indirectamente a través de señales de largo plazo, yendo hacia una internalización del costo ambiental de los distintos energéticos. En

18 De acuerdo con IEA e IRENA (2017), hacia mediados de siglo, el impuesto debería alcanzar a USD 190 por tonelada de CO₂, para que a finales de siglo la temperatura no sea superior en 2°C a los niveles preindustriales.

lo que sigue se revisan los resultados alcanzados a través de estas iniciativas.

b) Resultados

A partir de su implementación en el año 2016, se han llevado cuatro rondas del Programa RenovAr, las Rondas 1 y 1.5 en 2016, la Ronda 2 en 2017 y la Ronda 3 en 2018 (**Tabla 3**).

En la Ronda 1 —cerrada en octubre de 2016— fueron adjudicados 29 proyectos, localizados en 14 provincias, por una capacidad total de 1.142 MW, de la cual el 96% correspondió a tecnologías eólica y solar, resultando un precio promedio (ponderado por tecnología) de alrededor de 61 dólares por MWh (59 y 60 dólares por MWh, en el caso de eólica y solar, respectivamente).

Dado que en esa instancia la capacidad ofrecida excedió casi 6 veces la adjudicada, las autoridades —el entonces Ministerio de Energía y Minería— decidieron habilitar la presentación de nuevas ofertas relativas a aquellos proyectos eólicos y solares fotovoltaicos presentados y no adjudicados en la Ronda 1, siempre que contaran con capacidad de interconexión. Con el objetivo de mejorar las ofertas económicas, se estableció como precio máximo para los contratos de abastecimiento de fuente eólica y solar el precio promedio ponderado de las ofertas adjudicadas en la Ronda 1 para dichas tecnologías.

En este nuevo llamado, la denominada Ronda 1.5, fueron adjudicados 30 contratos, localizados en 12 provincias, por una capacidad total de 1.282 MW, a un precio promedio ponderado de 54 dólares por MWh (53 dólares por MWh en el caso de la eólica y 55 dólares por MWh, en el de la solar)¹⁹.

19 De acuerdo con IRENA (2017), los precios de las subastas realizadas en Argentina en 2016 están en línea con las subastas internacionales de ese año.

Tabla 3**Adjudicaciones RenovAr y MATER**

| Ronda / Tecnología | Cantidad de Proyectos | Potencia (MW) | Precio promedio (USD/MWh) |
|--|-----------------------|---------------|---------------------------|
| Renovar 1 | 29 | 1142 | 61,3 |
| Eólica | 12 | 707 | 59,4 |
| Solar | 4 | 400 | 59,7 |
| Biomasa | 2 | 15 | 110,0 |
| Pequeña Hidroeléctrica | 5 | 11 | 105,0 |
| Biogás | 6 | 9 | 154,0 |
| Renovar 1.5 | 30 | 1282 | 54,0 |
| Eólica | 10 | 765 | 53,3 |
| Solar | 20 | 516 | 54,9 |
| Renovar 2 | 88 | 2043 | 51,5 |
| Eólica | 12 | 993 | 40,9 |
| Solar | 17 | 816 | 42,8 |
| Biomasa | 16 | 143 | 117,2 |
| Biogás | 31 | 56 | 160,6 |
| Pequeña Hidroeléctrica | 9 | 21 | 98,9 |
| Biogás RS | 3 | 13 | 129,2 |
| Renovar 3 | 39 | 260 | 67,5 |
| Biogás | 7 | 14 | 158,0 |
| Biogás RS | 1 | 5 | 129,5 |
| Biomasa | 2 | 9 | 106,1 |
| Eólica | 10 | 129 | 58,0 |
| Pequeña Hidroeléctrica | 6 | 7 | 103,4 |
| Solar | 13 | 97 | 57,6 |
| Invitado a FODAR (en Renovar 3) | 11 | 62 | 61,9 |
| Biogás | 5 | 5 | 152,5 |
| Eólica | 2 | 26 | 52,5 |
| Solar | 4 | 31 | 54,2 |
| Total Ronda 3 | 50 | 322 | 66,4 |
| MATER | 45 | 1093 | |
| TOTAL | 242 | 5881 | |

Fuente: sobre la base de CAMMESA.

En agosto de 2017 se llamó a convocatoria abierta a interesados para ofertar en la Ronda 2 del Programa RenovAr. Como resultado de esta ronda, se adjudicaron 88 proyectos, localizados en 18 provincias, por una capacidad de producción de 2.043 MW, de la cual el 88% correspondió a tecnologías eólica y solar, a un precio promedio ponderado de 51 dólares por MWh (41 y 43 dólares por MWh, en el caso de eólica y solar, respectivamente).

La capacidad del sistema de transporte de energía eléctrica —por falta de inversión y/o avance de obras— constituyó una limitante técnica para continuar con el fuerte ritmo de expansión de las primeras rondas del RenovAr, por lo que la siguiente —cuya licitación fue llevada a cabo en noviembre de 2018 y la adjudicación en mayo de 2019— involucró sólo proyectos de menor tamaño, y no se permitieron ampliaciones de centrales existentes, motivo por el cual se la llamó MiniRen. El objetivo fue ampliar la potencia instalada en 400 MW, siendo la potencia máxima permitida por proyecto de 10 MW —cuando en rondas anteriores había proyectos de hasta 100 MW—, para ser conectados a redes de media y baja tensión (no las de alta) en todas las jurisdicciones provinciales, y estableciéndose un cupo máximo de 60 MW para la provincia de Buenos Aires y de 20 MW para cada una de las restantes.

Bajo el MiniRen se adjudicaron 39 proyectos por sólo 260 MW, por lo que no se llegó a cubrir —a diferencia de los llamados anteriores— la totalidad de la potencia licitada. El precio promedio ponderado, que había venido descendiendo en las sucesivas rondas de este programa, subió a 67 dólares por MWh, lo cual obedece a que se trata de proyectos de menor tamaño y a que tienen algo más de participación las tecnologías más caras.

En esa oportunidad, otros proyectos que no fueron adjudicados, pero sí calificados técnicamente, fueron invitados a celebrar contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable y los respectivos acuerdos de adhesión al FODER por el precio mínimo adjudicado según la tecnología, incorporándose por esta vía 11 proyectos adicio-

nales por una capacidad total de 62 MW, a un precio medio ponderado de 62 dólares por MWh.

De acuerdo con la Oficina de Presupuesto del Congreso (OPC, 2019), entre los años 2017 y 2018 se realizaron emisiones de Letras del Tesoro para el FODER por valor nominal de USD 7.417 millones, lo cual constituye un indicador de las inversiones comprometidas en el marco del Programa RenovAr.

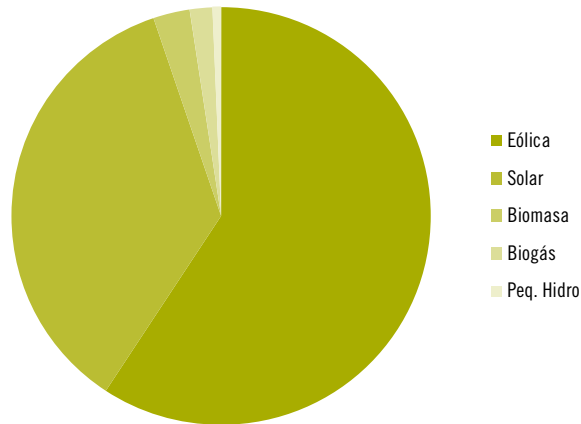
Con respecto al MATER, hasta el momento este mercado ha sumado —a través de sucesivas convocatorias trimestrales iniciadas en el último cuarto de 2017— 45 proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables con prioridad de despacho. Esto corresponde a 1.093 MW de potencia instalada para ser volcados a la red, para suministrar energía a industrias y comercios mediante contratos entre privados (**Tabla 3**).

En síntesis, a través de las diversas rondas del Programa RenovAr se sumarían —si entran en operación en su totalidad— 4.788 MW de potencia generados a partir de fuentes renovables, a lo que se agregan 1.093 MW correspondientes al MATER, lo que aumentaría la capacidad total en 5.881 MW. La importancia de estos proyectos queda en evidencia al compararlos con los 700 MW de potencia instalada en 2016, antes de la puesta en marcha de estas políticas de fomento.

La predominancia de las tecnologías eólica y solar en el total de capacidad adjudicada es notable, con una participación del 59% y 35%, respectivamente (**Gráfico 6**), que se explica en buena medida por los diferenciales de precios.

A su vez, estos precios han ido decreciendo en el corto lapso que medió entre las distintas rondas, lo que refleja una tendencia que se observa a nivel mundial y que pone a las energías renovables en condiciones competitivas con las de fuentes no renovables²⁰.

20 En Secretaría de Gobierno de Energía (2019) se lleva a cabo una comparación de costos normalizados locales (basados en parámetros genéricos) vincula-

Gráfico 6. Adjudicaciones RenovAr y MATER por tecnología (% del total)

Fuente: sobre la base de CAMMESA.

Sin embargo, el vigoroso impulso en la inversión en nuevos proyectos de energía renovable no convencional registrado desde 2016 se vio frenado a partir de la segunda mitad de 2018, como consecuencia, fundamentalmente, de la fuerte inestabilidad macroeconómica que comenzó a transitarse y que, como resultado, se tradujo en dificultades de financiamiento.

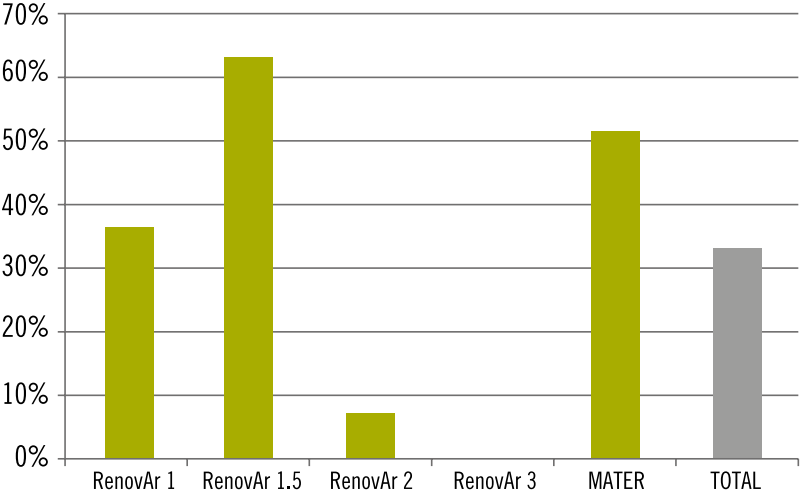
Los ejemplos más elocuentes de este fenómeno son la falta de inversiones necesarias para expandir el sistema de interconexión; la reducida adjudicación de proyectos en la Ronda 3 del Programa RenovAr —menor a lo que se licitaba—; la suspensión sin fecha cierta de la Ronda 4 de este mismo programa —prevista para el

dos a tecnologías convencionales de generación térmica y los correspondientes a los de energías renovables, que tiene en consideración la incorporación de estas tecnologías en gran escala dentro de la matriz eléctrica. Este ejercicio arroja como resultado que los costos de las energías renovables se ubican algo por encima del costo correspondiente a una central térmica de ciclo combinado, pero tales cálculos no tienen en consideración el gasto tributario asociado a los beneficios fiscales otorgados.

año 2019, por un total de 1.000 MW de capacidad—; la ausencia de solicitudes de prioridad de despacho en el MATER en todas las licitaciones trimestrales llevadas a cabo a partir del tercer cuarto de 2018 y la falta de avances en proyectos bajo la Ley de Generación Distribuida.

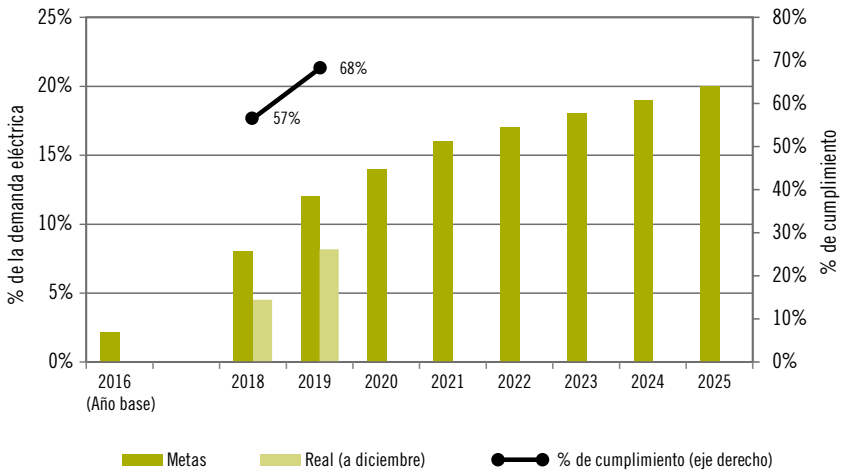
A su vez, el Programa RenovAr establece que los proyectos entren en operaciones entre 18 y 36 meses luego de la firma de los contratos, plazo similar al que contemplan los que tienen lugar en el marco del MATER. Sin embargo, hasta la fecha en que se escribe este informe, de los proyectos de las rondas 1 y 1,5 –para los que este plazo ya se encuentra vencido–, se encuentran en operación sólo un 37% y 63% de la potencia adjudicada, respectivamente, por un total de 1.235 MW (**Gráfico 7**).

Gráfico 7. RenovAr y MATER en operación (% de potencia)



Fuente: sobre la base de CAMMESA.

Gráfico 8. Cumplimiento metas Ley 27.191 y Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático



Fuente: sobre la base de CAMESSA y SGAYDS, 2017a.

Nota: la Ley 27.191 establece las metas anuales al 31/12 de cada año.

De este modo, aunque no se logró el cumplimiento de las metas establecidas en la Ley 27.191 y previstas en el marco del Acuerdo de París, la capacidad de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables aumentó 220% entre 2016 y 2019 —desde 700 MW a 2256 MW—, y alcanzó a fin de 2019 a satisfacer el 8% de la demanda, el objetivo propuesto para el año previo, es decir, con un año de atraso (**Gráfico 8**).

Es importante aclarar, además, que la Ley 27.191, aprobada a fines de 2015, contempla metas que fueron pensadas para una legislación que debió aprobarse entre 2013 y principios de 2014, de modo que el atraso en el cumplimiento del cronograma durante los primeros años de vigencia de la normativa no parece ser, en principio, un hecho inesperado.

En lo que concierne a la integración local de partes y piezas en las instalaciones, el porcentaje declarado ronda el 11% en la tecnología eólica y el 18% en la solar, menor al previsto y lejos aún del 50% que se propone la legislación para el año 2023.

5. Perspectivas de las energías renovables en los próximos años

A pesar de las dificultades que ya comenzaban a visualizarse desde fines de 2018, en 2019 se hizo una revisión del Plan de Acción Nacional del Sector Energía y Cambio Climático delineado en 2017, a los fines de cumplir con las metas del Acuerdo de París, en el que se contempla, entre otros, un ligero cambio —más ambicioso— en lo que respecta al rol de las energías renovables (SGAyDS, 2019c). Esta actualización se basó en los escenarios energéticos del período 2019-2030 que elaboraron las autoridades del área por ese entonces (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019).

En esta oportunidad, el esfuerzo de reducción de emisiones incondicionales al año 2030 al que se espera contribuya el sector aumenta en un 16%, al pasar de 77,4 MtCO₂e en el plan de 2017 a 89,8 MtCO₂e, dos años después. Las metas adicionales se reducen, en cambio, ligeramente (-0,77 MtCO₂e), y sólo en la medida en que pasan a computarse como metas incondicionales (**Tabla 4**).

Todas las correcciones introducidas corresponden al eje de la oferta, donde se destaca —por las magnitudes involucradas— el mayor ahorro previsto (2,98 MtCO₂) por la utilización de biocombustibles en el transporte (biodiesel y bioetanol). En este caso, si bien se mantienen los cortes de 10% en gasoil y 12% en naftas contemplados en el plan de acción original, la actualización de la cuantificación está relacionada con la proyección de incorporación de automóviles tipo flex-fuel en el parque automotor, que elevaría el corte efectivo de biocombustibles hasta el 16%.

Tabla 4

Contribución medidas de mitigación del sector Energía-Versión 2017 y Revisión 2019

| | Versión 2017 | | Revisión 2019 | |
|---|---|---|---|---|
| | Reducción incondicional MtCO ₂ e al 2030 | Reducción adicional MtCO ₂ e al 2030 | Reducción incondicional MtCO ₂ e al 2030 | Reducción adicional MtCO ₂ e al 2030 |
| OFERTA | 40,75 | 9,69 | 53,15 | 8,92 |
| Energías Renovables (conectadas a la red) | 17,55 | 4,61 | 17,55 | 4,61 |
| Energías Renovables (energía distribuida) | | 0,29 | 0,88 | |
| Energías Renovables (rural) | 0,05 | | 0,05 | |
| Biocombustibles | 5,11 | 1,06 | 8,09 | 1,06 |
| Hidroelectricidad | 6,30 | 0,73 | 6,95 | 0,25 |
| Nuclear | 11,74 | 3,00 | 10,79 | 3,00 |
| Sustitución fósiles C intensivos por gas natural en generación eléctrica | | | 5,52 | |
| Mejora eficiencia centrales térmicas | | | 3,32 | |
| DEMANDA | 36,63 | 11,16 | 36,63 | 11,16 |
| Eficiencia electrodomésticos | 10,62 | 1,30 | 10,62 | 1,30 |
| Alumbrado público | 4,62 | | 4,62 | |
| Iluminación residencial | 20,37 | | 20,37 | |
| Resto | 1,02 | 9,86 | 1,02 | 9,86 |
| TOTAL | 77,38 | 20,85 | 89,78 | 20,08 |

Fuente: sobre la base de SGAYDS, 2019c.

A su vez, se suman esfuerzos de mitigación de GEI por 5,5 MtCO₂e, inicialmente no incluidos, que surgen de un escenario en el que se prevé la sustitución de fuel oil y diesel por gas natural —cuyo factor de emisión es menor— en la generación de energía eléctrica conectada a la red. La incorporación de esta medida descansa en la mayor disponibilidad de gas natural que se proyecta, originada en el desarrollo de la explotación no convencional. A su vez, se agrega en la generación proveniente de las centrales térmicas un ahorro de emi-

siones adicional (3,3 MtCO₂e) por mejoras de eficiencia derivadas de la conversión del parque generador.

En lo que respecta a las energías renovables no convencionales, se mantienen —sobre la base de los avances registrados a partir de 2016— las proyecciones relativas a la incorporación de estas fuentes en la generación de energía eléctrica conectada a la red, pero se recategoriza (de condicional a incondicional) y, además, incrementa, el ahorro que se espera de la generación distribuida (0,9 MtCO₂e) a raíz de la reglamentación de la normativa referida a esta alternativa ocurrida con posterioridad a la elaboración del plan sectorial original. Se prevé incorporar —como lo estipula la legislación correspondiente— al menos 1.000 MW de potencia en el marco de este régimen al año 2030.

En definitiva, en los escenarios energéticos de mediano plazo elaborados en 2019 por las entonces autoridades y, basado en estos, el Plan de Acción Sectorial revisado en ese año, se prevé el cumplimiento de los compromisos del Acuerdo de París, en general, y de las metas referidas a energías renovables, en particular.

Sin embargo, por esa misma época, un documento publicado por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA, 2019), en el que se evalúa el avance de las economías del G20 hacia el cumplimiento de las metas de sus respectivos CDN, señala que sólo seis de ellas (China, Federación Rusa, India, México, Turquía y UE) lograrían sus objetivos con las políticas vigentes —y los superarían, incluso, en el caso de India, Federación Rusa y Turquía—, mientras que en siete países (Australia, Brasil, Canadá, Estados Unidos de América, Japón, República de Corea y Sudáfrica) deberían de tomar medidas adicionales de distinto alcance para cumplir sus CDN. La Argentina pertenece al grupo de naciones en las que los estudios no arrojaron un pronóstico definitivo, dado que mientras —se señala— un informe nacional reciente (haciendo, presumiblemente, referencia al «Tercer Informe Bienal de Actualización de Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas para

el Cambio Climático», SGAyDS, 2019b) prevé que el país va a lograr las metas de sus CDN incondicionales, estudios internacionales han llegado a la conclusión de que no cumplirá las expectativas. Una de las fuentes del informe de PNUMA es Climate Action Tracker, un sitio que monitorea acciones climáticas nacionales y es compilado por tres institutos de investigación, incluyendo Climate Analytics, una organización con sede en Alemania.

La opinión de estas fuentes es que en la Argentina se visualiza un camino errático, porque al tiempo que se promueven las energías renovables, se avanza —particularmente a partir del último año— con la explotación de petróleo y de gas natural de yacimientos no convencionales, como Vaca Muerta, en la provincia de Neuquén. Agregan, además, que el país —al igual que la mayoría de la región latinoamericana— se caracteriza por vaivenes políticos que se traducen en inestabilidad económica y dificultad para conseguir inversiones extranjeras, lo que dificulta elaborar estrategias de largo plazo como las que se requieren en los temas vinculados al cambio climático.

Precisamente, a fines de diciembre de 2019 terminó su mandato el gobierno que alentó profusamente la expansión de la oferta de energía renovable en la Argentina y el nuevo gobierno parece impulsar un cambio de rumbo, en el marco, además, de severas dificultades económicas, que incluyen muy especialmente restricciones en el acceso al financiamiento internacional. De hecho, como se vio, ya en el último año del gobierno anterior se había registrado un freno al vigoroso impulso que la inversión en nuevos proyectos de energía renovable no convencional había registrado en el período 2016-2018, como consecuencia de la fuerte inestabilidad macroeconómica que comenzó a transitarse y que —como resultado— se tradujo en un cambio drástico en las condiciones de financiamiento.

Respecto de la visión de las actuales autoridades, diversos elementos —que incluyen declaraciones de los propios funcionarios de la nueva administración y la opinión de algunos actores de este mercado— sugieren que existen diferencias significativas en lo que

concierno al programa de promoción de energías renovables implementado durante la gestión anterior.

Una de las señales que el sector interpreta en el sentido de que las energías renovables no aparecerían en la lista de prioridades del nuevo gobierno, como sí lo está el desarrollo de nuevos proyectos de hidrocarburos no convencionales, específicamente en Vaca Muerta, es la mención de la importancia de este tema por parte del Presidente de la Nación en la apertura de sesiones del Congreso en marzo de 2020, sin hacer referencia, en cambio, a las energías renovables. A ello se agrega que mientras se ha anunciado la elaboración de un proyecto de ley de inversiones hidrocarburíferas —actualmente demorado por la crisis desatada por la pandemia— que impulse el potencial del sector y, en particular, que salvaguarde las inversiones en la actividad de shale, la oficina gubernamental que entiende de energía renovable ha perdido el rango de subsecretaría que tenía en el pasado.

Declaraciones recientes del Ministro de Desarrollo Productivo —el organismo que tiene actualmente a su cargo el área de energía— constituyen, sin embargo, el indicio más elocuente del cambio de política que se avecina. Aunque reconociendo que pudo estar justificado en su momento para dar impulso a un sector que no había despegado, la mirada crítica sobre las características del Programa RenovAr se apoya en que este desarrollo apuntó a atraer inversores extranjeros que implementaron un paquete tecnológico mayormente importado, con muy limitada incorporación —aunque era la intención en una segunda etapa— de proveedores nacionales.

A su vez, las autoridades —incluyendo al Presidente de la Nación— también han señalado su oposición a firmar nuevos contratos denominados en dólares en el sector eléctrico, de modo que cualquier expansión deberá apoyarse en financiamiento local, dado que es muy poco probable que los inversores estén dispuestos, en estas condiciones, a asumir riesgos en dólares, aun suponiendo que el acceso al mercado internacional estuviera disponible. Y, hasta el pre-

sente, la banca privada comercial ha tenido una baja participación en el financiamiento dirigido al sector.

La estrategia del nuevo gobierno parece, entonces, orientarse más al desarrollo de la cadena de valor en torno a la puesta en marcha de nuevos emprendimientos en el área de energías renovables.

En este contexto, se suma la limitada capacidad del sistema de transporte de energía en la Argentina, dado que la inauguración de los parques eólicos y solares en los últimos años no fue acompañada de una inversión en nuevas redes eléctricas. Sin esta expansión, los analistas concuerdan en que es difícil pensar en la incorporación adicional de grandes proyectos. De hecho, las autoridades anteriores también reconocían que la infraestructura disponible le ponía un tope al objetivo de generación con fuentes renovables, que ubicaban en torno al 10% de la demanda (SGAyDS, 2017a).

Todos estos factores sugieren que, en esta nueva etapa que se abre, el eje del crecimiento de las energías renovables virará hacia pequeños emprendimientos, con participación de la industria local y que no requieran mayores inversiones en la red de transmisión. Este modelo estaría más relacionado con proyectos integrados basados en tecnologías solar y biomasa, esta última con gran impacto en las economías regionales, y con el desarrollo de la generación distribuida.

En este sentido, el Gobierno manifestó su interés en potenciar las conexiones de usuarios particulares a la red de distribución, manteniendo los beneficios fiscales y promocionales que establece la ley —incluyendo el acceso al financiamiento respaldado por el Estado a través del FODIS—, para lo cual prevén retomar negociaciones con el objeto de lograr la adhesión de todas las provincias a la normativa vigente. Actores del sector esperan, de hecho, que la generación distribuida sea la principal fuente de nuevos proyectos en el futuro inmediato, particularmente porque las facilidades de financiamiento aumentarán su atractivo para los inversionistas.

Si bien, entonces, parecería que no hay duda en torno a que no habrá más llamados a grandes licitaciones —recuérdese que había una ronda RenovAr 4 planeada para 2019, que no llegó a realizarse—, el interrogante que surge es acerca de las perspectivas de los contratos que tuvieron lugar en las rondas ya realizadas, más allá de que el ministro del área se expidió a favor de mantener las condiciones y el cronograma de ejecuciones establecidos en los pliegos de licitación.

Los temores de que el Gobierno intervenga en los términos de los acuerdos de compra de energía surgen del hecho de que la nueva administración no sólo congeló las tarifas eléctricas (y de los restantes servicios regulados) —inicialmente hasta mitad de año y recientemente extendido por otros seis meses— mientras se elabora un nuevo marco regulatorio, sino que, además, se anunció, ya desde la campaña electoral, una «desdolarización» de estos precios. Y los contratos bajo el Programa RenovAr contemplan un precio por MWh que se encuentra definido en dólares estadounidenses²¹, al igual que la deuda contraída para su ejecución.

Ya la Argentina tiene antecedentes —ante una situación de crisis de deuda o económica, en general— de haber adoptado medidas que afectaron los derechos de propiedad de las personas y empresas, nacionales y extranjeras, siendo precisamente la falta de renegociación de tarifas de servicios públicos «pesificadas» a comienzos de los 2000 un claro ejemplo de ello.

Cabe aclarar que, de acuerdo con el análisis de un importante estudio jurídico (Marval O'Farrell Mairal), el precio bajo los PPAs no constituye una tarifa sino un precio, dado que —conforme lo establece el artículo 1° de la Ley 24.065— la actividad de generación, a diferencia de lo que ocurre con la distribución y el transporte de energía eléctrica, no es un servicio público, sino una actividad de «interés general».

21 Los pagos se realizan en pesos según el Tipo de Cambio de Referencia Comunicación 'A' 3500 (Mayorista) publicado por el BCRA.

Por lo tanto, el Estado no cuenta respecto de los PPAs con la llamada potestad tarifaria, y de hecho, los PPAs establecen expresamente que se regirán e interpretarán de acuerdo con las leyes, normas y principios generales del derecho privado. Estos contratos incluyen, además, un arbitraje de conformidad con el Reglamento de Arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI), cuentan con el respaldo del FODER —es decir, que podrían ejecutarse las garantías ante un incumplimiento imputable al Estado nacional— y, en algunos casos, están respaldados por una garantía adicional emitida por el Banco Mundial.

En otros términos, resultaría muy complicado y oneroso para el Estado no respetar, no sólo en lo que concierne a beneficios fiscales, sino también a la dolarización del precio al que CAMMESA compra la energía, los términos de los contratos celebrados en el marco del Programa RenovAr.

En lo que concierne al impacto de la crisis económica que atraviesa la Argentina, agravada por el efecto de la pandemia del COVID19, sobre los proyectos en marcha, resulta útil distinguirlos según la etapa en la que estos se encuentran, diferenciando básicamente entre aquellos firmados que ya están en operación, aquellos firmados que están en construcción y, por último, los que aún están en trámite de aprobación. Siempre bajo el supuesto, naturalmente, de que se respetan los términos contractuales.

Los contratos del Programa RenovAr que ya están operativos son los que se encuentran mejor posicionados, dado que —en virtud de que gozan de la ventaja de prioridad de despacho— están protegidos de los vaivenes de la demanda de energía eléctrica: no importa cuánto se contraiga ésta, la red debe comprar toda la energía producida por estas plantas. Es así que mientras en el período diciembre 2019-marzo 2020 la generación promedio de energías renovables rondó el 8% de la demanda, en el mes de abril 2020 —mes con severas medidas de cuarentena—, su participación osciló entre el 12% y 15%, y alcanzó un récord instantáneo (el 11 de abril a las 10.05) de 18,6%.

Los proyectos que están en construcción, en cambio, en muchos casos se vieron demorados, primero por la crisis de 2018-2019 —dificultades de completar el financiamiento y complicaciones para la importación de piezas por las restricciones cambiarias— y, más tarde, por motivo de la cuarentena, ya sea por limitaciones propias y/o porque se ven afectadas las pequeñas empresas que proveen insumos a estos parques, lo que genera el mismo tipo de dificultades que enfrenta el resto de la economía en estas circunstancias. Cuando se supere el bloqueo de actividades impuesto a raíz de la pandemia, se espera que continúe la construcción de aquellos proyectos renovables que puedan sobrevivir a un complicado escenario macroeconómico. La opinión de diversos analistas es que si bien se atrasaron varios proyectos, aun antes del efecto COVID19, la mayoría de ellos debería continuar su marcha, reordenando y ampliando los plazos contractuales²².

Sin embargo, hay un conjunto de proyectos adjudicados en el marco del Programa RenovAr que, sin haber comenzado las obras, enfrentan dificultades para conseguir el financiamiento necesario para su desarrollo, ya que si bien tienen bajos costos en operación y mantenimiento a lo largo de la duración de los contratos, requieren grandes inversiones iniciales para la compra de equipos. Cualquiera que fuese el mix de financiamiento contemplado durante los primeros años de este programa, las estimaciones iniciales necesariamente han tenido que ser reconsideradas con motivo de la coyuntura macroeconómica argentina.

Algunos de estos proyectos que ingresaron en un proceso de revisión corren el riesgo de no avanzar por no poder resolver la falta

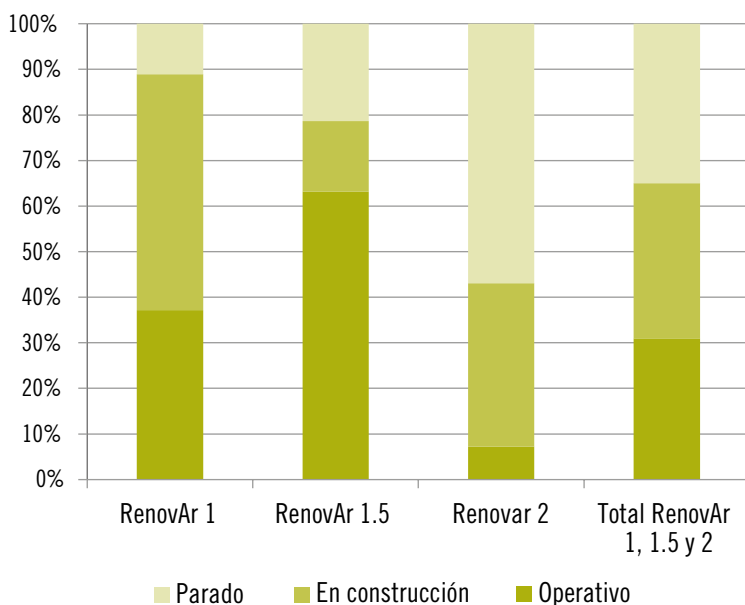
²² Cabe destacar que algunos proyectos del RenovAr, aun en una situación en la que el país no tiene acceso a los mercados de capitales porque se encuentra renegociando su deuda externa con acreedores privados, han conseguido financiamiento internacional para completar sus obras. Tal es el caso de YPF Luz, para el desarrollo y construcción del parque eólico Cañadón León, ubicado en Santa Cruz, y de Genneia, la principal empresa de energías renovables de la Argentina, para la construcción del Parque Eólico Vientos de Necochea.

de financiamiento. En estos casos, es probable que las autoridades den por finalizado el contrato, debido a la necesidad de liberar la capacidad de transporte que les fue oportunamente reservada, para asignarla al desarrollo de nuevos proyectos de generación, sean renovables o convencionales.

Considerando los proyectos del RenovAr 1, 1.5 y 2 —que tienen en todos los casos los contratos firmados—, se estima que un 31% (en términos de potencia adjudicada) se encuentra operativo, un 34% en construcción, en tanto que el 35% estaría paralizado (**Gráfico 9**).

A su vez, también podrían ser cancelados algunos de los proyectos adjudicados en la última ronda del RenovAr (MiniRen), para los que el plazo inicial para acreditar el cumplimiento de los requisitos que supone la firma del PPA, vencido a fines de enero, fue prorrogado hasta finales de junio del año en curso.

Gráfico 9. Estado de avance RenovAr 1, 1.5 y 2 (% de potencia)



Fuente: sobre la base de CAMMESA.

A los fines de ilustrar qué representan estas perspectivas del sector desde el punto de vista del cumplimiento de las metas en materia de energías renovables que establece la Ley 27.191 –y que son, además, un elemento esencial en el compromiso de reducción de emisiones de la Argentina en el marco del Acuerdo de París–, se presentan a continuación unos ejercicios sencillos de simulación hasta el año 2025, en los que se contemplan tres escenarios diferentes –optimista, conservador, pesimista–, que se distinguen uno del otro en cuanto a los proyectos previstos que se llevarían finalmente a cabo.

En los tres escenarios, se supone que:

- a) Todos los proyectos adjudicados en las Rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAr se concretan. Se considera que aquellos que están frenados entrarían en funcionamiento en 2022.
- b) Finalizan todas las obras del MATER que ya tienen asignada prioridad de despacho, aunque no se prevé más crecimiento a futuro.
- c) No habrá más grandes licitaciones, por lo que se cancela, al menos por los próximos años, la Ronda 4 del RenovAr.

Los escenarios se distinguen, en cambio, en que:

- d) Los proyectos del RenovAr 2 que están frenados, en los escenarios optimista y conservador, se supone que entran en su totalidad en operación, y lo harían en un 50% en 2022 y un 50% en 2023; en el escenario pesimista, en cambio, se prevé –sobre la base del estado actual de tales proyectos– que un 53% (en términos de potencia) de los que no se han iniciado se terminen cancelando, y que el resto ingresará en operación, del mismo modo que en los otros ejercicios de simulación.
- e) La Ronda 3 (MiniRen) tiene una ejecución parcial, considerando que en el escenario optimista se ejecutan el 75% de los proyectos, en términos de potencia instalada, y, en los otros, sólo el 50%. Se supone, en el primer caso, que el 50% entraría en operaciones

en 2022 y el 25% restante, en 2023; en los demás casos, se distribuye 25% en cada uno de esos años.

e) Se contempla que, en el ejercicio más optimista, las obras en el marco de Generación Distribuida se ejecutan en el 100% de lo previsto, en tanto que en los restantes, esa proporción se reduce a la mitad. Del total a concretar, se supone que entrarían en funcionamiento en forma gradual y pareja en el lapso 2022-2025.

Las **Tablas 5 a 7** resumen la marcha de estos escenarios, mostrando que al final del período de proyección se alcanzaría un total de potencia instalada en energías renovables en un rango de entre 7.800 MW y algo más de 6.600 MW, bajo las hipótesis más optimista y más pesimista, respectivamente.

Tablas 5

Evolución potencia instalada energías renovables (MW) Escenario optimista

| Proyecto | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|---------------------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Existente | 700 | 820 | 820 | 820 | 820 | 820 | 820 | 820 | 820 | 820 |
| MEyM N° 202/2016 | | | 70 | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 |
| Renovar 1 | | 7 | 312 | 322 | 816 | 1015 | 1142 | 1142 | 1142 | 1142 |
| Renovar 1.5 | | | 235 | 772 | 908 | 1008 | 1282 | 1282 | 1282 | 1282 |
| Renovar 2 | | 1 | 16 | 58 | 383 | 879 | 1461 | 2043 | 2043 | 2043 |
| Renovar 3 | | | | | | | 130 | 195 | 195 | 195 |
| Renovar 4 | | | | | | | | | | |
| MATER | | | | 470 | 782 | 1093 | 1093 | 1093 | 1093 | 1093 |
| Generación Distribuida | | | | | | | 250 | 500 | 750 | 1000 |
| TOTAL | 700 | 828 | 1453 | 2667 | 3934 | 5042 | 6403 | 7300 | 7550 | 7800 |

Fuente: elaboración propia sobre la base de CAMMESA.

Tablas 6

Evolución potencia instalada energías renovables (MW)
Escenario conservador

| Proyecto | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|------------------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Existente | 700 | 820 | 820 | 820 | 820 | 820 | 820 | 820 | 820 | 820 |
| MEyM N° 202/2016 | | | 70 | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 |
| Renovar 1 | | 7 | 312 | 322 | 816 | 1015 | 1142 | 1142 | 1142 | 1142 |
| Renovar 1.5 | | | 235 | 772 | 908 | 1008 | 1282 | 1282 | 1282 | 1282 |
| Renovar 2 | | 1 | 16 | 58 | 383 | 879 | 1461 | 2043 | 2043 | 2043 |
| Renovar 3 | | | | | | | 65 | 130 | 130 | 130 |
| Renovar 4 | | | | | | | | | | |
| MATER | | | | 470 | 782 | 1093 | 1093 | 1093 | 1093 | 1093 |
| Generación Distribuida | | | | | | | 125 | 250 | 375 | 500 |
| TOTAL | 700 | 828 | 1453 | 2667 | 3934 | 5042 | 6213 | 6985 | 7110 | 7235 |

Fuente: elaboración propia sobre la base de CAMMESA.

Si bien en todos los casos el crecimiento de la capacidad instalada de fuentes renovables representaría un salto impresionante en el lapso de una década —multiplicándola entre 9 y 11 veces, según el escenario—, y en el que ya en el año en curso más que se quintuplicaría la disponibilidad respecto de 2016 (el año base), esta expansión no sería suficiente para dar cumplimiento a lo que dispone la Ley 27.191, como así tampoco, si no se compensa a través de reducción de emisiones de GEI por otra vía, al compromiso asumido a través de las NDC en el marco del Acuerdo de París.

En uno y otro caso —en lo que respecta a las NDC, según lo previsto en el Plan de Acción del Sector Energía—, las metas fueron establecidas en referencia a la demanda de energía eléctrica, por lo que —sobre la base de proyecciones de ésta— se determinan los requeri-

mientos de potencia instalada de fuentes renovables para cumplir con los objetivos.

Tabla 7

Evolución potencia instalada energías renovables (MW) - Escenario pesimista

| Proyecto | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|------------------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Existente | 700 | 820 | 820 | 820 | 820 | 820 | 820 | 820 | 820 | 820 |
| MEyM N° 202/2016 | | | 70 | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 |
| Renovar 1 | | 7 | 312 | 322 | 816 | 1015 | 1142 | 1142 | 1142 | 1142 |
| Renovar 1.5 | | | 235 | 772 | 908 | 1008 | 1282 | 1282 | 1282 | 1282 |
| Renovar 2 | 0 | 1 | 16 | 58 | 383 | 879 | 1163 | 1446 | 1446 | 1446 |
| Renovar 3 | | | | | | | 65 | 130 | 130 | 130 |
| Renovar 4 | | | | | | | | | | |
| MATER | | | | 470 | 782 | 1093 | 1093 | 1093 | 1093 | 1093 |
| Generación Distribuida | | | | | | | 125 | 250 | 375 | 500 |
| TOTAL | 700 | 828 | 1453 | 2667 | 3934 | 5042 | 5915 | 6388 | 6513 | 6638 |

Fuente: elaboración propia sobre la base de CAMMESA.

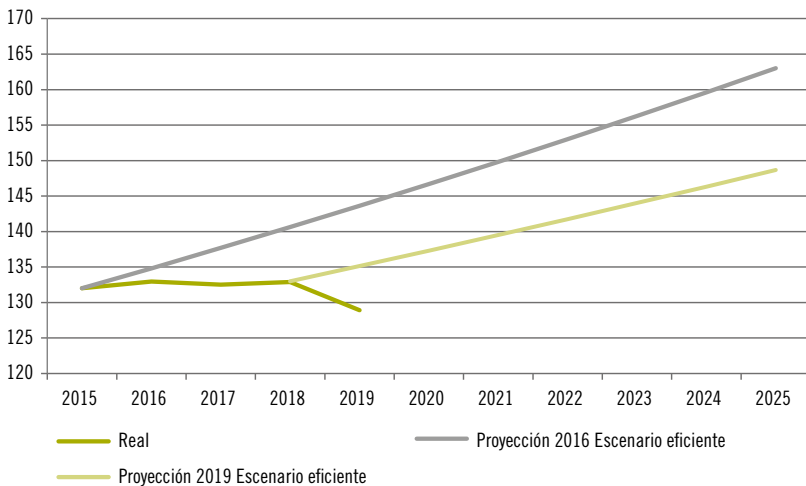
Al respecto, en el planeamiento energético efectuado inicialmente por las autoridades en el año 2016, la demanda proyectada en ese entonces suponía alcanzar —en un escenario considerado eficiente²³— un nivel de demanda de 163 TWh, estimándose que para satisfacer el 20% de la misma de fuentes renovables, como establecía la Ley 27.191, se requerirán 10.000 MW de potencia instalada (MINEM, 2016a).

²³ Este escenario, a diferencia del tendencial, supone que se adoptan ciertas medidas de eficiencia energética.

Estas proyecciones fueron revisadas en el año 2019, y arrojaron para el año 2025 –también en el escenario considerado eficiente– un nivel de demanda de energía eléctrica de 149 TWh (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019), de modo que para abastecer el 20% de este consumo a partir de fuentes renovables, se estima que será necesaria una capacidad instalada de alrededor de 9.100 MW/9.500 MW.

Debe notarse que ya en 2019, cuando fueron realizadas estas últimas proyecciones, los niveles calculados sobreestimaron el consumo que efectivamente tuvo lugar en ese año (**Gráfico 10**), pero dado que es el último ejercicio disponible, se hace referencia a este escenario a los fines de evaluar el grado de cumplimiento esperado de las metas en relación con las energías renovables que supondrían las trayectorias de potencia instalada estimadas en este trabajo que se muestran en las **Tablas 5 a 7**²⁴.

Gráfico 10. Demanda de energía eléctrica (TWh)



Fuente: sobre la base de MINEM (2016a), Secretaría de Gobierno de Energía (2019) y CAMMESA.

24 Suponiendo para el año en curso un nivel de demanda de energía eléctrica similar a 2019, alcanzar en 2025 el nivel proyectado, en el escenario eficiente de Secretaría de Gobierno de Energía (2019), implica un crecimiento anual en el lapso 2021-2025 del orden del 2,9%.

De acuerdo con las hipótesis adoptadas de ejecución de obras de energía renovable hasta el año 2025, para satisfacer el 20% de la demanda de energía eléctrica de ese año —según las últimas proyecciones disponibles— habría una insuficiencia de alrededor de 1.300 MW, 1.850 MW y 2.450 MW de potencia instalada, según el escenario considerado y comparando con el piso de requerimiento estimado.

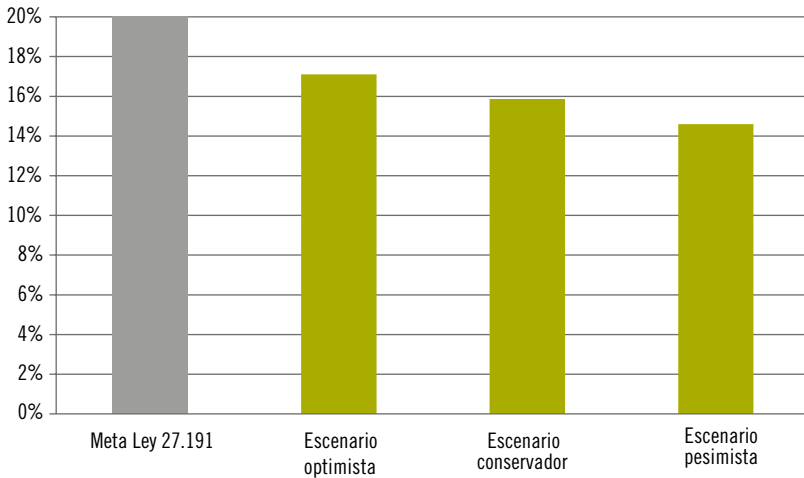
En otros términos, según tales escenarios, no se podría cumplir con la meta establecida en la Ley 27.191 —y contemplada en el Plan de Acción del Sector Energía prevista para satisfacer los NDC—, previéndose que se lograría alcanzar a abastecer de fuentes renovables entre un 14,6% y 17,1% del consumo eléctrico proyectado para 2025 (**Gráfico 11**).

Debe notarse que estas medidas de incumplimiento —para los escenarios de ejecución de obras considerados— están estrechamente vinculadas a las proyecciones de demanda, que, como se vio, pueden observar ajustes importantes entre ejercicios. Sin embargo, un indicador de que sólo completando los proyectos previstos difícilmente se podrían alcanzar las metas establecidas en relación con la penetración de las energías renovables es que, para que ello ocurriera, la demanda de energía eléctrica tendría que ubicarse, en 2025 —aun en el escenario optimista—, casi un 1,5% por debajo de los registros de 2019. Ese guarismo aumenta a 8% y 16% en las hipótesis conservadora y pesimista, respectivamente.

Cabe agregar, además, que la demanda de energía eléctrica depende fuertemente de la política tarifaria que se implemente. En las proyecciones utilizadas de Secretaría de Gobierno de Energía (2019), el escenario considerado tiene asociadas no sólo la adopción de medidas específicas de eficiencia energética, sino una política tarifaria basada en la eliminación de subsidios. Esta cuestión es central para no desalentar la adopción de conductas e inversiones ahorradoras de energía, lo que, sin duda, se genera ante fuertes distorsiones de pre-

cios²⁵. Y este es un aspecto de la política energética que las actuales autoridades aún no han definido.

Gráfico 11. Demanda eléctrica abastecida por fuentes renovables en 2025. Ejercicios de simulación* vs. meta Ley 27.191



Nota: *Estimaciones sobre demanda proyectada en Secretaría de Gobierno de Energía (2019), escenario eficiente.

25 Al respecto, resulta ilustrativo un ejercicio presentado por Navajas (2012), relativo al consumo residencial de energía eléctrica en el período en que la Argentina se caracterizaba por subsidiarlo fuertemente: según los resultados del mismo, en el año 2009, se estimaba en el país un exceso teórico de consumo del orden del 20%, el cual era explicado en cerca de dos tercios por la distorsión de precios vigente entonces.

6. Visiones acerca de la transición energética

En los últimos años, en la Argentina, a la par que se promovía la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, también se ha fomentado –involucrando subsidios públicos– la producción del gas no convencional, cuyas reservas (en cabeza del reservorio de Vaca Muerta) prometen un salto en la oferta. Resulta interesante discutir, entonces, las distintas visiones en torno a si no existe alguna inconsistencia entre ambas estrategias o si, por el contrario, las mismas son complementarias en una transición a una economía de bajas emisiones de GEI.

En esta discusión, es importante destacar que la inserción de la Argentina en el concierto internacional para mitigar los GEI, además del compromiso de reducción de emisiones firmado bajo el Acuerdo de París, se inscribe en su carácter de miembro del G20. La presidencia alemana del G20 en el año 2017 puso el tema de la transición energética en el centro de la agenda, destacando el rol de las energías renovables pero reconociendo, para el diseño de la estrategia, diferentes preferencias y circunstancias nacionales.

Esta distinción fue enfatizada al año siguiente, cuando la Argentina fue anfitrión del G20, en el que constituyó el Grupo de Transiciones Energéticas, liderado por el entonces Ministerio de Energía y Minería, y se eligió como tema principal para trabajar durante el año el de «Transiciones energéticas hacia sistemas más limpios, más flexibles y más transparentes». Según se señala en Secretaría de Gobierno de Energía (2019), «deliberadamente se eligió el plural para destacar la idea de que no existe un punto de

partida único en la transición energética, sino que cada país tiene sus circunstancias nacionales que atender y que no existe una solución única o un solo camino para lograr un futuro energético más limpio». El comunicado de consenso alcanzado por los ministros de Energía del Grupo de Transiciones Energéticas celebró este enfoque, que —según se describe en Secretaría de Gobierno de Energía (2019)— «... refleja el hecho de que cada miembro del G20, de acuerdo con su etapa de desarrollo, cuenta como punto de partida con un sistema energético singular y diverso con diferentes recursos energéticos, una dinámica particular de la demanda, tecnologías singulares, distintos capitales, geografías específicas y culturas diferentes». Esta óptica significa que, aun reconociendo la relevancia de las energías renovables, considera la realidad de muchos países donde los combustibles fósiles —y, en particular, el gas natural— juegan un rol preponderante en la matriz energética.

El comunicado que se da a conocer durante la Presidencia de Japón del G20 en 2019, continuando con la misma perspectiva, enfatiza el creciente papel del gas natural en las próximas décadas como puente en las transiciones energéticas globales.

En síntesis, la posición oficial del Estado argentino en el G20 y otros foros internacionales es que el gas natural es el combustible de las transiciones energéticas, sustituyendo otros combustibles fósiles más contaminantes, a la vez que una mayor proporción de renovables pueda ir insertándose en las matrices energéticas de manera competitiva (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019).

De todas maneras, como fruto de la estrategia desarrollada por la Argentina para la presidencia del G20, entre 2018 y 2019, el entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación convoca a un grupo amplio de actores del sector a un diálogo sobre las diversas opciones en relación con el futuro energético de largo plazo del país. Los principales resultados de este trabajo se sintetizan en un documento denominado «Hacia una visión compartida de la transición energética argentina al 2050» (Fernández, 2019), que da cuenta de las distintas

posiciones acerca de cómo se debería desarrollar esta etapa, aunque en todos los casos bajo la perspectiva de una estrategia de descarbonización enmarcada en el Acuerdo de París sobre cambio climático.

Más allá de las diferencias, se planteó que, además de la sostenibilidad ambiental, uno de los pilares fundamentales de la transición energética²⁶ es el de eficiencia y competencia, haciendo referencia a la «... necesidad de diseñar mercados flexibles en condiciones de competencia y complementariedad entre distintas fuentes. Esto minimiza los riesgos de obsolescencia tecnológica, los problemas de “activos encallados” (*stranded assets*) y facilita la innovación. Asimismo, plantea la necesidad de generar un sistema de precios mayoristas sobre la base de la competencia, pero que cubra los costos económicos del servicio. Esto requiere del diseño políticas energéticas que promuevan el desarrollo económico y la competitividad. Además, este pilar plantea la necesidad de potenciar la eficiencia energética desde el lado de la oferta y de la demanda» (Fernández, 2019).

Dado que la Argentina está dotada de abundantes recursos de gas natural y de fuentes renovables de energía, su participación en la matriz energética del país al 2050 y el rol de estas fuentes en el proceso de transición fue uno de los temas claves del proceso de diálogo. En este marco, un tema recurrente en el debate fue la conveniencia del desarrollo a gran escala del gas no convencional en la formación de Vaca Muerta.

Así, si bien se reconoce que hasta tanto no exista una solución tecnológica y económica al problema de la intermitencia de las energías renovables, es razonable aceptar que puede haber actualmente cierta complementariedad con el gas natural, dado que este último aporta la flexibilidad y capacidad de respaldo requeridas para una mayor utilización de generación renovable. Sin embargo, existen diferentes posturas sobre la forma en la que esa complementariedad debe desarrollarse.

26 El resto de los pilares son seguridad energética e inclusión social y empleo.

Una de las visiones, más comprometida con la descarbonización de la matriz energética, sostiene que, a largo plazo, el mercado y el contexto internacional le otorgarán mayor peso a la dimensión ambiental, lo que dará lugar a una reducción del rol del gas. Mientras tanto, esperan que los costos de producción de energía con fuentes renovables continúen su camino decreciente y que, hacia mediados de siglo, ya se haya alcanzado una solución tecnológica y económica al problema del almacenamiento a gran escala. Ante esa perspectiva, plantean que apostar por el desarrollo del gas a gran escala proveniente de una revolución del *shale*, sin tener en consideración el objetivo de largo plazo de reducción de emisiones de GEI, implica el riesgo de que los activos —subsidiados como parte de la política de promoción de la explotación de estos reservorios— queden sin amortizar (problema de «activos abandonados»).

La postura alternativa prioriza, en cambio, el aprovechamiento de los recursos de gas no convencional que tiene el país, cuestionando que una estrategia muy apoyada en recursos renovables no sería costo efectiva. El argumento es que sólo el desarrollo a gran escala del gas proveniente de reservorios no convencionales permitiría alcanzar a largo plazo costos competitivos, y que ello no sería posible si, mientras ello ocurre, se redujera la demanda de gas natural para generación eléctrica al utilizarlo domésticamente sólo como fuente de potencia firme. Alcanzar costos competitivos, se sostiene, permitiría convertir a la Argentina en un destacado abastecedor del mercado global (a través del GNL), y contribuiría de este modo a la reducción de las emisiones de GEI vía la sustitución de carbón por gas en las centrales térmicas de los países importadores. Según esta visión, entonces, el desaprovechamiento de los recursos de gas no convencional que tiene el país significaría la pérdida de una oportunidad de mercado significativa que podría no estar disponible más adelante, de lo que resulta, entonces, que serían los propios recursos naturales los «activos abandonados».

Sin embargo, desde esta perspectiva se plantea que en el corto plazo —mientras se alcanza la escala necesaria de producción de gas— es

posible que se presente una tensión con los recursos renovables, teniendo en cuenta que los fondos públicos disponibles son limitados.

Como cierre de este espacio de discusión, y dada la gran incertidumbre que rodea la inevitable transformación del sector energético (en parte porque cualquier escenario puede transformarse por nuevas tecnologías o innovaciones en las existentes), los participantes destacaron la conveniencia de efectuar revisiones periódicas de las estrategias de largo plazo. Esta cuestión derivó en la importancia de realizar, en forma institucionalizada y con cierta frecuencia —se sugirió cada cinco años—, encuentros entre los actores del sector, para discutir alternativas e intentar la búsqueda de soluciones consensuadas.

A pesar de que esta iniciativa de diálogo es un paso en la dirección correcta, Navajas et al. (2018) sugieren que para evaluar —con una óptica de largo plazo— si existe alguna inconsistencia entre la política de promoción de recursos hidrocarbúricos no convencionales y la política de energía renovable, sería conveniente la realización de ejercicios de retrospcción en los que se examinen y cuantifiquen qué modificaciones se requieren en el sistema energético para acomodar un cambio tecnológico intenso hacia ambas fuentes que permita cumplir con los objetivos de descarbonización compatibles con alcanzar los objetivos del Acuerdo de París²⁷.

27 Respecto de la importancia de este tipo de ejercicios para examinar la consistencia de las políticas energéticas, es interesante notar que los resultados de las proyecciones más recientes indican que las energías renovables a nivel global —aun cuando se prevé una significativa reducción de costos de las tecnologías eólica y solar (IEA, 2018)— aumentarían su participación en alrededor del 5% en las próximas dos décadas, hasta ubicarse en niveles entre el 15% y 20% de la provisión de energía. Este avance, aunque importante, sería, sin embargo, insuficiente para cumplir con la meta de limitar por debajo de 2°C el aumento de la temperatura global promedio hacia el año 2100: de acuerdo con un estudio de prospección realizado por IEA e IRENA (2017), se requeriría para ello una transición energética de una profundidad, alcance y velocidad excepcional, que debería traducirse en una penetración de las energías renovables de entre 50% y 70% hacia mediados de siglo.

En breve, la Argentina debería presentar, en el marco del Acuerdo de París, su estrategia con horizonte al año 2050, por lo que resulta una buena oportunidad para iniciar la elaboración de este tipo de ejercicios. En los últimos años, tanto como iniciativa de diversas instituciones locales y organismos internacionales como de las propias autoridades del sector, se ha avanzado enormemente en este sentido, no sólo a través de la convocatoria «Hacia una visión compartida de la transición energética argentina al 2050» antes señalada, sino también en la realización ejercicios de modelización de mediano plazo de escenarios energéticos alternativos (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019; Beljansky et al., 2019).

7. Reflexiones finales

Los desafíos del cambio climático han puesto el tema de la aceleración de la transformación en el sector energético en el centro del análisis y de los debates internacionales sobre sostenibilidad y desarrollo, escenario en el cual ocupa un rol preponderante la penetración de las energías renovables. Las estrategias de descarbonización plasmadas en el Acuerdo de París constituyen el marco para esta discusión.

La Argentina, que adhirió a este acuerdo en 2016, al igual que la mayor parte de los países firmantes, se comprometió fijando la reducción de la cantidad de emisiones de GEI respecto de un escenario BAU, en lugar de apoyarse en la fijación coordinada de un impuesto al carbono, instrumento que desde el punto de vista teórico es considerado más eficiente²⁸.

La estrategia de descarbonización delineada —por una administración de gobierno anterior a la actual— puso al sector de energía eléctrica a la cabeza, previendo que contribuyeran con un 70% de la reducción de emisiones comprometidas y, dentro de este, se asignó un rol determinante al desarrollo de las energías renovables no convencionales. Esta política estaba alineada, a su vez, con una normativa local aún vigente —la Ley 27.191 de 2015—, que establece una secuencia mandatoria creciente de penetración de estas energías hasta representar el 20% de la demanda eléctrica hacia el año 2025.

²⁸ Si bien se introdujo en 2018 un impuesto al carbono de aplicación gradual en oportunidad de una reforma tributaria amplia, su monto es reducido como para guiar la política ambiental.

Para alcanzar las metas previstas, se implementó a partir de 2016 un programa —denominado RenovAr—, que consistió básicamente en una serie de llamados a grandes licitaciones de capacidad que contemplaba un conjunto de beneficios fiscales, contratos de abastecimiento con tarifas en dólares (que surgían de las propias licitaciones) y facilidades de financiamiento a través de la constitución de un fondo específico de garantía en el que participaron, además del Tesoro Nacional, organismos internacionales, con el objetivo de sortear algunos de los obstáculos más frecuentes que enfrenta este tipo de proyectos. A este esquema se sumaron cambios regulatorios y contractuales para facilitar las operaciones de compra y venta de energía de fuentes renovables entre privados (mercado a término) y para habilitar a los usuarios-generadores de electricidad a inyectar el sobrante en la red (generación distribuida).

En los dos primeros años de implementación, estas políticas de fomento se vieron favorecidas por un contexto de acceso fluido al mercado internacional de capitales y el apoyo de organismos multilaterales o agencias de inversión —con baja participación de la banca privada comercial en el financiamiento—, y por una capacidad excedente de interconexión en el sistema.

El resultado de estas políticas fue notable, impulsando el rápido despegue de la generación de fuentes renovables en la Argentina, tratándose mayormente de proyectos de gran escala. En efecto, a través de las diversas rondas del Programa RenovAr se sumarían —si entran en operación en su totalidad— 4.788 MW de potencia instalada de fuentes renovables, a lo que se agregan 1.093 MW correspondientes al mercado a término, lo que representa un aumento de la capacidad total en 5.881 MW. La importancia de estos proyectos queda en evidencia al compararlos con los 700 MW de 2016, antes de la puesta en marcha de estas políticas de fomento. Los precios, a su vez, han ido decreciendo en el corto lapso que medió entre las distintas rondas, lo cual refleja una tendencia que se observa a nivel mundial y que pone las energías renovables en condiciones cada vez más competitivas con las de fuentes no renovables.

Sin embargo, el vigoroso impulso en la inversión en nuevos proyectos de energía renovable no convencional registrado desde 2016 se vio frenado a partir de la segunda mitad de 2018 —registrando incluso atrasos en las obras licitadas—, como consecuencia, fundamentalmente, de la fuerte inestabilidad macroeconómica que comenzó a transitarse y que —como resultado— se tradujo en dificultades para la obtención de financiamiento.

Aun así, aunque no se logró el cumplimiento de las metas establecidas en la Ley 27.191 y previstas en el marco del Acuerdo de París, la capacidad de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables aumentó 220% desde 2016 a 2019 —desde 700 MW a 2256 MW—, hasta alcanzar a fin de 2019 a satisfacer el 8% de la demanda, el objetivo propuesto para el año previo.

El gobierno que asume en diciembre de 2019, con un contexto macroeconómico complicado que incluye la renegociación de la deuda externa con acreedores privados, da claras señales de que no va a continuar con la política previa de grandes licitaciones con precios dolarizados —limitada también por la falta de obras en el sistema de interconexión—; comenzó a revisar, además, algunos de los contratos del Programa RenovAr que no iniciaron aún las obras por falta de financiamiento. Bajo estas condiciones, si bien parecería improbable que se incumplan las cláusulas de los contratos vigentes, no se espera un crecimiento de estas energías a través de grandes emprendimientos, que, bajo estas condiciones, deberían fondearse en el mercado local. La expansión de las fuentes renovables en los próximos años se apoyaría en el impulso a pequeños proyectos de generación distribuida, es decir, usuarios que se convertirían a su vez en generadores.

En este trabajo se efectúan algunos ejercicios de simulación que revelan que, aun en un escenario optimista en el que no hay cancelaciones de contratos ya firmados, no se podrá cumplir con una penetración de energías renovables equivalente al 20% de la demanda eléctrica hacia el año 2025, tal como establece la legislación. Esta

meta, además, es un pilar importante en la reducción de emisiones de GEI comprometida en el marco del Acuerdo de París.

El Gobierno, en cambio, ha manifestado un profundo interés en promover —tanto o más que la anterior administración— el desarrollo de la formación no convencional de Vaca Muerta. En qué medida esta política resulta o no consistente con una estrategia de descarbonización es una cuestión que forma parte de un debate que responde a visiones alternativas sobre esta transición.

Una de las visiones, que promueve más profusamente las energías renovables, sostiene que apostar por el desarrollo del gas no convencional a gran escala, sin considerar el objetivo de largo plazo de mitigación de emisiones de GEI, implica el riesgo de que los activos —subsidiados como parte de la política de promoción de la explotación de estos reservorios— queden sin amortizar (problema de «activos abandonados»).

La postura alternativa prioriza, en cambio, el aprovechamiento de los recursos de gas no convencional, argumentando que sólo su desarrollo a gran escala permitiría alcanzar a largo plazo costos competitivos, y que ello no sería posible si, mientras ello ocurre, se redujera la demanda de gas natural para generación eléctrica como resultado de profundizar la penetración de energía renovable. Alcanzar costos competitivos, se sostiene, permitiría convertir a la Argentina en un destacado abastecedor del mercado global, y contribuir de este modo a la reducción de las emisiones de GEI vía la sustitución de carbón por gas en las centrales térmicas de los países importadores. Según esta visión, entonces, el desaprovechamiento de los recursos de gas no convencional significaría que serían los propios recursos naturales los «activos abandonados».

Dilucidar estas cuestiones requiere realizar ejercicios de largo plazo en los que —dadas las condiciones iniciales y el objetivo que se persigue alcanzar— se evalúe cuál es la transición energética más conveniente para el país. En los últimos años, aunque aún de manera incipiente, se han dado pasos importantes en esa dirección.

Referencias bibliográficas

- Banco Mundial (2009). «Low Carbon, High Growth. Latin American Responses to Climate Change», World Bank Latin American and Caribbean Studies 47604.
- Beljansky, M.; Katz, L.; Alberio, P. y Barbarán, G. (2019). «Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040», Instituto Tecnológico de Buenos Aires, PNUD, Secretaría de Energía, Fundación AVINA, CEARE, Banco Interamericano de Desarrollo, Secretaría de Energía, Buenos Aires.
- Binsted, M.; Iyer, G.; Edmonds, J.; Vogt-Schilb, A.; Arguello, R.; Cadena, A.; Delgado, R.; Feijoo, F.; P. Lucena, A.; McJeon, H.; Miralles-Wilhelm, F.; Sharma, A. (2019). «Implicaciones del Acuerdo de París sobre activos abandonados en América Latina y el Caribe», BID Documento para Discusión No IDB-DP-00699.
- CADER (2019). «Diálogo para la construcción del futuro energético argentino y la incorporación sustentable de las Energías Renovables», Buenos Aires.
- Chisari, O. y Galiani, S. (2010). «Climate Change: A Research Agenda for Latin America and the Caribbean», IADB, Technical Notes No. IDB-TN-164.
- Di Sbroiavacca N. (2013). «Shale Oil y Shale Gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva», Documento de Trabajo, Fundación Bariloche, Agosto.
- Di Sbroiavacca, N.; Nadal, G., Lallana, F.; Falzon, J.; Calvin, K. (2016). «Emissions reduction scenarios in the Argentinean Energy Sector», Energy Economics, United States.

- Fernández, R. (coord.) (2019). «Hacia una visión compartida de la transición energética argentina al 2050: propuesta de objetivos y metas», Instituto Tecnológico de Buenos Aires, PNUD, Secretaría de Energía, Fundación AVINA, CEARE, Banco Interamericano de Desarrollo, 1a ed revisada, Buenos Aires.
- Flavin, C.; González, M.; Majano, A.; Ochs, A.; Da Rocha Oliveira, M.; Tagwerker, P. (2014). «Study on the Development of the Renewable Energy Market in Latin America and the Caribbean Under the IDB Climate Change Evaluation», IDB RFP #14.
- González-Mahecha, E.; Lecuyer, O.; Hallack, M.; Bazilian, M.; Vogt-Schilb, A. (2019). «Las emisiones comprometidas y el riesgo de activos abandonados en el sector eléctrico de América Latina y el Caribe», BID División Cambio Climático, Documento para Discusión No IDB-DP-00708.
- IEA (2018). «World Energy Outlook».
- IEA e IRENA (2017). «Perspectives for the energy transition: Investment needs for a low carbon energy system», OECD/IEA and IRENA Report.
- IRENA (2017). «Renewable energy auctions: Analysing 2016», IRENA, Abu Dhabi.
- MINEM (2016a). «Escenarios Energéticos 2025».
- MINEN (2016b). «Informe Estadístico Anual Ministerio de Energía y Minería».
- Ministerio de Hacienda - Secretaría de Gobierno de Energía (2019). «Balance de Gestión en Energía 2016-2019».
- Navajas, F. (2012). «Consumo de electricidad residencial, características de los hogares y eficiencia energética», presentación en Seminario Eficiencia Energética: Diagnóstico, Tecnología e Instituciones organizado por FIEL/ALADEE/UCA, Buenos Aires.
- Navajas, F.; Natale, O.; Panadeiros, M. (2018). «Descarbonizando el sistema energético argentino: algunas reflexiones», en *Desarrollo Sostenible y Ambiente en la Argentina*, compilado por José M. Fanelli, Ed. Siglo XXI-Fundación OSDE.

- Nordhaus, W. (2015). «Climate Clubs: Overcoming Free-riding in International Climate Policy», *American Economic Review* 2015, 105(4): 1339-1370.
- OECD (2017). «Growth, Investment and the Low Carbon Transition», March, <http://www.oecd.org/env/cc/g20-climate/>.
- Oficina de Presupuesto del Congreso (2019). «Análisis de la Deuda Pública Indirecta».
- PNUMA (2019). «Informe sobre la disparidad en las emisiones de 2019», Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, Nairobi.
- Rubin, E.; Azevedo, I.; Jaramillo, P.; Yeh, S. (2015). «A review of learning rates for electricity supply technologies», *Energy Policy*, vol. 86, pp. 198-218.
- Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación (SGAyDS) (2015). «Tercera comunicación nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático», Buenos Aires. <http://unfccc.int/resource/docs/natc/argnc3s.pdf>.
- Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación (SGAyDS) (2016). «República Argentina. Primera Revisión de su Contribución Determinada a Nivel Nacional».
- Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación (SGAyDS) (2017a). «Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático». Versión I - 2017, Buenos Aires.
- Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación (SGAyDS) (2017b). «Plan de Acción Nacional de Transporte y Cambio Climático». Versión I - 2017, Buenos Aires.
- Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación (SGAyDS) (2017c). «Plan de Acción Nacional de Bosques y Cambio Climático». Versión I - 2017, Buenos Aires.
- Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación (SGAyDS) (2019a). «Inventario Nacional de Gases Efecto Invernadero», Buenos Aires.

Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación (SGAyDS) (2019b). «Tercer Informe Bienal de Actualización de Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC)», Buenos Aires.

Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación (SGAyDS) (2019c). «Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático». Versión I - 2017 y Actualización 2019, Buenos Aires.

Secretaría de Gobierno de Energía (2019). «Escenarios Energéticos 2030», Presidencia de la Nación Argentina.

Vogt-Schilb, A. y Hallegatte, S. (2017). «Climate Policies and Nationally Determined Contributions: Reconciling the Needed Ambition with the Political Economy», Inter-American Development Bank, IDB-WP 818.



La Fundación Konrad Adenauer es una institución política alemana creada en 1964 que está comprometida con el movimiento demócrata cristiano. Ofrece formación política, elabora bases científicas para la acción política, otorga becas a personas altamente dotadas, investiga la historia de la democracia cristiana, apoya el movimiento de unificación europea, promueve el entendimiento internacional y fomenta la cooperación en la política del desarrollo. En su desempeño internacional, la Fundación Konrad Adenauer coopera para mantener la paz y la libertad en todo el mundo, fortalecer la democracia, luchar contra la pobreza y conservar el entorno de vida natural para las generaciones venideras.



La Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas, FIEL, es una institución independiente, apolítica y sin fines de lucro, fundada en 1964 por la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, la Cámara Argentina de Comercio, la Sociedad Rural Argentina y la Unión Industrial Argentina. A lo largo de casi seis décadas ha desarrollado una labor ininterrumpida en Argentina y Latinoamérica que la han convertido en referente y organismo de consulta de instituciones, gobiernos y empresas de la región. La Fundación tiene sede en Buenos Aires, Argentina, cuenta con un plantel estable de economistas con posgrado en diversas especialidades, y su dirección está a cargo de un Consejo integrado por personalidades del ambiente empresario de Argentina. FIEL se apoya en los principios fundamentales de libertad y la excelencia académica, espíritu crítico y trabajo reflexivo.

ISBN 978-987-1285-88-4



9 789871 285884