

Energías Renovables en Argentina

**Desafíos y Oportunidades
en el contexto de la transición
energética global**



Energías Renovables en Argentina

Desafíos y Oportunidades en el contexto de la transición energética global

Autores

Diego Calvetti (Editor)
Socio Líder de Energía & Recursos Naturales,
KPMG en Argentina

Ramiro Isaac
Director de Finanzas Corporativas,
KPMG en Argentina

Hernán Mandaró
Socio de Impuestos & Legales,
KPMG en Argentina

Eduardo Redes
Socio Líder de Inversiones en
Infraestructura y del Comité de
Renovables para Latinoamérica,
KPMG en Brasil

Rodolfo Echeverría
Director de Infraestructura y Gobierno,
KPMG en Chile

Diagramación y Diseño gráfico: Micaela Penna, Belen Viganó y Christian Bettin.
Comunicación y Difusión: Paula Iturria, Claudio Negrete Williams.

Con el apoyo institucional de:



Embajada Británica
Buenos Aires

Prólogo CADER

La Organización Meteorológica Mundial ha reconocido un nuevo récord de temperatura máxima para la Antártida de 18,4 grados centígrados el 6 de febrero de 2020 en la estación de Esperanza. Al mismo tiempo, la cuenca del río Paraná sufre una de las peores sequías de los últimos 100 años con graves consecuencias para el transporte de bienes y personas, para el acceso al agua potable, y para la generación de energía eléctrica. Otras consecuencias visibles del cambio climático se hacen realidad día a día y el mundo ha decidido que es momento de actuar.

El Acuerdo de París es el camino que los países han consensuado para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero con el objetivo de evitar las peores consecuencias del cambio climático. Las energías renovables tienen un rol preponderante para cumplir dichas metas. Todas las regiones en el mundo están avanzando aceleradamente en la priorización de la energía renovable. Las empresas y los consumidores en el mundo demandan fervientemente energía de fuentes renovables. Ello está alimentando un círculo virtuoso de innovación, desarrollo y, muy especialmente, de creación de empleo. Latinoamérica no es la excepción, y si bien países como Brasil y Chile han tomado la vanguardia, Argentina tiene un potencial inmejorable para convertirse en una potencia de energía renovable.

En septiembre del 2015, Argentina logró un consenso casi unánime para aprobar una ley de energía renovable. En ese momento, el país se fijó la meta de alcanzar un 20 % del consumo de electricidad a partir de fuentes de energías renovables para el año 2025. En noviembre de 2017, el país aprobó una nueva ley para impulsar también la autogeneración en los hogares, comercios e industrias. Es así como el país ha logrado alcanzar un 12% de energía renovable. Un hito importante, pero aún el camino es incierto para poder alcanzar el compromiso asumido del 20% en el año 2025 conforme la legislación vigente. Para conseguirlo será importante la colaboración de todos los sectores. Será crítico un liderazgo que pueda establecer una política de estado que logre fijar una visión clara de largo plazo.

Como Cámara queremos colaborar con el país para hacer realidad tanto el objetivo que hemos asumido con nuestra ley como los compromisos que hemos asumido ante el Acuerdo de París. Hemos seleccionado a KPMG, una de las consultoras más prestigiosas a nivel global, para estudiar, analizar y proponer un marco que contribuya tanto para guiar a la Argentina en este desafío como para poder maximizar las oportunidades de creación de empleo.



Santiago Sajaroff

Presidente

Cámara Argentina de Energías Renovables



Juan Manuel Alfonsín

Director Ejecutivo

Cámara Argentina de Energías Renovables

Prólogo KPMG

El debate sobre la transición energética a menudo se focaliza en el impacto de la emisión antropogénica de gases de efecto invernadero sobre el cambio climático, pero esto es sólo una parte de la discusión más amplia sobre modelos de desarrollo alternativos, lo cual involucra aspectos sociales, institucionales y culturales.

El mundo ya está transitando el camino hacia un nuevo paradigma global de crecimiento en el marco de la Agenda 2030 de desarrollo sostenible. Este nuevo paradigma implica grandes desafíos de transformación energética para todos los países, sin excepciones.

La adopción de un modelo de desarrollo sostenible se basa en un nuevo ciclo de inversión de largo plazo a escala global. Los esfuerzos para promover las energías renovables no convencionales y la eficiencia energética ya se extienden en todo el mundo. El desarrollo de conceptos como redes eléctricas inteligentes, electrificación del transporte, reciclado de residuos, hidrógeno verde, captura y almacenamiento de carbono y diseño de edificios energéticamente eficientes son algunas de las principales manifestaciones de este nuevo paradigma.

Es ampliamente reconocido que la generación eléctrica de fuentes renovables es una de las opciones de descarbonización más efectivas en el corto plazo. En los últimos años, se han registrado grandes avances en energías renovables que han resultado en mayores factores de capacidad y una marcada tendencia a la baja en los costos. Las mejoras tecnológicas han sido clave en este proceso y una gran variedad de diseños ya han logrado ser competitivos o están cerca de serlo.

El proceso de transformación que se está registrando en el panorama global se está haciendo sentir en los distintos países y regiones del mundo más allá de sus características propias como la disponibilidad de recursos energéticos, la orientación al comercio exterior y las políticas nacionales.

Latinoamérica es una región con gran potencial en energías renovables, principalmente debido a la dotación de recursos que le brinda grandes oportunidades para ser la primera región neutral de carbono y convertirse en exportador líder de energías limpias. Varios países de la región están avanzando en esta dirección.

En este contexto, Argentina debe restablecer las condiciones que permitan atraer las inversiones necesarias para transformar su matriz energética y convertirse en un productor relevante de energías renovables a nivel regional y mundial desarrollando una industria competitiva y creando empleo de calidad. La transición energética representa una oportunidad para reunir a los distintos actores involucrados, construyendo alianzas entre el sector público y privado con el objetivo de posibilitar el desarrollo de la infraestructura sostenible que necesita el país y, en última instancia, mejorar el bienestar de la ciudadanía.

KPMG está comprometido en contribuir con esta transformación vital de la economía apoyando un futuro sostenible. Para ello, hemos reunido el conocimiento y la experiencia de nuestras prácticas de Infraestructura, Energía y Recursos Naturales y Sustentabilidad con el objetivo de asistir a empresas, gobiernos e inversores a planear, financiar, construir y gestionar proyectos sostenibles, entre los cuales se destacan las energías renovables.

El presente informe intenta ser un espacio para la reflexión sobre los desafíos y las oportunidades que tiene Argentina en el desarrollo de las energías renovables en el actual contexto global de transformación hacia una economía sostenible.



Fernando Faría

Socio Líder de Infraestructura para
Latinoamérica y Vice Global de KPMG IMPACT

Contenido

● Introducción

01

La transición energética _____ **22**

- La necesidad de descarbonizar el sector energético.
- La Contribución Nacional Determinada (NDC) de Argentina.
- Las emisiones del sector energético nacional.
- El plan de transición energética de Argentina.
- El rol de las energías renovables en la transición del país a 2030.
- La participación de las energías renovables en la matriz eléctrica de Argentina a 2030.
- La visión de los participantes del sector.

02

La competitividad de las energías renovables _____ **36**

- Las mejoras de costos de las tecnologías renovables.
- Los costos de inversión de las tecnologías más competitivas de Argentina.
- El costo de almacenamiento: baterías de litio.
- Los costos nivelados de energía comparados entre tecnologías (LCOE).
- El valor ajustado de los costos nivelados de energía para el sistema eléctrico (VALCOE).
- La competitividad de las tecnologías renovables frente a distintos precios de los combustibles.
- La tasa de interés: decisiva para la competitividad de las tecnologías renovables.
- La internalización de los costos por emisiones de gases de efecto invernadero.
- Los beneficios externos de las bioenergías.
- Impuesto al dióxido de carbono en Argentina.
- Mercado de certificados de carbono.

03

El desarrollo del sector de energías renovables: los casos de Brasil y Chile _____ **51**

- El modelo de desarrollo brasileño.
- El modelo de desarrollo chileno.

04

El sector de energías renovables de Argentina _____ 69

- El régimen de fomento de las energías renovables (Ley 27.191).
 - RENOVAR: las subastas públicas.
 - MATER: el mercado a término del sector privado.
- El régimen de fomento de la generación distribuida de fuentes renovables (Ley 27.424).
- El Proyecto para la Promoción de Energía Derivada de Biomasa (PROBIOMASA).
- El Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER).

05

Desafíos de las energías renovables en Argentina _____ 88

- El equilibrio macroeconómico: tarifas y precios relativos.
- El acceso al financiamiento.
- La restricción del sistema de transmisión.

06

Oportunidades y riesgos para Argentina _____ 99

- La dotación de recursos naturales de Argentina.
- La atracción de inversiones al país.
- El desarrollo de la industria nacional.
- La creación de empleo local.
- La sustitución de importaciones de hidrocarburos.
- El biometano como sustituto de los combustibles fósiles.
- Los ahorros fiscales a través del sistema de generación.
- Los riesgos de una transición energética desordenada: inversiones energéticas hundidas.
- Los riesgos de una transición energética desordenada: barreras para arancelarias al comercio internacional.

● Conclusiones

Reconocimientos

Este informe fue preparado por el equipo de profesionales de **KPMG**. Los autores principales fueron Diego Calvetti, Socio Líder de Energía y Recursos Naturales de KPMG Argentina, quien estuvo a cargo de la edición, Ramiro Isaac, Director de Finanzas Corporativas de KPMG Argentina, Hernán Mandará, Socio de Impuestos de KPMG Argentina, Eduardo Redes, Socio Líder del Comité de Renovables de KPMG Brasil y Latinoamérica y Rodolfo Echeverría, Socio Líder de Infraestructura de KPMG Chile.

Este informe se benefició del análisis, redacción e insumos de múltiples colegas de la red de firmas de KPMG en Latinoamérica, en particular, Mauro Berardi, Matías Serú, José Javier Díaz Hernández, Damián Dotto y Gabriel Taira de KPMG Argentina; Felipe Maya de KPMG Brasil; y Flavia Buitrago y Daniel Sanzana de KPMG Chile.

Fernando Faría, Socio a Líder de Infraestructura en Latinoamérica y Vice-Líder Global de KPMG IMPACT, brindó guía estratégica y extenso conocimiento al trabajo.

*Han sido muy valiosos los comentarios, retroalimentación y fuentes de información aportados por los miembros de la Comisión Directiva y por todos los Comité de Trabajo especializados en tecnologías de la **Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER)**, así como la participación de numerosas organizaciones miembro de la misma. Nuestro reconocimiento a Agustín Siboldi, Marcelo Landó, María Florencia Castagnani, Martín Dapelo, Marcelo Álvarez y Roque Pedace de la Comisión Revisora de CADER.*

Este informe contó con la generosa colaboración de la Embajada Británica en Buenos Aires. Un especial reconocimiento a Mercedes Esperón, Gerente de Política de Cambio Climático, por sus consideraciones y dedicación durante el proceso de desarrollo del trabajo.

El informe contó, a su vez, con las visiones del **Consejo Empresario Argentino para el Desarrollo Sostenible (CEADS)** y el **Protocolo Finanzas Sostenibles de la Industria Bancaria en Argentina (PFS)**, cuyos conceptos quedan expresados en los apartados correspondientes del informe. La participación de ambas instituciones ha sido enormemente enriquecedora y les damos las gracias, en

particular, a las numerosas personas que han dedicado su tiempo a este proyecto.

Agradecemos especialmente a los representantes de las asociaciones integrantes de la **Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA)** que participaron del ciclo de entrevistas y/o facilitaron contenido relevante para el desarrollo del informe: la **Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA)**, la **Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA)**, la **Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA)** y la **Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina (ATEERA)**.

Asimismo, han sido muy significativas las contribuciones de la **Cámara Eólica Argentina (CEA)** y del **Centro de Estudios de Regulación Energética de la Universidad de Buenos Aires (CEARE)**.

Finalmente, queremos agradecer a los equipos de comunicación, prensa y servicios creativos de KPMG por el apoyo en la producción y distribución del informe, en particular, a Paula Iturria, Claudio Negrete Williams, Micaela Penna, Christian Bettin y Yamila Álvarez.

Los resultados, interpretaciones y conclusiones de esta obra son exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con la visión de terceros. Las personas e instituciones que contribuyeron a este informe no son responsables de las opiniones o datos contenidos en el presente informe.



Sobre los autores



Diego Calvetti

Socio Líder de Energía & Recursos Naturales,
KPMG en Argentina

Diego posee una amplia experiencia en empresas energéticas brindando servicios de auditoría externa de conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), US GAAP y Normas Contables Profesionales Argentinas, así como revisión de control interno.

Participó como miembro del Task Force de Energy, Resource Efficiency & Sustainability del B20 en Argentina, y fue expositor y conferencista en distintos eventos nacionales e internacionales de la industria energética.



Ramiro Isaac

Director de Finanzas Corporativas,
KPMG en Argentina

Ramiro ha participado de diversas transacciones en la región y liderado numerosos proyectos de valuación de activos, modelización financiera y procesos de adquisición y fusión para empresas energéticas y de infraestructura. Ha asesorado a organizaciones multilaterales de crédito e instituciones financieras internacionales en asignaciones de consultoría financiera para proyectos en diversos marcos regulatorios, incluyendo el programa RenovAr.



Hernán Mandará

Socio de Impuestos & Legales,
KPMG en Argentina

Hernán es un especialista tributario con vasta trayectoria en temas tributarios y fiscales de la industria energética. Se ha desempeñado en algunas de las empresas más importantes del sector petrolero y gasífero de Argentina, donde ha asumido distintas funciones y responsabilidades dentro del área impositiva.



Eduardo Redes

Socio Líder de Inversiones en Infraestructura y del Comité de Renovables para Latinoamérica,
KPMG en Brasil

Eduardo posee más de 20 años de experiencia en finanzas corporativas con amplia actuación profesional, atendiendo empresas energéticas y otros sectores de infraestructura. A lo largo de su carrera participó en procesos de privatizaciones, ofertas públicas iniciales, procesos de recuperación judicial y diversos proyectos de viabilidad financiera, levantamiento de deuda y fusiones y adquisiciones en la región latinoamericana.



Rodolfo Echeverría

Director de Infraestructura y Gobierno,
KPMG en Chile

Rodolfo es un profesional de finanzas internacionales con más de 25 años de experiencia. Ha liderado proyectos de financiamiento y asociaciones público-privadas brindando servicios de asesoramiento en licitaciones, valuación, fusiones y adquisiciones, modelización financiera y *project finance*, así como en concesiones e iniciativas privadas en diversos sectores de infraestructura incluyendo energías renovables.

Siglas y abreviaturas

ABRACEEL	Asociación Brasileña de Comercializadores de Energía Eléctrica
ABSOLAR	Asociación Brasileña de Energía Solar
ADEERA	Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de Argentina
AGEERA	Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de Argentina
AGUEERA	Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de Argentina
ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil
ARS	Pesos argentinos
ATEERA	Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de Argentina
BCRA	Banco Central de la República Argentina
BICE	Banco de Inversión y Comercio Exterior
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BIO-GNC	Biogás natural comprimido
BIO-GNC	Biogás natural licuado
BLS	Instituto de Estadísticas Laborales del Gobierno de Estados Unidos
BNDES	Banco Nacional para el Desarrollo Económico y Social de Brasil
BNEF	Bloomberg New Energy Finance
BP	British Petroleum
BRL	Reales brasileños
CADER	Cámara Argentina de Energías Renovables
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CBI	Climate Bonds Initiative
CCF	Certificado de Crédito Fiscal
CEADS	Consejo Empresarial Argentino de Desarrollo Sostenible
CER	Certificados de reducción de emisiones
CFAI	Chartered Financial Analyst Institute / Instituto de Analistas Financieros Certificados
CMNUCC	Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CNCPS	Consejo Nacional de Coordinación de Políticas Sociales
CNE	Comisión Nacional de Energía de Chile
COP22	22ª Conferencia de las partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
COP26	26ª Conferencia de las partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CORFO	Corporación de Fomento de la Producción de Chile
EAC	Energy Attribute Certificates / Certificados de atributos de energía
EPE	Oficina de Investigación Energética de Brasil
ESG	Environmental, social and corporate governance / Medioambiental, Social y Gobierno Corporativo
FANSIGED	Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos
FAO	Organización para la Alimentación y la Agricultura
FODER	Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables
FODIS	Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables
FOGAR	Fondo de Garantías Argentino
G20	Group of Twenty / Grupo de los 20
GEI	Gases de efecto invernadero
GIZ	Sociedad Alemana de Cooperación Internacional
GJ	Gigajoule
GNCC	Gabinete Nacional de Cambio Climático
GW	Gigavatio
GWh	Gigavatio hora
ICMS	IVA Federal de Brasil
IEA	International Energy Agency / Agencia Internacional de Energía
IED	Inversión Extranjera Directa
II	Impuesto sobre la Importación (Brasil)
INDEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos de Argentina
InfoLeg	Información Legislativa y Documental
INTA / INTI	Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria / Instituto Nacional de Tecnología Industrial
IPAR	Índice Provincial de Atractivo Renovable
IPCC	Panel Intergubernamental del Cambio Climático
IPCC SR 1.5	Reporte Especial sobre Calentamiento Global de 1.5°C
IPI	Impuesto a los Productos Industrializados (Brasil)

IRENA	International Renewable Energy Agency / Agencia Internacional de las Energías Renovables
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora
LCOE	Levelised costo of electricity / Costo nivelado de electricidad
MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
MATER	Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable
MBTU	Millón de unidades térmicas británicas
MME	Ministerio de Minería y Energía de Brasil
MtCO_{2e}	Millón de toneladas de dióxido de carbono equivalentes
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
NDC	Nationally Determined Contribution / Contribución Nacional Determinada
NEA-OCDE	Agencia de Energía Nuclear de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
NGFS	Network for Greening the Financial System / Red para un Sistema Financiero Verde
NOA	Noroeste de Argentina
NOE	Noreste de Argentina
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
OIT	Organización Internacional del Trabajo
ONU	Organización de Naciones Unidas
PADIS	Programa de Apoyo al Desarrollo Tecnológico de la Industria de los Semiconductores
PBI	Producto Bruto Interno
PDE 2030	Plan Decenal Nacional de Expansión Energética a 2030
PE	Precio Estabilizado
PERMER	Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales
PIS / COFINS	Programa de Integración Social / Financiación de la Seguridad Social de Brasil
PMG	Pequeños medios de generación
PMGD	Pequeños medios de generación distribuida
PNRS	Política Nacional de Residuos Sólidos
PNUMA	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
PCL	Política de Contenidos Locales
PPA	Purchase Price Agreement / Contrato de abastecimiento de energía
PROBIOMASA	Proyecto para la Promoción de Energía Derivada de Biomasa
ProGD	Programa de Desarrollo de Generación de Energía Distribuida
PROINFA	Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica
PF	Protocolo de Finanzas Sostenibles de la Industria Bancaria en Argentina
RE100	Renewable Energy 100 / Energía Renovable 100
REC	Certificados de Energías Renovables
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21st Century / Red de Política Energética Renovable para el siglo 21
RENOVAR	Programa de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de Argentina
RSU	Residuos sólidos urbanos
SAyDS	Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sostenible
SBTi	Metas Basadas en Ciencia
SEIA	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental de Chile
SEN	Sistema Eléctrico Nacional de Chile
SENER	Secretaría de Energía de la Nación
SGR	Sociedades de Garantías Recíprocas
SSER	Subsecretaría de Energías Renovables
tCO_{2e}	toneladas de dióxido de carbono equivalentes
TUSD	Tasa de utilización del sistema de distribución
TUST	Tasa de utilización del sistema de transmisión
TWh	Teravatio hora
UBA	Universidad de Buenos Aires
UNCTAD	Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo
UNDP	Programa de Desarrollo de las Naciones Unidas
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
USD	Dólares estadounidenses
UTE	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
VALCOE	Value adjusted LCOE / valor ajustado de los costos nivelados de energía
WBCSD	World Business Council for Sustainable Development / Consejo Empresarial Mundial para el Desarrollo Sostenible
WEC	World Economic Forum / Foro Económico Mundial
WEF	Foro Económico Mundial
WISDOM	Mapeo de Oferta y Demanda Integrada de Dendrocombustibles

Destacados



La transición energética: la aceleración del cambio requerido en Argentina

- Una acción climática global fallida tendría el mayor impacto potencial en daños y pérdidas a largo plazo. En base a las NDC, el sistema energético mundial emitiría 60% más GEI que el presupuesto requerido para cumplir con el Acuerdo de París.
- Argentina registra emisiones per capita 15% más altas que el promedio del G20 y debe reducir las cerca de 40% a 2030. Para crecer en cumplimiento con su NDC, el país necesita realizar profundos cambios en el sector energético.



La competitividad de las energías renovables: los costos y las externalidades

- La integración de energías renovables es la forma más eficiente para la etapa inicial de la transición energética dada la notable reducción de sus costos de inversión de hasta 79% en los últimos 10 años.
- La competitividad de las energías renovables se justiprecia cuando se internalizan los costos de las emisiones de GEI. Asimismo, las tecnologías de biomasa y biogás pueden ser competitivas si se consideran sus externalidades positivas valorizadas en USD 102-222/MWh.



Los países de la región: Chile y Brasil como experiencias de desarrollo

- Con economías disímiles, ambos países lograron un alto desarrollo de las energías renovables. En Brasil, el programa PROINFA y el acceso a financiamiento del BNDES con tasas preferenciales fueron centrales para el desarrollo. Asimismo, Brasil cuenta con un plan decenal a fin de orientar la transición energética hacia una matriz renovable.
- Chile enfocó sus esfuerzos en la promoción de energías renovables para disminuir la dependencia de combustibles importados. Un marco regulatorio eficaz, una economía estable y un mercado financiero sólido permitieron el crecimiento acelerado del sector.



El desarrollo del sector en Argentina: el marco regulatorio y la necesidad de un horizonte de largo plazo

- El país tiene la oportunidad de consolidar las energías renovables como una política de estado. Una visión de largo plazo deberá conciliar la NDC vigente con el horizonte de la Ley 27.191 para alcanzar un objetivo de consumo del 30% a 2030.
- Argentina necesita una hoja de ruta energética que articule los incentivos del sector público y el sector privado dando un horizonte de visibilidad a 2030 y 2050.
- El país podrá aprovechar la tendencia global hacia las finanzas sostenibles (i.e. bonos y préstamos verdes) manteniendo la seguridad jurídica y la estabilidad tributaria.



Los desafíos: los precios relativos, el financiamiento y la infraestructura

- La cobertura de costos de las tarifas eléctricas rondó el 50% a fines de 2020, implicando subsidios por USD 4.500 millones. Un esquema segmentado que respete la equidad y evite errores de inclusión o exclusión permitirá reequilibrar los precios relativos.
- El acceso al financiamiento es una barrera principal en el país debido al alto costo del capital y el limitado crédito al sector privado que sólo alcanza 12,6% del PBI.
- La infraestructura de transporte actual sólo permite cubrir 12% de la demanda con fuentes renovables, muy por debajo del 20% requerido por la Ley 27.191 a 2025. La ampliación de la red implica 2.200 Km de líneas cuyas inversiones requerirán incorporar fondos del sector privado para lograr una transición energética exitosa.



Las oportunidades: la industria nacional, el empleo y la sustitución de importaciones

- Argentina tiene una tasa de industrialización que ofrece potencial para el desarrollo de capacidades locales en las cadenas de valor renovables. Existen más de 700 empresas argentinas inscriptas para proveer productos manufacturados íntegramente en el país.
- Se crearon 17.500 puestos de trabajo directos a partir de la Ley 27.191. La energía eólica y la solar fotovoltaica generan el mayor volumen de empleo y las bioenergías son las más intensivas en mano de obra durante la vida útil de los proyectos.
- Las energías renovables pueden sustituir importaciones de hidrocarburos destinados al parque térmico. Asimismo, el biometano es un sustituto perfecto del gas natural importado pudiendo ser inyectado en gasoductos, convertido a Bio-GNL o Bio-GNC.



Los riesgos: las inversiones hundidas y las barreras para arancelarias

- Los países con grandes reservas de hidrocarburos como Argentina son más propensos a quedarse con activos no amortizados en un escenario de regulaciones climáticas. La infraestructura de gas natural del país permite una transición energética compatible con el Acuerdo de París en la medida que las inversiones de largo plazo contemplen su adecuación para operar con hidrógeno o biometano.
- Asimismo, Argentina debe mitigar el riesgo de las crecientes regulaciones sobre huella de carbono que pueden afectar las exportaciones agropecuarias e industriales del país.

Resumen ejecutivo

- **La transición energética ya está ocurriendo en el mundo y Argentina es parte de la concertación de naciones involucradas en el cambio global.**

2021 será un año crucial para los compromisos internacionales de acción climática en el marco del Acuerdo de París. Existe una gran expectativa mundial por la Conferencia de las Partes (COP26) a realizarse en Glasgow a fin de año, donde Argentina deberá presentar su estrategia de desarrollo a largo plazo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

La pandemia del Covid-19 no ha detenido el “momentum” en torno a la acción climática en el mundo. Por el contrario, el cambio de actitud de los gobiernos, las empresas y los consumidores hacia el ecosistema ha sido notable a partir de la crisis sanitaria y los modos de producción y consumo de la economía mundial están siendo revisados.

La aceleración de la transición energética observada en los países centrales está ejerciendo presión sobre los países en desarrollo, entre los que se encuentra Argentina, cuyas emisiones de GEI per capita (8,4 tCO₂e) son 15% más altas que el promedio de los países del G20 (7,3 tCO₂e) (Climate Transparency, 2020).

- **Las Contribuciones Nacionales Determinadas (NDC) siguen siendo insuficientes para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París.**

Los países están aumentando su ambición climática para alinear las NDC con la meta de evitar un cambio climático peligroso, manteniendo el calentamiento global muy por debajo de los 2°C y prosiguiendo los esfuerzos para limitarlo a 1,5 °C. Según las NDC comprometidas, el sistema energético mundial emitiría aproximadamente un 60% más GEI que el presupuesto máximo de emisiones

necesario para cumplir con el Acuerdo de París (IEA & IRENA, 2017).

En este contexto, Argentina ha incrementado el compromiso de reducción de emisiones GEI incluido en su Segunda NDC a 349 MtCO₂e para el año 2030 a partir del anuncio realizado por el Presidente de la Nación, Alberto Fernández, en la Cumbre Internacional de Líderes sobre el Clima organizada por Estados Unidos a comienzos de 2021.

El escenario proyectado de emisiones para el país muestra que la economía nacional alcanzaría 592 MtCO₂e en el año 2030 si no se implementaran acciones de transformación (SAyDS, 2015). De acuerdo con el último inventario, el país emite 364 MtCO₂e, por lo cual necesita reducir sus emisiones cerca de un 40% para el año 2030. Esto significa que, para que Argentina pueda crecer a largo plazo en cumplimiento con la NDC comprometida, se requieren profundos cambios estructurales en la economía nacional, especialmente, en el sector energético, el cual representa el 53% de las emisiones totales, considerando tanto la oferta como la demanda de energía (MADS, 2020).

En este sentido, el desarrollo de la oferta de energías renovables en el país podría contribuir con una reducción de 27 MtCO₂e, lo cual equivale a más del 25% de las reducciones totales necesarias en el sector energético nacional para el año 2030 (SENER, 2019).

- **La forma más eficiente y económica de iniciar la transición energética es mediante la integración de fuentes renovables al sistema eléctrico y las mejoras de eficiencia energética.**

El proceso de transición energética involucra la complementación de múltiples tecnologías, incluyendo la generación eléctrica de fuentes renovables, las mejoras de



eficiencia energética y la electrificación de usos, así como los biocombustibles, el hidrógeno, los sistemas de captura y almacenamiento de carbono, entre otras. En todos los escenarios posibles, la integración de energías renovables a la generación eléctrica y las mejoras de eficiencia energética son esenciales para la transformación hacia una matriz de bajas emisiones. (IEA & IRENA, 2017).

El aumento de la competitividad de las energías renovables las ha transformado en soluciones económicas y de rápida implementación. Debido a su madurez tecnológica y la reducción de costos alcanzada en los últimos años, la integración de fuentes de energía renovable al sector eléctrico es la forma más eficiente para iniciar la transición energética. Casi 90% de la generación eléctrica mundial deberá provenir de fuentes renovables para 2050 (IEA, 2021).

- **Las energías renovables mejoraron su competitividad de forma acelerada en los últimos 10 años gracias a la notable reducción de sus costos de inversión.**

Entre 2010 y 2019, el costo de inversión de la tecnología eólica disminuyó, en promedio, 24% a USD 1,4 millones por MW (IRENA, 2020), y la reducción adicional proyectada lo llevará a USD 0,8 millones por MW en 2030 (BID 2019). En el mismo período, la baja del costo de inversión de la energía solar fotovoltaica fue del 79%, llegando a USD 0,99 millones por MW (IRENA, 2020), y se proyecta una reducción de costos adicional hasta alcanzar USD 0,7 millones por MW en 2030 (BID, 2019).

Por su parte, los costos de inversión de las bioenergías, tales como biomasa y biogás, fue de USD 2,1 millones por MW en 2019 (IRENA, 2020), en promedio, entre distintas tecnologías basadas en una amplia variedad de sustratos alternativos.

- **La competitividad de las energías renovables en relación con los combustibles fósiles se justiprecia cuando se internalizan los costos de las emisiones de GEI.**

Evaluar la competitividad de las tecnologías de generación eléctrica implica tener en cuenta los costos externos. Los precios de mercado no consideran todos los costos de la energía generada dado que ignoran los impactos negativos para la sociedad causados por las emisiones. Si se internalizan estos costos en los precios de la energía, se puede apreciar la verdadera competitividad de las tecnologías renovables. Contabilizar estas externalidades negativas puede duplicar el costo de las tecnologías basadas en combustibles fósiles (REN21,2012).

Las reformas fiscales verdes buscan alentar la disminución de la emisión de GEI internalizando costos. En Argentina, se han aplicado cargas tributarias a la emisión del dióxido de carbono a partir de 2017. Sin embargo, esta reforma fiscal se realizó de tal forma que el impuesto pagado por los productores sea el mismo que pagaban con anterioridad a dicha reforma, con la intención de no afectar los precios de los combustibles. Por esta razón, el mecanismo actual no refleja enteramente la internalización de costos en función de las emisiones correspondientes.

Por su parte, Argentina no cuenta con un sistema de precios de carbono como mecanismo de mercado afianzado. En 2020, sólo algunos países tenían implementado un mecanismo de comercialización de emisiones de carbono (Banco Mundial, 2020). A fin de analizar el impacto de los precios de carbono en la competitividad de las tecnologías, si se asume USD 100/tCO₂, la generación térmica de ciclo combinado tendrá

un costo nivelado de energía (LCOE) por encima de USD 80/MWh, mientras que sin costo de emisiones se ubica en torno a los USD 40/MWh (IEA, 2020). Aunque las estimaciones son inciertas, los costos causados por los años provocados por las emisiones de GEI en la infraestructura económica y social podrían exceder los USD 100/tCO₂ a 2050 (Nordhaus, 2017).

- **Aún sin internalizar los costos de las emisiones, el LCOE de las tecnologías eólica y solar fotovoltaica ya pueden alcanzar rangos competitivos con respecto a las centrales térmicas más eficientes.**

A nivel mundial, la energía solar fotovoltaica y la energía eólica registran LCOE competitivos en el rango de USD 21-38/MWh y USD 37-57/MWh, respectivamente, frente a USD 37-38/MWh de una central de ciclo combinado, asumiendo un precio del gas natural de USD 3,1/MBTU (BID, 2019). Cabe observar que, si se consideran precios del gas natural de USD 7/MBTU y USD 12/MBTU, el rango de LCOE del ciclo combinado se incrementa a USD 67-69/MWh y USD 97-103/MWh (BID, 2019).

- **Asimismo, las tecnologías basadas en biomasa y biogás también pueden ser competitivas si se consideran sus externalidades positivas.**

Las energías renovables derivadas de la biomasa y el biogás presentan múltiples externalidades positivas, entre ellas, el tratamiento de residuos y efluentes, componente crítico del modelo de economía circular necesario para alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible del país, las cuales deben ser tenidas en cuenta al momento de evaluar la factibilidad de estos proyectos.

La valoración monetaria de los beneficios externos generados por los proyectos de biogás se estima en el rango de USD 145-222/MWh asumiendo una disponibilidad del 85%. Por su parte, los cobeneficios de los proyectos de biomasa se valorizan en USD 102-110/MWh (FAO, 2020). Más del 60% del valor monetizado de las externalidades positivas generadas por la tecnología de biomasa corresponde a beneficios socioeconómicos relacionados con inversiones, creación de empleo y pago de impuestos locales, lo cual implica un significativo impacto positivo en el producto bruto geográfico de la provincia anfitriona del proyecto. Los co-beneficios pueden alcanzar hasta el 75% en el caso del biogás. El resto de las externalidades están relacionadas con el sector eléctrico por potencia firme y beneficios ambientales.

Estos resultados sugieren que los precios de la energía eléctrica generada en base a bioenergías están justificados una vez que se internalizan los co-beneficios que entregan a la sociedad.

- **Argentina ha avanzado a partir de la Ley 27.191 pero es necesario priorizar las energías renovables de manera que el país pueda aprovechar las oportunidades que ofrece la transición energética global.**

Luego de 17 años de intentos de promoción de las energías renovables en el país desde el primer marco regulatorio aprobado en 1998, la Ley 27.191 de 2015 impulsada por el Senador Guinle de la Provincia de Chubut, y apoyada en forma mayoritaria en el Congreso Nacional, logró sentar las bases del desarrollo del sector de generación eléctrica de fuentes renovables en el país. En 2018, la Ley 27.424 de generación distribuida complementó el marco necesario para impulsar la transformación del sistema eléctrico nacional.



Al momento de la aprobación de la Ley 27.191, Argentina contaba con una capacidad instalada de energías renovables equivalente a menos del 2% de la matriz eléctrica. Las deficiencias en la regulación y el acceso limitado a fuentes de financiamiento hicieron que sólo unos pocos proyectos pudieran llevarse a cabo hasta entonces.

Desde 2015, se adjudicaron 244 proyectos localizados en todo el territorio nacional, sumando más de 6,3 GW de energías renovables a través de las rondas 1, 1.5, 2 y 3 de las licitaciones públicas RENOVAR, la Resolución 202/2016 y el régimen bilateral entre privados MATER. A la fecha, se han instalado más de 4 GW, pero todavía restan cerca de 6 GW para cumplir con el objetivo del 20% a 2025.

- **Nuestros vecinos, Chile y Brasil, con economías muy diferentes entre sí, han logrado un importante desarrollo de las energías renovables.**

El desarrollo de las energías renovables ya es una tendencia marcada en Latinoamérica. Chile ha alcanzado el liderazgo regional en energías renovables y Brasil es la mayor economía de la región, por lo cual representan puntos de referencia relevantes para Argentina. Ambos países cuentan con estructuras económicas muy diferentes y han logrado implementar modelos de desarrollo exitosos.

En Brasil, el Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (PROINFA) otorga beneficios fiscales para las energías renovables, incluyendo excepciones a los aranceles de importaciones y el ICMS (IVA Federal), entre otros incentivos estatales. Asimismo, los proyectos renovables pueden obtener hasta el 80% del financiamiento del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) con tasas preferenciales, si cumplen los requisitos de contenido nacional. Por su parte, en 2020 Brasil creó mecanismos para la emisión de bonos verdes que podrían financiar hasta 36 GW para 2029.

A través del “Programa de Desarrollo de Generación de Energía Distribuida”, Brasil introdujo incentivos fiscales y un sistema de crédito para la venta de excedentes de electricidad a la red bajo el mecanismo de medición neta. De esta manera, Brasil promovió el lanzamiento de líneas de crédito específicas para financiar la compra de sistemas distribuidos que se canalizan a través de bancos estatales y privados. En 2020, la potencia instalada en generación distribuida superó los 5 GW y se espera que el programa atraiga una inversión de USD 20.000 millones por parte de los usuarios-generadores para 2030. Brasil es un caso testigo del potencial de creación de empleo en generación distribuida, donde se crearon más de 180.000 puestos de trabajo distribuidos en los distintos estados del país y se espera que emplee a 650.000 personas para 2035.

Brasil cuenta con un “Plan Decenal Nacional de Expansión Energética” que muestra la perspectiva del sector eléctrico brasileño para el período 2021-2030, cuyo objetivo es centrarse en la energía eólica, solar y otras fuentes renovables no convencionales reduciendo la generación hidroeléctrica de gran escala. Asimismo, Brasil se encuentra evaluando el tratamiento regulatorio para el establecimiento de plantas híbridas y asociadas, incluyendo el almacenamiento de energía.

Chile, por su parte, enfocó sus esfuerzos en la promoción de fuentes de energías renovables con el fin de disminuir la dependencia de combustibles fósiles importados. Entre los principales factores que destacan su éxito, se encuentran políticas energéticas comprometidas con una transición rápida que posibilitaron cumplir con anticipación las cuotas de energías renovables impuestas. El marco regulatorio vigente, sumado con una economía estable y un mercado financiero sólido, así como los menores costos de inversión de las tecnologías renovables y la disponibilidad de recursos de alta calidad han permitido el desarrollo de las energías renovables en un corto período de tiempo, incluso sin contar con incentivos fiscales o subsidios.

En Chile, no existen políticas de requisito de contenidos locales nacional para los proyectos renovables. El país ha logrado convertirse en un mercado estable con buen clima de negocios y sin aranceles de importación que les permite a los proveedores ofrecer precios competitivos.

A fines de 2020, existía más de 1 GW instalado en generación distribuida, el cual representa un 15,9% del total de las energías renovables no convencionales del sistema.

En su visión de largo plazo, Chile ya está impulsando el “Plan de Estrategia Nacional de Hidrogeno Verde” para convertirse en uno de los principales exportadores a nivel mundial.

- **La importancia de las energías renovables como política de estado para Argentina.**

Seis años después del lanzamiento de la Ley 27.191, el país tiene la oportunidad histórica de consolidar las energías renovables como una política de estado, en el marco de la transición energética nacional.

En la reciente Cumbre Internacional de Líderes sobre el Clima, el Presidente de la Nación anunció un nuevo objetivo de consumo eléctrico de fuentes renovables del 30% para 2030. Esta visión de largo plazo deberá conciliarse con el horizonte de la Ley 27.191 que, actualmente, determina cuotas de consumo de energía eléctrica de fuentes renovables para todos los usuarios hasta alcanzar el objetivo del 20% para 2025, por lo cual el nuevo objetivo anunciado debería ser instrumentado mediante una actualización de la Ley.

El desarrollo de las energías renovables en el marco de la transición energética requiere de la formulación e implementación de un plan nacional de largo plazo que excede el período de un mandato presidencial. Argentina necesita una hoja de ruta que articule los incentivos del sector público y el sector privado, dando un horizonte de visibilidad para la toma de decisiones de inversión a 2030 y más allá. El plan de la transición energética nacional debe establecer los objetivos de largo plazo, así como las metas de corto plazo asociadas a indicadores que permitan realizar el seguimiento continuo de los resultados de la transición energética.

- **Las energías renovables son una oportunidad de desarrollar la industria nacional y crear empleo en todas las provincias del país.**

Uno de los aspectos centrales del régimen de fomento impulsado por las Leyes 27.191 y 27.424 es el desarrollo de la industria nacional. Ambos regímenes incluyen incentivos fiscales y financieros para las cadenas de abastecimiento local.

Argentina es un país con una tasa de industrialización que hace viable el desarrollo de capacidades locales de ensamblado, fabricación de componentes y prestación de servicios asociados a las tecnologías renovables.

Sin embargo, atraer inversiones requiere de un horizonte que permita sostener economías de escala eficientes. En este sentido, la planificación de la transición energética alineada a la política industrial del país debe ofrecer una hoja de ruta para el desarrollo de pequeñas, medianas y grandes empresas de la cadena de valor las energías renovables en el país.

En energía eólica, Argentina tiene amplias posibilidades de desarrollar la industria de aerogeneradores y la provisión de servicios en el país. Existen empresas con capacidad instalada para abastecer el mercado local, incluyendo plantas de fabricación de generadores, ensamblado de góndolas, bujes y producción serial de torres.

En energía solar fotovoltaica, un alto componente de los bienes y servicios pueden ser provistos por la industria nacional, incluyendo laminado de módulos, fabricación de estructuras de soporte, seguidores, cables, seccionadores, estaciones y los servicios de puesta a tierra y monitoreo. En los proyectos de baja y mediana escala, la participación de los insumos producidos por la industria nacional sumado a la mano de obra local puede significar cerca del 65% de la estructura de costos.

De forma similar, en bioenergías, existe capacidad local para la producción de equipos y provisión de servicios de ingeniería en el país, incluyendo la fabricación de calderas, equipamiento logístico, recipientes y tanques para plantas de biomasa. En estos proyectos, los proveedores de origen nacional pueden significar hasta el 80% de la estructura de costos totales.

- **La creación de empleo de calidad.**

En Argentina, se crearon alrededor de 17.500 puestos de trabajo directos en energías renovables a partir de la implementación del régimen de fomento de la Ley 27.191 (SSER, 2018). La distribución geográfica de los puestos de trabajo creados indica una federalización de las energías renovables en el país en consonancia con los objetivos de la Ley.

Debido a sus escalas, la energía eólica y la solar fotovoltaica son las tecnologías que más volumen de empleo generan en el país. Al mismo tiempo, la tecnología de biogás es la más intensiva en mano de obra durante la etapa de O&M con un índice entre 4,6 y 4,2 empleos directos por MW instalado según el tipo de sustrato, seguida por los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos con 2,5 y biomasa con 2,2 (SSER, 2018).

La participación de las energías renovables de gran escala y de la generación distribuida aún es baja en la matriz energética nacional, por lo que el potencial de creación de empleo directo, indirecto e inducido es mucho mayor en el país.

- **A su vez, las energías renovables constituyen una oportunidad para sustituir importaciones de hidrocarburos.**

Un análisis de la contribución potencial de las energías renovables a la balanza comercial en base a un proyecto típico de generación eólica indica que, considerando la salida de divisas por la importación de la tecnología, existe un ahorro neto de divisas por sustitución de importaciones de gas natural que permite el recupero en cuatro años, asumiendo un factor de capacidad eólico de 55%, un precio del gas natural decreciente de USD 5 a USD 3 por MBTU y un componente nacional del 40% sobre la inversión total (Margulis et al., 2019). A partir del quinto año, la inversión en el proyecto eólico estaría aportando divisas netas a la balanza energética del país durante el resto de su vida útil.

Así, los recursos renovables y el gas natural pueden ser complementarios si se consideran en forma integral en un plan nacional de transición energética. Ante un escenario de postergación de las inversiones requeridas para explotar competitivamente el gas natural a gran escala en el país, la incorporación de energías renovables permite sustituir importaciones. De igual manera, en un escenario de exportación de GNL al mundo, el aumento de la participación de las energías renovables en la matriz eléctrica permitiría optimizar los saldos exportables.

- **El Biometano como oportunidad para sustituir combustibles fósiles importados.**

Los proyectos de biometano pueden beneficiar a 18 provincias del país con ahorros por compras de gas natural. Si estas provincias desarrollaran la producción de biometano en sus propios territorios aprovechando la disponibilidad de efluentes ganaderos y cultivos forrajeros, mejorarían sus productos brutos geográficos y, al mismo tiempo, la recaudación fiscal.

El biometano es un sustituto perfecto del gas natural pudiendo ser inyectado en gasoductos o convertido a GNL. Si se asume una producción de biometano para sustituir el 5% del consumo de gas natural del país en 2030, se llevarían a cabo proyectos de inversión por más de USD 4.200 millones involucrando la construcción de más de 650 plantas en 15 provincias del país, creando más de 1.000 puestos de trabajo anuales durante la etapa de construcción y 21.000 directos, indirectos e inducidos durante la operación de las plantas (CADER, 2020).

Por su parte, el biometano puede sustituir al gas oil consumido en el transporte. Por ejemplo, la conversión del parque automotor de transporte urbano de pasajeros a BIO-GNC (i.e. biometano comprimido) puede ser una solución integral para las ciudades altamente pobladas del país que generan grandes volúmenes de residuos. El BIO-GNC puede ser producido a partir de residuos sólidos urbanos (RSU) en las cercanías de los grandes centros urbanos donde se encuentran los puntos de consumo, transformando el costo del pasivo ambiental que enfrentan actualmente los municipios en creación de valor económico.

Un plan de desarrollo del biometano a 2030 en el país permitiría el crecimiento de las cadenas de valor relacionadas a la construcción y montaje de las plantas productoras. Un régimen de promoción del biometano eficaz debería combinar los mecanismos utilizados para el fomento de la energía eléctrica de fuentes renovables y el de los biocombustibles líquidos mediante cuotas de consumo y esquemas de fijación de precios, así como incentivos fiscales a la producción y las ventas.

- **Argentina enfrenta importantes desafíos para desarrollar las energías renovables en el país.**

La combinación de los recursos renovables disponibles en el territorio nacional le otorga al país el potencial energético para ser un actor relevante en la futura matriz energética global descarbonizada. Además de los vientos de más de 6 m/s disponibles en el 70% del territorio nacional y más del 50% recibiendo una irradiación solar media anual superior a los 3,5 kWh/m², Argentina dispone de excelentes condiciones naturales para el aprovechamiento energético de la biomasa y el biogás a partir de una amplia variedad de sustratos que tienen sinergias positivas con las actividades agropecuarias y forestales del país. Asimismo, los recursos hídricos para los pequeños aprovechamientos eléctricos son abundantes a lo largo del territorio nacional.

Sin embargo, existen una serie de factores críticos que son necesarios para poder aprovechar de las oportunidades que ofrecen las energías renovables al país. Las decisiones de política económica sobre los precios relativos resultan clave para restablecer los equilibrios de la macroeconomía argentina.

El tipo de cambio, las tarifas, y los salarios se encuentran detrás del nivel de actividad económica, la distribución del ingreso y los procesos inflacionarios, por lo que la fijación de precios relativos es determinante de los equilibrios fiscales y comerciales de la economía argentina.



En este sentido, las tarifas eléctricas se mantienen por debajo del costo real de generación, transmisión y distribución de la electricidad, siendo financiadas mediante subsidios a la demanda que presionan sobre el déficit fiscal consolidado del país. A fines de 2020, la cobertura de costos medios del sistema eléctrico ya se ubicaba en el orden del 50% (CAMMESA, 2020), implicando una asignación presupuestaria superior a USD 4.500 millones en 2020, un 59% superior al del año anterior.

En Argentina, el restablecimiento de los equilibrios macroeconómicos requiere que las tarifas eléctricas estén basadas en un esquema eficiente de subsidios segmentados que respeten la equidad y eviten errores de inclusión o exclusión de manera que existan los incentivos necesarios para el consumo racional de energía eléctrica, mejorando la competitividad sistémica de la economía nacional. A modo de referencia, los subsidios energéticos les cuestan a los gobiernos de América Latina y el Caribe un promedio de USD 12 para transferir USD 1 de ingresos a los hogares del quintil más pobre, mientras que los programas específicos, como las transferencias monetarias, les cuestan en promedio USD 2 por cada USD 1 transferido a los hogares más pobres (Feng et al., 2018; Robles et al., 2017).

- **El acceso al financiamiento es una de las barreras principales para la inversión en Argentina.**

El sistema financiero argentino tiene escasa profundidad y plazos limitados, lo cual obliga a una alta participación de capital propio en el financiamiento de las empresas argentinas y, en particular, de las pymes. La relación créditos al sector privado sobre el PBI se ubica en 12,6%, siendo muy inferior al promedio de los países latinoamericanos que alcanza niveles en torno al 50% sobre el PBI (BCRA, 2020).

La banca de desarrollo puede ser un instrumento para mejorar la inclusión financiera y la asignación de recursos en el país. El BICE tiene potencial para incrementar su participación en el financiamiento productivo como entidad de segundo piso (Kulfas, 2018). Asimismo, el fortalecimiento del sistema de garantías nacional debe ser un pilar de la ampliación del acceso a las PyMEs que no cuentan con niveles altos de calificación crediticia. La desgravación impositiva para el fomento de instrumentos bancarios y del mercado de capitales similares a la deducción del impuesto a las ganancias mediante el aporte a las SGRs, compañías de seguros y fondos de inversión puede ser una forma eficaz de direccionar fondos a proyectos sostenibles.

Por su parte, es necesario que Argentina logre ampliar las líneas de crédito disponibles en el marco de los mecanismos internacionales de financiamiento climático de manera de canalizar fondos a proyectos de pequeña y mediana escala a través del BICE y la banca local. Finalmente, se requiere el fondeo del FODIS y el FODER, creados por las leyes 27.191 y 27.424, con aportes del Tesoro Nacional.

- **Las restricciones de la infraestructura de transporte representan un obstáculo mayor para el cumplimiento del objetivo de consumo de fuentes renovables.**

La infraestructura de transporte actual sólo permite cubrir hasta algo más de 12 % de la demanda con fuentes renovables, muy por debajo del objetivo de consumo del 20% establecido por la Ley 27.191 para 2025.

La ampliación de la red de transporte para responder a esta limitación implica desarrollar el sistema de transporte en aproximadamente 2.200 Km de líneas de alta tensión (SENER, 2019). Esta ampliación permitiría el despacho de la energía solar generada en la región NOA y la energía eólica generada en la región Sur a través de la red Rodeo-La Rioja y las líneas Vivoratá Plomer y Choel Choel-Puerto Madryn, respectivamente.

La expansión del sistema de transporte requiere de un plan de inversiones de largo plazo integrado al plan nacional de transición energética a 2030. Dadas las restricciones presupuestarias del estado nacional, el modelo actual de financiamiento basado en fondos públicos ya no resulta eficaz para expandir la red con la velocidad que exige una transición energética exitosa, por lo que se requiere la consideración de esquemas que permitan la participación del sector privado.

- **Para aprovechar el potencial que brindan las energías renovables, Argentina debe atraer capitales privados y evitar desincentivos a la inversión.**

Los beneficios fiscales de la Ley 27.191 han sido fundamentales para que los inversores encuentren incentivos para desarrollar proyectos renovables en el país. Sin embargo, dado que los créditos fiscales están nominados en pesos, han sufrido una importante devaluación en su poder adquisitivo en los últimos años desnaturalizando los beneficios. En este sentido, el diseño del sistema tributario argentino no resulta eficiente ya que genera una importante carga fiscal a los proyectos. A modo de ejemplo, la carga tributaria generada por el simple flujo de fondos como las retenciones sobre dividendos e intereses y los impuestos a las transferencias bancarias encarecen la estructura de costos de los proyectos.

En este sentido, el régimen de estabilidad tributaria que garantiza la invariabilidad de la carga fiscal es uno de los requisitos más valorados por los inversores. La Ley 27.191 establece garantías a los inversores mediante un sistema de protección ante cualquier incremento fiscal que sufran los proyectos a nivel municipal, provincial y/o nacional, impidiendo la creación de tributos, cánones o regalías.

A pesar de este claro objetivo en las normas legales y en el actual marco regulatorio de las energías renovables, a fines del año 2019 el Municipio de Puerto Madryn emitió normas con un objetivo contrario aplicando dos tasas municipales sobre la construcción de los parques y sobre seguridad, higiene y control ambiental, las cuales representan alícuotas del 2% de la inversión y 4,5% de las ventas, respectivamente. Es fundamental que exista un consenso a nivel nacional para respetar los objetivos de la Ley 27.191 ya que el daño de no respetar los objetivos de un marco legal creado puede resultar más perjudicial.

- **La seguridad jurídica y la previsibilidad son condiciones necesarias para la inversión dado que las inversiones en energías renovables se recuperan en un horizonte de largo plazo.**

Desde la crisis financiera iniciada en 2018, existen más de 2.000 MW de proyectos que están demorados a la espera de que se normalicen las condiciones macroeconómicas del país. La pandemia del Covid-19 ha empeorado, aún más, la situación imponiendo la necesidad de readecuaciones a los plazos de desarrollo de los proyectos, como ha sucedido en todo el mundo.



El tratamiento de estos proyectos debe basarse en los principios de la seguridad jurídica a fin de consolidar la confianza entre el sector público y el sector privado de manera que se viabilicen las futuras inversiones garantizando. El puente hacia la transición energética deberá construirse a partir de los proyectos frustrados a causa de los desequilibrios macroeconómicos que ha sufrido el país. Una resolución adecuada aumentará las chances de llevar adelante una transición energética exitosa basada en la confianza y el crédito internacional.

- **Los riesgos de la transición energética global para el país deben ser gestionados. Cuanto antes se lleve a cabo la transformación, el proceso será menos costoso.**

La postergación de las decisiones sobre cambio climático hasta 2030 implicaría un escenario global de transición desordenada con un mayor riesgo de transición que afectaría la inversión, la productividad y los precios relativos de la economía mundial (NGFS, 2020).

Argentina debe contemplar las implicancias para el país de un escenario de concertación mundial sobre la aceleración de las regulaciones climáticas a fin de mitigar riesgos de inversiones hundidas y de barreras a las exportaciones.

- **Los países con grandes reservas de hidrocarburos, como Argentina, tienen un mayor costo de oportunidad y son más propensos a quedarse con activos hundidos.**

Los activos hundidos, o abandonados, representan un riesgo sistémico para la estabilidad financiera mundial. En este sentido, IEA advierte que, para alcanzar la neutralidad de carbono en 2050, la inversión global en combustibles fósiles debería restringirse, exclusivamente, a mantener la producción de los yacimientos de petróleo y gas natural existentes (IEA, 2021).

En Argentina, el desarrollo del gas natural requiere grandes inversiones de capital para la exploración, producción, transporte y exportación de gas natural, incluyendo gasoductos y plantas de licuefacción que pueden alcanzar los USD 90.000 millones en la próxima década (SENER, 2019). El país cuenta con una infraestructura de gas natural que permite una transición energética compatible con el Acuerdo de París en la medida que las inversiones adicionales para expandirla contemplan su adecuación para operar con hidrógeno o biometano producido en base a energías renovables. A fin de mitigar el riesgo de invertir en activos que queden abandonados en un escenario de mayor regulación climática mundial, Argentina podría

generar una parte significativa de su electricidad a partir de plantas basadas en hidrógeno o biometano para 2050 Hagemann et al. (2019).

Las condiciones del país brindan el potencial de convertir a Argentina en un líder mundial en la producción de hidrógeno y biometano a partir de fuentes renovables abasteciendo la demanda local y los mercados de exportación.

- **Asimismo, Argentina debe prever el nuevo escenario mundial a fin de evitar que las regulaciones sobre la huella de carbono afecten las exportaciones del país.**

La relevancia que adquirieron los nuevos compromisos internacionales de reducción de GEI establecieron una nueva relación entre el comercio internacional y el cambio climático.

La Unión Europea es precursora en requerimientos ambientales para sus importaciones, pero esta tendencia se está generalizando en el mundo. Incluso, China empieza a considerar la utilización de barreras para arancelarias relacionadas con el impacto ambiental.

Uno de los desafíos de Argentina como país exportador es implementar programas de neutralidad de carbono para las empresas y un mercado de certificados ambientales para financiar inversiones y generar activos transables en el país.

- **Argentina cuenta con excelentes posibilidades hacia el futuro para convertir los riesgos que plantea la crisis climática en oportunidades de desarrollo para el país**

Durante el período 2008-2019, Argentina recibió sólo el 5% de las inversiones en energías renovables realizadas en Latinoamérica (BNEF, 2020). Teniendo en cuenta el peso relativo del país en la región, los niveles de inversión deberían ser significativamente mayores. En la medida que Argentina sea capaz de ofrecer seguridad jurídica y reglas estables para la inversión, el país podrá aprovechar el creciente flujo de inversiones disponible en el mundo para el sector de energías renovables en el marco de la tendencia global hacia las “finanzas sostenibles”.

La transición energética global constituye una oportunidad histórica para hacer realidad el potencial de Argentina mediante la consolidación de una política de estado que articule eficazmente las acciones del sector público y el sector privado con el objetivo de contribuir al desarrollo sostenible del país.

Introducción



Argentina necesita llevar a cabo una transformación de su sector energético que posibilite articular crecimiento económico, inclusión social y cuidado medioambiental, de acuerdo con los objetivos de desarrollo sostenible de la Agenda 2030. ”



Parque Eólico Diadema (6,3 MW) & Parque Eólico Diadema II (27,6 MW),
ubicados en Comodoro Rivadavia, Provincia de Chubut.

En medio de la crisis pandémica del Covid-19, Argentina se enfrenta al desafío de avanzar aceleradamente en la transición energética impulsada por el cambio climático a nivel global. De esta manera, el país necesita llevar a cabo una transformación de su sector energético que posibilite articular crecimiento económico, inclusión social y cuidado medioambiental, de acuerdo con los objetivos de desarrollo sostenible de la Agenda 2030 (CNCPS, 2017).

Actualmente, Argentina se encuentra en pleno proceso de reestructuración de sus finanzas públicas intentando restablecer los equilibrios macroeconómicos necesarios para poder regresar a un sendero de crecimiento sostenible. El sector energético es un elemento central de este proceso ya que tanto el precio de la energía como su disponibilidad para abastecer a empresas y hogares tienen un impacto directo sobre los equilibrios fiscales y comerciales del país.

En este contexto, Argentina se debate en torno al trilema energético que enfrenta el mundo entero (WEC, 2020). A fin de apoyar un crecimiento sostenible, la matriz energética nacional debe cumplir tres objetivos simultáneos: brindar seguridad energética a partir de la disponibilidad de fuentes primarias e infraestructura para satisfacer la demanda, otorgar equidad energética asegurando el abastecimiento a precios accesibles y mitigar el impacto ambiental mediante la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que afectan el cambio climático.

Desde 2015, el último objetivo ha ganado un notable protagonismo a nivel mundial a partir de la firma del Acuerdo de París, en el seno de Naciones Unidas, el cual obliga a los países a reducir sus emisiones de GEI. Este es un desafío relativamente nuevo para Argentina que se suma a sus dos desafíos históricos relacionados con el autoabastecimiento y el acceso a la energía para la producción y el consumo nacional.

A partir de 2010, Argentina ha perdido la capacidad de autoabastecerse siendo en mayor medida dependiente de importaciones netas de combustibles fósiles. Este déficit de balanza energética ha sido revertido en los últimos años a partir de la explotación de los nuevos yacimientos de gas natural y petróleo no convencionales del país. Sin embargo, nuevamente en 2021 se espera que haya necesidad de importar hidrocarburos, especialmente gas natural, para satisfacer la demanda invernal debido a una caída en la producción local.

Gran parte de estas importaciones son destinadas a abastecer las centrales termoeléctricas que constituyen la base de la matriz eléctrica del país. Incluso, ante la falta de gas natural, aumenta el uso de combustibles líquidos para generar electricidad, lo cual tiene un impacto negativo en los costos y en las emisiones GEI. Por lo tanto, el problema de seguridad energética afecta los otros dos objetivos de la matriz sostenible, la equidad y la mitigación de emisiones. En cuanto a la equidad energética, Argentina posee un extenso territorio con una alta concentración del consumo



eléctrico en grandes centros urbanos, especialmente el área metropolitana de Buenos Aires, y amplias zonas rurales aisladas del sistema eléctrico. En ambos casos, el acceso a la electricidad en forma asequible ha sido un problema que, desde la crisis financiera de 2001, el país ha enfrentado con subsidios generalizados que aumentan la desigualdad y desincentivan el consumo racional de la energía.

En este contexto, las energías renovables surgen como un pilar de la solución al trilema energético argentino, contribuyendo al abastecimiento energético a partir de recursos de alta productividad disponibles en el país, a costos relativamente competitivos y con impacto positivo en el medioambiente.

A partir del régimen de fomento a las energías renovables establecido por la Ley 27.191 en 2015 y complementado por el régimen de fomento a la generación distribuida de fuentes renovables por Ley 27.424 en 2018, el país ha iniciado una nueva etapa de la transformación de su matriz energética. Como resultado de este proceso, durante el año 2020, la oferta de energía renovable se incrementó un 63,7% en comparación con el año 2019, motivado por un aumento del 9,5% en la potencia instalada y un incremento de la participación promedio de las fuentes renovables en la generación hasta llegar a un 10% (CAMMESA, 2020). Sin embargo, el desarrollo futuro de las energías renovables en el país enfrenta importantes desafíos que deben ser atendidos para alcanzar los objetivos de la transición energética nacional.

El objetivo de este informe es revisar la literatura relevante y reunir información histórica y prospectiva acerca de las energías renovables y su rol como solución competitiva para impulsar la transición energética del país. El documento brinda perspectivas sobre las oportunidades que ofrecen las energías renovables al país en términos de inversiones, desarrollo industrial y creación de empleo, así como los desafíos que enfrentan.

El informe está dirigido no sólo a las partes interesadas en el sector de energías renovables sino también al público más amplio de la sociedad argentina en general y brinda un espacio para la discusión sobre la capacidad de las tecnologías renovables para asumir un rol protagónico en el desarrollo sostenible del país.

El Capítulo I sobre “La Transición Energética” trata el proceso de descarbonización de la economía mundial impulsado por el cambio climático, la concertación internacional lograda en el Acuerdo de París en 2015 y el aumento del compromiso de reducción de emisiones de Argentina en su segunda contribución nacional. Asimismo, se discute la necesidad de un plan nacional de largo plazo que brinde una hoja de ruta para la transición energética del país en cumplimiento con los objetivos nacionales y los compromisos asumidos ante la comunidad internacional.

El Capítulo II “Competitividad de las Energías Renovables” describe la mejora de costos alcanzada por las tecnologías renovables que las convirtieron en una alternativa competitiva para la descarbonización de la matriz energética nacional. Se desarrolla el problema de la internalización de los costos externos de las tecnologías fósiles por emisiones GEI y la consideración de las externalidades positivas de las bioenergías, en particular, aquéllas relacionadas con los beneficios brindados mediante la gestión de residuos que posibilita la implantación de un modelo de economía circular.

En el Capítulo III “Revisión de Casos Latinoamericanos” se realiza una reseña de los modelos de desarrollo del sector de energías renovables en Brasil y Chile. Se analizan los aspectos regulatorios, fiscales y contextuales, así como los avances registrados en la integración de energías renovables a sus matrices energéticas nacionales. Además, se evalúa el impacto en términos de atracción de inversiones, desarrollo de la industria local y generación de empleo.

El Capítulo IV “El Sector de Energías Renovables en Argentina” se centra en los regímenes de fomento de las energías renovables y de la generación distribuida en el país. Se analizan los objetivos de consumo eléctrico de fuentes renovables de la Ley 27.191, la diversificación de la matriz eléctrica nacional, los incentivos fiscales y la estructuración de garantías para la inversión, tanto en el marco del programa de subastas públicas (RENOVAR) como en el mercado a término de energías renovables (MATER). Por su parte, se analiza el sistema nacional de generación distribuida de la Ley 27.424 y la adhesión de las provincias, así como los incentivos fiscales, el mecanismo de financiamiento y el fomento a la industria nacional. Finalmente, se presenta el proyecto para la promoción de biomasa y el proyecto para la promoción de energías renovables en zonas rurales que completan el panorama normativo del sector de energías renovables en el país.

En el Capítulo V “Desafíos de las Energías Renovables en Argentina” se plantean los obstáculos que enfrenta el sector en términos de equilibrio macroeconómico, acceso al financiamiento y restricción de la capacidad de transporte del sistema eléctrico nacional.

En el Capítulo VI “Oportunidades y Riesgos para Argentina” se describe el potencial que ofrece la explotación de los recursos renovables al país: atracción de inversiones, desarrollo de la industria nacional, creación de empleo de calidad, sustitución de importaciones de hidrocarburos y ahorro de subsidios a la electricidad. Finalmente, se analizan los riesgos de una transición energética desordenada en términos de inversiones hundidas que no puedan ser amortizadas y barreras para arancelarias a las exportaciones del país.

01

La transición energética



Argentina es parte de la acción climática global y cuanto antes logre implementar las medidas acciones necesarias para llevarla a cabo, menos costoso resultará el proceso de transición para el país. ”



Parque Solar Fotovoltaico “Ullum IV” (18 MW) & Parque Solar Fotovoltaico “Ullum Solargen 2” (6 MW) localizados en la Provincia de San Juan. Estructura Fija Monoposte 100% nacional, inspeccionada y certificada por IRAM.

En los últimos años, el cambio climático ha escalado en las prioridades que marcan la agenda mundial. Más allá de la conmoción global provocada por la pandemia del Covid-19, todas las señales indican que el compromiso de las naciones para limitar el calentamiento global se acerca a su *momentum* y las decisiones de transformación de la matriz energética global no serán postergadas.

De esta manera, el objetivo de mitigación del impacto ambiental causado por la producción y el consumo de energía se ha convertido en el foco principal del trilema energético en el mundo. Los gobiernos, las empresas y los ciudadanos están alcanzando un nivel de concientización inédito acerca del cambio climático y sus riesgos asociados.

A cinco años del Acuerdo de París, **los gobiernos están aumentando sus compromisos nacionales y acelerando la descarbonización de sus economías para evitar costos mayores a los ya asumidos.**

El Pacto Verde Europeo sancionado en 2019 ha posicionado a la Unión Europea como pionera en la implementación de un programa de descarbonización alineado con el Acuerdo de París. A fines de 2020, el Consejo Europeo refrendó el compromiso vinculante de lograr la neutralidad climática para 2050.

A principios de 2021, Estados Unidos formalizó su reincorporación al Acuerdo de París manifestando su voluntad de liderar los esfuerzos globales hacia una economía neutral en carbono, incluyendo la presentación de una contribución nacional determinada más ambiciosa para 2030 y una estrategia de largo plazo para lograrla.

Reino Unido incrementó su meta de reducción de emisiones al 78% para 2035. Por su parte, Japón y Canadá también mejoraron sus metas, entre otros países.

A su vez, China se comprometió a la neutralidad de carbono para 2060 y recientemente ha presentado su 14° plan quinquenal que, aunque con señales divergentes, plantea objetivos de reducción de intensidad energética expresos.

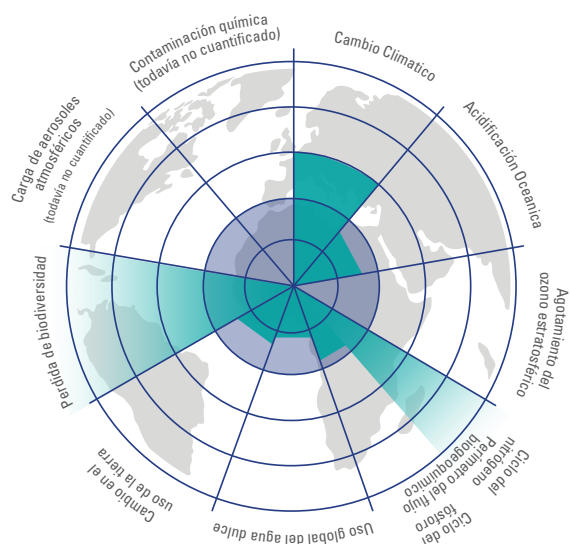
La aceleración de la transición energética observada en los países centrales está ejerciendo presión sobre los países en desarrollo, los cuales deben llevar a cabo las transformaciones correspondientes en sus propias economías, de acuerdo con el principio de esfuerzos justos y equitativos. Entre ellos se encuentra Argentina, **cuyas emisiones de GEI per capita (8,4 tCO₂e) son mayores al promedio de emisiones del resto de los países del G20 (7,3 tCO₂e)**, de acuerdo con los datos de 2017 (Climate Transparency, 2020).

Al mismo tiempo, las empresas del sector privado **se están comprometiendo con objetivos de consumo de energías limpias más allá de las exigencias de cumplimiento regulatorio.** La asociación internacional RE100, por ejemplo, es una iniciativa del sector privado compuesta por más de 260 empresas internacionales que tiene el objetivo de avanzar aceleradamente hacia un abastecimiento de energía eléctrica íntegramente de fuentes renovables. A fines de 2020, 47% de las empresas miembro de RE100 abastecen más del 50% de sus necesidades eléctricas con fuentes renovables y un 35% de ellas más del 75% (RE100, 2020).

Asimismo, los ciudadanos en todo el mundo apoyan mayoritariamente la acción climática y **están dando a los gobiernos un claro mandato para tomar las acciones de transformación necesarias.** De acuerdo a la encuesta realizada por el Programa de Desarrollo de las Naciones Unidas a 1,2 millones de personas en 50 países, dos terceras partes de la gente piensa que el cambio climático es una emergencia global (UNDP, 2019). Incluso cuando la acción climática requiere cambios significativos en sus propios países, la mayoría sigue apoyando las medidas de transformación. En los países donde los combustibles fósiles son una fuente mayor de emisiones, la gente apoyó la promoción de las energías renovables, entre otros medios de descarbonización.



El cambio climático entre las tres prioridades ambientales del planeta



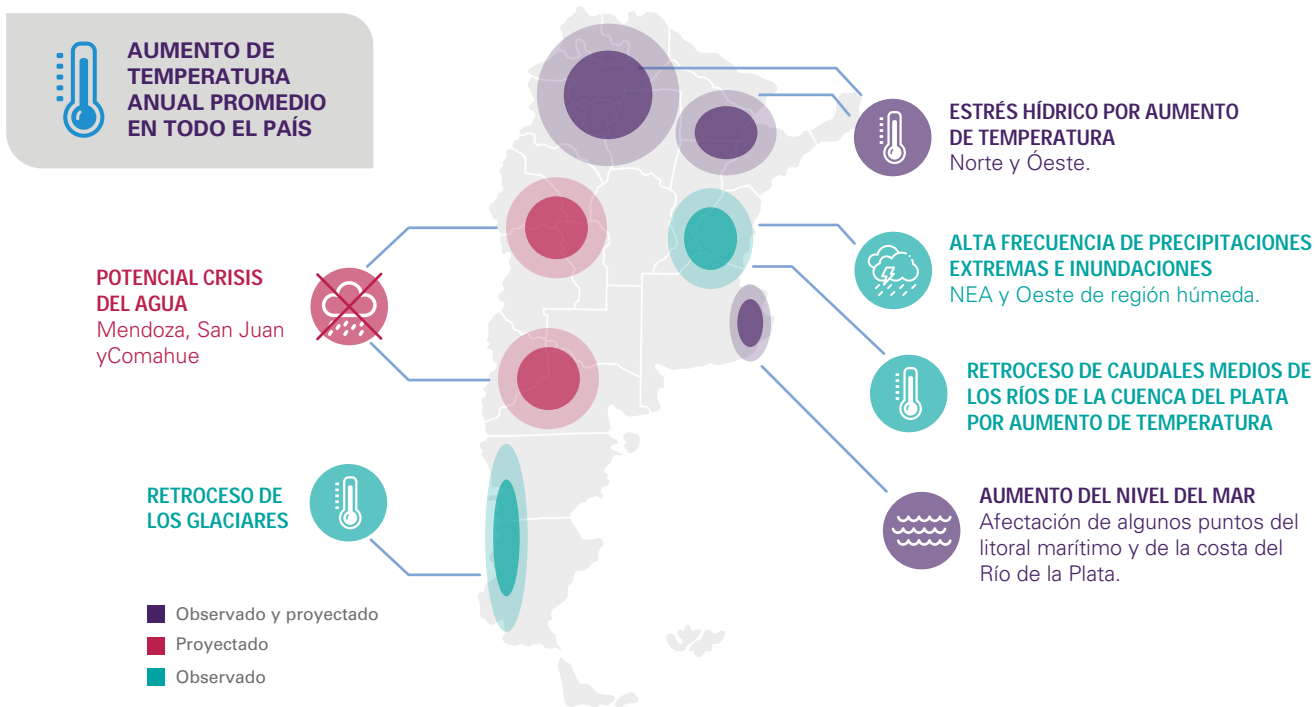
El cambio climático representa uno de los tres factores de desestabilización ambiental global que ya han excedido el límite tolerable junto al ciclo de nitrógeno y la pérdida de biodiversidad.

En 2018, el IPCC emitió un informe llamado "Reporte Especial sobre Calentamiento Global de 1.5°C" (IPCC SR 1.5) que señala los riesgos del cambio climático sobre la salud, los bienes materiales necesarios para la subsistencia, la seguridad alimentaria, el suministro de agua, la seguridad humana, y el crecimiento económico.

El Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC) es la organización multilateral de Naciones Unidas fundada en 1988 para brindar una opinión objetiva y científica sobre el cambio climático, sus potenciales impactos y riesgos naturales, políticos y económicos y las opciones de respuesta para la mitigación y adaptación.

Fuente: Rockstrom (2015).

Principales impactos del cambio climático en Argentina



Fuente: Tercera Comunicación Nacional sobre Cambio Climático, SAyDS, 2015.

En Argentina, los sectores productivos más afectados por el cambio climático incluyen agricultura y ganadería, energía, turismo, salud, recursos hídricos, transporte e infraestructura (SAyDS, 2015).

Las pérdidas potenciales implican costos por daños físicos, disminución en los rendimientos de los cultivos, ciudades y zonas rurales anegadas, incremento del nivel del mar, cambios en los caudales de los ríos, derretimiento de glaciares y cambios en la criósfera, generando estrés hídrico y afectando el uso de agua, entre otros.

Uno de los casos más acuciantes en el país es la bajante registrada en el río Paraná que afecta la hidrovía Paraná-Paraguay, cauce de salida de cerca del 80% de las exportaciones nacionales, ocasionando sobrecostos estimados por USD 400 millones en 2021 sólo debido a afectaciones del transporte y la logística.

A pesar de estos avances, aún se requiere una mayor ambición climática para alcanzar el objetivo de limitar el calentamiento global a 1.5°C. El reporte del IPCC de 2018 demuestra que **los compromisos tomados en el marco del Acuerdo de París no son suficientes** y, por lo tanto, se

necesitan mayores compromisos de reducción de GEI. Las emisiones globales netas de CO₂e **deberían caer 45% para 2030** con respecto a los niveles de 2010, alcanzando cero emisiones netas para 2050 (IPCC, 2018).

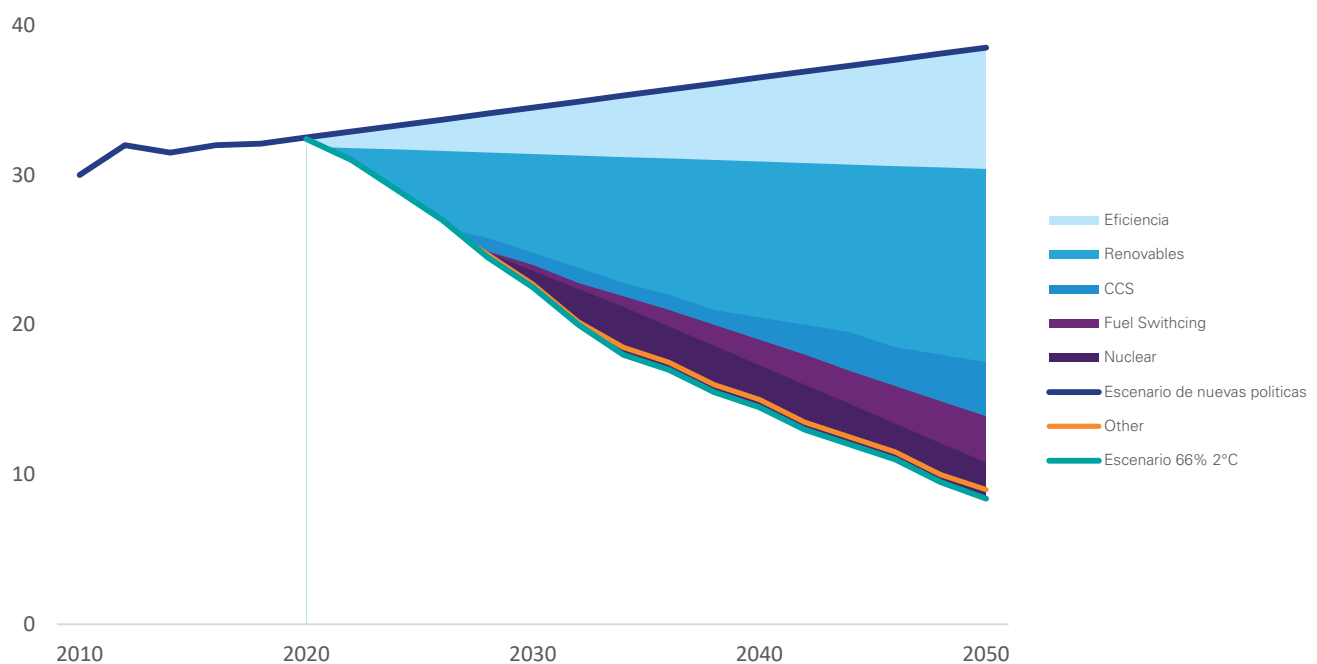


La necesidad de descarbonizar el sector energético

El sector energético mundial está en el centro de la transformación de la economía impulsada por el cambio climático (Rocsktrom, 2015). Los escenarios de descarbonización de largo plazo desarrollados por IEA e IRENA indican que, si se compara las Contribuciones Nacionales Determinadas (NDC) de todos los países con

el presupuesto de carbono consistente con la limitación mínima de aumento de la temperatura global media de 2°C, con una probabilidad del 66%, se puede apreciar **el nivel del desafío que implica la transición energética global.**

Medidas necesarias para alcanzar la meta del Acuerdo de París



Fuente: IEA, IRENA (2017).

De acuerdo con los NDC originalmente presentados por los países, el sistema energético mundial emitiría cerca de 1.260 GtCO₂e, es decir, aproximadamente un **60% más** que el presupuesto máximo de emisiones proyectado por IEA e IRENA. Esto demuestra que la transición energética requiere de una profundidad y una velocidad extraordinarios (IEA & IRENA, 2017).

Es más, a pesar del amplio apoyo al Acuerdo de París y el predominio global de las tecnologías energéticas limpias, económicas y sustentables, las emisiones globales de dióxido de carbono relacionadas con la energía se incrementaron 1.3% anual en promedio durante el período 2014-2019. **Mientras que en 2020 las emisiones disminuyeron 7% debido a la pandemia, se espera que exista un rebote en el corto plazo que retome la tendencia negativa** (IRENA, 2021).

En este sentido, IEA (2021) indica que para alcanzar la neutralidad de carbono para 2050, **la inversión global en combustibles fósiles debería restringirse, exclusivamente, a mantener la producción de los yacimientos de petróleo y gas natural existentes**, siendo necesaria la implementación masiva de energía renovables. Casi 90% de la generación eléctrica debería venir de renovables para 2050 y el resto de otras fuentes.

Sin cohesión social y concertación pública internacional, la crisis climática tendrá mayores costos para todos los países en el futuro y, en especial, para los países en desarrollo. Según el informe del Foro Económico Mundial denominado "Percepción de riesgos globales", el clima extremo y la falla en la acción climática son dos de los riesgos de mayor probabilidad de ocurrencia que enfrenta la humanidad. El riesgo de falla en la acción climática a nivel global representa el riesgo con mayor impacto potencial en daños y pérdidas a largo plazo (WEF, 2021).

Argentina es parte de la acción climática global y cuanto antes logre implementar las medidas acciones necesarias para llevarla a cabo, más eficiente resultará el proceso para el país. En la Cumbre de Líderes sobre el Clima realizada en abril de 2021, el presidente Alberto Fernández anunció el objetivo de **alcanzar el 30% de energías renovables en la matriz energética argentina para 2030** y la implementación de un plan de eficiencia energética en el país.

En este contexto, y aún en medio de la crisis del Covid-19, existe una gran expectativa mundial por la Conferencia COP26 a realizarse en Glasgow a fines de 2021, en la cual **Argentina deberá presentar su estrategia de desarrollo a largo plazo con bajas emisiones de GEI**, en el marco de Naciones Unidas.

LA VISIÓN DEL CEADS



El Sector Empresarial y el Desarrollo Sostenible

“Limitar el calentamiento global en línea con los objetivos climáticos del Acuerdo de París, requerirá transiciones y transformaciones en todos los sistemas y aspectos de nuestra sociedad: energía, alimentación, uso del suelo, transporte, industria, ciudades. Todos al unísono y a una escala sin precedentes.

En el centro de esta transición hacia un futuro más resiliente y sostenible, se encuentra la descarbonización, electrificación y digitalización del sistema energético, para asegurar el acceso a energía asequible, confiable, sostenible y moderna para todos. En ese marco, el papel que juegan las energías renovables en la estrategia energética de una empresa escala rápidamente de un ejercicio operativo y técnico a una prioridad estratégica y comercial.

Algunas de las acciones para acelerar la transición energética ya están en marcha en todo el mundo, lideradas principalmente por empresas. Diferentes iniciativas y alianzas, como Metas Basadas en Ciencia (SBTi), Race to Zero, Renewable Energy 100, movilizan hoy a miles de empresas líderes en el mundo, la región y Argentina a establecer metas energéticas y climáticas alineadas con los objetivos del Acuerdo de París. Están transformando los mercados energéticos al comprometerse con metas crecientes de energía renovable, que representan una de las principales soluciones hacia una economía de cero emisiones netas.

Este panorama es alentador, pero falta ampliar el portafolio de opciones, escalarlas a todos los sectores y multiplicar las inversiones. La actual inversión anual en eficiencia energética y tecnologías para energía de bajo carbono deberían multiplicarse varias veces. Y desde ya, el avance hacia estas metas representa diversos desafíos y barreras en el contexto local que deben resolverse.

El norte es claro, pero falta un plan para la transformación en todos los sistemas, incluido el energético. Necesitamos una hoja de ruta clara, relevante para el contexto del país y construida en alianza y colaboración entre todos los sectores y actores involucrados. Porque la transición justa no es solo necesaria, sino posible. Y es indispensable orientar esta transición de manera que contribuyan no sólo a los objetivos climáticos sino también al logro de los demás Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Ya que el acceso a servicios energéticos sostenibles, asequibles y modernos es la base para el desarrollo económico (ODS 8, 12) y la erradicación de la pobreza (ODS 1), la salud (ODS 3) y la educación (ODS 4), los sistemas alimentarios (ODS 2), el desarrollo de infraestructura y comunicaciones (ODS 7, ODS 11) y la reducción de las desigualdades (ODS 5, ODS 10).

El compromiso de las empresas resulta irremplazable para acelerar la transición hacia un futuro sostenible, resiliente y equitativo. Y al mismo tiempo somos conscientes de que la escala de cambios requeridos solo se logra de manera colaborativa y a través del diálogo entre todos los actores sociales. ”

Virginia Vilariño, Coordinadora de Clima y Energía

Acerca del CEADS

El Consejo Empresario Argentino para el Desarrollo Sostenible (CEADS) es el capítulo local del WBCSD (World Business Council for Sustainable Development) que, junto a un grupo de organizaciones similares, forman la Red Global del WBCSD, con presencia en más de 60 países. Siendo así la mayor coalición de asociaciones empresariales constituidas por 4.000 empresas miembro en conjunto, y posicionada como la voz empresarial de mayor incidencia en las agendas de sustentabilidad.

El CEADS como brazo local, nuclea a 85 compañías en el país pertenecientes a los diferentes sectores e industrias de la economía argentina, sumando esfuerzos para el logro de sociedades y sistemas más sostenibles. Su misión es proveer liderazgo empresarial para catalizar el cambio hacia el desarrollo sostenible y facilitar a las empresas los procesos para obtener su licencia social para operar, innovar y crecer.

Brinda a sus miembros diferentes programas y plataformas para integrar la sustentabilidad en las estrategias corporativas, compartiendo experiencias, difundiendo mejores prácticas, desarrollando herramientas de vanguardia e impartiendo las más novedosas actividades de formación y actualización. Como organización de Advocacy el CEADS es el foro por excelencia para fijar posiciones empresarias ante las principales instancias, tanto locales como internacionales, interactuando con gobiernos, sociedad civil, academia y organismos intergubernamentales, resultado de nuestros 27 años de experiencia, reconocimiento y trayectoria.

La contribución nacional determinada de Argentina

Habiendo ratificado el Acuerdo de París por Ley nacional 27.270 en 2016, **Argentina se encuentra formalmente comprometida ante la Organización de Naciones Unidas (ONU) para descarbonizar su economía.**

climático, conocido como el Acuerdo de París, que fijó el objetivo de limitar el calentamiento global por debajo de 2°C, realizando esfuerzos por no superar 1.5°C, sobre los niveles de temperatura media global preindustriales.

En 1994, la ONU estableció la Convención Marco sobre el Cambio Climático (CMNUCC) con el propósito de prevenir la interferencia humana peligrosa en el sistema climático. A fines de 2015, la CMNUCC formalizó el primer acuerdo global vinculante en relación al cambio

En el marco del Acuerdo de París, los países están obligados a presentar NDC para la reducción de emisiones de GEI, así como actualizarlas periódicamente, a fin de realizar los mayores esfuerzos posibles en función de sus circunstancias nacionales.

Hitos de Argentina sobre Cambio Climático



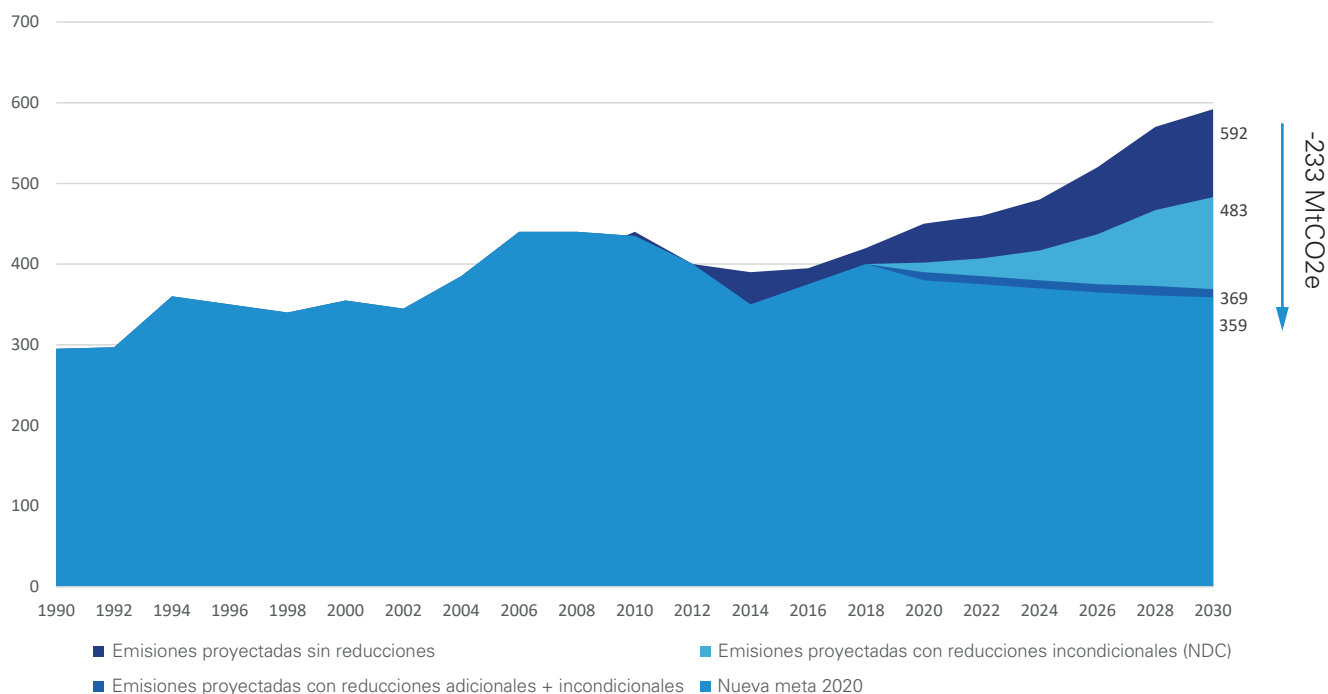
Fuente: Dirección Nacional de Cambio Climático. Secretaría de Cambio Climático y Desarrollo Sustentable. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

Argentina presentó su primera NDC en 2015, la cual fuera revisada al año siguiente y presentada en la Conferencia de las Partes (COP22) de 2016 con un aumento de su ambición climática. Esta primera NDC contenía una meta incondicional que establecía un límite de emisiones de 483 MtCO₂e en 2030 y medidas adicionales, condicionadas a la disponibilidad de financiamiento internacional, que ampliaban la meta a 369 MtCO₂e en el mismo año.

A fines de 2020, Argentina presentó una segunda NDC que considera un aumento de su compromiso climático estableciendo una meta absoluta e incondicional de no exceder la emisión neta de 359 MtCO₂e en 2030 para el conjunto de la economía, sin desagregación sectorial. El nuevo objetivo del país implica **un compromiso adicional de reducción de emisiones del 26%** respecto del compromiso incondicional previo.



Brecha de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero a 2030



Nota: si se considera el reciente anuncio presidencial, Argentina deberá dejar de emitir 10 MtCO_{2e} adicionales, llevando la meta a 349 MtCO_{2e}, lo cual implica una reducción requerida de 243 MtCO_{2e}.

Fuente: Tercer Informe Bienal de Actualización de la República Argentina a la CMNUCC (2019).

Finalmente, en la reciente Cumbre de Líderes sobre el Clima celebrada a principios de 2021, el Presidente de la Nación realizó un anuncio de aumento adicional de la ambición climática de Argentina a 349 MtCO_{2e} en 2030, una reducción de 27,7% respecto de la primera NDC revisada.

Según el Ministerio de Ambiente de la Nación, el escenario proyectado de Argentina sin reducción de emisiones muestra que la economía nacional alcanzaría 592 MtCO_{2e} emitidos en 2030. Por lo tanto, **la economía nacional necesita reducir sus emisiones en 243 MtCO_{2e} para ese año, lo cual representa un desafío no menor para el país.**

Las emisiones del sector energético argentino

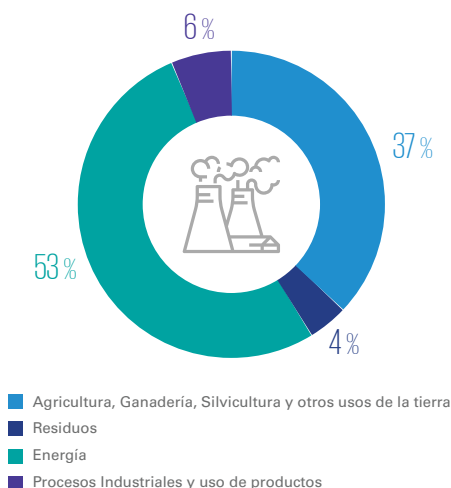
El sector energético es el principal contribuyente a las emisiones de GEI del país si se considera tanto la oferta de energía, incluyendo las emisiones fugitivas, como la demanda por transporte, industria, construcción y otros. De acuerdo con el último inventario de GEI de la Argentina, el total de emisiones netas nacionales ascendía a 364 MtCO₂e en 2016, **de las cuales 193 MtCO₂e correspondieron al sector energético, representando el 53% de las emisiones totales.** Por su parte, el 37% corresponde al sector de agricultura, ganadería, silvicultura y otros usos de la tierra, el 6% a

los procesos industriales y el 4% restante a los residuos (SAyDS, 2019).

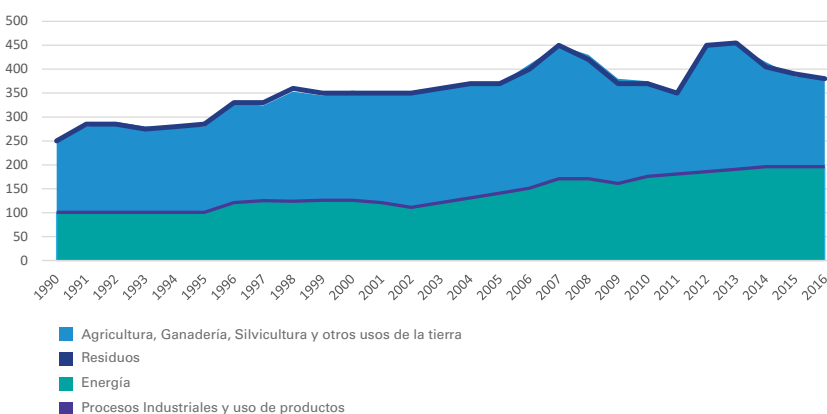
Desde 1990, **la evolución de las emisiones relacionadas con la energía ha mostrado un crecimiento significativo en el país,** mientras que agricultura, ganadería, silvicultura y otros usos de la tierra han mostrado una disminución desde 2012. Los procesos industriales y los residuos mantienen una participación menor sobre el total de emisiones de la economía.

Emisiones de Gases de Efecto Invernadero por sector

Distribución sectorial de emisiones de GEI



Tendencia de emisiones de GEI



Fuente: Tercer Informe Bienal de Actualización de la República Argentina a la CMNUCC (2019).

De esta manera, la reducción de emisiones comprometida por Argentina en la segunda NDC **requiere profundos cambios estructurales en el sector energético nacional durante los próximos diez años.** Este proceso involucra la integración de fuentes

renovables a la matriz energética, mejoras de eficiencia energética y electrificación de consumos energéticos, así como también el desarrollo de vectores energéticos alternativos como el hidrógeno verde y la implementación de sistemas de captura y almacenamiento de carbono.

El plan de transición energética de Argentina

La formulación del plan de transición del sector energético implica un gran desafío de prospectiva y planificación federal para el país. El trilema energético que enfrenta Argentina sólo podrá ser resuelto si el país logra implementar una hoja de ruta que articule los incentivos del sector público y el sector privado de manera tal que las inversiones se dirijan a los activos más eficientes para alcanzar los objetivos de seguridad, equidad y mitigación climática.

Una transición energética exitosa requiere la formulación e implementación de un plan nacional de largo plazo que esté alineado a los objetivos del Acuerdo de París y, al mismo tiempo, brinde de autoabastecimiento y equidad de acceso para una economía argentina que necesita crecer con igualdad. Este plan debe describir la hoja de ruta a seguir para cumplir la meta de descarbonización, articulando incentivos y dando visibilidad para la toma de decisiones de los participantes del sector.

De esta manera, una estrategia energética compatible el Acuerdo de París requiere de un proceso de planificación que armonice la reducción de emisiones de GEI, el crecimiento económico, el equilibrio fiscal,

el costo energético y las necesidades de la ciudadanía (MADS, 2020).

En el informe de presentación de su segunda NDC, Argentina plantea una visión del sector energético nacional en el marco de la Agenda de Desarrollo Sostenible a 2030 (CNCPS, 2020). La visión del sector considera una transición energética que garantice el acceso a la energía de manera asequible, limpia, confiable y sostenible en apoyo al crecimiento económico del país. La matriz energética prevista se basa en el potencial de las energías renovables, así como en la energía nuclear y en el hidrógeno, entre otros vectores energéticos.

Asimismo, considera una mayor utilización del gas natural como combustible de transición mediante la sustitución de los derivados del petróleo y el carbón (MADS, 2020). Para 2030, se proyecta que la generación eléctrica de fuentes renovables y la generación distribuida tendrán un alto crecimiento, mientras se prevé un aumento de la cogeneración en plantas térmicas así como la incorporación de grandes centrales hidroeléctricas y nucleares, las cuales reconocen fuertes desafíos derivados de su impacto ambiental, licencia social y grandes costos de capital por MW construido.

El Rol de las Energías Renovables en la Transición a 2030


El plan de transición energética se debe traducir en un conjunto de medidas estructuradas sobre la base de las soluciones tecnológicas disponibles para lograr los objetivos de la nueva matriz energética a 2030. De acuerdo con IRENA, más del 90% de las soluciones involucran energías renovables, electrificación, eficiencia energética, hidrógeno verde, y el uso de biomasa con captura y almacenamiento de carbono como una solución de emisiones negativas (IRENA 2021). En este sentido, **la forma más eficiente de comenzar la transición energética es en el sector eléctrico donde las tecnologías renovables juegan un papel clave en el proceso de descarbonización.**

A fin de evaluar el conjunto de medidas que debería incluir el plan de transición energética de Argentina, es posible analizar los últimos escenarios planteados por la Secretaría de Energía de la Nación (SENER). De esta manera, los escenarios energéticos a 2030, elaborados

en 2019, y el Plan de Energía y Cambio Climático, actualizado el mismo año, presentan proyecciones que permiten evaluar el impacto esperado de las medidas de transformación energética en la reducción de emisiones así como la importancia relativa de las energías renovables como medida eficaz para contribuir al cumplimiento de la NDC de Argentina.

Los resultados de los ejercicios de modelización de SENER (2019) indican que la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del sector energético provendrán de medidas basadas en la eficiencia energética, la incorporación de generación eléctrica de fuentes renovables, la aplicación de cortes de biocombustibles en los derivados del petróleo y el aumento de la generación eléctrica convencional limpia. Asimismo, se proyecta la sustitución de combustibles fósiles líquidos, como el gas oil y el fuel oil, por gas natural en las centrales térmicas del parque eléctrico.

Medidas de Mitigación del Cambio Climático

Eje	Medida de mitigación 
Eficiencia Energética	Eficiencia en electrodomésticos Calefones eficientes Bombas de calor Economizadores de Agua Alumbrado Público Iluminación residencial Envolvente térmica en edificios
Energía Renovable	Generación eléctrica a partir de fuentes renovables conectadas a la red Generación eléctrica distribuida Generación térmica a partir de biomasa Solar térmica (calefones solares) Generación eléctrica aislada de la red
Combustibles	Corte con biocombustibles
Generación a gran escala	Hidroeléctrica Sustitución de combustibles fósiles por gas natural en generación eléctrica Mejora en la eficiencia de centrales térmicas

Fuente: Gabinete de Cambio Climático y Secretaría de Energía, Informe de Plan de Energía y Cambio Climático (2019).

Del lado de la oferta de energía, las medidas basadas en **energías renovables no convencionales** incluyen la generación eléctrica de fuente eólica, solar fotovoltaica, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, biomasa, biogás y geotermia así como la generación distribuida y la generación aislada en zonas rurales. Por su parte, se proyectan medidas del lado de la demanda asociadas a instalaciones de energía solar térmica.

Adicionalmente, existen medidas correspondientes a la generación térmica a base de biomasa que generan una reducción de emisiones adicional por evitamiento de la quema y la descomposición anaeróbica de residuos.

Generación de energía eléctrica de fuentes renovables a gran escala

La generación eléctrica a través de la instalación de centrales de generación a partir de fuentes renovables no convencionales es una medida que se encuentra alineada al objetivo de participación de fuentes renovables del 20% a 2025 planteado por la Ley 27.191. La misma incluye plantas eólicas, solares, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (de potencia menor a 50 MW) y generación a partir de biogás y biomasa, entre otras fuentes renovables. Esta medida genera una reducción de emisiones estimada en 22,16 MtCO_{2e}.

Generación distribuida

La generación distribuida de fuentes renovables es una medida que está basada en la Ley 27.424 considerando un objetivo de 1.000 MW de potencia instalada para 2030 en todo el país.

La medida contempla el desarrollo del sistema de generación de electricidad a nivel residencial, comercial e industrial de pequeña escala conectada a la red de distribución a partir de fuentes renovables. La generación que se produce directamente en el punto de consumo disminuye la carga sobre las redes de transporte y distribución del sistema nacional. Esta medida generará una reducción de emisiones estimada en 0,88 MtCO_{2e}.

Generación de energía eléctrica aislada

La generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en zonas rurales aisladas de la red de distribución se basa en el proyecto de energías renovables en mercados rurales (PERMER) cuyo objetivo es facilitar el acceso a la energía de poblaciones rurales dispersas y alejadas de las redes de distribución del sistema nacional. En este sentido, el proyecto incluye las iniciativas de instalación de sistemas en hogares, escuelas, instituciones y establecimientos productivos en el todo el interior del país.

En el marco de PERMER, se contempla generación eléctrica renovable, principalmente, de fuente solar pero también puede incluir otras fuentes renovables. Se estima que esta medida generará una reducción de emisiones de 0,05 MtCO_{2e}.

Generación de energía solar térmica

La medida incluye la utilización de sistemas térmicos para compuestos por colectores solares que aprovechan la energía solar para calentar agua y por tanques aislados térmicamente que la conservan hasta su utilización. La generación solar térmica proyectada reduciría emisiones por 1,03 MtCO_{2e} en 2030.



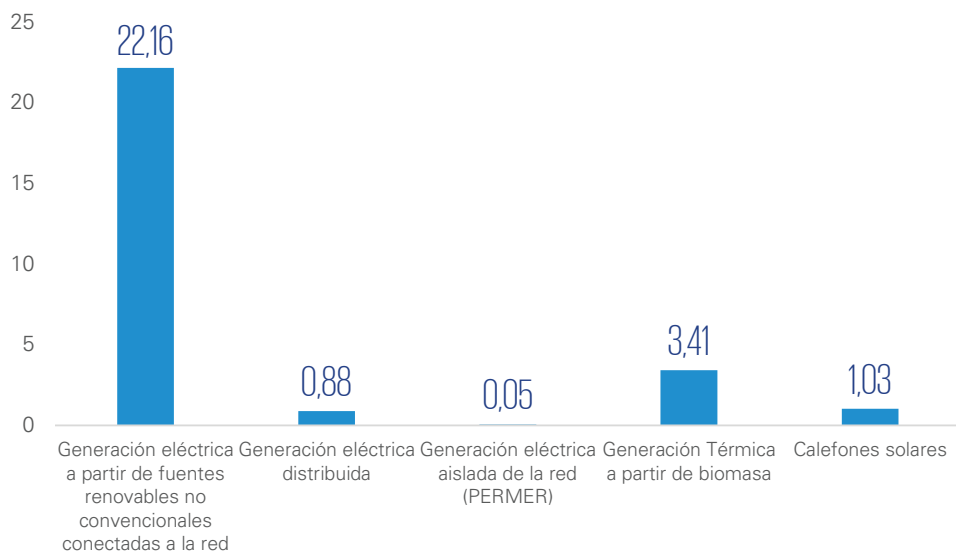
Generación de energía térmica a partir de biomasa

El proyecto de fomento a la generación de energía de biomasa (PROBIOMASA) involucra la medida de generación de energía a partir de biomasa a través de la utilización de 4,3 Mt de biomasa que sustituyen 1,3 m³ de gasoil en 2030. El programa contribuiría con una reducción de emisiones de 3,41 MtCO_{2e} en 2030.

En su conjunto, las medidas del sector energético permiten proyectar una reducción de emisiones por 109,9 MtCO_{2e} en 2030, representando el 46% de las reducciones totales requeridas en la economía nacional para 2030.

Reducción de Emisiones causadas por las Energías Renovables

Reducción de MtCO₂e al 2030



Fuente: Gabinete de Cambio Climático y Secretaría de Energía, Informe de Plan de Energía y Cambio Climático (2019).

En el total, las medidas relacionadas con las energías renovables implican una **reducción de 27,53 MtCO₂e**

equivalente a más del 25% de las reducciones totales necesarias en el sector energético para 2030.

La participación de las energías renovables en la matriz eléctrica de Argentina a 2030

A partir de las medidas de transformación consideradas, puede analizarse la configuración de la futura matriz eléctrica y la evolución de la participación de las energías renovables en la misma. En las proyecciones de SENER a 2030, se plantean cuatro escenarios en base a diferentes supuestos de demanda, inversión, precios y productividad. El escenario tendencial proyecta la oferta y la demanda de energía siguiendo la tendencia histórica del sector en el país. El escenario eficiente plantea una demanda menor de energía gracias a la implementación acelerada de medidas de eficiencia energética. El escenario electrificación prevé una migración acelerada de la demanda de transporte hacia energía eléctrica. Y el escenario gasificación considera una aceleración en la explotación de los yacimientos de gas natural no convencionales disponibles en el país.

La demanda de energía eléctrica actual asciende a cerca de 140 Teravatio hora (TWh). A 2030, el escenario tendencial proyecta un consumo eléctrico de 182TWh al igual que el escenario gasificación que no afecta la demanda eléctrica proyectada.

El piso del rango de consumo proyectado corresponde al escenario de eficiencia energética que asume una reducción en la demanda por implementación de medidas de ahorro y el techo al escenario que incluye una electrificación acelerada del transporte.

Las proyecciones indican un **crecimiento de la demanda de entre 21% y 64% respecto de 2018 alcanzando 161-218 TWh anuales en 2030** en los escenarios eficiente y de electrificación respectivamente.

En este contexto, se observa que en el escenario tendencial es factible la incorporación de las energías renovables alineada al objetivo de consumo del 25% establecido por la Ley 27.191, al cual se suma un 29% a ser generado por hidroeléctricas de gran escala. Por su parte, la generación térmica se proyecta a base de gas natural. Este escenario muestra una matriz de generación eléctrica con 69% de fuentes limpias de emisiones de GEI a 2030. Las proyecciones incorporan potencia de fuentes renovables no convencionales, térmicas, hidroeléctricas de gran escala y nucleares necesaria para cubrir la demanda eléctrica de cada escenario. La nueva potencia

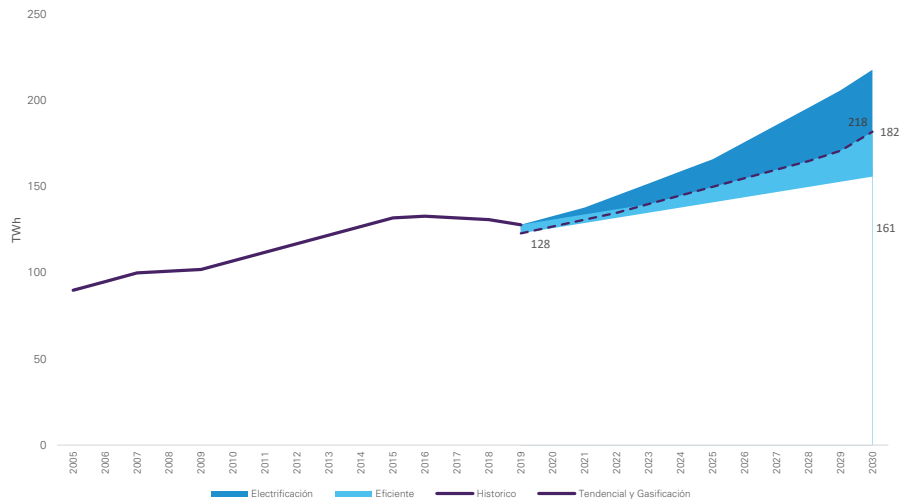




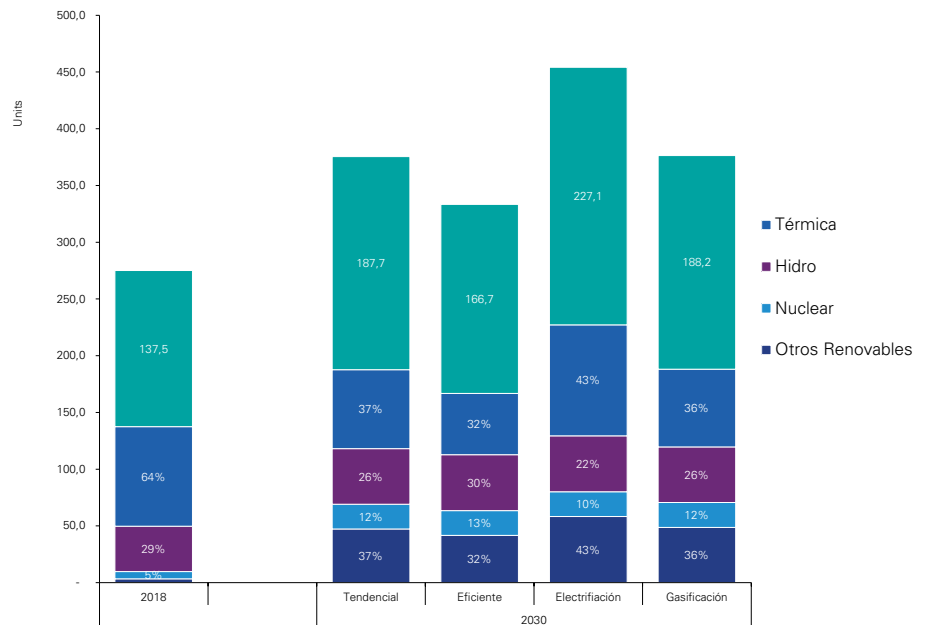
a instalar de fuentes renovables necesaria para alcanzar la matriz eléctrica proyectada a 2030 va desde 12,2 GW en el escenario eficiente hasta 17,8 GW en el escenario de electrificación. Para 2030, se prevé que el sistema requerirá la incorporación de potencia firme para asegurar un margen de reserva del 20%.

Escenarios Energéticos 2030

Demanda de energía eléctrica 2005-2030



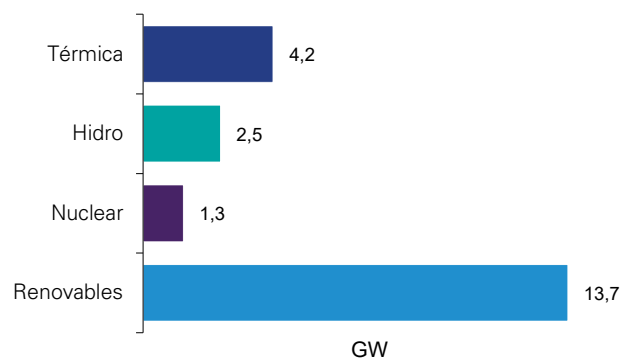
Generación por fuente según Escenarios 2018-2030



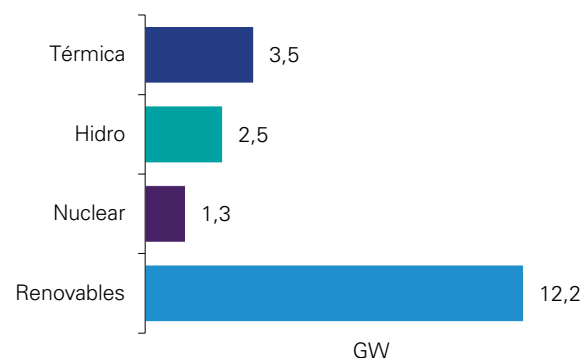
Fuente: Informe Escenarios Escenarios Energéticos 2030, Secretaria de Energía (2019).

Nueva potencia instalada acumulada a 2030 según escenarios (GW)

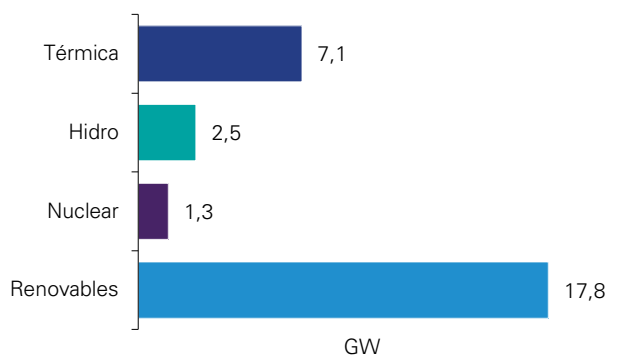
Tendencial



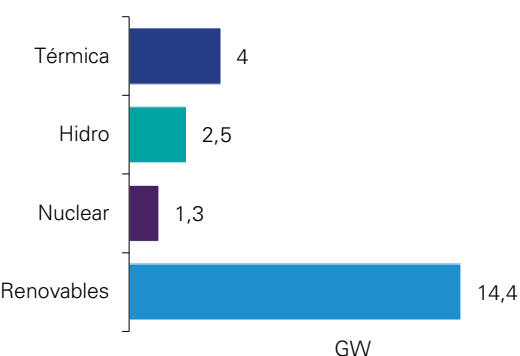
Eficiente



Electrificación



Gasificación



Fuente: Informe Escenarios Energéticos 2030, Secretaría de Energía (2019).

Los cuatro escenarios de demanda eléctrica consideran la integración de generación de fuentes renovables para cumplir con las metas de consumo establecidas por la Ley 27.191 a 2025. Asimismo, se proyecta la incorporación adicional de energías renovables no convencionales hasta llegar al 25% en 2030 en línea con las curvas de reducción de costos esperadas para estas tecnologías. En el capítulo II, se analizan las mejoras de costos registradas por las tecnologías renovables, así como las bajas de costos adicionales esperadas para los próximos años, lo cual permitiría **una participación de energías renovables aún mayor hasta alcanzar el 30% en 2030**. Además, los escenarios asumen el objetivo de la Ley 27.424 incorporando 1 GW de potencia instalada a 2030.

Por su parte, los escenarios consideran una disminución progresiva de la generación térmica de fuentes fósiles a medida que se produce un incremento de las fuentes renovables. Estos escenarios implican una reducción significativa de la participación del sector energético en las emisiones de GEI, representando entre el 41% y el 45% para los escenarios "eficiente" y "tendencial", respectivamente. **Estas proyecciones permiten dimensionar el tamaño del desafío que implica la transición energética nacional y el rol de las energías renovables para lograr los objetivos.**

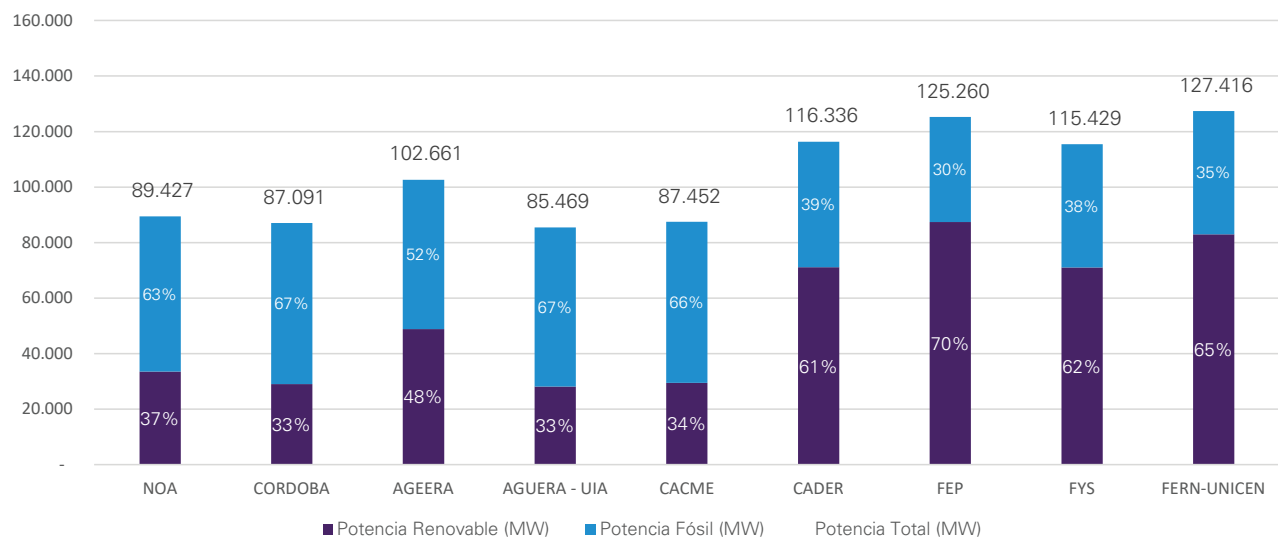
La visión de los participantes del sector

Junto a las proyecciones a 2030 de SENER, el ejercicio de construcción de escenarios energéticos desarrollado por la Plataforma Escenarios Energéticos Argentina a 2040 es una referencia central para analizar la transición energética del país. Este ejercicio de modelización presenta un conjunto de nueve escenarios desarrollados por las entidades más representativas del sector energético nacional en base a las premisas surgidas de según sus visiones particulares sobre el futuro energético del país (Beljansky y otros, 2018).

Focalizando la observación sobre la configuración de la futura matriz eléctrica, los nueve escenarios a 2040 proyectan distintas participaciones de las fuentes renovables en la matriz a 2040. **El escenario con menor integración de energías renovables proyecta 28,1 GW que representa el 32,9% de la matriz y el escenario con mayor participación alcanza GW 87,4 GW, es decir, el 69,8% de la matriz.** Ocho de los nueve escenarios consideraban que se cumpliría el objetivo de participación de energía renovable previsto en la Ley 27.191 del 20% a 2025.



Participación de las Energías Renovables en la potencia instalada a 2040 (MW) según visiones de los participantes del sector energético nacional



Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos 2040 (2018).

02

La competitividad de las energías renovables



La fuerte disminución de costos de inversión que vienen mostrando las tecnologías renovables en los últimos diez años está siendo el mayor impulsor de la transición energética. ”



Central Térmica de Biogás “Río Cuarto I” (3,2 MW) & Central Térmica de Biogás “Río Cuarto II” (2,4 MW) ubicadas en Río Cuarto, Provincia de Córdoba.

En gran parte del planeta, las energías renovables se han transformado en la fuente de generación de energía de más bajo costo. La predicción de BP (2020) indica que el crecimiento en energías renovables estará dominado por las tecnologías solar fotovoltaica y eólica, apuntaladas por la continua caída de los costos de inversión a medida que se desciende en sus curvas de aprendizaje. En los próximos 30 años, los costos de las tecnologías eólica y solar se estiman caerán 30% y 65%, respectivamente, en un escenario de rápida descarbonización y 35% y 70% en un escenario de neutralidad de carbono (BP, 2020).

Las mejoras tecnológicas, las economías de escala y la competencia en las subastas han permitido que el costo nivelado de energía muestre una tendencia decreciente para la generación mediante todas las tecnologías renovables, especialmente, en la eólica y la solar fotovoltaica.



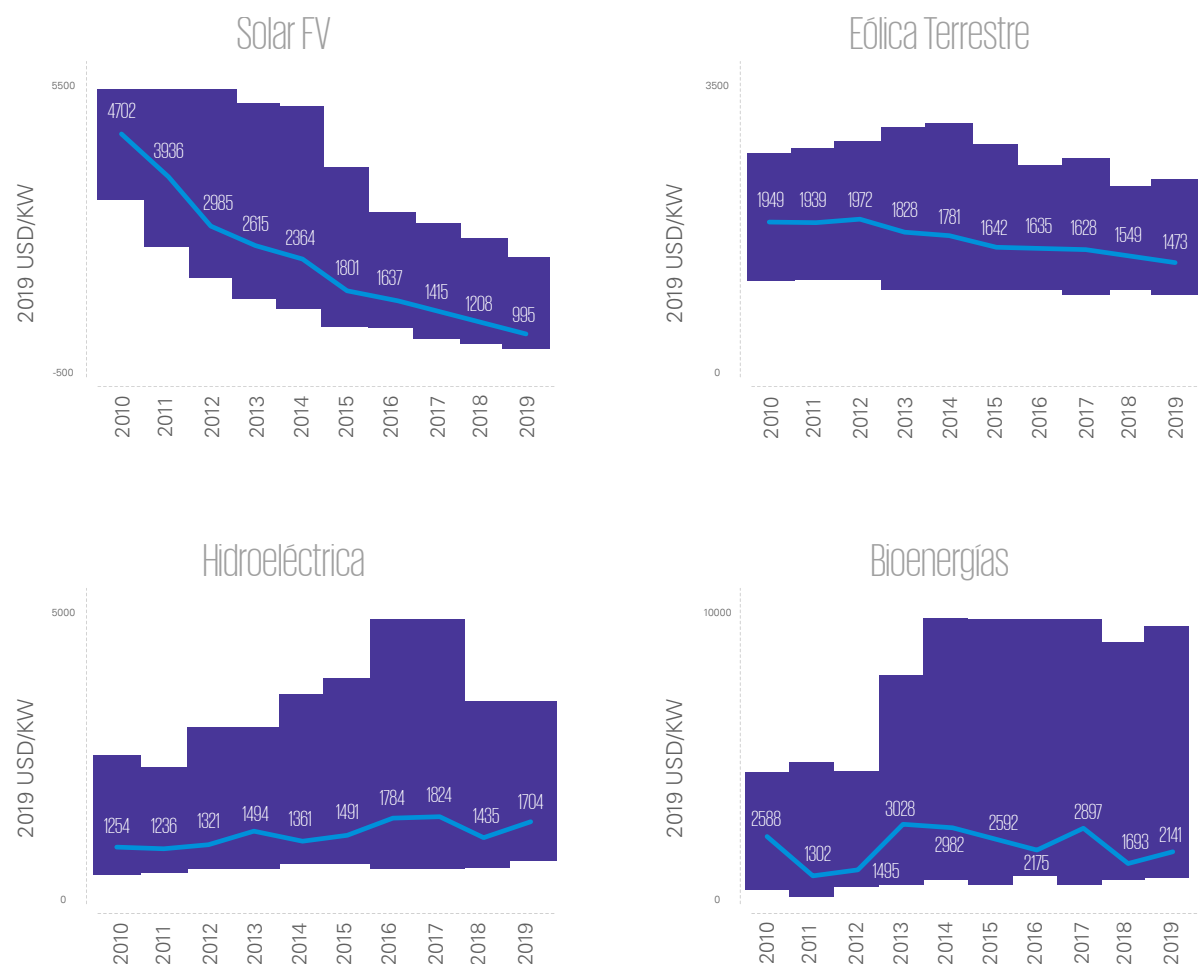
Las mejoras de costos de las tecnologías renovables

La fuerte disminución de costos que vienen mostrando las tecnologías renovables está siendo el mayor impulsor de la transición energética. **La reducción de costos de inversión fue posibilitada gracias a un proceso de innovación tecnológica sostenida durante los últimos diez años.**

Las energías renovables están conformadas por una amplia variedad de tecnologías que tuvieron distintos

senderos de maduración a lo largo del tiempo. Cada una de ellas posee características que le son propias, pero todas mostraron avances significativos que mejoraron sus costos. De acuerdo con la base de datos de IRENA (2020), durante la última década, los costos de inversión de las tecnologías renovables registraron bajas que actualmente las posicionan como alternativas competitivas en una amplia variedad de contextos en todo el mundo.

Evolución de los costos de inversión por tecnologías (2009-2019)



Fuente: IRENA (2020).

Con respecto a la **tecnología eólica terrestre**, los costos de inversión bajaron 24% entre 2010 y 2019. El promedio ponderado global de los costos de inversión bajó de USD 1,9 a USD 1,4 millones por MW debido, principalmente, a la tendencia hacia turbinas más grandes que aumentan los factores de capacidad con mayores alturas y alcances (IRENA, 2020). Aunque éstas tienen un mayor costo por unidad, generan ahorros tanto en la instalación como en la operación y mantenimiento. La energía eólica terrestre ya compite con las tecnologías fósiles más eficientes en todo el mundo. Además, la globalización de la cadena de abastecimiento permitió mayores eficiencias. La extensión de las líneas de turbinas con diseños específicos para minimizar los costos de operación también contribuyó a reducir el costo de generación. La tecnología eólica marítima está siguiendo el mismo camino.

En cuanto a los **proyectos solares fotovoltaicos**, la reducción del costo de inversión se ha destacado con una baja del 79% entre 2010 y 2019. En el mundo, el

costo de inversión promedio para la energía solar fotovoltaica de gran escala llegó a USD 0,99 desde USD 4,7 millones por MW registrados diez años antes (IRENA, 2020). La reducción del costo de inversión de la tecnología solar fotovoltaica se explica, básicamente, por las mejoras en los módulos. Entre 2009 y 2019, los precios cayeron entre 87% y 92%, según el tipo. **El factor clave fue la mejora en la eficiencia que redujo las necesidades de superficie, los costos de materiales y otros costos del balance del sistema.** Asimismo, las mejoras en el proceso de fabricación redujeron los costos gracias a la automatización de las plantas. Otros factores relevantes fueron las economías de escala y la integración vertical de la industria. Finalmente, la innovación de los módulos bifaciales abrió una nueva etapa en la mejora de la eficiencia.

Por su parte, las **bioenergías** brindan una gama de tecnologías en base a una amplia variedad de sustratos. En zonas con disponibilidad de sustratos a bajo costo, estas tecnologías pueden proveer energía eléctrica

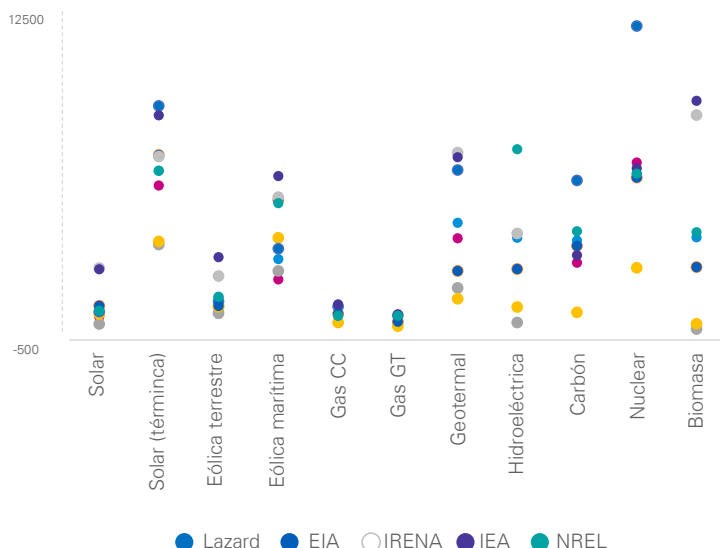
firme en términos competitivos. El promedio ponderado global de los costos de inversión de los proyectos bioenergéticos fue USD 2,1 millones por MW en 2019 (IRENA, 2020). La combustión de biomasa a base de bagazo de caña de azúcar, residuo de madera y otros residuos vegetales y agropecuarios es una tecnología probada que produce importantes beneficios sociales adicionales a la electricidad producida.

La **tecnología hidroeléctrica** también puede generar electricidad de bajo costo. Dado que las turbinas hidroeléctricas tienen distintas configuraciones y

tamaños según las características del emplazamiento, los costos de inversión muestran una amplia variabilidad. En 2019, el costo de inversión de la energía hidroeléctrica alcanzó USD 1,7 millones por MW (IRENA, 2020).

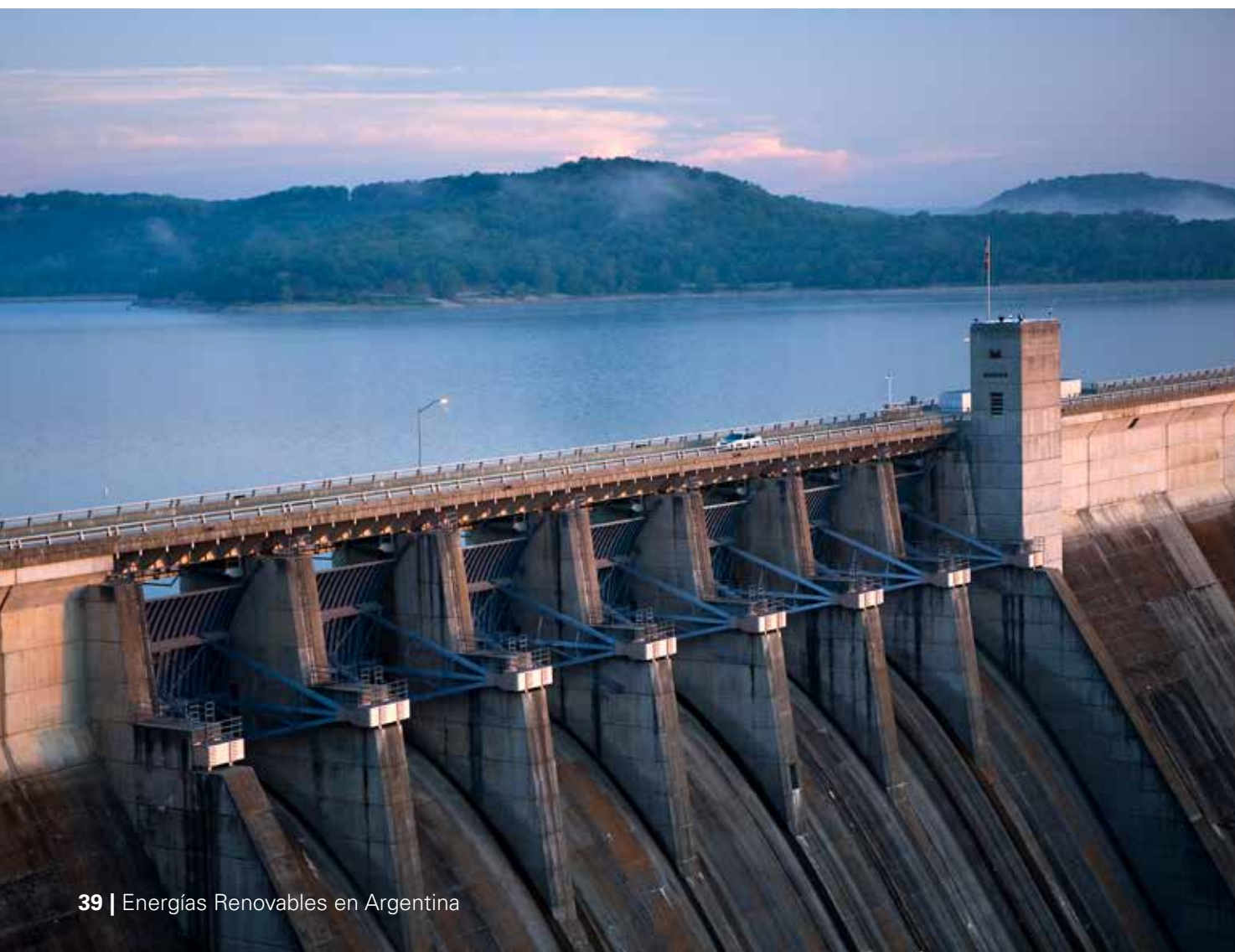
Con el objetivo de realizar un análisis comparativo entre tecnologías, la compilación de bases de datos realizada por el Banco Mundial (Timilsina, 2020) muestra los costos de inversión de tecnologías renovables y tecnologías convencionales, incluyendo térmicas a gas y a carbón, hidroeléctricas y nucleares.

Costos de inversión por tecnologías comparados (2009-2019)



En el gráfico se puede observar los costos de inversión máximos y mínimos de cada una de las cinco fuentes de datos para cada tecnología determinando sus rangos de variación. Los costos de inversión de las tecnologías térmicas, tales como ciclo combinado y turbina a gas, muestran rangos estrechos en niveles de costos bajos, pero la **tecnología solar fotovoltaica, eólica terrestre y biomasa pueden lograr niveles competitivos bajo condiciones favorables** más allá de la alta dispersión que las caracteriza dada la mayor variedad de configuraciones posibles de estas tecnologías.

Fuente: Banco Mundial (2020).



Los costos de inversión de las tecnologías más competitivas de Argentina

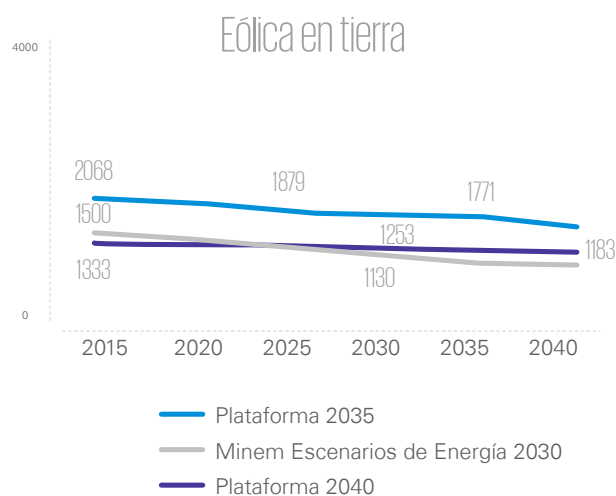
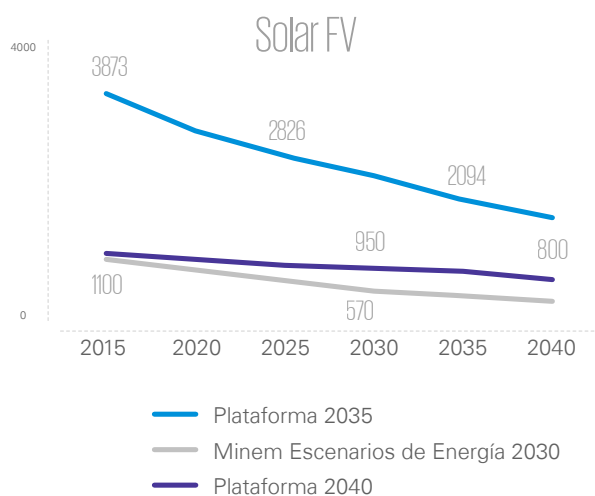
La disminución de los costos de inversión de las tecnologías renovables en el mundo es un hecho. Sin embargo, los costos de las tecnologías pueden variar significativamente en función del país donde se realiza el proyecto, siendo afectados por factores locales como requisitos de contenido local, disponibilidad de financiación y costo de la misma, impuestos y derechos de importación, entre otros.

De acuerdo con el estudio publicado por el BID (2019), el costo total de inversión promedio de la tecnología **solar fotovoltaica** en Argentina disminuyó de USD 1,6 millones por MW en 2016 a alrededor de USD 1 millón por MW en 2019. Asimismo, se proyecta una reducción de costos progresiva hasta llegar a USD 0,7 millones por MW en

2030. En cuanto a la **energía eólica**, el costo de inversión promedio se redujo de casi USD 1,3 millones por MW en 2018 a cerca de USD 1,1 millones por MW en 2019. Y la reducción de costos de inversión proyectada a 2030 llega hasta USD 0,8 millones por MW.

Por su parte, si se comparan las proyecciones de costos de inversión consideradas en los escenarios de SENER (2019) y en la Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2035 y 2040 (Fernández, 2015; Beljansky et al., 2018), se puede apreciar la **evolución decreciente de las curvas de costos de inversión** asumidas para las tecnologías solar fotovoltaica y eólica terrestre que representan las renovables más eficientes en costos.

Proyecciones de costos de inversión (USD miles/MW)



Fuente: NewClimate Institute (2020).

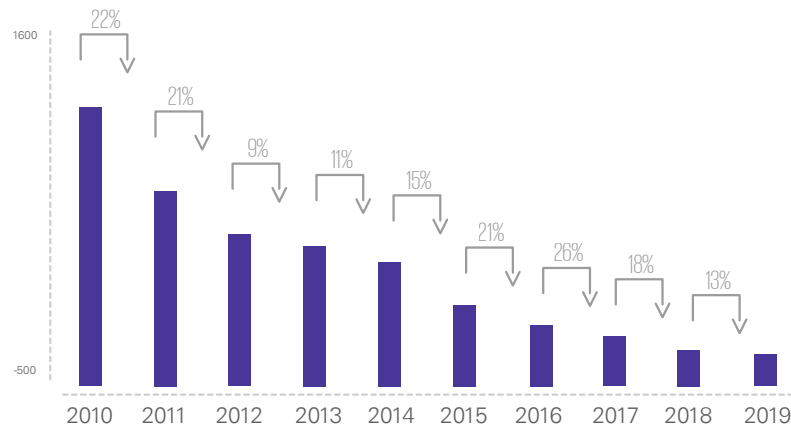
De esta manera, se puede observar que las proyecciones fueron incorporando en sus premisas la baja sucesiva de costos de inversión de estas tecnologías renovables a lo largo de los últimos años (Nascimento et al., 2020). En

base a la proyección más reciente, en 2040 la reducción de costos de inversión llegaría a alrededor de USD 0,4 millones por MW para la energía solar fotovoltaica y USD 0,7 millones por MW para la energía eólica terrestre.

El costo de almacenamiento: baterías de litio

La tecnología de almacenamiento de electricidad basado en baterías de litio **registró una reducción de costos notable en la última década que alcanzó el 87%** de USD 1,18 millones a 0,15 millones por MWh. Se espera que tanto el almacenamiento a escala de red como en sistemas distribuidos termine de madurar en los próximos años para complementar las soluciones competitivas ofrecidas por las tecnologías renovables variables de manera que se conviertan en oferta de energía firme al sistema eléctrico (BID y OIT, 2020).

Costo de las baterías (2009 USD/kw-hora)



Fuente: BID & OIT (2020) en base a BNEF.



Los costos nivelados de energía comparados por tecnología

Los costos de inversión son un elemento clave de la competitividad de una tecnología de generación eléctrica. Sin embargo, la factibilidad comercial de un proyecto depende de la consideración de todos los costos asociados a la tecnología en cuestión para poder determinar la conveniencia de invertir en ella. **Uno de los indicadores más utilizados para medir la competitividad relativa entre distintas tecnologías de generación eléctrica es el costo nivelado de electricidad**

(LCOE) (Aldersey-Williams y Rubert, 2019). El LCOE hace referencia al costo de generar una unidad de electricidad a partir de una tecnología dada, incluyendo los costos de inversión, los costos de operación y mantenimiento, tanto fijos como variables, los costos de combustibles y los costos financieros. Asimismo, el LCOE tiene en cuenta la calidad de los recursos de generación que determinan el nivel de productividad de la unidad de generación (Stacy y Taylor, 2015; Joskow, 2010).

Fórmula del costo nivelado de electricidad (LCOE)

$$LCOE = \frac{\text{sumatoria de costos durante el ciclo de vida}}{\text{sumatoria de energía generada durante el ciclo de vida}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

I_t: Inversión de capital en el año t
M_t: Gastos operativos y de mantenimiento en el año t
F_t: Gasto de combustible en el año t
E_t: Energía eléctrica generada en el año t
r: Tas de descuento
n: Vida útil esperada del sistema o de la planta

Fuente: Asmae Berrada, Khalid Loudiyi.

A través de este indicador, se puede comparar los costos de diferentes tecnologías calculando el valor actual de los distintos componentes que lo constituyen.

A nivel mundial, existen numerosos análisis que afirman que varias tecnologías renovables pueden ser tan competitivas como las fuentes convencionales en base al LCOE. Un estudio desarrollado por el Banco Mundial reúne más de **4.000 proyectos de once tecnologías realizados en distintos países del mundo en base a los valores de LCOE obtenidos de cinco fuentes** (Timilsina, 2020).

En el siguiente cuadro se detallan las premisas respecto de tasa de descuento de acuerdo con parámetros del propio Banco Mundial, costos fijos y variables de operación y mantenimiento en función del promedio de datos de las mismas fuentes recabadas. Para los combustibles, se usan distintos precios internacionales de carbón y gas natural. Los consumos específicos están atados a los costos de inversión asumiendo que las plantas de generación con mayor eficiencia térmica tienden a ser más costosas. Los valores de los costos de inversión están ajustados por deflactor del producto bruto interno de Estados Unidos para cada tecnología a 2019 (Banco Mundial, 2015). Los LCOE calculados no incluyen transferencias, subsidios, impuestos o incentivos financieros.

Premisas utilizadas para el cálculo de LCOE

Fuente	Solar (FV)	Solar (Térmica)	Eólica terrestre	Eólica marítima	Gas CC	Gas TG	Geométrica	Hidroeléctrica	Carbón	Nuclear	Biomasa
Tasa de descuento					6% y 10%						
Costo de construcción MIN (USD / KW)	618	3704	1100	2350	673	536	2680	1282	1200	4000	1968
Costo de construcción MAX (USD / KW)	1153	5352	1692	3798	917	700	3786	2456	2772	5956	4018
Factor de capacidad disponible (%)	30%	30%	35%	35%	85%	85%	90%	55%	85%	90%	75%
Vida económica (años)	20	25	20	20	25	25	25	25	25	25	25
Precio de los combustibles (USD / GJ)					3,3; 7,5; 12						
Consumo específico (MJ / KW)					7,5	7,5					
Costos fijos operativos (%)	1,10%	1,80%	2,60%	2,30%	1,70%	1,90%	4%	1,60%	1,50%	1,90%	3,60%
Costo de Mantenimiento (USD / MWh)					3,25	5,62	1,16	1,39	5,42	4,60	5,50
Cantidad de LCOE	216	216	216	216	648	648	216	216	216	648	648

Fuente: Banco Mundial (2020) en base a IRENA, Lazard, IEA, EIA y NREL.

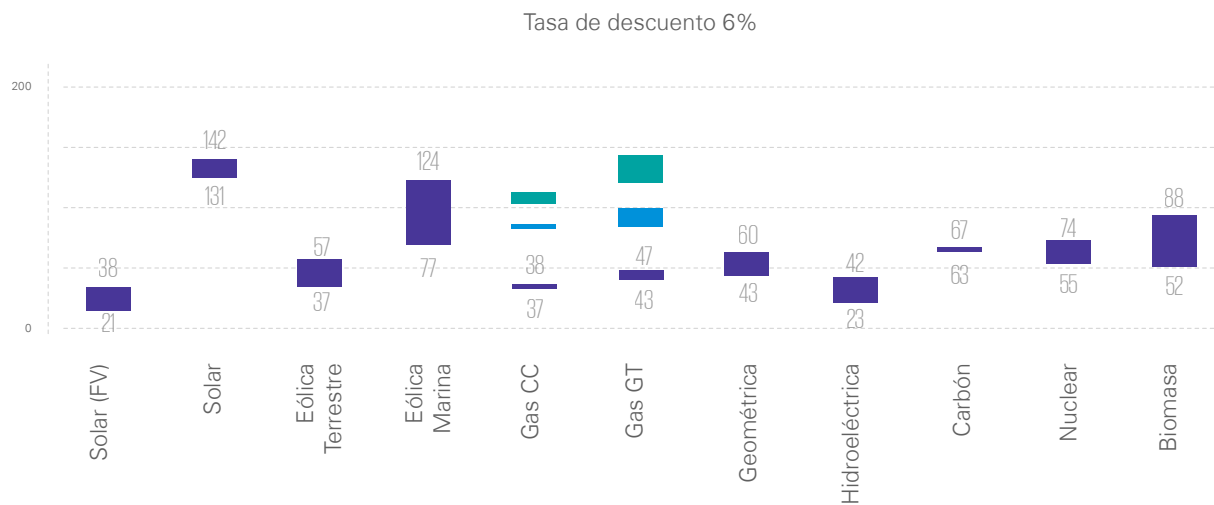
Con respecto a los factores de carga, se asumen factores de capacidad relativamente conservadores de 35% para energía eólica y 30% para solar fotovoltaica. Argentina cuenta con recursos renovables de clase mundial que le permiten altos niveles de rendimiento. En 2020, el factor de carga promedio de los parques eólicos y solares fotovoltaicos instalados en el país alcanzaron el 45,5% y el 30,7%, respectivamente.

En el siguiente gráfico, se puede observar los rangos de LCOE de las distintas tecnologías en función de su costo de inversión mínimo y máximo. **La energía solar y la eólica registran un rango competitivo de LCOE de**

USD 21-38/MWh y USD 37-57/MWh, respectivamente, frente a un rango de USD 37-38/MWh para el ciclo combinado, considerando un precio de gas natural de USD 3,1/MBTU.

En el caso de las térmicas a gas natural, se incluye una sensibilidad en función de distintos precios del combustible. **Si se consideran precios de USD 7/MBTU y USD 12/MBTU, el rango de LCOE de los ciclos combinados suben a USD 67-69/MWh y USD 97-103/MWh, respectivamente, viéndose afectada su competitividad frente a las energías renovables.**

Rangos de LCOE por Tecnologías según Precio del Gas Natural



Fuente: Banco Mundial (2020).

La competitividad de las tecnologías renovables frente a distintos precios de los combustibles

El precio del gas natural está dado por la disponibilidad del recurso en el país. Por esta razón, las plantas de ciclo combinado a gas y, en menor medida, las turbinas a gas pueden ser muy competitivas en Argentina si se dispone de suficiente producción local, como sucede en Estados Unidos.

Sin embargo, **los LCOE de las tecnologías fósiles son altamente sensibles a los precios de los combustibles.**

Las turbinas de gas y los ciclos combinados son afectadas ante la suba de precio del gas natural o, de forma similar, **ante la producción insuficiente de gas**

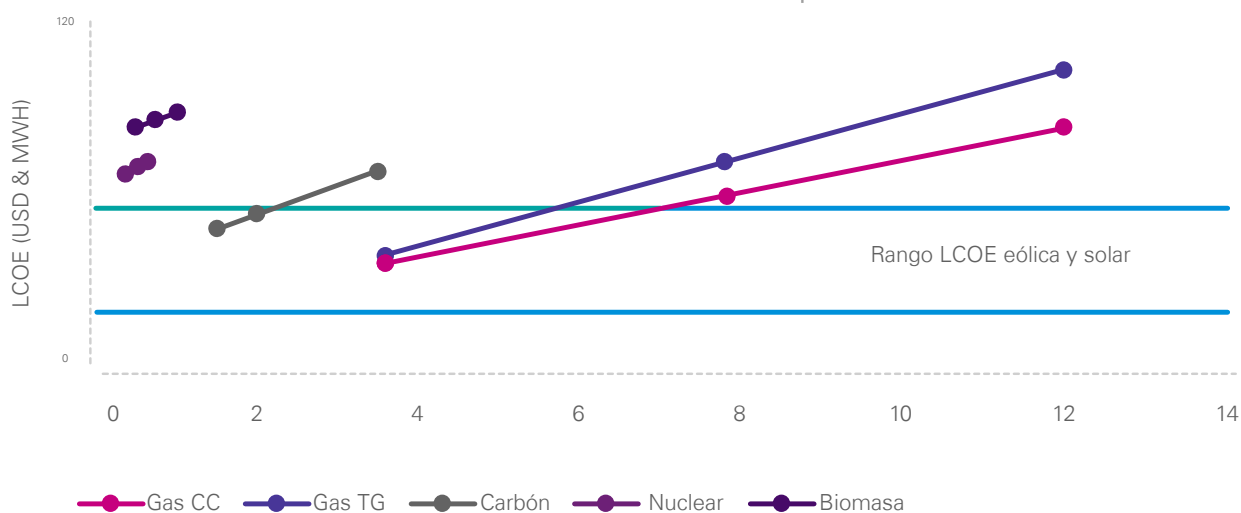
natural local que obliga a importar o usar combustibles líquidos más caros como el gasoil y fueloil.

A diferencia de las plantas nucleares que se caracterizan por una alta inversión inicial pero relativamente bajos costos de combustible, el peso del combustible en el caso de las plantas térmicas es mucho más alto por lo que tiene alto impacto en sus costos.

En el siguiente gráfico, se observa que la competitividad de las centrales a gas natural y carbón están altamente afectadas por la volatilidad de precio.



Sensibilidad del LCOE ante cambios en el precio de los combustibles



Fuente: Banco Mundial (2020) en base a IRENA, Lazard, IEA, EIA y NREL.

De esta manera, asumiendo condiciones ventajosas de precio del gas natural de USD 3,1/MBTU (equivalente a USD 3,3 GJ), las tecnologías renovables eólica y solar, seguidas por la hidroeléctrica y la geotérmica, están

dentro de rangos competitivos frente a las tecnologías fósiles. Asimismo, ante precios superiores a USD 10/MBTU, la tecnología de biomasa comienza a estar dentro del rango competitivo.

La tasa de interés: decisiva para la competitividad de las tecnologías renovables

La tasa de interés es uno de los factores críticos que afectan los valores de LCOE para una tecnología dada. Esto es particularmente relevante en Argentina donde **el costo de capital alcanza valores muy superiores a los que se encuentran en mercados desarrollados e, incluso, a los que existen en la mayoría de las economías latinoamericanas.**

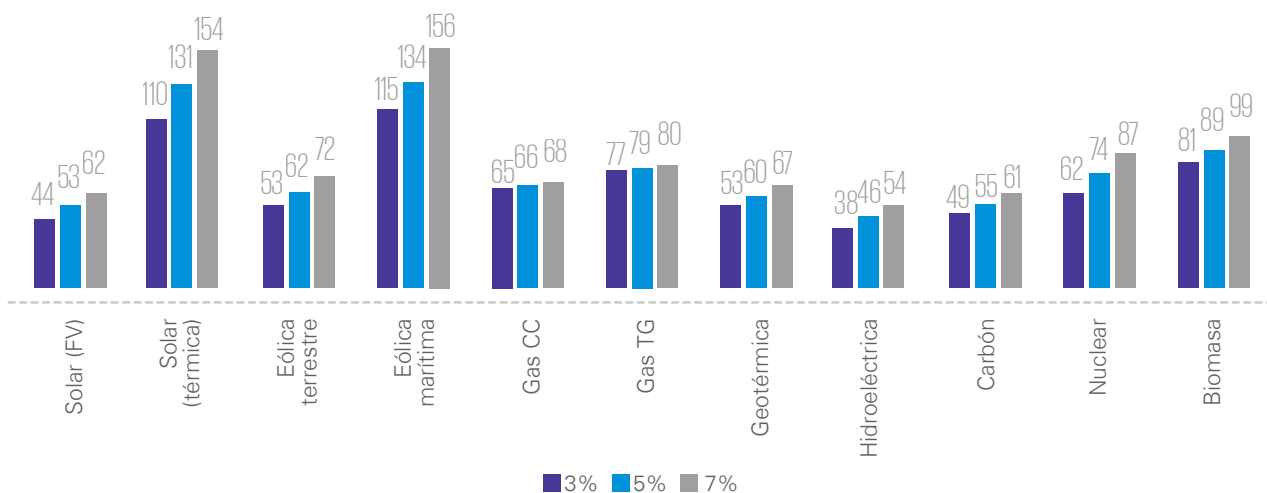
El análisis de sensibilidad de los LCOE ante subas del costo de capital indica que los proyectos renovables son más afectados que las centrales térmicas. Esto se debe a que las tecnologías de energías renovables variables eólica y solar exhiben relativamente altos costos iniciales y bajos costos operativos frente a las tecnologías fósiles. Estas características las hacen

especialmente más sensibles a cambios en la tasa de interés. En general, **cuanto más capital intensivo es la tecnología, más sensible resulta a cambios en la tasa de descuento.**

Además, la tasa de descuento misma es afectada por el grado de intensidad del capital dado que una tecnología con costos iniciales relativamente altos podría estar más expuesta a riesgos de mercado, lo cual incrementa los costos de financiamiento.

Como puede observarse en el gráfico, variando la tasa de descuento de 3% a 7%, los valores de LCOE de las tecnologías renovables sufren un aumento relativo mucho mayor que las plantas térmicas.

Sensibilidad del LCOE a la tasa de descuento (USD / MWh)



Fuente: Banco Mundial (2020).

Por su parte, un aumento de punto porcentual en la tasa de descuento provoca un incremento en el LCOE de alrededor de 1% en turbina de gas y ciclo combinado; alrededor de 6% en carbón y biomasa, 7% en geotérmica, alrededor de 9% en eólica (tanto terrestre como marina), 10% en CSP y nuclear, y 11% en hidráulica y solar fotovoltaica (Timilsina, 2020).

Esta conclusión es reforzada por el análisis realizado sobre la base de proyectos de IEA y NEA que señala que la ventaja de costos que pueden lograr las tecnologías renovables sobre las plantas térmicas cuando se asumen tasas de descuento de un dígito bajo, se

revierte cuando el costo del financiamiento se vuelve más caro, alcanzando una mediana de costos cinco veces superior cuando la tasa de descuento es del 20% (IEA & NEA 2020).

La evidencia sobre el mayor impacto relativo que tiene el costo del financiamiento en los proyectos renovables señala la importancia del nivel de riesgo soberano en un país de alta volatilidad como Argentina. **En situaciones normalizadas de acceso al mercado financiero, los proyectos renovables pueden aumentar significativamente su competitividad en relación con las tecnologías convencionales.**

El valor ajustado de los costos nivelados de energía para el sistema eléctrico (VALCOE)

Si bien el LCOE es un indicador ampliamente utilizado para guiar las decisiones de inversión en el sistema eléctrico, el análisis de costos basado en el LCOE no tiene en cuenta la totalidad de los costos implicados para el sistema eléctrico a partir de la incorporación de una tecnología dada.

En este sentido, es importante reconocer las limitaciones del LCOE **para comparar tecnologías renovables de naturaleza variable con tecnologías de generación firme** (Sklar-Chik et al., 2016; Joskow 2010). En ausencia de almacenamiento, las fuentes renovables variables no brindan capacidad firme al sistema eléctrico. Esto significa que el costo marginal de las tecnologías renovables variables para un sistema eléctrico puede ser mayor que su LCOE debido a la necesidad de incurrir en costos adicionales para mitigar su variabilidad.

El LCOE es un buen indicador de la competitividad de una tecnología en la medida que el costo adicional que debe asumir el sistema para tratar la variabilidad sea relativamente menor. Para tratar las limitaciones el LCOE, se debe utilizar un enfoque de planeamiento del sector eléctrico.

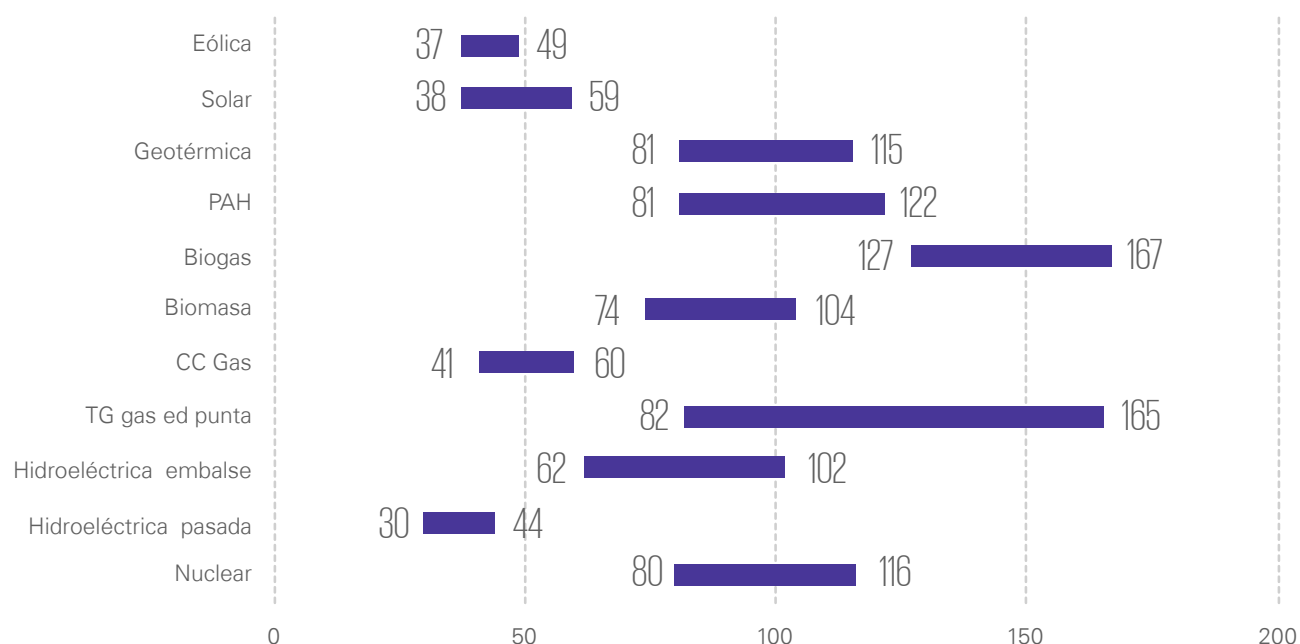
IEA plantea ajustar el LCOE para obtener un indicador llamado valor ajustado del costo nivelado de electricidad (VALCOE).

Formalmente, el VALCOE se refiere al valor marginal de la energía y la capacidad en una red eléctrica que resulta de la suma de una unidad de una tecnología dada. Éste compara una tecnología de generación a ser incorporada al sistema eléctrico comparando la matriz nueva con la existente que reemplazaría.

A fin de analizar la competitividad de las tecnologías renovables utilizando un criterio de VALCOE, se pueden analizar el costo para el sistema eléctrico nacional a partir de los LCOE considerados por SENER (2019) en el marco de la proyección de escenarios energéticos de Argentina a 2030. Como se puede ver en el gráfico, los valores indican que **la energía eólica tiene un LCOE de entre USD 37/MWh y USD 49/MWh, la solar fotovoltaica entre USD 38/MWh y USD 59/MWh y la hidráulica de pasada entre USD 30/MWh y USD 44/MWh mientras que el ciclo combinado a gas natural, la planta de generación fósil más eficiente del país, está un rango de USD 41/MWh a USD 60/MWh**. De esta manera, en términos de LCOE, las tecnologías renovables son competitivas (SENER 2019). Los rangos de costos están evaluados a tasas de interés de 5% y 10% sensibilizando CAPEX, factores de uso y costos de combustibles.



Análisis de LCOE por tecnología (USD/MWh)



Fuente: Secretaría de Energía (2019).



Ahora bien, a fin de incorporar ajuste de valor de las tecnologías renovables considerando el sobrecosto de potencia firme para el sistema dada su variabilidad, se asume un costo de potencia firme de USD 10/MWh, de acuerdo con la estimación de SENER (2019)¹.

Además, es necesario considerar otro costo adicional al sistema que corresponde a la infraestructura de transporte requerida para incorporar cada tecnología. En este caso, el sobrecosto aplica tanto para las plantas de solar y eólica como para la generación térmica. Así, se agrega un costo de adicional de USD 11,2/MWh para las fuentes renovables y USD 8,2/MWh para la térmica.

Se observa que, aún considerando el ajuste de valor por los costos adicionales para el sistema, la competitividad de la energía eólica sigue siendo válida en el país con un VALCOE en el rango de USD 58/MWh a USD 70/MWh frente a USD 49/MWh a USD 68/MWh de la planta de ciclo combinado, mientras que la solar fotovoltaica tiene un rango más amplio de valores entre USD 50/MWh y USD 80/MWh, **siendo competitiva en el rango bajo y medio a partir de proyectos que con altos factores de capacidad y costos de inversión de inversión eficientes** que aprovechan los recursos solares de más alta calidad disponibles en el país y las economías de escala.

Vale recordar que estos análisis no consideran ningún tipo de impuestos o subsidios por lo que no tienen en cuenta los costos de internalización de emisiones de carbono correspondientes al impuesto al dióxido de carbono vigente en Argentina.

¹ Sin embargo, cabe mencionar que para determinar la hoja de ruta para la integración de energías renovables variables y si su costo adicional para el sistema está justificado, se requiere desarrollar estudios de flexibilidad que aún no se encuentran disponibles en Argentina. Un estudio de este tipo realizado por NREL para el sistema eléctrico estadounidense puede verse en Zhou & Trieu (2021).

La internalización de los costos por emisiones de GEI

La comparación de costos nivelados de electricidad, básicos o ajustados, de las distintas tecnologías de generación no es completa si no se internalizan los costos generados por las emisiones de GEI en la estructura de precios.

Evaluar la competitividad de las tecnologías implica tener en cuenta tanto los costos internos como los externos. Es importante tener en cuenta que **los precios de mercado no consideran todos los costos de la energía generada dado que ignoran los costos externos para la sociedad causados por las emisiones de GEI**. Contabilizar estas externalidades negativas pueden duplicar el costo de las tecnologías fósiles (Burtraw & Krupnick, 2012).

En consecuencia, si se establece un impuesto al carbono, la relación entre el impuesto y la diferencia entre los LCOE de ambas tecnologías sugiere el nivel en el cual las energías renovables son competitivas con la generación convencional (Timilsina et al., 2012). De esta manera, si se implementan políticas que incorporen los costos externos en los precios, las tecnologías renovables en su conjunto estarían en rangos altamente competitivos sobre bases justificadas.

Impuesto al dióxido de carbono en Argentina

Las reformas fiscales verdes intentan alentar la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero que provocan el calentamiento global. En algunos países se han aplicado cargas tributarias a la emisión del dióxido de carbono, como es el caso de la Argentina.

El 29 de diciembre de 2017, se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Ley 27.430 sancionando una nueva reforma tributaria, la cual modificó el Título III a la Ley 23.966 sancionada en el año 1991 sobre el Impuesto a la Transferencia de Combustibles. En dicha reforma se incluyó el Impuesto al Dióxido de Carbono, que consistió en el pago de un importe fijo sobre la elaboración de algunos combustibles fósiles (de aproximadamente USD 10/tCO₂ a valores de entonces).

Es importante destacar que las reformas fiscales verdes, al afectar directamente al precio de los combustibles, tienen un impacto en toda la economía. Si bien la finalidad es buscar generar una solución a los problemas ambientales, se trata de medidas que deben contener un análisis de impacto global en todos sus aspectos, como ser la industria, el transporte y las diferentes cargas sociales de la población.

Claramente cuando se introduce un impuesto de estas características, **lo que se busca es desalentar la emisión de GEI**. Como ejemplo podemos mencionar que en la generación eléctrica debería provocar una transición hacia fuentes renovables y, en una primera etapa de la transición, hacia gas natural en detrimento del carbón y los combustibles líquidos. Sin embargo, debido al contexto económico de Argentina del año 2017, esta reforma fiscal se realizó de tal forma que el impuesto pagado por los productores sea el mismo que pagaban con anterioridad a dicha reforma, con la clara intención de no afectar los precios de los combustibles en surtidor. A partir de ello, dicho tributo no se ve respaldado por criterios objetivos que determinen el costo real que debería ser internalizado por su intermedio.

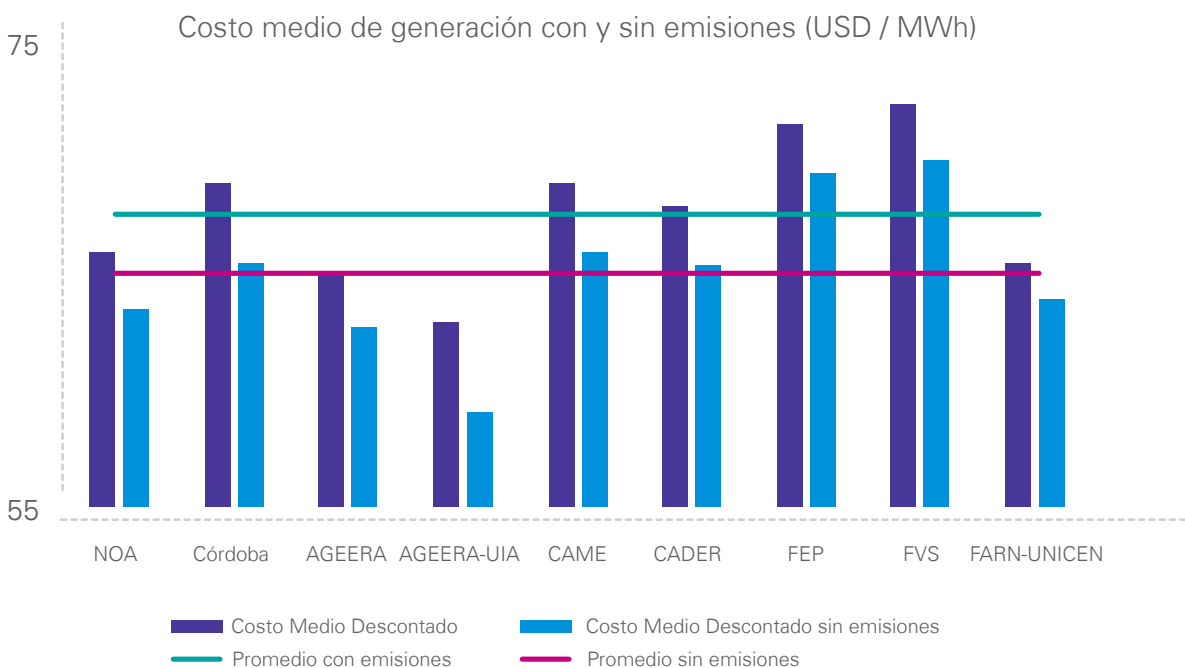
En los próximos años, **Argentina deberá encontrar un equilibrio** entre los diferentes objetivos que persigue como ser el cambio climático incentivando las energías renovables y el desarrollo del gas natural.

El impacto del impuesto al carbono en los costos medios de la matriz eléctrica argentina

Las proyecciones de las nueve entidades sectoriales de la Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040 indican que los costos medios de electricidad del sistema sin costos externos resultan entre USD 59,1 y USD 69,8/MWh. Si se consideran los costos medios proyectados del sistema eléctrico nacional

con internalización de costos externos por emisiones de GEI, éstos se incrementan a un rango de entre USD 63/MWh y USD 72,4/MWh, considerando un costo de las emisiones de GEI en valores de USD 10/tCO₂e, USD 25/tCO₂e y USD 40/tCO₂e para los períodos 2019-2029, 2030-2039 y 2040 en adelante, respectivamente.

Impacto de la internalización del costo de emisiones en el sistema (USD/MWh)



Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040.

Mercado de certificados de carbono

Argentina no cuenta con un sistema de precios de carbono como mecanismo de mercado afianzado para internalizar los costos externos de las tecnologías fósiles. En 2020, sólo algunos países tenían implementado un mecanismo de comercialización de emisiones de carbono (Banco Mundial, 2020).

A modo de referencia, IEA y NEA asumen un precio del carbono para sus cálculos de costos nivelados de electricidad que asciende a USD 30/tCO₂ (IEA & NEA, 2020) mientras que el precio sombra de emisiones de carbono estimado por NGFS (2020) en un escenario de transición ordenada supera los USD 100/tCO₂ para 2030.

A fin de analizar el impacto de los precios de carbono en la competitividad de las tecnologías de generación, IEA y NEA analizan los costos de emisión de GEI en el rango de USD 0-100/tCO₂. Si se asume el máximo del rango, la generación térmica de ciclo combinado tendría un LCOE por encima de USD 80/MWh, mientras que sin costo de emisión se ubica en torno a los USD 40/MWh. Aunque las estimaciones son inciertas, los costos sociales y medioambientales de las emisiones podrían exceder los USD 100/tCO₂ (Nordhaus, 2017).



Los beneficios externos de las bioenergías

Hasta aquí los análisis de competitividad no han incluido la consideración de las externalidades positivas que brindan las bioenergías. Cada una de las tecnologías renovables registra distintos niveles de costo e impacto externo en el medioambiente y la sociedad. Entre las tecnologías que producen importantes cobeneficios en términos de su impacto medioambiental y social se encuentra la generación eléctrica basada en biomasa y biogás. Estas tecnologías basan su capacidad de generación en la combustión a partir de sustratos diversos y del aprovechamiento de los gases generados por la biodegradación de material orgánico, respectivamente. La combustión supone la disponibilidad, en mayor o menor medida, de estos recursos, los cuales dependerán de la naturaleza de los reactivos y de las tecnologías utilizadas. En la actualidad, existen sistemas y equipos con una tecnología madura y conocida en el país que operan con un alto grado de eficiencia.

La explotación de las bioenergías ofrece un beneficio ambiental en la ecuación contribuyendo a paliar la problemática del tratamiento de residuos. En este sentido, uno de los conceptos que ha ganado un lugar importante en el contexto del desarrollo sostenible es el concepto de "economía circular". El objetivo de la economía circular es maximizar la retención de valor de los recursos, productos y subproductos,

componentes y materiales, así como crear un sistema de ciclo que aproveche la vida económica de los mismos, optimizando su utilización, reprocesamiento y reciclado evitando su descarte.

Dentro de este concepto, es claro que el tratamiento y gestión de residuos sólidos es un elemento fundamental para limitar la emisión de gas metano a la atmósfera -junto al carbono uno de los principales causantes del calentamiento global- así como aprovechar la materia y la energía contenida en los residuos orgánicos. Por lo tanto, **los proyectos renovables basados en tecnologías de biomasa y de biogás no pueden ser analizados exclusivamente como unidades de generación eléctrica** ya que producen beneficios adicionales en términos de externalidades positivas que deben ser debidamente valorizadas.

Los cobeneficios a la sociedad que no están incorporados al precio de la electricidad generada incluyen, entre otros, el tratamiento de desechos agropecuarios y forestales, así como los residuos sólidos urbanos y la absorción de emisiones de GEI. Esto significa que, a la inversa de las externalidades negativas generadas por las emisiones de GEI de los combustibles fósiles, los precios de la electricidad deben ser inferiores porque **parte del precio total es valor adicional entregado a la sociedad que debe ser remunerado de manera acorde.**



Cuantificación de las externalidades positivas de la biomasa y el biogás

Una estimación de las externalidades positivas de los proyectos bioenergéticos valorizadas monetariamente a fin de incorporarlas a los precios, desarrollada en el marco de PROBIOMASA, indica que los beneficios externos de los proyectos de biogás **se monetizan en el rango de USD 145 a USD 222 por MWh** asumiendo una disponibilidad del 85%. Los beneficios externos de los proyectos de biomasa **se valorizan entre USD 102 y USD 110 por MWh** con la misma disponibilidad (FAO, 2020).

Más del 60% del valor monetizado de las externalidades positivas generadas por la tecnología de biomasa corresponde a beneficios sociales que son consecuencia indirecta e inducida del desarrollo territorial en términos de inversiones, creación de empleo y pago de impuestos y alcanzan **hasta el 75%** en el caso del biogás. El resto de las externalidades están relacionadas con el sector eléctrico por potencia firme y los beneficios ambientales. Si el proyecto de biogás se basa sólo en residuos, los beneficios ambientales se incrementan al 38% del total.

03

El desarrollo del sector de energías renovables:

los casos de Brasil y Chile



“

La disponibilidad de recursos naturales no es suficiente para realizar el potencial de las energías renovables. El desafío principal para los países latinoamericanos sigue siendo la falta de marcos regulatorios que ofrezcan estabilidad al sector y estimulen la inversión privada.

”



Central Térmica de Biomasa “La Escondida” (12 MW) localizada en la Provincia del Chaco.

Latinoamérica es una región que posee recursos energéticos renovables abundantes. Las dotaciones de energía eólica, solar, hidroeléctrica, biomásica y geotérmica ofrecen grandes oportunidades a varios países de la región para generar energía limpia a gran escala.

Además, el sistema de generación distribuida de fuentes renovables representa otra enorme oportunidad para los países de la región. La generación distribuida está facilitando la penetración de las fuentes renovables y mejorando la eficiencia en el transporte y la distribución a lo largo de la región.

Asimismo, la generación eléctrica aislada y las pequeñas redes alimentadas de fuentes renovables están permitiendo el acceso a la electricidad a poblaciones que el tradicional sistema centralizado y basado en grandes centrales, principalmente alimentadas de fuentes fósiles, no puede atender debido a la costosa infraestructura de transporte requerida.

Las energías renovables en Latinoamérica también pueden impulsar el desarrollo del hidrógeno como

vector energético en la próxima década y reposicionar a la región como un actor relevante del comercio internacional.

Sin embargo, es importante reconocer que la disponibilidad de recursos naturales no es suficiente para realizar el potencial de las energías renovables en los países latinoamericanos. **El desafío principal para la mayoría de los países de la región sigue siendo la falta de marcos regulatorios que ofrezcan estabilidad al sector y estimulen la inversión privada.**

El desarrollo de las energías renovables constituye una tendencia en toda la región. En la actualidad, Chile mantiene el liderazgo regional en el sector renovables seguido de Costa Rica, Colombia, Brasil y Uruguay. Argentina, por su parte, ha realizado importantes avances desde la implementación del nuevo régimen de promoción establecido en 2015 (Ley 27.191), que le ha permitido recuperar parte del terreno perdido.

Costa Rica lleva más de seis años generando casi toda su energía eléctrica a partir de fuentes renovables. La principal fuente de energía es la hidroeléctrica con una



participación de 71%, seguida de la geotermia, con 14% y la eólica, con 12%. **Uruguay** ha desarrollado las energías renovables a través de una serie de subastas organizadas por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) que culminaron con la instalación de cerca de 2 GW de energía limpia. Actualmente, la energía eólica y la solar representan más del 33% de la generación eléctrica del país.

Colombia cuenta con un recurso de energía eólica que es complementario con su infraestructura hidroeléctrica actual. El Plan Nacional de Expansión 2017–2031 desarrollado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) proyecta un incremento significativo de la generación de energías renovables mientras que considera un desarrollo limitado en nueva capacidad

basada en tecnologías fósiles, incluso siendo uno de los principales países productores de carbón.

En el presente capítulo, se analizan en más detalle **los casos de desarrollo sectorial de las energías renovables en Brasil y Chile, los cuales, contando con estructuras económicas muy diferentes entre sí, constituyen casos de éxito en la región.** Como se ha mencionado, Chile ha sido el pionero en el desarrollo de energías renovables en la región y, por lo tanto, el sector chileno puede ser un punto de referencia relevante. Por su parte, Brasil es la economía más grande de Latinoamérica, por lo cual el modelo de desarrollo de su sector de energías renovables de gran escala y generación distribuida es otra referencia importante para Argentina.

Modelo de desarrollo del sector renovables: El caso brasileño

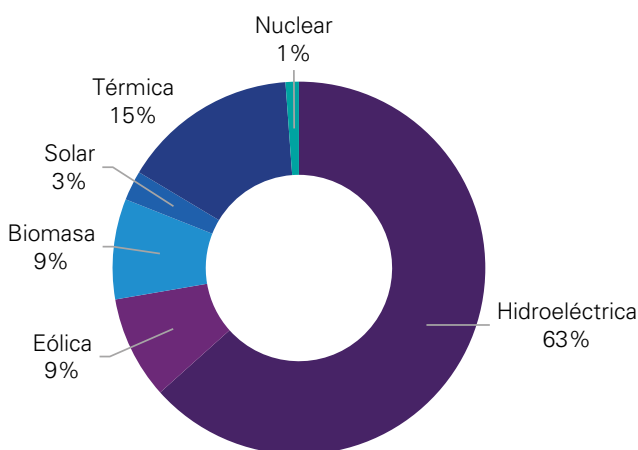
El mercado eléctrico de Brasil es el más grande de Latinoamérica y cuenta con una capacidad instalada de cerca de 172 GW dividida entre más de 9.000 centrales de energía.

En los últimos años, la estructura de la matriz brasileña se ha ido transformando, migrando de una generación eléctrica centralizada a un sistema más fragmentado con **un rápido crecimiento de las energías renovables no convencionales, en particular, eólica y solar.** Esta fragmentación ha abierto el espacio para el ingreso de autogeneradores y participantes más pequeños en el mercado.

Las fuentes de energías renovables dominan la matriz energética del país representando el 85,8% de la capacidad instalada. La energía hidroeléctrica de gran escala sigue siendo la principal fuente de generación, pero las energías renovables no convencionales han ganado participación en los últimos años. La estrategia implementada por el gobierno brasileño es **diversificar la matriz limitando las grandes centrales hidroeléctricas para mitigar los riesgos climáticos asociados con esa fuente de energía.**

Capacidad instalada Matriz Brasileña

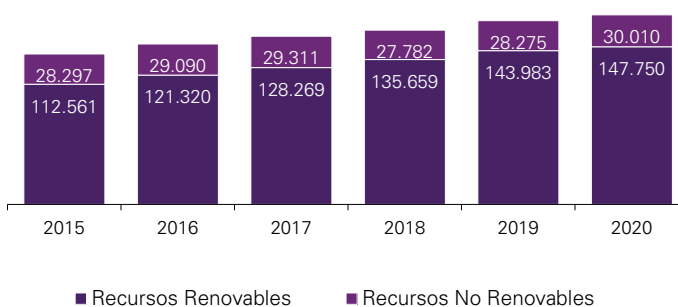
Capacidad instalada de Brasil por fuente de energía 2019 (En porcentaje)



Fuente: EMIS.

La capacidad instalada de energía eólica creció de 4.888 MW en 2014 a 15.388 MW en 2019, lo cual representa un crecimiento anual compuesto de 25,8%. La energía solar creció aún más de 15 MW en 2014 a 4.444 MW en 2019 equivalente a un crecimiento anual compuesto

Capacidad instalada anual por fuente de energía en Brasil (En MW)



de 212%. Las centrales de biomasa también tuvieron un crecimiento sólido superando al gas natural como principal fuente de energía de las centrales térmicas en 2020.



Estrategia de Desarrollo a Largo Plazo con Bajas Emisiones

Dentro del sector energético, la actividad de transporte siempre ha sido la mayor emisora de carbono. Otras dos actividades relevantes son el consumo de energía industrial, que ha tenido emisiones a la baja desde 2014, y la producción de combustibles, con emisiones estables también desde el mismo año. También existen otros subsectores como el residencial, comercial, público y agrícola que son menos importantes pero que, en su conjunto, representan el 10% de las emisiones del sector energético.

La NDC de Brasil reafirma el compromiso del país de reducir las emisiones netas totales de GEI en un 37% en 2025 y un 43% en 2030. La NDC también expresa el objetivo indicativo de lograr la neutralidad climática en 2060. Este objetivo a largo plazo podría ser reconsiderado en el futuro, de acuerdo con el funcionamiento de los mecanismos de mercado bajo el Acuerdo de París, y no se descarta la posibilidad de considerar un objetivo a largo plazo más ambicioso. La NDC de Brasil es una de las más ambiciosas del mundo debido a sus cuatro elementos principales:

- Se refiere a emisiones absolutas más que a factores relativos, como la intensidad de las emisiones de carbono y las tendencias históricas de crecimiento, como es el caso de las NDC de la mayoría de los países en desarrollo.
- Se dirige a la economía en su conjunto y no sólo a sectores específicos.
- Establece metas cuya magnitud se encuentra por encima de las de muchos países desarrollados.
- Incluye una meta intermedia para 2025, lo cual obliga a una senda de bajas emisiones a lo largo de la década y no sólo en 2030.

Marco regulatorio de las energías renovables

Con el fin de promover la inversión privada en el sector de la energía eléctrica, el gobierno brasileño ha introducido una serie de programas de incentivos, principalmente centrados en el desarrollo de fuentes de energía renovable, que tienen como objetivo preservar su participación dominante en la matriz eléctrica nacional y, al mismo tiempo, reducir la vulnerabilidad del país al cambio climático (Electrobras, 2020).

El "Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica" (PROINFA) establecido por el Decreto 5.025 en 2004 fue creado **para promover la participación de fuentes eólicas, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas** en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y diversificar la matriz energética brasileña. Los contratos resultantes de las subastas para fuentes renovables bajo el PROINFA contienen condiciones tales como descuentos en la tasa de utilización del sistema de transmisión (TUST) o la tasa de utilización del sistema de distribución (TUSD).

Dicho Programa proporciona financiamiento para la construcción de nuevas plantas de energía renovable que venderán la electricidad generada a la compañía estatal Electrobras en virtud de contratos a 20 años. Cada año, Electrobras elabora un plan anual que involucra los costos de la electricidad comprada en el marco del programa PROINFA, los cuales son pagados por todos los consumidores finales. Electrobras es el responsable de la comercialización de los contratos.

El presupuesto 2020 de PROINFA se fijó en BRL 3.300 millones (aproximadamente USD 660 millones) para la compra de 11,2 GWh de electricidad. Los proyectos que cumplen ciertas condiciones pueden obtener hasta el 80% del financiamiento del Banco Nacional de Desarrollo (BNDES) que ofrece tasas de interés preferenciales. Para acceder a las facilidades financieras del BNDES, se requiere un 60% de contenido nacional.

Las empresas del sector privado han incrementado su interés en proyectos de energías renovables, lo cual ha incrementado las transacciones en Brasil. Hay un claro movimiento de las compañías petroleras hacia proyectos

de energías renovables. Brasil se destaca como un mercado promisorio debido al tamaño de su mercado y sus condiciones climáticas favorables.

Desde 2017, la competitividad de las tecnologías solar y eólica aumentó significativamente causando una caída en el precio de las subastas. De acuerdo con la Asociación Brasileña de Energía Solar (ABSOLAR), el incremento en competitividad se debió a la reducción en el precio de los equipos, la recuperación de la moneda brasileña frente al dólar y la fuerte competencia entre los desarrolladores.

Subastas públicas

En Brasil, las subastas de energía eléctrica son el principal método de contratación de electricidad. Sobre la base de los objetivos del gobierno de incrementar y diversificar la generación de energía renovable en el país, existen licitaciones específicas para adquirir fuentes de energía renovable. **Las llamadas "Licitaciones de Fuentes Alternativas" se establecieron para garantizar la participación de las fuentes renovables.**

Las licitaciones de energía garantizan la adjudicación de un contrato de abastecimiento de energía eléctrica al oferente de mejor precio. A fin de posibilitar el financiamiento de los proyectos renovables en Brasil, las principales características estructurales de los contratos

de abastecimiento de energía (PPA) en Brasil son las siguientes:

- Contratos indexados por dólar: el precio de la energía se encuentra indexada al dólar para dar cobertura sobre el riesgo cambiario.
- Curva de precio descendente: una opción de precio para reducir el impacto de la inflación brasilera en años futuros, donde los precios descienden a lo largo del plazo del contrato.
- Mecanismos para comercializar fácilmente certificados ambientales de los contratos (EAC).
- Contratos de autogeneración: incentivos a la generación propia y venta de energía excedente a la red nacional.

Incentivos fiscales

En el marco del PROINFA, existen beneficios fiscales para las energías renovables incluyendo un régimen general para el desarrollo de infraestructura y excepciones a los impuestos a las importaciones y el ICMS (IVA Federal). Para el mercado de energía solar y eólica, se aplica el acuerdo ICMS 101/1997 que exime del IVA Federal a cierto equipamiento para proyectos eólicos y solares con vigencia hasta 2021.

Por su parte, existe un programa del gobierno federal denominado "Régimen Especial de Exención Impositiva al Desarrollo de Infraestructura", el cual **suspende los impuestos federales tales como contribuciones a la seguridad social, derechos de importación e impuesto a la venta de equipamiento, maquinaria y servicios para proyectos de infraestructura.**

Varios incentivos fiscales han ayudado a impulsar el atractivo de las inversiones en proyectos renovables en Brasil:

- Régimen Especial para el Desarrollo de Infraestructura: Consiste en la exención de los impuestos del Programa de Integración Social y de la Financiación de la Seguridad Social (PIS / COFINS) a la importación directa o compra nacional de maquinaria, aparatos y equipamiento incorporado en proyectos de infraestructura.
- Programa de Apoyo al Desarrollo Tecnológico de la Industria de los Semiconductores (PADIS). Tasa cero de PIS / COFINS, Impuesto a los Productos Industrializados (IPI) e Impuesto sobre las Importaciones (II) en compras de insumos y maquinarias listadas en el Decreto 6.233/2007.
- Acuerdo que permite a los Estados y al Distrito Federal

eximir ICMS en operaciones internas, interestatales e importaciones de turbinas eólicas, paneles solares y sus componentes.

- Reducción en TUST y TUSD no menos del 50% a tarifas por el uso de sistemas eléctricos desde que la potencia inyectada es de entre 30 y 300 MW. Esto es válido para subastas ocurridas a partir de 2016.
- Los proyectos de energía solar y eólica usualmente tienen una reducción del 50% en TUS y TUST, de acuerdo con la determinación de ANEEL.
- Las turbinas eólicas con una potencia de 2.640 kW tienen un 14% de arancel de importación, mientras que, para turbinas con mayor potencia, el arancel es cero. El IPI se reduce a cero para los equipos y componentes utilizados en turbinas eólicas.
- Los parques eólicos y solares con ingresos menores a BRL \$ 78 millones pagan una tasa menor de impuesto PIS / COFINS. En el caso base, la alícuota PIS / COFINS es del 9.25%. En el régimen de ganancias, la tasa es del 3.65%.
- Los regímenes impositivos especiales para compañías con operaciones en las regiones Norte, Noreste y Medioeste (Sudam, Sudene y Sudeco) tienen una reducción en la alícuota del impuesto a las ganancias del 75%.
- En la Norma 15/2015, el impuesto ICMS se computa sobre la diferencia entre la generación y el consumo solar. En la Ley 13.169/2015, el impuesto PIS / COFINS se encuentra exento para micro y mini-generación de consumidores residenciales, industriales y comerciales.

Según ABSOLAR, la reducción de impuestos para el reemplazo de equipos debido a los avances tecnológicos es uno de los mayores activos para la masificación de la energía solar en el país.



Acceso a fuentes de financiamiento

Brasil es uno de los diez mayores inversores en energía renovable del mundo (UNEP, 2020). En los últimos años ha habido un aumento considerable de la energía eólica en la matriz energética de Brasil, y más recientemente, se evidencia una aceleración de las inversiones en energía solar debido a la baja de costos y la accesibilidad de la tecnología.

El Banco Nacional para el Desarrollo Económico y Social de Brasil (BNDES) **desarrolla programas financieros para dar soporte al desarrollo e implementación de proyectos de energía renovable**. Estos programas son implementados para facilitar el financiamiento a compañías establecidas en Brasil que pretenden desarrollar proyectos renovables en el país.

El financiamiento de proyectos estructurados ascendió al 73% del monto total de préstamos financiados en 2017. **El sector energético abarcó el 82% del total de préstamos, donde el segmento de energía eólica tomó la mayor parte del financiamiento**. Debido a la crisis económica sucedida en los últimos años, el crédito del BNDES se volvió más restrictivo en términos de las condiciones de financiamiento y la participación de los bancos. Sin embargo, los proyectos de energía renovables han mantenido una financiación relativamente privilegiada frente a otros proyectos de infraestructura.

Por su parte, las alternativas al financiamiento bancario disponibles en Brasil incluyen **"obligaciones de infraestructura"** y **"bonos verdes"**. Si bien son instrumentos nuevos en el mercado brasileño, este tipo de financiamiento ha aumentado considerablemente en los últimos años. Asimismo, las **"obligaciones de incentivo"** constituyen un mecanismo de financiación a

largo plazo con beneficios fiscales a través del mercado de capitales, siendo otra alternativa a las fuentes tradicionales de financiación. Dichos instrumentos fueron instituidos por la Ley 12.431 de 2011 relacionada a proyectos de inversión en infraestructura definidos como prioritarios y regulados por el Decreto 8.874 de 2016.

El mercado de bonos verdes está creciendo en Brasil como uno de los instrumentos financieros utilizados para financiar proyectos de energías renovables. Según la Iniciativa de Bonos Climáticos, los valores emitidos en proyectos energéticos ascendieron a USD 10.500 millones en 2020 (CBI, 2020).

Brasil se encuentra entre los mercados emergentes más atractivos para inversiones en el sector de energía renovable, principalmente debido al apoyo del gobierno federal para la explotación de fuentes alternativas de energía. El Decreto 10.387 de 2020 crea nuevos mecanismos para la emisión de obligaciones verdes para financiar proyectos de infraestructura que brinden beneficios ambientales o sociales relevantes para el país. La emisión de bonos verdes permite fomentar la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas, parques eólicos, paneles solares y plantas biomásicas de residuos urbanos. El gobierno brasileño estima que **la nueva regulación podría sumar 36.000 MW y BRL 170.000 millones (aproximadamente USD 34.000 millones) en inversiones para 2029**. Las plantas de generación a base de residuos urbanos pueden verse favorecidas por la regulación ya que todavía hay 2.500 vertederos activos a cielo abierto en las municipalidades. El Ministerio de Minería y Energía de Brasil (MME) proyecta que **el uso de residuos sólidos urbanos para la generación de energía puede generar inversiones de alrededor de BRL 5.000 millones (aproximadamente USD 1.000 millones)**.

El sistema de Generación Distribuida

La REN 687/2015 estableció el Programa de Desarrollo de Generación de Energía Distribuida (ProGD), lanzado en 2015 por el Ministerio de Minas y Energía, el cual tiene como objetivo el desarrollo de la generación de energía distribuida con un enfoque especial en los segmentos de distribución de energía solar fotovoltaica y eólica. El programa introdujo precios de venta para la electricidad generada a partir de sistemas instalados en terrazas o tejados, incentivos fiscales y un sistema de crédito para la venta de excedentes de electricidad a la red eléctrica.

La red de distribución es usualmente propiedad del estado y administrada por compañías privadas. Bajo el mecanismo de medición neta, **el excedente de generación se inserta en la red para obtener créditos energéticos**. Estos créditos pueden ser usados para compensar excesos de consumo futuro de las empresas y los hogares.

Además, Brasil promovió **el lanzamiento de líneas de crédito específicas para financiar la compra de sistemas distribuidos por parte de usuarios residenciales e industriales** que se canalizan a través de bancos estatales y privados del sistema financiero local.

Las reglas básicas definidas son:

- Definición de potencia instalada para micro-generación (75 kW) y mini-generación (5 MW).
- Derecho al uso de créditos para excedente energético inyectado a la red hasta 60 meses.
- Posibilidad de usar generación y distribución en cuotas de crédito para condominios.
- Establecimiento de fechas límite para procesos, estandarización de formas de solicitudes de conexión y definición de responsabilidades para los clientes, la

compañía responsable de implementar el sistema y el distribuidor.

- Habilitación de la forma de autoconsumo remoto, en donde hay generación en una unidad y consumo en otra unidad del mismo dueño.
- Habilitación de la generación compartida en la cual un grupo de unidades consumidoras son responsables por una única unidad de generación.

En Brasil, no existe una cuota indicativa para el desarrollo de proyectos de generación distribuida. Los usuarios invierten en sistemas de energía renovable distribuidos para compensar su consumo eléctrico y minimizar costos. En este proceso, la eficiencia energética también juega un rol importante en la reducción de los costos del consumo eléctrico.

Cabe destacar que las características clave en la regulación que provocaron el interés en reemplazar el consumo de red por la generación distribuida en las PyMEs y los hogares son los valores elevados y crecientes de las tarifas eléctricas así como la reducción en los costos asociados al equipamiento de energía solar, los incentivos de medición neta y los créditos energéticos.

De acuerdo con la Asociación Brasileña de Comercializadores de Energía Eléctrica (ABRACEEL), hubo más de 7.000 consumidores libres en 2020 que negociaron alrededor de 20 GW/a representando cerca el 30% de toda la energía consumida en el país, con un incremento de 2.4% interanual. **En 2020, la potencia instalada en generación distribuida superó los 5 GW.** Según el gobierno brasileño, se espera que el programa atraiga una inversión total de BRL 100.000 millones (aproximadamente USD 20.000 millones) por parte de los consumidores finales para 2030.



Desarrollo de la industria nacional

El BNDES adoptó una Política de Contenidos Locales (PCL) para desarrollar la industria local.

La PCL adoptada por el BNDES en su política de financiamiento fue creada con el objetivo de desarrollar la industria local. Para las energías renovables, la PCL es especialmente importante para el desarrollo de la cadena de producción eólica y comenzó con la contratación de energía eólica en las subastas PROINFA.

El BNDES determina porcentajes mínimos de producción nacional para otorgar financiamiento. Si bien la PCL es importante para estimular una producción local competitiva, incrementa los costos de la industria ya que, actualmente, la producción brasileña es menos eficiente que la industria de los países más competitivos del mundo.

Para las plantas eólicas, la nueva política implementó reglas que incrementaron gradualmente el requisito de contenido local de las turbinas con el fin de internalizar componentes de mayor complejidad tecnológica. Para las plantas solares, se incluyó el requisito de nacionalización progresiva de componentes y procesos específicos. Existe una lista de elementos electivos que fomentan y recompensan el aumento del contenido nacional.

Bajo la nueva metodología, la participación máxima del BNDES en el apoyo a proyectos solares fotovoltaicos crecerá proporcionalmente al número de procesos y componentes industriales incorporados en el país.

Creación de empleo en el sector

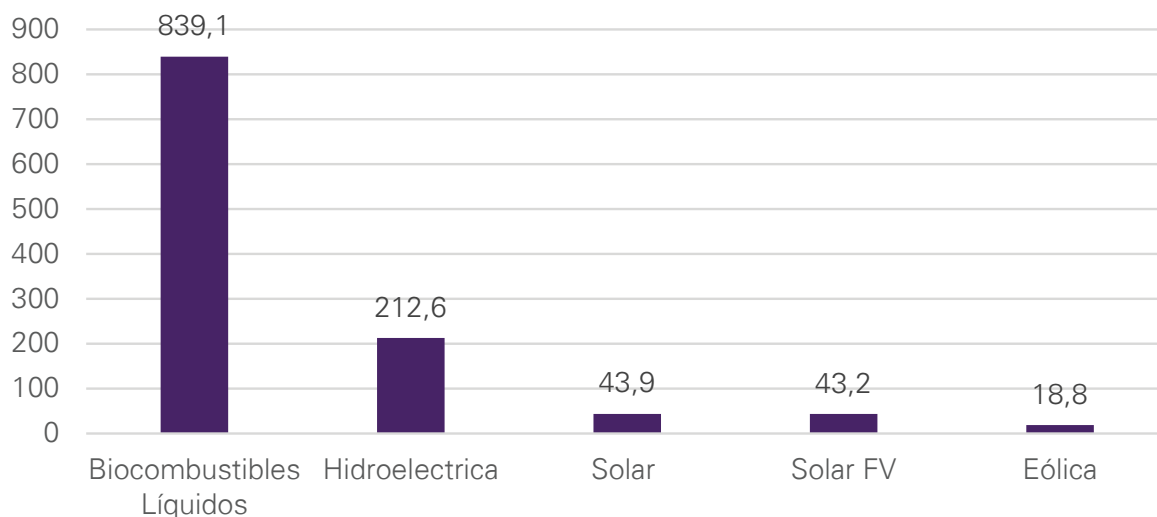
El sector de generación de energía de Brasil contaba con más de 33.000 empleados a fines de 2019. Según IRENA, la mayoría se ocupan en la generación de biocombustibles líquidos (72,5%), dado que mayoritariamente los procesadores de biomasa en el país son empresas con actividades centrales en otros segmentos como cemento, celulosa y papel, y azúcar. La energía hidroeléctrica representó el 18,4% del empleo total en el año.

El nivel de empleo en el sector se vio favorecido por el creciente número de empresas, principalmente productores independientes de energía solar y eólica, que registraron un crecimiento interanual del 8,9%, superando la cifra de 1.400 en el primer semestre de 2020.

Brasil es uno de los mayores creadores de empleos de energía renovable y las oportunidades en el segmento siguen en aumento. Según IRENA, el país ocupa el segundo lugar a nivel mundial después de China. Esto incluye trabajos relacionados con biocombustibles, energía hidroeléctrica, eólica y solar, así como biomasa y biogas. Desde 2018, el país tiene la mayor cantidad de empleos de energía renovable en América Latina (IRENA, 2020b).

En 2019, la industria brasileña de energías renovables generó más de 1,1 millones de puestos de trabajo, de los cuales 839.000 correspondieron al segmento de biocombustibles líquidos. Mientras tanto, el sector hidroeléctrico empleó a unas 213.000 mil personas. Brasil fue el país latinoamericano con mayor número de trabajadores en el sector de renovables ese año (Statista, 2020).

Cantidad de empleos en el sector renovables en Brasil en miles (2019)



Fuente: EMIS.

Brasil es un caso testigo del potencial de creación de empleo en generación distribuida. En los últimos cuatro años, con más de 300.000 instalaciones en techos, **ha logrado desarrollar más de 180.000 puestos de trabajo distribuidos en forma federal en todos los estados**

brasileños. De acuerdo con ABSOLAR, se espera que **el segmento de generación distribuida brasileño emplee 650.000 personas en 2035.** La generación distribuida se ha convertido en una política pública en los últimos años para el desarrollo de las energías renovables en Brasil.



Instrumentos del Modelo de Desarrollo de Energías Renovables en Brasil

Descripción	
INCENTIVOS FISCALES	Exención de derechos de importación <ul style="list-style-type: none"> • Aranceles de importación para equipos eólicos y solares fotovoltaicos en el rango del 2% al 10%. • Aranceles de importación promedio para módulos fotovoltaicos 14% aproximadamente.
	Exención de impuesto a las ganancias <ul style="list-style-type: none"> • Existen exenciones estatales para la energía eólica y solar desde 1997.
	Impuesto al carbono <ul style="list-style-type: none"> • No existe.
	Amortización acelerada <ul style="list-style-type: none"> • No existe.
	Otros incentivos fiscales <ul style="list-style-type: none"> • Régimen General para el Desarrollo de Infraestructura que incluye exenciones fiscales a la importación y exenciones fiscales estatales (ICMS) para proyectos de generación eléctrica y cogeneración a partir de fuentes renovables. El régimen suspende la recaudación de los impuestos PIS/Cofin en el suministro de bienes e insumos para proyectos de infraestructura durante 5 años. • Programa Brasil Inova Energía que otorga préstamos blandos, incluyendo líneas de crédito de hasta el 90% de los costos del proyecto.
MECANISMOS DE DESARROLLO	Subastas públicas <ul style="list-style-type: none"> • Las licitaciones propician un marco de competencia que ejerce presión sobre los precios a lo largo de las cadenas de abastecimiento. • Las licitaciones se llevan a cabo con el fin de suscribir contratos de abastecimiento eléctrico a corto y largo plazo. Existen licitaciones de reserva (LERs) para equilibrar la matriz de generación del sistema y promover nuevas tecnologías o recuperar proyectos fallidos.
	Acceso a la red eléctrica <ul style="list-style-type: none"> • No existe riesgo de curtailment.
	Mercado entre privados <ul style="list-style-type: none"> • Los contratos bilaterales de abastecimiento entre generadores y grandes usuarios del sector privado se encuentran en crecimiento, limitando la dependencia de las licitaciones públicas.
	Cuota/Objetivo <ul style="list-style-type: none"> • No existe una meta de consumo específica para energías renovables.
PROGRAMAS DE PROMOCIÓN	Programas Especiales <ul style="list-style-type: none"> • Hay numerosos programas para la generación distribuida de fuentes renovables a nivel estatal.
	Acceso a Financiamiento <ul style="list-style-type: none"> • El Banco Nacional de Desarrollo de Brasil (BNDES) otorga financiamiento a tasas preferenciales para proyectos renovables que cumplan con los requisitos de contenido local.
	Componente Nacional <ul style="list-style-type: none"> • En el caso de la energía solar fotovoltaica, para acceder al BNDES, el requisito de contenido local para los módulos se reduce de 60% en 2019 a 50% en 2020-2022 y 30% a partir de 2023. Los requisitos de contenido local total aumentan de 80% en 2019 a 90% en 2020-2022 y bajan a 70% a partir de 2023.

Logros en el sector de energías renovables

Brasil posee una matriz de energía eléctrica principalmente limpia y renovable. El Plan Decenal Nacional de Expansión Energética (PDE 2030) desarrollado anualmente por la Oficina de Investigación Energética de Brasil (EPE) detalla **las perspectivas de desarrollo del sector energético en la próxima década desde la perspectiva del gobierno**. El último plan se publicó en noviembre de 2020 y presenta la perspectiva del sector eléctrico brasileño para el período 2021-2030 **apuntando a reducir la energía hidroeléctrica de gran escala y centrarse en la energía eólica, solar y otras fuentes renovables no convencionales** para su crecimiento.

Para 2030, se espera que la energía hidroeléctrica disminuya su participación en la capacidad instalada del 61,5% al 58,4%. La energía eólica ampliará su participación del 9,2% al 16,3% y la solar del 3,9% al 4,3% en el mismo período. La participación de la energía nuclear también aumentará del 1,1% al 1,7% a partir del

ingreso en operación del tercer reactor instalado en Angra dos Reis en 2026.

Brasil proyecta **alejarse de las fuentes térmicas que utilizan combustibles fósiles no renovables**. Las centrales térmicas seguirán cumpliendo un propósito importante en la matriz energética brasileña durante la transición ya que sirven como fuente de electricidad complementaria cuando las centrales hidroeléctricas se encuentran bajo estrés por sequías o alta demanda.

La pandemia Covid-19 pospuso la mayoría de las decisiones de inversión en todo el mundo y Brasil se vio especialmente afectado, ya que ha sido el sexto mayor receptor mundial de IED en 2019, según la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (UNCTAD). Incluso con la crisis sanitaria, los flujos de entrada del sector energético podrían repetir su desempeño de 2018, ya que totalizaron USD 1.700 millones en los primeros nueve meses de 2020.

Lecciones Aprendidas y Desafíos Futuros

La participación de las energías renovables en el sistema eléctrico brasileño continúa aumentando rápidamente. Sin embargo, el sector de generación de energía presenta ciertas deficiencias estructurales que limitan el potencial de las fuentes de energía renovable disponibles en el país.

Brasil está avanzando en varios frentes relacionados con el desarrollo de las energías renovables. En octubre de 2020, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (ANEEL) comenzó a discutir **el tratamiento regulatorio para el establecimiento de plantas híbridas y asociadas**. Tales instalaciones combinan dos o más tecnologías de generación de energía y también pueden incluir la posibilidad de almacenamiento de energía. En la propuesta, ANEEL establece que solo las plantas nuevas pueden ajustarse a las reglas. Las plantas híbridas pueden representar ganancias de eficiencia y reducir los costos operativos del sistema. La propuesta de ANEEL es traer nueva energía al sistema y utilizar la red de manera óptima, atribuyendo el análisis sobre la complementariedad de las fuentes a los empresarios y operadores.

Los Certificados de Energías Renovables (REC) cobraron impulso en Brasil. Los registros del mercado energético señalan que Brasil cerró 2020 **con la emisión de 5.000 GWh a través de REC, el doble del valor de 2019**. Según el Instituto Totum, el país cuenta con 150 centrales certificadas y más de 2.000 próximas a formalizar su capacidad para brindar energía limpia a los consumidores finales.

La **modernización de la red de transmisión y distribución conduciría** a incrementar la penetración de fuentes de energía renovable variable como la eólica y solar, así como a mejorar la confiabilidad del sistema. Sin embargo, para ampliar las iniciativas digitales y lograr tales beneficios, se debe considerar la mitigación de los impedimentos tales como estructura de tarifas, asignación de costos y riesgos así como la creación de una estructura de incentivos propicia para invertir en tecnologías digitales a fin de estimular la inversión privada. Los incentivos para la implementación de medidores inteligentes a gran escala deben considerarse en base a la experiencia internacional disponible. Por ejemplo, los beneficios impositivos y de amortización para las empresas distribuidoras a fin de dar de baja los medidores analógicos de su balance.

La **energía de biomasa es otra gran oportunidad** para que Brasil lidere la revolución de las energías limpias. Sin embargo, el país todavía enfrenta problemas sanitarios a partir de regulaciones laxas. Incluso con la aprobación de la Política Nacional de Residuos Sólidos (PNRS) en 2010, alrededor del 40% de los residuos urbanos recolectados aún se dirige a vertederos a cielo abierto. La biomasa de los residuos urbanos puede generar suficiente energía para suministrar el 3% del consumo total de electricidad en Brasil.



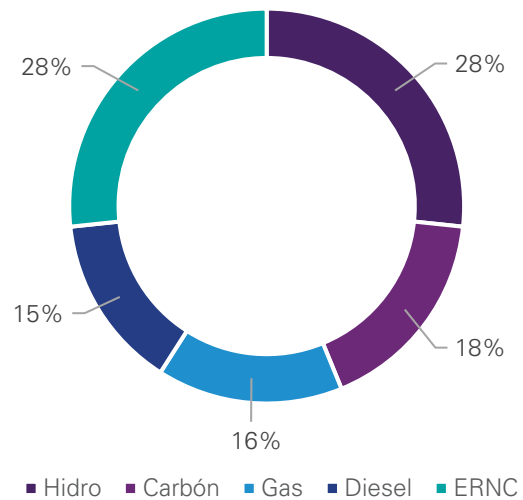
Modelo de desarrollo del sector renovables: El caso chileno

El mercado de generación chileno está constituido por 25 GW de capacidad instalada en el Sistema Interconectado Nacional (SEN)¹. En el SEN la capacidad instalada se distribuye en diversas tecnologías que incluyen 28% de energías renovables no convencionales a lo cual se suma un porcentaje similar de grandes centrales hidroeléctricas.

Durante la década del 2000, la matriz energética del país constaba principalmente de generación a través de hidroeléctricas de gran escala y plantas térmicas a combustibles fósiles, como el carbón y el gas natural, que Chile debía importar en su mayoría. **Esto presentó una problemática para el país a la hora de asegurar el suministro energético.** A mediados de la década del 2000, Argentina implementó cortes de suministro por un aumento en la demanda doméstica acompañado por un declino en sus curvas de producción, lo cual forzó a Chile a operar con diésel mediante la adaptación de centrales de gas natural que previamente eran abastecidas por el gas argentino, asumiendo pérdidas de eficiencia energética.

¹ El SEN fue conformado en el año 2017, mediante la interconexión del Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado Norte Grande (SING). Previo a la interconexión, el SEN se extendía por 2.400 km desde Taltal hasta Chiloé. Por otro lado, el SING operaba en la zona norte del país extendiéndose desde Arica a Coloso, considerando una distancia de 700 km. También, existen actualmente dos sistemas aislados medianos de 64 MW y 107 MW, respectivamente, llamados Aysen y Magallanes.

Capacidad instalada en Chile por fuente de energía (2020)



Fuente: Gobierno de Chile.

Estrategia de Desarrollo a Largo Plazo con Bajas Emisiones

En Chile, la principal fuente de emisiones de gases particulados proviene del sector energético y del uso de la tierra forestal. Actualmente, emite el 0,3% de las emisiones a nivel mundial. A pesar de esto, los esfuerzos del país respecto a las emisiones se hacen presente a nivel mundial y regional, con 102 proyectos registrados con éxito ante el Mecanismo de Desarrollo Limpio y siete se encuentran en proceso de validación, lo cual representa el 1,3% de los proyectos a nivel mundial y el 9,9% de Latinoamérica. Del total, 41 proyectos han generado 30 millones de Certificados de

Reducción de Emisiones (CER), lo cual representa un 1,6% de los CER a nivel mundial y un 11,8% de la región.

A inicios de junio 2019 el Gobierno de Chile anunció un **plan de descarbonización dentro del marco de la planificación energética 2018 – 2022 y del plan energía 2050**, el cual busca la carbono-neutralidad para 2050, considerando hitos intermedios que incluyen el retiro de ocho centrales generadoras a carbón para 2024 y el cese total de la generación eléctrica a base de carbón para 2040.

En 2020, Chile actualizó su NDC estableciendo una meta absoluta e incondicional de alcanzar 95 MtCO₂e

para 2030 con el compromiso de alcanzar el máximo de emisiones para 2025 y un presupuesto de emisiones de GEI para el período 2020-2030 de 1.100 MtCO₂e. Esta meta es bastante ambiciosa dado que, si bien la penetración de energías renovables en la matriz energética es alta, las emisiones GEI del país no disminuirán hasta que no decrezca la generación a través de fuentes convencionales fósiles, lo cual comenzó recientemente con el cierre de la central Bocamina I a fines de 2019 y el cierre de Bocamina II y Tarapacá a fines de 2020 por parte de Enel, **en forma adelantada a las fechas programadas por el gobierno chileno para el retiro en 2024.**

Marco regulatorio de energías renovables

En 2004, Chile promulgó la Ley Corta I que establece un acceso no discriminatorio a la red eléctrica y el derecho a vender energía a precio de nodo. Asimismo, la Ley determina que los proyectos por debajo de 9 MW son eximidos del pago de transmisión mientras que proyectos por debajo de los 20 MW pueden acceder a una reducción de la tarifa. Al año siguiente, se promulgó la Ley Corta II que tiene como objetivo un trato no discriminatorio en licitaciones de distribución. Ambas leyes **sentaron las bases para el desarrollo de las energías renovables en Chile al permitir la entrada de nuevos participantes al mercado.**

En 2013,² Chile promulgó la Ley 20.698, denominada comúnmente como “Ley 20/25” que **obliga a las compañías a mantener cuotas de energías suministradas por energías renovables no convencionales** con el objetivo de instaurar un marco regulatorio propicio para el desarrollo de las tecnologías renovables. Inicialmente se había fijado que entre 2010 y 2014 las compañías debían mantener un porcentaje superior al 5% hasta alcanzar un 10% a 2024. **La nueva ley aumentó la meta a 20% para 2025.**

Tras la promulgación tanto de las Leyes Corta I y II como de la Ley 20/25, **Chile enfocó sus esfuerzos en la promoción de fuentes de energía renovables con el fin de disminuir la dependencia de recursos importados.** Entre sus objetivos se encontraba tener menores barreras de entrada para nuevas empresas al incorporar a las energías renovables no convencionales dentro de los planes de expansión de líneas de transmisión. Esta fue una de las principales barreras para su integración al sistema dado que las energías renovables

por la naturaleza del recurso tienden a estar aisladas geográficamente y mientras que los proyectos renovables pueden ser ejecutados en un plazo de uno a dos años, las líneas de transmisión requieren entre cuatro y seis años para completarse.

En 2016, se pone en vigencia la Ley 20.936 que implementa un nuevo sistema de transmisión eléctrica y un nuevo organismo coordinador independiente. Como modificaciones, se produjo un cambio en la planificación del sistema con **una visión de largo plazo que alcanza hasta 20 años para transmisión estimando oferta y demanda del sistema** y considerando una planificación anual de las obras de expansión del sistema. Como parte de la reforma, se incluye la determinación de polos de desarrollo, los cuales deben estar en línea con las cuotas de energía renovables establecidas.

En los años posteriores a la implementación de estos cambios regulatorios, se presentaron desafíos para alcanzar las cuotas impuestas. Por esta razón, el gobierno chileno incentivó la IED a través de **subsidios a estudios de pre-inversión y la implementación de proyectos** como los impulsados por Invest Chile desde 2005, los cuales fueron complementados por los subsidios para estudios de factibilidad del banco de desarrollo alemán KfW y el programa de financiamiento a bajas tasas de interés de la Corporación de Fomento de la Producción de Chile (CORFO) que financió USD 136 millones entre 2008 y 2011. A su vez, se destinaron fondos públicos de investigación y desarrollo con la finalidad de explorar el potencial de generación eléctrico del país. Cabe destacar que, más allá de los subsidios promovidos por el gobierno, en Chile no existieron beneficios tributarios por invertir en energías renovables.

² Endesa, Colbún, Gener, Pehuenche y Guacolda.

Subastas públicas

Una característica de los procesos de licitación en Chile es la neutralidad del tipo de tecnología³, lo cual permite que cualquier tecnología presente ofertas. La nueva ley regula licitaciones en tres bloques horarios (23h, 8h, 18h) y cuatro bloques calendarios (enero-marzo, abril-

junio, julio-septiembre y octubre-diciembre), **lo cual facilita la integración de energías renovables no convencionales a la matriz al incorporar flexibilidad de suministro al sistema** para tecnologías con generación variable. Finalmente, el nuevo sistema considera un único proceso de licitación para todas las compañías de distribución, lo cual fomenta la competitividad.

³ A pesar de esto, las licitaciones incluyen cuotas de participación de ERNC con el objetivo de asegurar un suministro futuro que cumpla con la regulación.



Incentivos fiscales

En Chile, **no existen subsidios ni beneficios tributarios** para el desarrollo de infraestructura de energías renovables no convencionales actualmente. Sin embargo, en 2014 se promulgó la Ley 20.780 que reformó la Ley de renta, la cual impone un impuesto a las emisiones de dióxido de carbono de USD 5/tCO₂

aplicable a establecimientos que utilizan calderas o turbinas con una potencia nominal por encima de 50 MW⁴ desde 2017.

⁴ Se excluye fuentes fijas que operen con medios de generación renovables no convencionales, tales como las centrales de Biomasa.

Acceso a fuentes de financiamiento

Hasta 2008, el mercado eléctrico chileno era financiado principalmente por compañías públicas apoyadas por agencias de cooperación internacional y bancos o por compañías internacionales de propiedad estatal. Entre los desafíos de la promoción de las energías renovables no convencionales, Chile encontró el acceso al financiamiento privado, para lo cual se implementaron programas de financiamiento de CORFO y se requirió el apoyo de la banca nacional, la cual actuó como intermediaria de estos préstamos mayoristas otorgados a los bancos. **Este financiamiento público inicial gatilló inversiones descentralizadas en el sector anteriormente dominado por pocas compañías de gran escala.**

Los proyectos de energías renovables no convencionales tienen la particularidad de requerir una gran inversión inicial y mantener costos operacionales bajos durante la vida útil del proyecto. El acceso a financiamiento fue clave en el desarrollo del mercado, lo cual tenía como principal barrera la falta de conocimiento sobre tecnologías de energía renovable, dudas sobre la rentabilidad de largo plazo y alto costo de inversión, resultando en alternativas convencionales de bajo riesgo y alta rentabilidad.

En 2012, el costo de inversión de las energías renovables, y en especial la tecnología solar, disminuyen

hasta situarse por debajo de los USD 3,0 millones por MW. A su vez, en el período 2017-2019, el promedio de inversión por MW aprobado por el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental de Chile (SEIA) fue de tan sólo USD 1,2 millones. Esta disminución gradual hizo que los proyectos renovables fuesen financiados con menor dificultad al requerir una menor inversión.

De acuerdo con el estudio realizado por el centro de investigación colaborativo liderado por la OCDE, el financiamiento de proyectos de energías renovables no convencionales devino en un ratio cercano a 48/52% entre capital propio y deuda en Chile a 2016⁵, **totalizando una inversión cercana a USD 6.900 millones.**

Con respecto al capital propio, éste proviene principalmente de compañías privadas de origen nacional y de compañías públicas internacionales, como por ejemplo Enel. Respecto a la deuda, se observa que las principales fuentes de financiamiento provienen **de la banca privada local, tales como el BICE, BCI o Banco de Chile, y de financiamiento público internacional**, otorgado por bancos multilaterales de crédito.

⁵ El estudio considera una muestra de 103 proyectos con información completa respecto a su inversión y estructura de financiamiento, que corresponde a un 74% de los MW totales de proyectos en operación y construcción a la fecha.

De acuerdo con la inversión por tipo de tecnología, se puede apreciar que los proyectos solares y eólicos se financian principalmente con capital propio internacional, en proporciones similares entre origen público y privado, mientras que tecnologías como biomasa e hidroeléctrica se financian principalmente por compañías nacionales y con capital privado. Cabe destacar que las principales compañías que invierten en biomasa son productoras del recurso, como CMPC o Arauco.

Respecto al mercado de deuda, en el caso de proyectos solares y de biomasa, se observa que existe una gran **variedad de fuentes de financiamiento** entre nacionales e internacionales y públicas y privadas.

En relación con el mercado de deuda local, se observa una curva de adopción de estas nuevas tecnologías, dado que inicialmente sólo algunos de bancos financiaron estos proyectos mientras que, actualmente, **más de un tercio de la banca privada nacional financia proyectos de energías renovables**. Adicionalmente, Chile se convirtió en un foco de inversión para compañías extranjeras con conocimientos de estas nuevas tecnologías, las cuales invirtieron en el país **gracias a la solidez del sistema financiero local**. Finalmente, otros actores relevantes en el desarrollo de las energías renovables no convencionales en el país fueron los

bancos multilaterales, tales como KfW, BID, Banco Mundial, CAF y OPIC, entre otros.

A su vez, es destacable el caso de compañías como Enel, que mantiene un portafolio de 1.196 MW⁶, las cuales pueden financiar este tipo de inversiones desde su balance. A inicios de 2021, la compañía mantiene 1.064 MW en construcción con fecha de habilitación comercial para el mismo año.

Considerando el estudio de Climate Bonds Initiative de 2019, Chile ha colocado seis **bonos verdes** totalizando un monto de USD 3.140 millones, de los cuales USD 2.300 millones corresponden a bonos soberanos⁷ emitidos por el Estado de Chile con apoyo del BID para el financiamiento de líneas de metro, buses eléctricos y, en menor medida, energía y agua. Luego, entre las principales colocaciones privadas, se destaca CMPC con una colocación de USD 500 millones para el financiamiento de proyectos de silvicultura sostenible, gestión de aguas, eficiencia energética industrial y gestión de residuos. Éste es un mercado con alto potencial para financiar nuevas inversiones en energías renovables en Chile.

⁶ ERNC en Chile totalizan a 2021 apróx. 6.900 MW de capacidad instalada.

⁷ Chile destaca por ser el único país de LATAM en tener un monto tan alto de bonos verdes de tipo soberano por sobre bonos corporativos o bancos de desarrollo.

El sistema de generación distribuida

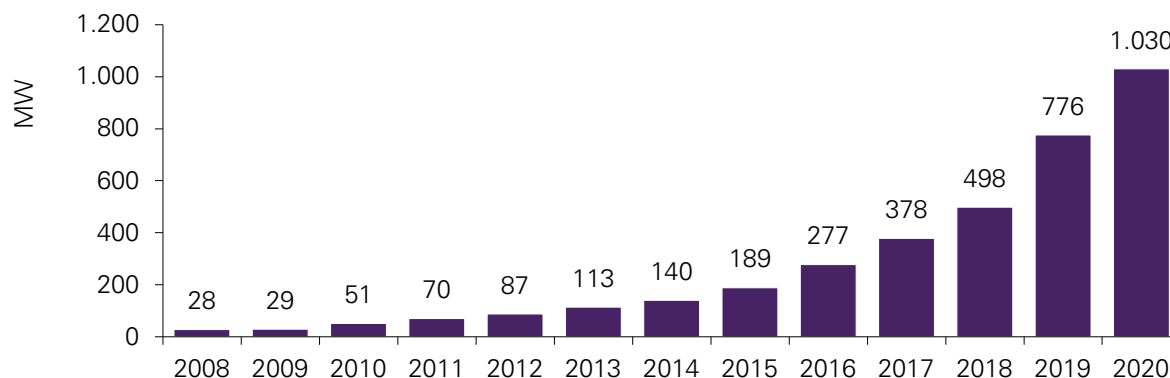
En 2012, Chile aprobó la Ley 20.571 que incorpora el **concepto de facturación neta** con el objetivo de crear un sistema de autogeneración con energías renovables no convencionales para consumidores regulados. Este proceso consiste en la simplificación del proceso de autoabastecimiento hasta 100 kW mediante renovable en el cual las compañías distribuidoras descuentan del consumo el valor de la energía inyectada, siendo ésta valorada al mismo precio que la tarifa regulada. En caso de que la generación supere el consumo, la compañía

distribuidora debe pagar al cliente por la energía adquirida.

A su vez, la Ley **define incentivos para la generación de energía a través de pequeños medios de generación (PMG) y pequeños medios de generación distribuida (PMGD)**, los cuales se conectan a la red de transmisión o distribución respectivamente, y que tienen una capacidad instalada de hasta 9 MW. **A fines de 2020, existían más de 1.000 MW instalados de PMGD.**

Evolución de la potencia instalada en generación distribuida en Chile (MW)

Capacidad instalada PMGD



Fuente: EMIS.

Los proyectos PMGD pueden acceder a un mecanismo de Precio Estabilizado (PE), el cual busca facilitar su financiamiento a través de un esquema donde la energía producida es remunerada al PE sin importar la hora a la que fue producida y se calcula cada seis meses por la Comisión Nacional de Energía de Chile (CNE). Sin embargo, a partir de 2020 entró en vigor el DS 88/2019 que modifica la fórmula de cálculo del PE estableciendo

seis bloques horarios de cuatro horas cada uno y que, a su vez, regula el fraccionamiento de proyectos para cumplir con el límite de capacidad de PMGD y PMG. El objetivo de esta norma es corregir distorsiones en la estimación del PE, considerando que actualmente se utiliza el precio medio diario para su estimación, mientras que durante la hora de más demanda el precio promedio horario tiende a disminuir.

Desarrollo de la industria nacional

En Chile, **no existen políticas de requisito de contenido nacional para los proyectos renovables**. Los módulos fotovoltaicos, por ejemplo, pueden ser importados libremente.

El mercado chileno se encuentra saturado con proveedores de seguidores de origen europeo y norteamericano, lo cual causa que el precio de este

componente sea uno de los más competitivos del mundo. La ausencia de una cadena de suministro para equipos de generación de energía solar fotovoltaica en el país no tiene impacto negativo en el componente del precio dado que Chile ha logrado **convertirse en un mercado estable con buen clima de negocios** y sin aranceles de importación que les permite a los proveedores ofrecer precios más competitivos.

Creación de empleo en el sector

La fuerza laboral chilena en el sector renovables no convencionales ya ascendía a alrededor de 8.000 empleos en 2015, incluyendo unos 2.300 en hidroeléctricas de pequeña escala, 1.500 en solar concentrada, 1.400 en solar fotovoltaica, 1.200 en

eólica, 500 en solar térmica, 300 en biomasa sólida y 100 en geotérmica. Para 2020, la fuerza laboral se habría, prácticamente, duplicado y se estima que la fuerza laboral seguirá aumentando para 2030, según una encuesta nacional de empleo.

Instrumentos del Modelo de Desarrollo de Energías Renovables en Chile

Descripción		
INCENTIVOS FISCALES	Exención de derechos de importación	Aranceles de importación promedio del 1% del valor total de la inversión sobre los principales componentes de parques solares fotovoltaicos.
	Exención de impuesto a las ganancias	No existe.
	Impuesto al carbono	Impuesto de 5 USD/tCO ₂ aplicable al 55% de las emisiones implementado en 2018.
	Amortización acelerada	No existe.
	Otros incentivos fiscales	No existe.
MECANISMOS DE DESARROLLO	Subastas públicas	<ul style="list-style-type: none"> Chile ha celebrado sucesivas rondas de licitaciones de energía desde 2006 siendo la última en 2017 cuando se licitaron 2.2 TWh de generación con entrada en operación en 2024. Las ofertas presentadas por bloques de energía incluyen múltiples tecnologías (i.e. eólica, fotovoltaica y geotérmica). Las licitaciones contienen cuotas de suministro de energía i) por bloques parciales y ii) de 24 horas.
	Acceso a la red eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> Los proyectos PMGD de hasta 10 MW cuentan con acceso prioritario a los nodos de transmisión. Los activos de PMGD gozan del mecanismo de precio estabilizado asegurando ingresos a largo plazo que permiten acceder al financiamiento sobre una cartera agregada. Puede existir riesgo de curtailment para proyectos solares fotovoltaicos en ciertas zonas con restricciones de transporte.
	Cuota/Objetivo	<p>Existe una meta vinculante del 20% de energías renovables no convencionales en la matriz de generación eléctrica para 2025 (ya cumplida). Asimismo, hay una meta no vinculante del 70% de participación para 2050.</p>
PROGRAMAS DE PROMOCIÓN	Mercado de Certificados	<ul style="list-style-type: none"> Chile posee un sistema de certificados de energía renovable bajo el cual las partes obligadas pueden cumplir su obligación mediante la obtención de certificados verdes emitidos por ellas o adquiridos en el mercado. Las generadoras están sujetas a una multa de USD 27/MWh por la cuota renovable no cumplida, la cual aumenta a USD 41/MWh si continúa el incumplimiento.
	Promoción Industrial	<ul style="list-style-type: none"> No existe.
	Componente Nacional	<ul style="list-style-type: none"> No existe.

Logros en el sector de energías renovables

De acuerdo con estudios realizados por la Sociedad Alemana de Cooperación Internacional (GIZ) y el gobierno de Chile, se estima que el potencial energético renovable del país totaliza 1.263 GW para energías solar fotovoltaica, 37,5 GW para energía eólica, 7,9 GW para mini-hidro y 16 GW para geotérmica, lo cual representa un potencial considerablemente alto dado que actualmente la matriz energética totaliza 25 GW.

Tras la incorporación de la Ley 20.805 en 2016, se observa una **mejora en la competitividad en licitaciones**

de suministro energético que permitió alcanzar precios de energía tan bajos como USD 47,6 por MWh en 2016, adjudicando la totalidad de la energía a licitar, recibiendo ofertas de 84 proponentes y donde las energías renovables no convencionales compitieron contra energías convencionales. Para el año 2017, se adjudicaron bloques de energía con valores tan bajos como USD 33 por MWh. Cabe destacar que los primeros procesos licitatorios de 2008 y 2013, tuvieron precios por encima de los USD 100 por MWh, mientras que sólo se recibieron seis y dos ofertas respectivamente.



El caso chileno se sostiene en un marco regulatorio propicio para la participación de renovables en la matriz energética, considerando que las Leyes Cortas I y II permitieron un **acceso no discriminatorio para las energías renovables de gran escala y para los pequeños medios de generación**. La incorporación de energías renovables no convencionales depende en gran medida del acceso al sistema de transmisión y a la generación distribuida, lo cual fue impulsado a través de las Leyes 20.805 y 20.936 que establecieron un nuevo mecanismo de licitaciones y modificaciones a la ley de transmisión, permitiendo un acceso no discriminatorio a renovables en subastas públicas y la incorporación de energías renovables no convencionales en la planificación de largo plazo del sistema de transmisión.

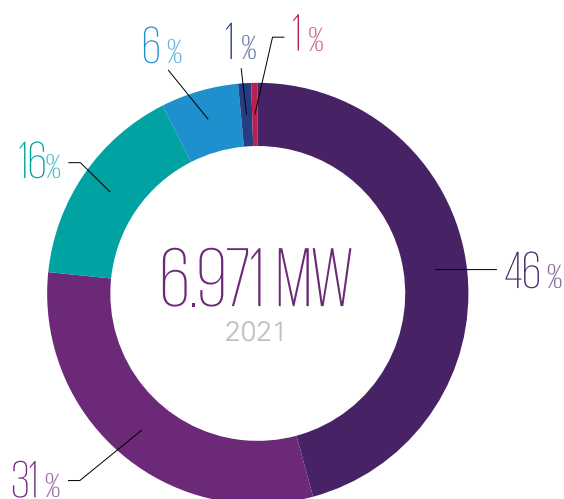
Un eje fundamental del desarrollo del sector renovable fue **la madurez del sistema financiero chileno, el cual permite una variedad de fuentes de financiamiento**. Se destaca que el financiamiento proviene de muchas fuentes de deuda, ya sea banca local, banca internacional, bancos multilaterales o de desarrollo, mercado de capitales, entre otros. Respecto al financiamiento en base a capital propio, se observa que el marco regulatorio actual hace que Chile presente condiciones atractivas para la inversión para compañías internacionales especializadas en la gestión de activos renovables, tales como Enel, Engie, Acciona, Ibereólica, Mainstream, Latin America Power, SolarPack, Atlas Renewable Energy, entre otros.

Otro factor fundamental está dado por las características naturales que hacen de Chile un lugar idóneo para la inversión en energías renovables debido a que las condiciones climáticas tanto en el norte como en el sur del país permiten alcanzar un muy alto rendimiento en la generación de activos renovables, donde **el país tiene el factor de planta solar más alto del mundo**.

Por su parte, es destacable el avance que ha tenido la inversión a través del programa de generación distribuida, el cual permite acceder a precios estabilizados. En la actualidad existen 1.109 MW de capacidad instalada en PMGD, los cuales representan un 15,9% del total de las energías renovables no convencionales del sistema. Esto se incrementa para tecnologías como solar fotovoltaica, donde el 26,7% de la capacidad instalada solar corresponde a PMGD. **El mecanismo de estabilización permitió que muchos proyectos de pequeña escala pudieran ser financiables**.

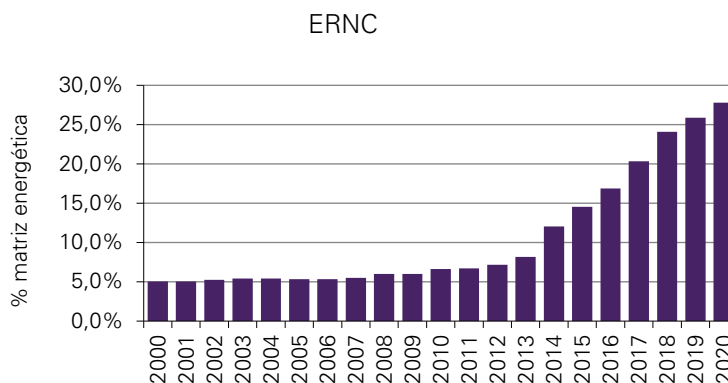
Actualmente, en Chile la capacidad instalada de energías renovables no convencionales alcanza los 6.971 MW de capacidad instalada con una distribución predominante en energía solar con 3.205 MW, seguido de energía eólica con 2.143 MW y luego hidroeléctricas por 1.117 MW. El gran avance de las renovables se ha visto en mayor medida a partir de 2014.

Capacidad instalada de Energías Renovables No Convencionales



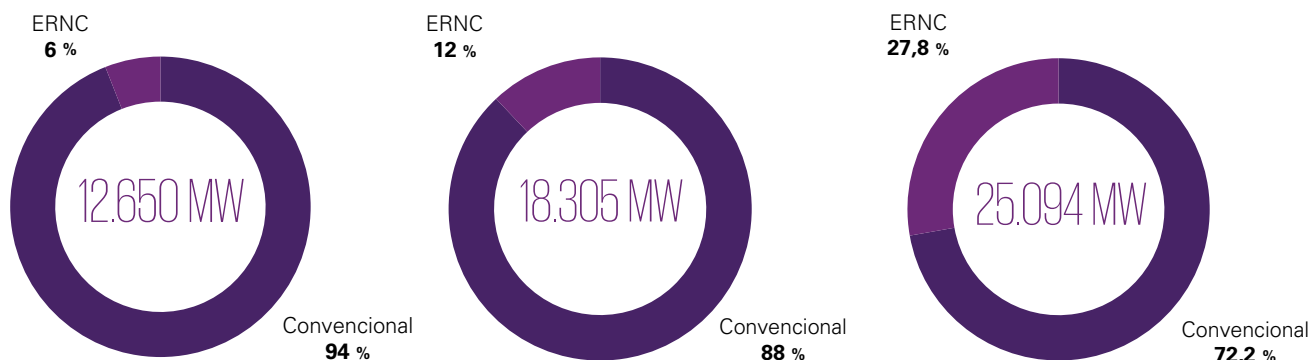
Fuente: Gobierno de Chile.

Las energías renovables han alcanzado una rápida adopción en el mercado nacional, **superando actualmente el 27% de la capacidad instalada** del sistema eléctrico nacional.



Finalmente, el éxito del desarrollo del sector renovable en Chile se puede observar en el portafolio de proyectos en construcción que tiene el país, totalizando 7.236 MW, de los cuales el 81,1% son renovables.

Evolución de la participación de las Energías Renovables no Convencionales



Fuente: Gobierno de Chile.

Lecciones Aprendidas y Desafíos Futuros

El avance de las energías renovables no convencionales en Chile ha sido considerado un caso de éxito a nivel mundial, incluso siendo en 2019 seleccionado primero en el ranking de mercados emergentes de Climatoposcope publicado por BNEF. Entre los principales factores que destacan el éxito del país están las políticas energéticas implementadas, **comprometidas con una transición rápida hacia energías renovables** que posibilitaron cumplir con anticipación las cuotas de energía impuestas en 2013. En 2020, el país ya había alcanzado sobre una participación de las energías renovables de 27% en la matriz energética y se aproxima rápidamente a cumplir con las cuotas de generación.

Es de destacar que **el marco regulatorio actual, sumado con una economía estable, un mercado de capitales sólido, menores costos de inversión y condiciones climatológicas únicas en el mundo** han permitido el desarrollo de las energías renovables en un corto período de tiempo, incluso sin contar con incentivos fiscales o subsidios. La competencia de energías renovables no convencionales observadas en las últimas subastas de energía para clientes

regulados ha demostrado que las renovables pueden ser tan competitivas en precios como las energías convencionales, siempre que las condiciones del sistema permitan su integración.

Entre los desafíos del país, se observa que para alcanzar metas como la descarbonización a 2040 **se requiere de un sistema flexible y atractivo para atraer inversores al mercado de renovables.**

En su planificación de largo plazo, Chile impulsó el **plan de estrategia nacional de hidrógeno verde** para convertirse en uno de los principales exportadores a nivel mundial, el cual pretende reemplazar los combustibles fósiles como principal motor de la economía. La estrategia nacional implica tres etapas: la primera requiere establecer las bases del plan estratégico, lo cual ya fue realizado en 2020; la segunda implica activar la industria para 2025 a fin de comenzar a exportar en 2030; la tercera apunta a alcanzar una meta de USD 2.500 millones anuales, a un costo bajo USD 1,5 / Kg, abasteciendo una capacidad instalada de 25 GW.

El plan de acción comprometido implica realizar una ronda de financiamiento para apalancar proyectos de hidrógeno verde por USD 50 millones, establecer una mesa de público-privada para discutir la ruta del carbono e impuestos y, además, desarrollar esfuerzos diplomáticos para posicionar internacionalmente a Chile como fuente de combustibles limpios.

Actualmente, el gobierno chileno se encuentra en proceso de desarrollo de un marco regulatorio general y normativas técnicas que sea eficaz **para resguardar aspectos de seguridad y dar certeza jurídica a los inversores.**

El plan estratégico consiste en el desarrollo futuro de un mercado de generación basado en fuentes renovables enfocado sólo en la producción del combustible del futuro que, a través de celdas de hidrógeno, beneficiaría al transporte, la industria y los sistemas de calefacción ya que su combustión no genera gases de efecto invernadero. El hidrógeno verde es una parte fundamental del plan de energía 2050 de Chile para alcanzar la carbono-neutralidad y ser uno de los primeros países del mundo en contrarrestar el cambio climático.



04

El sector de energías renovables en Argentina



Argentina tiene la necesidad histórica de consolidar una política pública de energías renovables como eje central de la transición energética nacional en un mundo que se dirige aceleradamente hacia la descarbonización de la economía global.



Pequeño Aprovechamiento Hidroeléctrico "Lunlunta" (6,34 MW) ubicado en el canal San Martín del Río Mendoza, Maipú, Provincia de Mendoza.

El marco regulatorio de energías renovables está basado en la Ley 27.191 del “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía”, la cual introdujo modificaciones sobre el anterior régimen establecido por la Ley 26.190 de 2006.

La Ley declara de interés nacional tanto a las energías renovables no convencionales como a la investigación tecnológica y la fabricación de equipos a asociados a las mismas en el país.

El proyecto que resultó en la Ley 27.191 fue impulsado por el Senador Guinle de la Provincia de Chubut y

fue aprobado en septiembre de 2015 con un apoyo ampliamente mayoritario de los distintos bloques parlamentarios del Congreso Nacional, **demostrando que las energías renovables cuentan con un amplio consenso social en Argentina.**

De esta manera, la Ley 27.191 estableció las bases de las energías renovables como una política de estado. Seis años después, **Argentina tiene la necesidad histórica de consolidar esta política pública** como un eje central de la transición energética nacional en un mundo que se dirige aceleradamente hacia la descarbonización de la economía global.

Evolución del nuevo marco regulatorio de Energías Renovables en Argentina



Fuente: Información Legislativa y Documental (InfoLeg) y Secretaría de Energía de la Nación.

La Ley fue reglamentada a través del Decreto 531 en 2016. Ese mismo año, se creó el **Programa de subastas públicas** denominado “RENOVAR” con el propósito de licitar contratos de abastecimiento de energía eléctrica de fuentes renovables a largo plazo a través de convocatorias abiertas nacionales e internacionales realizadas por CAMMESA, en representación del mercado eléctrico mayorista.

En el marco de RENOVAR, se realizaron cuatro rondas licitatorias entre 2016 y 2019, denominadas Rondas 1 y 1.5, 2 y 3.

Argentina estructuró un modelo de subastas públicas basado en un mecanismo que ofreció certidumbre para atraer a los inversores posibilitando a los proyectos el acceso al financiamiento. Las licitaciones públicas pueden ser un instrumento eficaz para ordenar el desarrollo de las energías renovables promoviendo la competencia y la reducción de costos para los consumidores. De esta manera, las licitaciones cumplen un rol de señalización a fin de **propiciar un mercado de energías renovables** entre actores del sector privado.

En 2017, la Resolución 281 establece el “**Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable**” (MATER) que regula la contratación bilateral para el abastecimiento de energía de fuentes renovables entre los grandes usuarios y los generadores del sector privado.

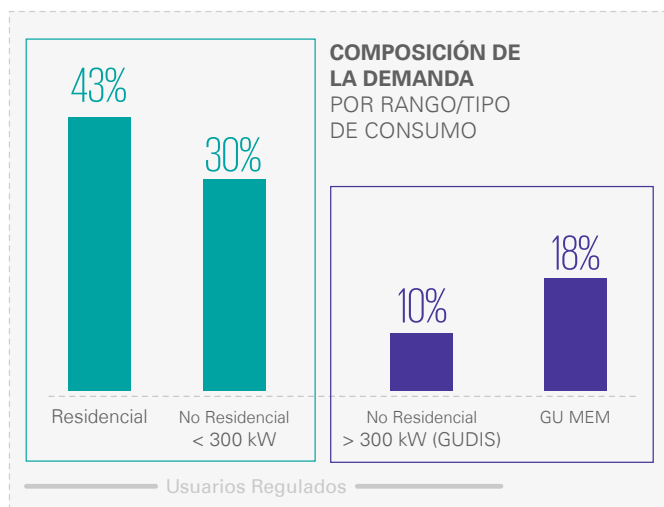
Posteriormente, en 2018, se sanciona la Ley 27.424 del “**Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública**” que brinda el marco regulatorio nacional para la autogeneración de electricidad por parte de empresas y hogares conectados a la red de distribución, permitiendo la inyección de excedentes de energía eléctrica a la red de distribución. La Ley declara de interés nacional la generación distribuida a partir de fuentes renovables en el país.

El siguiente esquema muestra la aplicación del marco regulatorio de las energías renovables a los distintos segmentos de usuarios del sistema eléctrico nacional.

El Marco Regulatorio de las Energías Renovables en Argentina

Ley Nacional 27.424 Energía Renovable Distribuida

Otorga a los usuarios el derecho de autogenerarse e inyectar excedentes a la red de distribución



Ley Nacional 27.191 Promoción de Electricidad de Fuentes Renovables

Obliga a un 20% ER al 2025 para el 100% de la demanda. Implementando vía Compras Conjuntas de energía renovable en el Mercado Electrónico Mayorista (MEM) a través de CAMMESA.

Resol. MINEM 281 E-2017 Mercado a Término de Energías Renovables (MATER)

En el marco de la Ley 27.191 da la opción de salir de la compra conjunta a los grandes usuarios del MEM (i.e. demanda mayor a 300 kW-medios)

Fuente: Información Legislativa y Documental (InfoLeg) y Secretaría de Energía de la Nación.

Finalmente, existen dos programas de promoción de las energías renovables preexistentes en Argentina a nivel nacional. Por un lado, el **“Proyecto para la Promoción de la Energía derivada de Biomasa”** (PROBIOMASA) es una iniciativa nacional que cuenta con el apoyo de Naciones Unidas, a través de la Organización para la Alimentación y la Agricultura (FAO), cuyo objetivo es incrementar la

producción de energía derivada de la biomasa en el país. Por otro lado, el **“Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales”** (PERMER) es un programa que apunta a ampliar el acceso a la energía eléctrica a las poblaciones rurales del país que están fuera del sistema eléctrico por estar en zonas alejadas de las redes de distribución.



Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica

El régimen de fomento de las energías renovables establecido por Ley 27.191 se estructura en base a cuatro pilares fundamentales que consisten en **el establecimiento de objetivos de consumo eléctrico de fuentes renovables, la diversificación geográfica y tecnológica de la matriz eléctrica, la formación de incentivos fiscales** tanto para los generadores como para la cadena de abastecimiento nacional

y **la estructuración de un esquema de garantías y financiamiento** basado en un fondo fiduciario de propósito específico para el desarrollo de proyectos renovables. Cada uno de estos pilares del régimen de fomento fortalecieron el marco regulatorio respecto de la Ley 26.190 sentando las bases para el desarrollo de las energías renovables en el país.

Los Pilares de la Ley 27.191



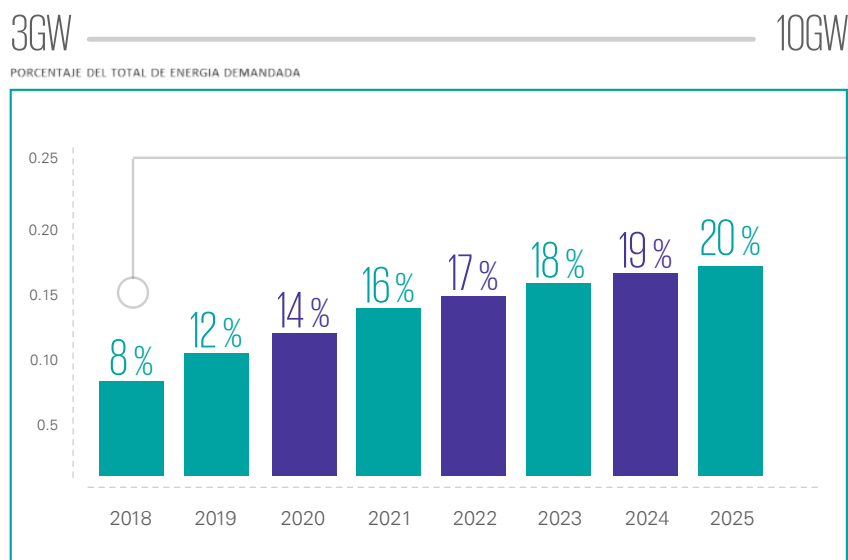
Fuente: Información Legislativa y Documental (InfoLeg) y Secretaría de Energía de la Nación.

Objetivos de Consumo de Fuentes Renovables

La Ley 27.191 determina cuotas progresivas de consumo de energía eléctrica de fuentes renovables hasta **alcanzar el objetivo del 20% para 2025**, lo cual significa un aumento de la ambición del país en relación con la participación de energías renovables en la matriz energética del país. Alcanzar este objetivo implica la incorporación de 10 GW de potencia instalada en fuentes renovables a la matriz de energía eléctrica argentina.

Al momento de la aprobación de la Ley, Argentina contaba con una capacidad instalada de energías renovables cercana a 800 MW, **equivalente a menos del 2% de la matriz eléctrica**. Hasta entonces, las deficiencias en la regulación y el acceso limitado a fuentes de financiamiento hicieron que sólo unos pocos proyectos lanzados bajo el marco regulatorio anterior pudieran llevarse a cabo.

Objetivos del Régimen de Fomento de las EERR al 2025



Situación Actual (2016)

Participación de EE.RR.

1,8%

De la demanda

0,8 GW

Capacidad instalada

Fuente: Información Legislativa y Documental (InfoLeg) y Secretaría de Energía de la Nación.

El cumplimiento de los objetivos planteados por la Ley 27.191 están alineados con el compromiso de NDC del país ante Naciones Unidas dado que la generación eléctrica de fuentes renovables tiene una contribución significativa a la reducción de emisiones de GEI del sector energético. Como se comentó anteriormente, **el objetivo de la Ley debería ser ampliado con un horizonte a 2030 a fin de mantener la consistencia con la NDC comprometida por Argentina para ese año.** En este sentido, durante la Cumbre de Líderes sobre el Clima realizada en 2021, **Argentina ya ha anunciado un nuevo**

objetivo de consumo de fuentes renovables del 30% a 2030 para el país, el cual debería ser instrumentado mediante una actualización de la Ley 27.191.

De acuerdo con la Ley, todos los usuarios de energía eléctrica del país tienen la obligación de contribuir al cumplimiento de los objetivos de consumo de fuentes renovables. Para los grandes usuarios, con consumos superiores a 300 kW, se establecen tres mecanismos alternativos para el cumplimiento individual de los objetivos.

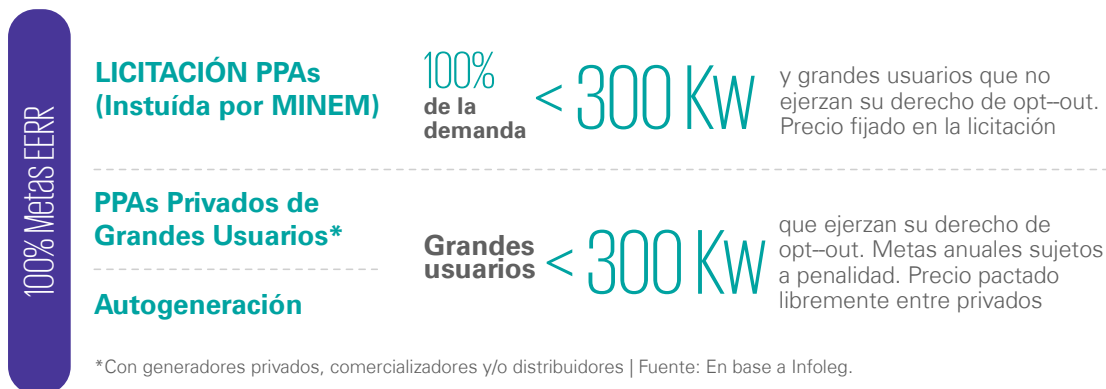


Mecanismos de cumplimiento de los Objetivos de Consumo

El programa RENOVAR fue diseñado para **apoyar el objetivo de consumo de fuentes renovables** establecido por la Ley 27.191 mediante una serie de licitaciones públicas basadas en ofertas competitivas para la adjudicación de contratos de abastecimiento de energía a largo plazo firmados con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima

(CAMMESA), en representación del mercado eléctrico mayorista del país. A través del mecanismo de compras conjuntas, la autoridad de aplicación de la Ley se compromete a licitar el 100% de los objetivos de energías renovables trasladando el costo de los contratos a los usuarios del sistema eléctrico nacional.

Los Pilares de la Ley 27.191



Fuente: Información Legislativa y Documental (InfoLeg) y Secretaría de Energía de la Nación.

Por su parte, la Resolución 281 E/2017 regula la **opción de salida de las compras conjuntas administradas por CAMMESA**. Los grandes usuarios con consumos superiores a 300Kv están habilitados a cumplir con los objetivos de consumo de la Ley 27.191 mediante el abastecimiento con generadores o la autogeneración. En la Resolución se establecen los incentivos para los grandes usuarios que opten por salir del esquema de compras conjuntas, tales como ahorros decrecientes en el cargo de reserva de capacidad y en los cargos de administración y comercialización.

De esta manera, los grandes usuarios pueden salir de las compras conjuntas optando por la contratación con generadores, directamente o a través de comercializadores, en el Mercado a término de Energías

Renovables (MATER). Los generadores que deseen participar en este mercado deben solicitar prioridad de despacho ante CAMMESA. El organismo encargado del despacho otorga una prioridad durante dos años para la conexión en ese nodo a cambio de una garantía similar a la requerida como mantenimiento de oferta en el programa RENOVAR. **El objetivo del programa MATER es crear un mercado en el sector de energías renovables sin la intervención de CAMMESA.**

Alternativamente, los grandes usuarios **pueden optar por la autogeneración o la cogeneración**, ya sea en el sitio o en forma distribuida, con la posibilidad de comercializar excedentes con precio garantizado hasta el 10% de la energía contratada, en forma similar a las compras conjuntas.

Diversificación de la matriz eléctrica

A fin de cumplir con los objetivos de consumo, la Ley 27.191 instruye a la autoridad de aplicación a establecer los mecanismos de contratación de forma tal que promuevan la diversificación tecnológica y geográfica de la matriz de generación eléctrica del país. En este sentido, RENOVAR estableció licitaciones por **cuotas de tecnología y geografía**, lo cual permitió un desarrollo diversificado de la matriz eléctrica, de acuerdo con lo establecido por la Ley 27.191. Esto no hubiera sido posible si el único factor de adjudicación hubiera sido el precio.

La incorporación de energía de fuentes renovables contribuye a preservar el autoabastecimiento, uno de los objetivos del trilema energético. De esta manera, la distribución de las necesidades energéticas entre diversas tecnologías permite mitigar el riesgo de desabastecimiento. Un aspecto clave de la diversificación de la matriz eléctrica es que **posibilita la sustitución de importaciones de combustibles fósiles**, lo cual significa una mayor disponibilidad de divisas para atender las necesidades de desarrollo industrial del país.

Al mismo tiempo, las energías renovables posibilitan la diversificación geográfica de la matriz energética. Las energías renovables representan un factor de ordenamiento territorial del país dado que **contribuyen al desarrollo de las economías provinciales** mediante el aprovechamiento productivo de los recursos renovables disponibles en los distintos territorios.

La diversificación energética es impulsora del crecimiento económico federal. **Las distintas fuentes de energía renovable tienen una marcada regionalidad haciendo que el desarrollo del sector se distribuya a lo largo de las provincias del país.** Las fuentes eólicas localizadas principalmente en la región patagónica y el sur de la provincia de Buenos Aires, las fuentes solares distribuidas mayoritariamente en las regiones del NOA y Cuyo, así como los sustratos de biomasa y biogás y los recursos hídricos distribuidos en todo el territorio nacional, incluyendo las regiones Centro, Litoral y NEA, posibilitan el crecimiento del producto bruto geográfico de todas las provincias del país.



Los incentivos fiscales

El marco regulatorio establecido por la Ley 27.191 introduce incentivos fiscales con la finalidad de impulsar el desarrollo de las energías renovables y su cadena de valor en el país. Estos beneficios tienen varios objetivos:

- Generar un clima de estabilidad fiscal que brinda protección a las inversiones en un sector naciente.
- Permitir el diferimiento de la carga impositiva que posibilita una tasa de retorno razonable para las inversiones realizadas.
- Viabilizar la obtención de financiamiento.

Este último es un factor fundamental para la implementación de proyectos renovables de gran escala dado que las entidades financieras realizan un análisis estricto de la viabilidad de los mismos. Mas allá de evaluar la solidez del desarrollador, se analizan los riesgos y los méritos de cada proyecto siendo necesario cumplir con rigurosos requisitos de cobertura.

De acuerdo con la Ley 27.191, los beneficios fiscales establecidos por el marco jurídico nacional son los siguientes:

1. Exención de aranceles a la importación de equipos, partes, repuestos, componentes y materias primas.
2. Amortización acelerada de bienes de uso.
3. Devolución anticipada de IVA.
4. Exención del Impuesto a las Ganancias Mínima Presunta.
5. Exención del Impuesto a los Dividendos (sujeto a reinversión en infraestructura).
6. Extensión a 10 años en la duración de los quebrantos impositivos.
7. Deducción de la carga financiera en el Impuesto a las Ganancias.
8. Certificado Fiscal sujeto a acreditación de componente nacional.

Es importante mencionar que estos beneficios han sido exitosos en su objetivo de atraer inversores al sector renovables. Sin embargo, **la situación económica del país ha ido modificándose desde el momento en que los beneficios fueron sancionados, por lo que algunas de las medidas no cumplen con el objetivo buscado.** En efecto, Argentina en los últimos años ha vivido importantes devaluaciones de su moneda y los créditos fiscales que se encuentran nominados en pesos han sufrido una importante devaluación en su poder adquisitivo. A modo de ejemplo, en relación con los beneficios de devolución anticipada de IVA y extensión en la duración de los quebrantos impositivos, el costo financiero que se genera por la demora en el recupero de los créditos fiscales desnaturaliza el beneficio fiscal otorgado. Es por ello, que hubiera sido de utilidad **implementar una fórmula de actualización que permita evitar dicha pérdida financiera por el transcurso del tiempo.**

Otra cuestión a considerar se vincula con la **carga administrativa** que implica la implementación de estos beneficios. Las empresas deben solicitar los beneficios a los órganos de contralor competente, como son la Administración Federal de Ingresos Públicos y la Secretaría de Energía, donde deben cumplir con diferentes requisitos para su obtención. En el caso de los beneficios de amortización acelerada de bienes de uso y devolución anticipada de IVA, se debe realizar una carga en un sistema web de las autoridades mencionadas con el detalle de cada factura individual emitida por los proveedores contratados. Mas allá de la carga administrativa que representan estos procedimientos,

se generan demoras en los recuperos de los créditos fiscales, lo que produce una mayor pérdida financiera.

Como se mencionara anteriormente, estos beneficios fiscales han sido fundamentales para que los inversores encuentren incentivos para desarrollar proyectos renovables. Sin embargo, el diseño de nuestro sistema tributario no resulta eficiente, **ya que genera una importante carga fiscal a los proyectos.** A modo de

ejemplo, podemos mencionar la carga tributaria generada por el simple flujo de fondos como ser:

- retenciones sobre dividendos,
- retenciones sobre intereses, e
- impuestos a las transferencias bancarias.

Todos estos tributos generan un encarecimiento en la estructura de costos de los proyectos.

Los costos fiscales del régimen de fomento

Cualquier régimen de beneficios fiscales representa un costo a las arcas nacionales. Sin embargo, es muy difícil estimar la real cuantía que termina afrontando el estado cuando promociona un sector de la economía debido a **todos los efectos positivos que se generan en el mercado.** Este concepto fue tenido en cuenta dentro de las Discusiones Parlamentarias del marco regulatorio de las energías renovables, cuando el Senador Salvatori que reclamó por el retraso en la sanción de esta norma mencionó *“... con el argumento del costo fiscal, pierden la perspectiva y no tienen en cuenta una regla mínima: si no existen inversiones no hay recaudación ni tampoco empleo, que es lo que tenemos la obligación de fomentar en esta República Argentina que sufre tantos problemas.”*

Dentro de los impactos positivos que genera la promoción de un sector nuevo como el de energías renovables, se pueden mencionar:

- La recaudación que genera la realización de inversiones en la actividad promocionada. Mayor actividad en contratistas y empresas de servicios asociadas a la industria.
- La recaudación que se genera por la mayor venta de energía producida.
- La mayor recaudación generada por la contratación de la mano de obra que se emplea en la actividad promocionada.

Adicionalmente, existen dos beneficios centrales del régimen de fomento a las energías renovables que deben ser considerarlos:

- Reducción de **emisiones de GEI** en línea con la NDC comprometida en el marco del Acuerdo de París.
- Disminución de la necesidad de **importaciones de combustibles fósiles** para generación eléctrica junto a la salida de divisas asociada.

La estabilidad fiscal

En los últimos años, se han realizado profundas modificaciones impositivas que posteriormente han sido postergadas o directamente anuladas. Estas marchas y contramarchas generan un clima de incertidumbre ante la posibilidad de afrontar un importante proyecto de inversión.

Es por ello que uno de los requisitos que más valoran los inversores a la hora de afrontar un proyecto, **es la existencia de un régimen de estabilidad tributaria** que garantice la invariabilidad de la carga fiscal que minimice el riesgo de afectar los modelos económicos proyectados.

Tal es así, que el marco regulatorio del régimen de energías renovables estableció dos artículos intentando dar garantías a los inversores acerca de la estabilidad económica de sus modelos financieros. Por un lado, el artículo 13 de la Ley 27.191 que busca un sistema de protección que permita un pari passu a las tarifas a percibir, por cualquier incremento fiscal que sufran los proyectos a nivel municipal, provincial y nacional.

Con una finalidad aún más específica, el artículo 17 busca una protección que impida la creación de un tributo, canon o regalía sobre la industria hasta el año 2025.

También la Ley 27.191 en su artículo 21 invita a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a adherir a este régimen y a dictar en sus respectivas jurisdicciones, aquellas que aún no lo hayan hecho, su propia legislación destinada a promover la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía.

En la ley de adhesión, las provincias deben invitar expresamente a las municipalidades de sus respectivas jurisdicciones a adherir a la presente y a dictar la legislación pertinente con la finalidad de promoción indicada en el párrafo anterior.

Más allá de la tecnicidad con que fueron escritos estos artículos, **su clara intención es la de brindar una estabilidad económica a los proyectos**, garantizando la rentabilidad esperada y proyectada a los inversores.

Es importante destacar que la generación de energía siempre fue una actividad productiva de capitales intensivos y muy sensible a las variaciones impositivas que no se contemplan en los modelos económicos de los inversores. En el año 1960 la Ley de Energía Eléctrica establecía en su artículo 12: *“Las obras e instalaciones de generación, transformación y transmisión de la energía eléctrica de jurisdicción nacional y la energía generada o transportada en las mismas no pueden ser gravadas con impuestos y contribuciones, o sujetas a medidas de legislación local que restrinjan o dificulten su libre producción y circulación. No se comprende en esta exención las tasas retributivas por servicios y mejoras de orden local.”*

A pesar de este claro objetivo en las normas legales y en el actual marco regulatorio de las energías renovables, a fines del año 2019 el Municipio de Puerto Madryn emitió normas con un objetivo contrario. Inicialmente extendió el ejido urbano del Municipio logrando tener potestad municipal sobre un territorio de mayor amplitud y alcanzando una zona geográfica donde se encuentran importantes proyectos de parques eólicos. Posteriormente el Municipio aplicó dos tasas municipales, una sobre la construcción de los parques, que implica el pago por



única vez del 2% del valor de la planta y otra sobre seguridad, higiene y control ambiental que representa aproximadamente al pago mensual del 4,5% del importe facturado.

Claramente **ningún inversor pudo prever estos costos fiscales dentro de sus modelos económicos** debido a que, al momento de inicio del proyecto, el Municipio de Puerto Madryn no tenía siquiera jurisdicción sobre el territorio donde se instalaron los parques eólicos.

Más allá de que las empresas se encuentran analizando cuál es el mejor camino legal para protegerse de esta nueva carga fiscal, y más allá de los tecnicismos sobre las diferencias entre una tasa municipal y un impuesto y si algunos de los artículos mencionados del marco normativo brinda protección a las empresas de las tasas mencionadas, de lo descripto hasta aquí puede apreciarse que existió **un claro objetivo de evitar la aplicación futura de nuevas cargas fiscales al momento de la sanción del marco regulatorio** y que el Municipio de Puerto Madryn ha decidido no tener en cuenta dicho objetivo al momento de realizar estas modificaciones.

Para un inversor extranjero puede resultar contradictorio que Argentina haya generado una Ley con un marco específico para la industria de las energías renovables que incentive la atracción de inversiones al país, que se incluyan varios artículos tendientes a evitar que en el futuro aparezca nuevas cargas fiscales y que, finalmente, se encuentren con costos fiscales que no eran previsibles.

Es fundamental que exista un consenso a nivel federal de respetar los objetivos del marco legal creado oportunamente y evitar que los Municipios avancen sobre estos. Sin dudas, el año 2020 ha sido de una dificultad impensada, y es posible que los Municipios utilicen todos los recursos recaudatorios que tengan a su alcance, pero el daño de no respetar los objetivos de un marco legal creado puede resultar más perjudicial.

En el pasado ya han existido conflictos entre los regímenes nacionales y las leyes provinciales y municipales y los mismos siguen existiendo.

En un reciente fallo de la Corte Suprema de Justicia de la Nación en la causa "Central Puerto c/ Buenos Aires Provincia s/acción declarativa de constitucionalidad – 06-05-2021, una vez más la corte destacó: *"Las facultades provinciales no pueden amparar una conducta que interfiera en la satisfacción de interés público nacional, ni justifican la prescindencia de la solidaridad requerida por el destino común de la Nación toda. El sistema federal importa asignación de competencia a las jurisdicciones federal y provincial, ello no implica, por cierto, subordinación de los estados particulares al gobierno central, pero sí coordinación de esfuerzos y funciones dirigidos al bien común general, tarea en la que ambos han de colaborar, para la consecución eficaz de aquel fin, no debe haber aquí enfrentamiento de poderes, sino unión de ellos en vistas a metas comunes"*

Este principio constitucional conocido como Cláusula del Progreso, tiene su sustento en el Art. 75 inc. 18 de la Constitución Nacional, como una de las atribuciones del Congreso: *"Proveer lo conducente a la prosperidad del país, al adelanto y bienestar de todas las provincias, y al progreso de la ilustración, dictando planes de instrucción general y universitaria, y promoviendo la industria, la inmigración, la construcción de ferrocarriles y canales navegables, la colonización de tierras de propiedad nacional, la introducción y establecimiento de nuevas industrias, la importación de capitales extranjeros y la exploración de los ríos interiores, por leyes protectoras de estos fines y por concesiones temporales de privilegios y recompensas de estímulo"*

No hay dudas que **esta Cláusula aplica a la perfección a la generación de las energías renovables dado que es la generación de una nueva industria para todo el país y, por lo tanto, una necesidad para el bienestar social futuro de la Argentina.**

Los aranceles aduaneros

A través de la Ley 27.191 se establecieron exenciones con respecto al pago de derechos de importación y de todo otro derecho, impuesto especial, gravamen correlativo o tasa de estadística por la introducción de bienes de capital, equipos especiales, partes o elementos componentes de dichos bienes, y de los insumos que determinase la autoridad de aplicación, que fueren necesarios para la ejecución del proyecto de inversión.

En esa línea, en 2017 se publicó el Decreto 814/17, a través del cual se establecieron, por plazos determinados, alícuotas de **derechos de importación extrazona** del 0%, con relación a las posiciones arancelarias indicadas en los anexos I y II del aludido Decreto, entre las que se encuentra la posición arancelaria N° 8501.31.20, correspondiente a "Generador fotovoltaico sin incluir estructuras de soporte ni máquinas y aparatos mecánicos con función propia". Asimismo, en el anexo III del Decreto, se establece una alícuota del 14% con relación a la posición arancelaria N° 8502.31.00, correspondiente a "aerogenerador de potencia superior a 700 kW". Dichas alícuotas resultarían de aplicación, en las formas y condiciones establecidas por la autoridad de aplicación del régimen, en la medida que el importador de las mercaderías fuese el

titular de un proyecto de generación, cogeneración o autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable (inscripto en el registro nacional de proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable) o, la persona humana o jurídica inscripta en el Registro de Fabricantes y proveedores de Componentes destinados a la Producción de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables.

Con relación a la **tasa de estadística**, a través del Decreto 332/19 (modificado por el Decreto 548/19), se había establecido que, sin perjuicio de la alícuota del 2,5%, cuando se trate de bienes de capital que se importen exclusivamente para ser utilizados en la construcción de proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable comprometidos en contratos de abastecimiento celebrados en el marco de las rondas del Programa RENOVAR y de la Resolución 202/16, el monto máximo a abonar no podría superar la suma de USD 500. No obstante, a través de la Ley 27.541 (modificada por la Ley 27.591, y su normativa complementaria) y hasta el 31 de diciembre de 2021, la alícuota de la tasa de estadística fue incrementada al 3%, con algunas excepciones, pero sin hacerse referencia expresa al tope de USD 500 más arriba mencionado para los proyectos en cuestión.

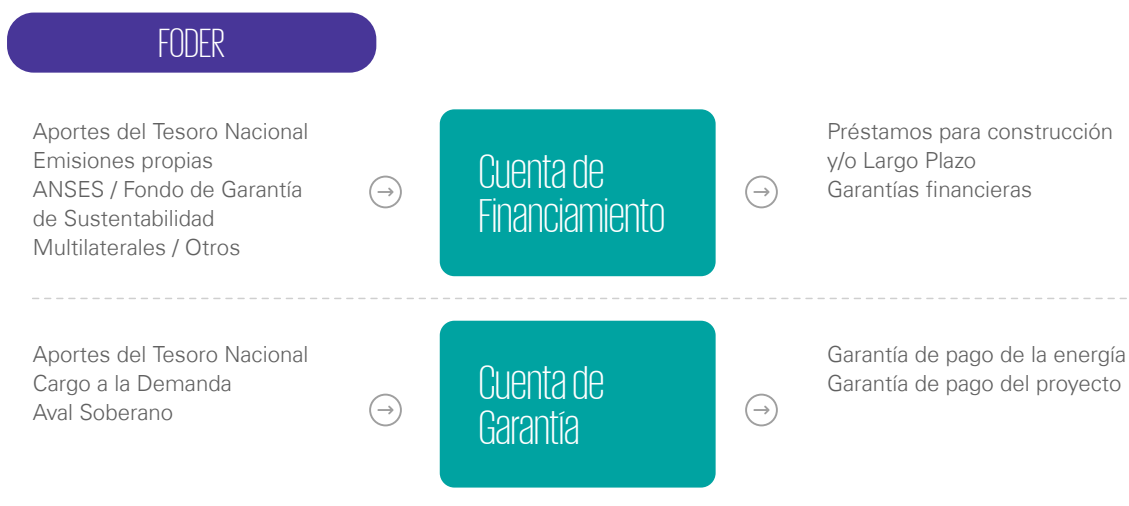
Esquema de garantías y financiamiento

Las inversiones en proyectos renovables enfrentan riesgos significativos. **Los riesgos políticos, regulatorios y contractuales así como los riesgos de devaluación y de inflación pueden ser altos y los proyectos renovables de gran escala pueden tener alta exposición a los mismos.**

En este contexto, los contratos de abastecimiento de energía (PPA) de RENOVAR están basados en

una estructura de garantías que **mitigan estos riesgos brindándole atractivo a la inversión nacional e internacional.** De esta manera, la Ley 27.191 crea el Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) a fin de garantizar las inversiones **amortiguando posibles cambios desfavorables en el contexto macroeconómico del país** y brindar acceso a ciertas líneas de financiamiento a los inversores.

Estructura de Cuentas del FODER



Fuente: Secretaría de Energía.

Junto al contrato de abastecimiento de energía con CAMMESA, los proyectos adjudicados firman una adhesión al FODER. La estructura del FODER se basa en dos cuentas independientes que ofrecen soporte al desarrollo de los proyectos de generación de fuentes renovables. Por una parte, la **cuenta de financiamiento** prevé líneas de préstamos y financiamiento a largo plazo, así como garantías financieras para facilidades crediticias. Por otra parte, la **cuenta de garantía** ofrece

respaldo al cumplimiento del pago mensual por la energía generada, así como también una garantía de pago por rescisión del contrato de abastecimiento de energía.

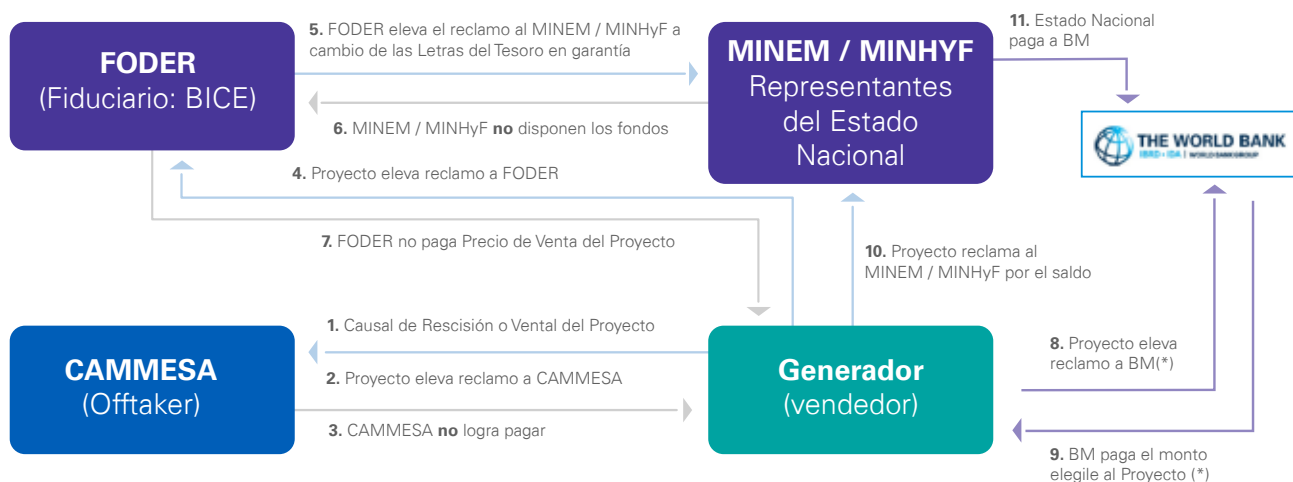
En el caso en que el inversor deseara optar por la contratación de una garantía adicional, el esquema contempla una **contragarantía provista por el Banco Mundial.**

Garantía de Liquidez y Garantía de Solvencia

7. FODER busca repago por parte de CAMMESA luego de haber realizado un pago en su representación.



(*) A fin de mantener al FODER con un nivel de aforo líquido equivalente a 12 meses de facturación de todos los PPAs activos.



(*) FODER le entrega derechos irrevocables a los Proyectos para enviar reclamos directamente al Banco Mundial y este paga.

Fuente: Secretaría de Energía.

El contrato de abastecimiento de energía y el contrato de adhesión al FODER prevén que las siguientes causales permitan al inversor la rescisión anticipada y/o ejercer una opción de venta del proyecto:

- La falta de pago por parte de CAMMESA por más de cuatro meses consecutivos o seis meses dentro del mismo año y que no hayan sido subsanadas por la garantía del FODER.
- La existencia de eventos de inconvertibilidad o intransferibilidad con efecto material.
- Las modificaciones que resulten perjudiciales a la garantía provista por el Banco Mundial o el FODER.

Ante un eventual incumplimiento, el pago por rescisión u opción de venta se establece en 100% de los bienes no amortizados desde la fecha de habilitación comercial. Dicho valor se define como el mínimo entre el valor de referencia por tecnología establecido por la regulación

y el valor que surge de la auditoría según normas internacionales generalmente aceptadas que se requiere al proyecto sujeto a aprobación del FODER. Asimismo, el contrato contiene una opción de compra del proyecto en caso de rescisión por causa atribuible al proyecto.

El mecanismo de garantías establecido por la Ley 27.191 resulta un instrumento fundamental para la bancabilidad de los proyectos viabilizando las inversiones a partir de la mitigación de riesgos y la reducción de los costos de capital asociados.

En conjunto, el Tesoro Nacional aportó alrededor de USD 600 millones como garantía líquida del FODER y cerca de USD 4.500 millones en Letras. Por su parte, el Banco Mundial comprometió garantías por USD 480 millones para los proyectos del Programa RENOVAR, incluyendo la Resolución 202.

Sobre los Resultados del Régimen de Promoción de Energías Renovables

Desde 2016, se adjudicaron 244 proyectos sumando más de 6,3 GW de energías renovables a través de las rondas 1, 1.5, 2 y 3 de RENOVAR, la Resolución 202/2016 y el régimen MATER. A la fecha, se han instalado más de 4 GW, pero restan todavía cerca de 6 GW para cumplir con el objetivo del 20% a 2025.

A partir del programa RENOVAR, las energías renovables demostraron su capacidad de ofrecer precios competitivos al sistema eléctrico nacional. Se llevaron a cabo cuatro rondas licitatorias por un total

de 4.7 GW. Adicionalmente, mediante la Resolución 202 se readecuaron proyectos renovables que habían sido adjudicados bajo la anterior Ley 26.190 a través del programa GENREN o que estuvieran enmarcados por la Secretaría de Energía hasta 2011.

Por su parte, en el mercado MATER se ha asignado prioridad de despacho a 46 proyectos por 1,1 GW y se han firmado una gran cantidad de contratos de abastecimiento de energía entre generadores y grandes usuarios del sector privado.

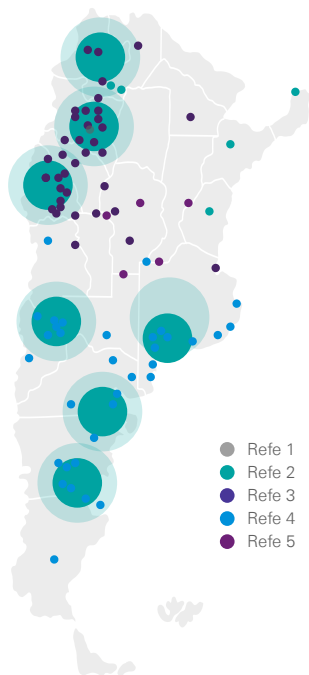
La diversificación tecnológica y geográfica

En 2016, las Rondas 1 y 1.5 adjudicaron 59 proyectos en 17 provincias por 2.423 MW entre los cuales se registraron 22 eólicos, 24 solares fotovoltaicos, 2 de biomasa y 6 de biogás y 5 pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.

La Ronda 2, lanzada en 2017, incorporó la tecnología de biogás a partir de rellenos sanitarios con un cupo

diferenciado de 15 MW. Asimismo, los proyectos eólicos y solares fueron regionalizados con el objetivo de descentralizar las adjudicaciones. De esta manera, se adjudicaron 88 proyectos en 18 provincias por 2.043 MW. Entre estos, sólo cuatro proyectos fueron dados de baja por no haber celebrado sus respectivos contratos de abastecimiento de energía con CAMMESA.

Distribución geográfica de las adjudicaciones por provincia y regiones



Potencia adjudicada por región (Rondas 1, 1.5, 2 y 3)

NOA 1239,4	Bs. As. 1238,6	Patagonia 1018,6	Cuyo 824,9	
			Comahue 368,3	Centro 292,0
			NEA 116,5	Litoral 45,2

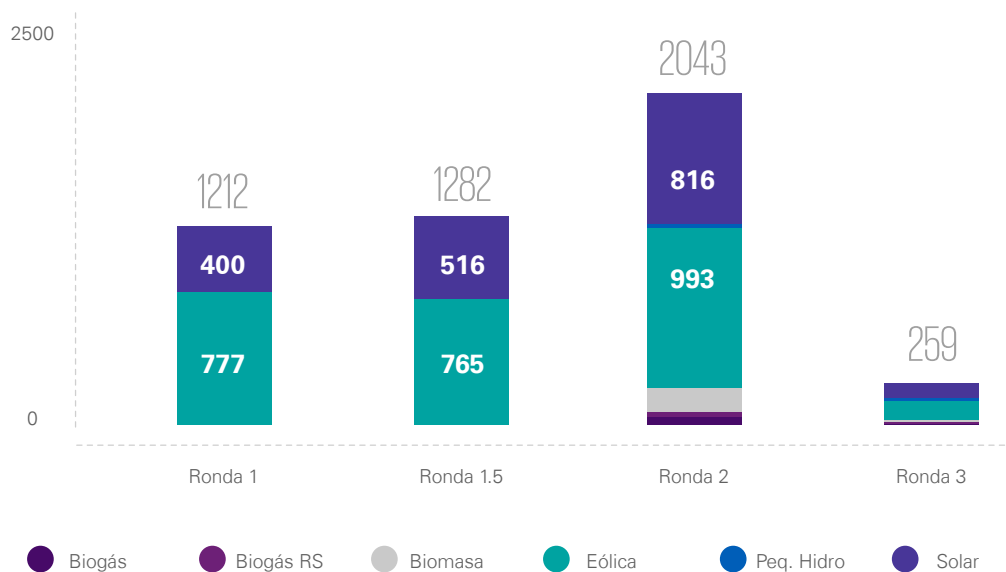
Fuente: Secretaría de Energía.



La Ronda 3 de RenovAr, denominada Mini-RENOVAR, se focalizó en proyectos renovables de pequeña escala con una capacidad máxima de 10 MW que no requirieran infraestructura de transporte o distribución dada la congestión de la red eléctrica actual. En esta ronda, se

adjudicaron 38 proyectos en 12 provincias por 259 MW, entre los cuales se registraron 10 eólicos, 13 solares fotovoltaicos, 2 de biomasa, 7 de biogás, incluyendo uno de relleno sanitario, y 6 pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.

Potencia Adjudicada por Rondas y Tecnologías (MW)



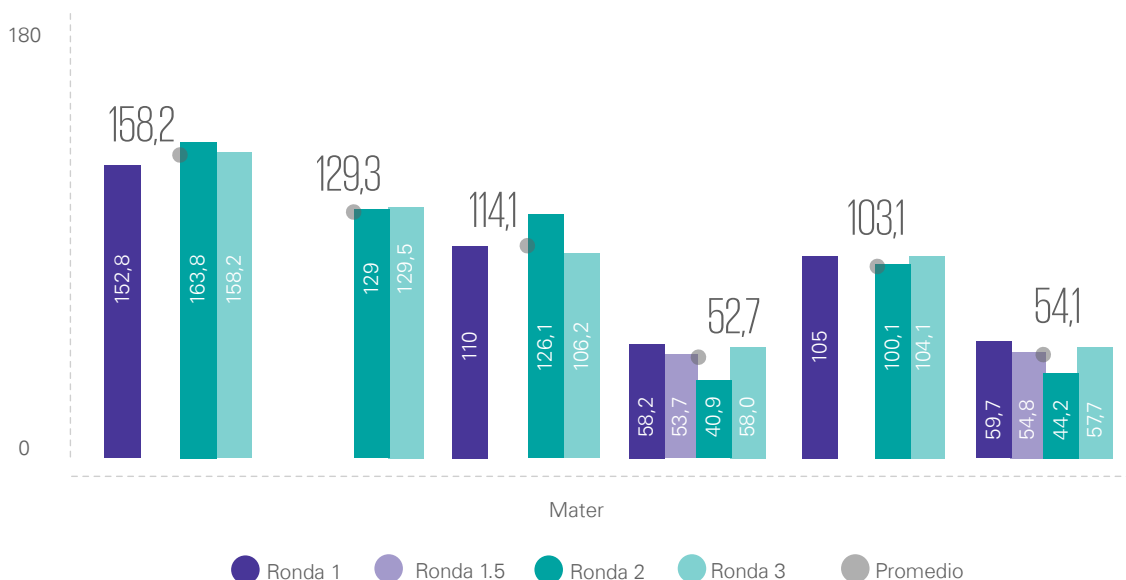
Fuente: Secretaría de Energía.

La competitividad de los precios adjudicados

Los precios de los contratos de abastecimiento de energía adjudicados en las rondas RENOVAR fueron competitivos y decrecientes (BID, 2019). **La baja de precios en las sucesivas licitaciones demuestra la importancia de la curva de aprendizaje transcurrida en el país**, lo cual ha permitido una mejor gestión de riesgos, así como una optimización de costos logísticos y de instalación.

En la primera ronda, el precio promedio se ubicó por encima de los USD 60 MW/h con una baja adicional de precios en la Ronda 1.5 a USD 53 MW/h. En la Ronda 2, continuó la tendencia a la baja hasta USD 51 MW/h. En particular, se destaca la baja de precios de la tecnología solar, la cual disminuyó de USD 60 MW/h a USD 40 MW/h. En el caso de la eólica se registró el precio más bajo entre todas las tecnologías de USD 38 MW/h.

Precios Adjudicados por Ronda y Tecnología



Fuente: Secretaría de Energía.

Aunque los proyectos adjudicados en la Ronda 3 registraron precios superiores, debe tenerse en cuenta la eliminación de la cláusula de ajuste de precio y la menor posibilidad de aprovechar economías de escala con respecto a las rondas anteriores.

La alta competitividad de precios de las subastas hizo que los proyectos tengan una baja rentabilidad, lo cual hizo fundamental para la viabilidad de los mismos la obtención de eficiencias en el costo de capital.



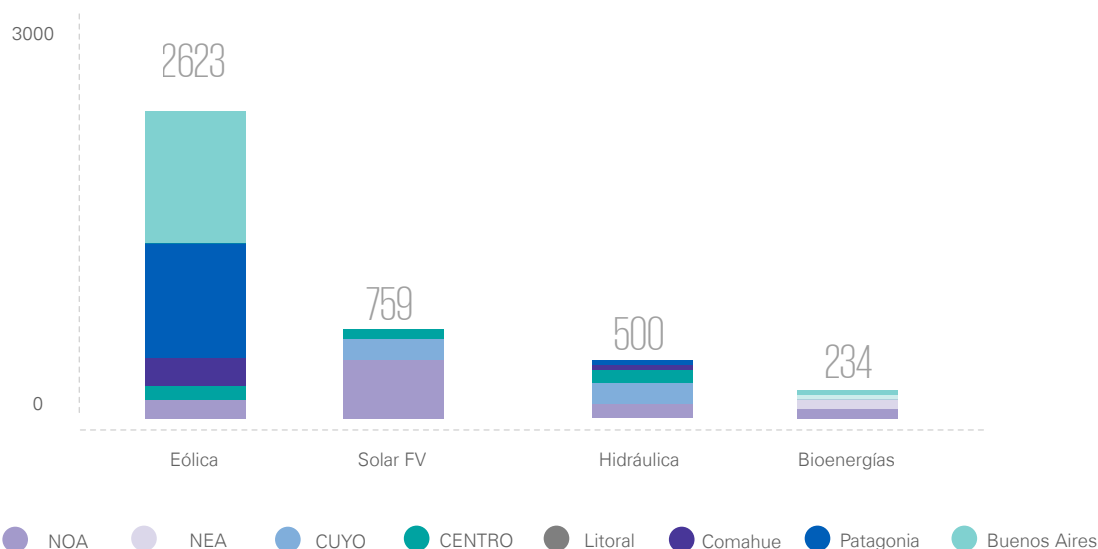
Los proyectos demorados en espera de resolución

Desde la crisis financiera de Argentina iniciada en 2018, **existen alrededor de 2.000 MW de proyectos que están a la espera de que se normalicen las condiciones macroeconómicas** para estar en condiciones de acceder al mercado financiero y completar los cierres financieros a un costo de capital razonable. El tratamiento de estos proyectos debe basarse en los principios de la seguridad jurídica a fin de consolidar la confianza entre el sector público y el sector privado de manera que se viabilicen las futuras inversiones.

Es importante que la toma de decisiones persiga como objetivo la mitigación de la incertidumbre a través de

la adecuación de plazos y la flexibilidad requeridas en situaciones de crisis macroeconómica como la que ha sufrido el país desde mayo de 2018 y agravada por la crisis pandémica del Covid-19 desde marzo de 2020. Se requiere una resolución que favorezca la liberación de potencia objeto de prioridades de despacho para proyectos con demoras evitando las duplicaciones de costos y los efectos retroactivos que aumentan las probabilidades de litigio. Una resolución de estos proyectos que sea consistente con los objetivos de la Ley 27.191 refuerza las posibilidades de llevar a cabo **una transición energética exitosa en base a la confianza y al crédito nacional e internacional.**

Potencia instalada de energías renovables por tecnología y región del país (MW)



Secretaría de Energía.

Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública

La Ley 27.424 establece el “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida integrada a la Red Eléctrica Pública” cuyo objetivo es promocionar la autogeneración de electricidad a partir de fuentes renovables. Este marco regulatorio está dirigido a los usuarios de la red de distribución eléctrica residenciales, comerciales, industriales o agrícolas que decidan generar energía para su autoconsumo con la posibilidad de inyectar los excedentes a la red por una compensación.

La generación distribuida **contribuye a los objetivos de reducción de emisiones** que Argentina ha

comprometido en su NDC y, al mismo tiempo, **permite reducir las pérdidas de energía** que se generan en el sistema de transporte y **las necesidades de inversión en infraestructura**.

Junto a la generación centralizada de fuentes renovables regulada por la Ley 27.191, **el sistema de generación distribuida constituye el segundo vector de integración de las energías renovables no convencionales a la matriz eléctrica nacional**. Este vector de las energías renovables tiene un alto potencial de crecimiento económico regional y creación de empleo para el desarrollo federal del país.

Los Pilares de la Ley 27.424



Fuente: En base a datos de la Secretaría de Energía.

La Ley fue reglamentada mediante el Decreto 986 a fines de 2018, el cual define los requisitos a cumplir para la conexión de los equipos de generación a la red de distribución, las especificaciones técnicas del medidor bidireccional y el esquema de facturación. Junto al objetivo indicativo planteado a 2030, los elementos centrales de marco regulatorio de la

generación distribuida son el modelo de facturación neta, la federalización del sistema, los incentivos fiscales, el acceso a financiamiento a través de un fondo fiduciario y el régimen de fomento para el desarrollo de la industria nacional de equipos de generación distribuida.

Objetivo

El Decreto reglamentario indica que las acciones a implementar en el marco de la Ley 27.424 tienen el objetivo de **alcanzar la instalación de 1.000 MW de potencia de generación distribuida de fuentes renovables para 2030 en todo el país**. A diferencia del régimen de energías renovables de gran escala establecido por la Ley 27.191, el cual plantea cuotas de consumo obligatorias para los todos los usuarios,

este objetivo es indicativo y su cumplimiento está supeditado a la conveniencia de llevar a cabo proyectos de generación distribuida en el país. No obstante, la indicación del objetivo resulta útil para fijar una referencia cuantitativa que permite evaluar la efectividad de los mecanismos de promoción previstos por la Ley y la implementación de los mismos.

Modelo de balance neto

La Ley regula la inyección de energía eléctrica a la red en función del modelo de balance neto de facturación. Por lo tanto, el impulsor fundamental del sistema de generación distribuida es la reducción del costo de la energía eléctrica tanto para los hogares como para las empresas.

De esta manera, el desarrollo de la generación distribuida en el país requiere de condiciones tarifarias que permitan un retorno sobre la inversión dentro de

un plazo razonable. Es decir, **se requiere un contexto que posibilite la “paridad de red”** de manera que la tarifa de la electricidad comprada a la distribuidora esté alineada al costo de la energía generada por el usuario-generador.

A diferencia de otros países de la región, Argentina mantiene estructuras tarifarias de electricidad por debajo del costo de producción, cubriendo una parte importante del mismo a través de la aplicación de



recursos fiscales. Por esta razón, los usuarios de ciertas jurisdicciones del país pueden no tener incentivos para emprender este tipo de proyectos, siendo el caso más significativo el del área metropolitana de Buenos Aires.

En este contexto, el mecanismo de facturación neta establecido por la Ley para fomentar la generación distribuida se ve limitado en su eficacia. **Los avances en el proceso de actualización de las tarifas permitirían alinear los incentivos estableciendo condiciones más**

favorables para el desarrollo de la generación distribuida de fuentes renovables en el país.

No obstante, la alta carga impositiva que contienen las facturas de electricidad emitidas por las distribuidoras puede brindar un incentivo para la inversión en proyectos de generación distribuida en las condiciones actuales. Otro incentivo puede provenir de la aversión al riesgo de deterioro del servicio de distribución eléctrica que, de materializarse, puede resultar en costosos cortes de suministro para las empresas y los hogares.

Federalización del sistema

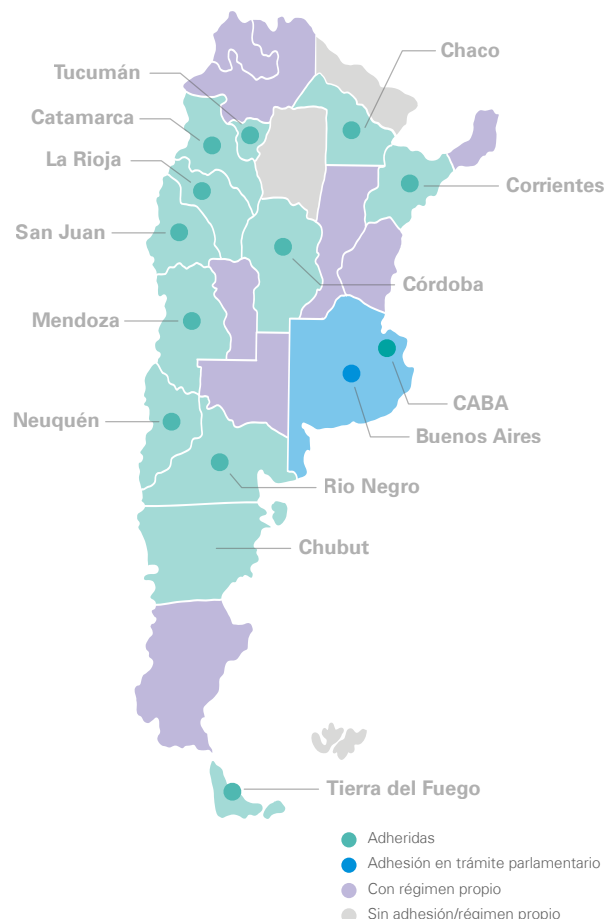
El desarrollo federal es central para la generación distribuida teniendo en cuenta que el servicio público de distribución eléctrica es de jurisdicción provincial. Las empresas distribuidoras y las cooperativas que prestan servicios públicos de electricidad están reguladas por las legislaciones provinciales y, por lo tanto, la relación con los usuarios está regida por las mismas. Dado que la Ley 27.424 es de carácter nacional, las provincias deben adherirse mediante una Ley Provincial para que el régimen de fomento tenga aplicación en sus jurisdicciones.

El sistema de generación distribuida está conformado por tres actores fundamentales: las provincias con la autoridad para decidir la adhesión al régimen nacional, los entes reguladores provinciales a cargo la fiscalización del sistema, y las distribuidoras y cooperativas eléctricas responsables de los trámites de conexión a la red.

Resulta crítico para el desarrollo de la generación distribuida en el país que todas las provincias completen la adhesión al sistema nacional, en caso de no contar con una regulación provincial que sea considerada superadora. **Las demoras en la implementación de un marco regulatorio propicio para el desarrollo de la energía distribuida tienen un alto costo de oportunidad para la actividad productiva en las economías provinciales.**

Por su parte, **el rol de las distribuidoras en la tramitación de los accesos a la red, incluyendo la instalación de los medidores bidireccionales, es esencial para la eficacia del sistema.**

Provincias Adheridas al Régimen de Generación Distribuida



Fuente: Secretaría de Energía.



Incentivos fiscales

La Ley 27.424 establece beneficios promocionales para los usuarios generadores, incluyendo un **Certificado de Crédito Fiscal (CCF)** que es otorgado en forma de bono electrónico a favor del usuario. El usuario-generador tiene registrado el CCF en AFIP pudiendo utilizarlo para el pago de distintos impuestos nacionales tales como el impuesto a las ganancias y el impuesto al valor agregado durante los cinco años posteriores a la obtención.

A partir de la reserva de cupo de crédito fiscal, el usuario-generador se garantiza la disponibilidad del beneficio en forma previa a la compra de los equipos de generación con una vigencia de seis meses. Para el otorgamiento del CCF es necesario haber finalizado el procedimiento de conexión de usuario-generador.

La Ley de presupuesto de 2021 contempla las partidas correspondientes al sistema de generación distribuida para mantener el otorgamiento del CCF, lo cual otorga estabilidad a este instrumento siendo un impulsor de la generación distribuida por su impacto positivo en las empresas y el ahorro generado gracias a la autogeneración de fuentes renovables. Sin embargo, el CCF es emitido por un monto de ARS 30 mil por kW instalado con tope máximo de ARS 2 millones por proyecto. De manera similar a lo señalado para los beneficios fiscales establecidos por la Ley 27.191, **los montos establecidos en pesos por el marco regulatorio de la generación distribuida requieren actualización en un entorno de alta inflación como el que enfrenta la macroeconomía argentina de manera que mantengan el poder de compra**. Caso contrario, los incentivos pierden el sentido original con el que fueron diseñados.

En cuanto a los impuestos provinciales, la adhesión de las provincias a la Ley 27.424 implica el otorgamiento de incentivos tales como la exención del **impuesto de ingresos brutos** a la venta de energía eléctrica por parte de los usuarios-generadores y la exención del **impuesto a los sellos** en los contratos firmados por los usuarios-generadores con la distribuidora. Al tratarse de contratos de adhesión que tienen términos y condiciones predefinidas en la regulación nacional, los mismos pueden ser adheridos como aceptación de los términos por parte de los usuarios sin requerirse la formalidad de un contrato de compraventa de energía. De esta manera, los trámites de conexión se agilizan evitando costos adicionales. Estas exenciones facilitan las transacciones evitando la obligación de que los usuarios residenciales o comerciales se inscriban ante la autoridad fiscal provincial, evitando los procedimientos habituales de facturación a las distribuidoras.

Asimismo, **las provincias pueden establecer incentivos diferenciados a la generación distribuida de origen provincial con recursos propios de cada jurisdicción**.

La Ley 27.424 busca evitar duplicaciones de requerimientos en los dos niveles de gobierno ya que esto desincentiva el desarrollo de la generación distribuida provocando incertidumbre jurídica respecto de los derechos y obligaciones de los usuarios-generadores. Los aspectos relativos a los procedimientos de autorización, esquema de facturación, categorías de usuario-generador, derechos y obligaciones del contrato de usuario-generador y requerimientos técnicos mínimos y de seguridad, entre otros, están definidos en la reglamentación nacional.

Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables

La Ley 27.424 crea el Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables (FODIS) instrumentado a través de un fideicomiso de administración y financiero que tiene por objeto el otorgamiento de préstamos, incentivos, garantías, aportes de capital y la adquisición de otros instrumentos financieros para la implementación de sistemas de generación distribuida de origen renovable en Argentina.

El FODIS debe contar con aportes del Tesoro Nacional, financiamiento privado y de organismos multilaterales

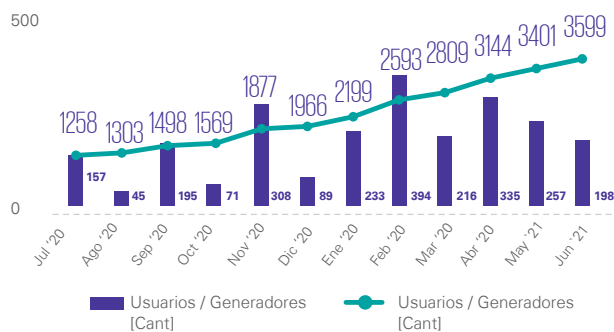
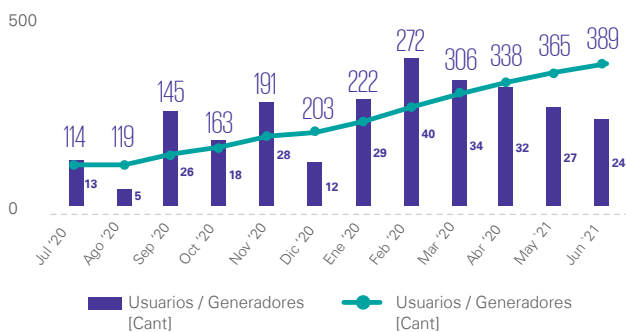
de crédito. Actualmente, el **FODIS todavía se encuentra en proceso de estructuración para su implementación y no cuenta con fondos para ser una herramienta útil que impulse la generación distribuida, lo cual es fundamental para su desarrollo en el país.**

Aunque en el segmento de generación distribuida involucra proyectos de escala pequeña a mediana, las restricciones de acceso a financiamiento en condiciones razonables también son un inhibidor para el desarrollo de las energías renovables en este segmento.

Sobre los resultados del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida

El desarrollo de la generación distribuida **es incipiente en el país**. A junio de 2021, un total de 503 proyectos de generación distribuida se encontraban instalados en el país **representando 5.200 kW instalados y conectados a la red** mediante medidor bidireccional. El segmento de generación distribuida está creciendo rápidamente. La cantidad de usuarios generadores aumentaron 304% año contra año (SENER, 2021).

Actualmente, **13 provincias** están adheridas a la Ley 27.424 y más de **140 distribuidoras y cooperativas eléctricas** se encontraban inscriptas al sistema. En seis de las provincias adheridas hay usuarios-generadores activos, siendo Córdoba la provincia que registra la mayor cantidad de usuarios-generadores y la mayor potencia instalada por más de 3.000 kW.



Fuente: Secretaría de Energía.



Proyecto para la Promoción de Energía Derivada de Biomasa

A través de la Resolución 25 de 2017, el Ministerio de Agroindustria de la Nación institucionalizó el “Proyecto para la Promoción de Energía Derivada de Biomasa” (PROBIOMASA) creado en 2012 con la asistencia de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO). El proyecto tiene el objetivo de aumentar la producción de energía derivada de la biomasa para el abastecimiento de energía renovable, limpia y accesible en el país.

El proyecto PROBIOMASA incluye la generación de energía eléctrica conectada a la red y generación aislada, así como la generación de energía térmica. **La Ley 27.191 otorga una gran relevancia a la biomasa, la cual constituye una de las fuentes de energía renovable más confiables ofreciendo energía firme y almacenable al sistema eléctrico nacional.**

La dotación de recursos biomásicos disponibles en el territorio nacional constituye una alternativa eficaz para la diversificación de la matriz energética nacional. La energía derivada de biomasa reduce la emisión de GEI al mismo tiempo que recicla residuos para transformarlos en recursos productivos agregando valor a la economía circular.

Dadas las condiciones agronómicas y las ventajas competitivas del sector agroindustrial del país, Argentina tiene un enorme potencial energético como productor de biomasa. La energía derivada de biomasa es una

fuerza de energía renovable constante y almacenable que permite la generación de energía eléctrica y térmica firme agregando valor a través de la transformación de desechos en recursos productivos, promueve inversiones, crea empleo de calidad y brinda oportunidades de acceso energético a poblaciones aisladas.

Sin embargo, actualmente existen barreras para aumentar la proporción de bioenergía en la matriz energética nacional. **El desarrollo de la generación energética en base a biomasa requiere de mecanismos financieros tales como créditos preferenciales y fondo de garantías que canalicen financiamiento al sector.** Se requiere de un mercado financiero local estable y desarrollado en el marco de un escenario propicio para la inversión de largo plazo que permita financiar proyectos de biomasa.

Asimismo, **resulta fundamental que existan programas oficiales de asistencia técnica** para la formulación de proyectos de biomasa que incorporen las sinergias entre la generación de energía y la explotación agropecuaria o forestal para que las entidades financieras puedan considerar la bancabilidad de los proyectos. El proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER) fue creado en el 2000 con el objetivo de promover el acceso a la energía eléctrica de fuentes renovables a la población rural del país que se encuentra aislada del sistema eléctrico nacional por estar en zonas alejadas de las redes de distribución.

Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales

En 2015, se lanzó la segunda etapa del proyecto, denominada PERMER II, con la finalidad de abastecer de sistemas de generación renovable para viviendas e instituciones públicas en áreas aisladas del país.

Asimismo, el programa incluye la construcción de mini-redes para la provisión de energía a pequeñas poblaciones sin acceso a la red y sistemas solares de bombeo en viviendas aisladas, instalaciones públicas y comunidades aisladas así como sistemas de generación renovable para usos productivos en zonas rurales.

El acceso a energía eléctrica de fuente renovable significa una mejora en la calidad de vida de las poblaciones aisladas del país con impacto climático positivo y favoreciendo el arraigo de las personas y el desarrollo de las distintas localidades de Argentina.

El PERMER firma con cada provincia un Convenio de Participación para la implementación del proyecto. Los fondos del PERMER II provienen del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF) que hizo un compromiso de fondos de 200 millones de dólares. Adicionalmente, el proyecto cuenta con aportes de las provincias y del Tesoro Nacional.

El PERMER permite proveer electricidad a hogares, escuelas rurales, comunidades aglomeradas y emprendimientos productivos en zonas aisladas mejorando la calidad de vida de las poblaciones rurales del país.

En cuanto a los hogares, el objetivo del programa es abastecer de energía eléctrica a todas las familias

que viven en zonas rurales del país sin acceso a la red reemplazando las fuentes de energía contaminantes e inseguras tales como la quema de kerosén y gasoil, las velas y las linternas a pilas desechables por las nuevas tecnologías de generación renovable. Los beneficiarios del PERMER reciben sistemas solares fotovoltaicos que les permite acceder a la energía eléctrica moderna, limpia y segura para usos residenciales. **De acuerdo a los datos del Censo 2010, alrededor 120 mil hogares todavía no tienen acceso a la electricidad.**

En escuelas rurales que se encuentran fuera de la red de distribución eléctrica, PERMER permite instalar sistemas solares fotovoltaicos para abastecer las aulas permitiendo el uso de aparatos electrónicos y conexión a internet.

En producción agropecuaria, el proyecto brinda apoyo a pequeños emprendimientos junto al Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA). Los boyeros solares, provistos de batería y panel solar integrados, permiten electrificar los alambrados utilizados en la cría de ganado, por lo que constituyen una herramienta para optimizar la productividad de la tierra y el uso del tiempo de los trabajadores rurales. Existen necesidades de boyeros en la mayoría de las provincias del país. Asimismo, PERMER distribuye sistemas de bombeo solar para facilitar acceso al agua con destinos productivos

Finalmente, es de destacar que históricamente el PERMER ha sufrido **fuertes problemas de implementación y sub-ejecución** de los fondos comprometidos al proyecto.

05

Desafíos de las energías renovables en Argentina



“

El desarrollo futuro de las energías renovables en el país enfrenta importantes desafíos que deben ser atendidos prioritariamente para alcanzar los objetivos de la transición energética nacional. ”



Instalación Solar Térmica instalada en Belén de Escobar, Provincia de Buenos Aires.

Argentina posee recursos renovables que se encuentran entre los más competitivos del mundo, lo cual le permiten obtener una alta productividad para generar energía. Sin embargo, existen una serie de factores críticos que son necesarios para el aprovechamiento pleno de la oportunidad que ofrecen las energías renovables al país.

El primer factor es el equilibrio macroeconómico que permita restablecer los precios relativos de la economía y del sector energético reflejando adecuadamente los costos reales de producción. Esto es necesario para dar señales que orienten las decisiones de consumo racional y las decisiones de inversión en el sector.

El segundo factor, relacionado con el primero, es el acceso a las fuentes de financiamiento a un costo de

capital competitivo. El financiamiento de los proyectos renovables es un desafío en Argentina dados los riesgos percibidos por el mercado respecto del desempeño financiero del país. A la hora de evaluar los proyectos, resulta difícil para las entidades financieras asumir el riesgo soberano.

El tercero es la restricción de la capacidad de transporte del sistema eléctrico nacional. Las líneas de transmisión disponibles para continuar incrementando la matriz de generación están al borde de la saturación. Dado que los mejores recursos renovables se encuentran en zonas alejadas, el aprovechamiento del potencial de generación eléctrica de fuentes renovables requiere de nuevas líneas de transmisión para evacuar la energía hacia los centros de consumo del país.

Equilibrio macroeconómico: tarifas eléctricas y precios relativos

Los desequilibrios que exhibe la economía argentina pueden ser analizados, en gran medida, a partir de sus precios relativos, incluyendo el tipo de cambio, las tarifas, y los salarios.

Estos precios son interdependientes y tienen impacto generalizado en la economía dado que la estructura de costos de cualquier bien o servicio producido en el país incluye salarios, tarifas e insumos importados, sea de manera directa o indirecta. En particular, el tipo de cambio ejerce una influencia significativa en la economía argentina a través de los precios de los insumos importados y de los precios de los bienes transables producidos en el país que pueden ser comercializados en el mercado internacional.

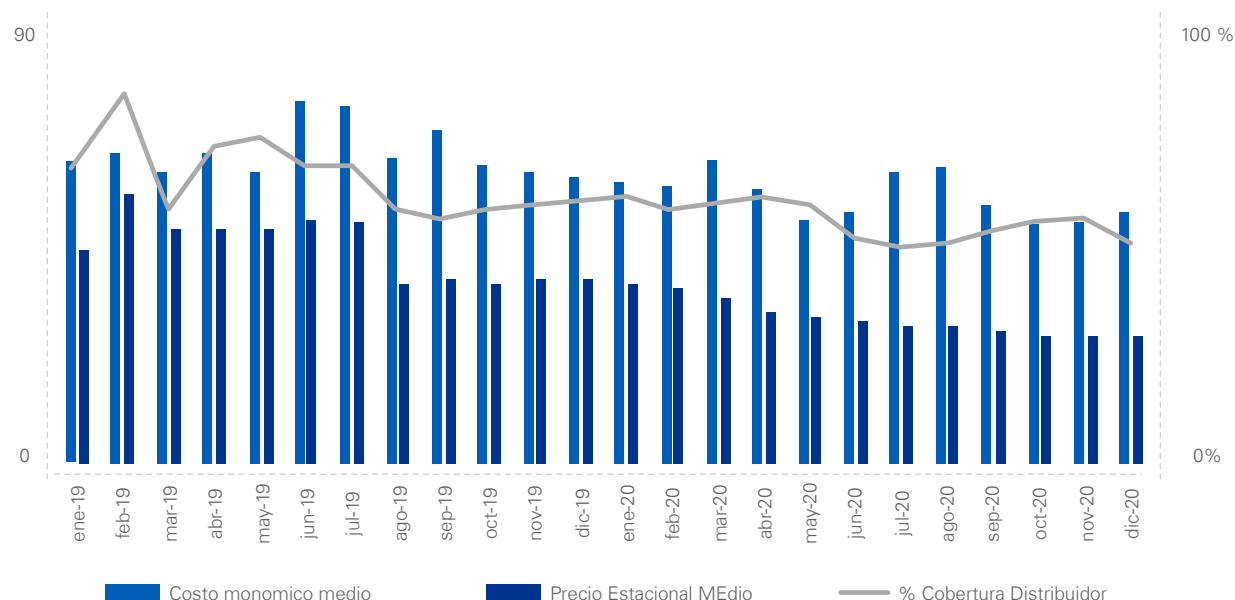
Al mismo tiempo, **los precios relativos constituyen variables distributivas, es decir que la variación de sus niveles relativos determina alteraciones en la distribución de ingresos de los hogares, las empresas y los sectores de la economía.** A su vez, los niveles de tipo de cambio, tarifas y salarios están íntimamente relacionados con la inflación registrada en la economía argentina.

De esta manera, los precios relativos se encuentran detrás del nivel de actividad económica, de la distribución del ingreso y de los procesos inflacionarios, por lo que **las decisiones de política económica referidas al establecimiento de los niveles relativos de estos precios resultan clave para los equilibrios de la macroeconomía,** incluyendo el balance fiscal y comercial del país.

En este marco, **las tarifas eléctricas llevan un retraso sostenido respecto de la evolución de otros precios y se mantienen por debajo del costo de generación, transmisión y distribución de la electricidad.** Por lo tanto, la parte del costo no cubierta por los usuarios es financiada por el fisco mediante el otorgamiento de subsidios a la demanda, lo cual genera presión sobre el déficit fiscal que, siendo financiado con emisión monetaria, realimenta el proceso inflacionario y distorsiona, a su vez, los precios relativos en un círculo vicioso.

Es de destacar que la cobertura de costos medios del sistema eléctrico en relación con el precio estacionalizado correspondiente a las distribuidoras **ya se ubicaba cerca del 50% a fines de 2020 y en abril de 2021 llegaba a 39,7%** (CMMESA, 2020; 2021). Esto implicó que el presupuesto nacional haya tenido que asignar **más de USD 4.500 millones** en subsidios a CMMESA en 2020, un 59% superior al año anterior.

Evolución de la Cobertura de los Costos Medios vs. Precio Estacional (2019-2020)



Fuente: CAMMESA (2020)

Dado que **los subsidios al consumo eléctrico vigentes son, en gran medida, generalizados y no discriminan con precisión el poder adquisitivo de los usuarios** para afrontar los costos de la producción de electricidad, se generan distorsiones que afectan los comportamientos de consumo e impactan en el déficit fiscal del país.

A fin de subsanar estos efectos no deseados, es necesario restablecer cuadros tarifarios adecuados para la cobertura de los costos de generación, transporte y distribución eléctrica. Es muy importante desde el punto de vista conductual que **la estructura tarifaria brinde señales de precio que orienten el consumo racional y provean incentivos a las empresas y los hogares para tomar decisiones conducentes a la eficiencia energética.**

En los casos en los que no resulta viable transferir los costos totales de la electricidad a la demanda, es necesario definir una política de subsidios focalizados con **tarifas diferenciales para los segmentos de más bajos ingresos** de la población.

En América Latina y el Caribe, los subsidios energéticos les cuestan a los gobiernos un promedio de USD 12 para

transferir USD 1 de ingresos a los hogares del quintil más pobre, mientras que los programas específicos, como las transferencias monetarias, les cuestan en promedio USD 2 por cada USD 1 transferido a los hogares más pobres (Saget et al. 2020).

La estructura tarifaria debe estar basada en un esquema de subsidios destinado a los usuarios con ingresos insuficientes para hacer frente al costo total de la electricidad, respetando la equidad y evitando errores de inclusión o exclusión. De esta manera, la eficiencia en la asignación de subsidios establece los incentivos necesarios para el consumo racional de la energía eléctrica mejorando la competitividad sistémica de la economía argentina.

En este sentido, es importante que la política de subsidios esté sincronizada con la evolución de la macroeconomía y el ritmo de recuperación de la economía post-pandemia COVID-19. Argentina debe tender a un mercado eléctrico que brinde señales de precio transparentes para todos los participantes del mismo con estructuras tarifarias alineadas a los costos de generación, transporte y distribución del sistema eléctrico nacional.

El acceso al financiamiento

El acceso al financiamiento de los proyectos es una de las barreras principales para la inversión en Argentina. El auge del sector de energías renovables del país se vio afectado por el cierre de los mercados como consecuencia de la incertidumbre financiera y el establecimiento de controles de capitales y restricciones cambiarias.

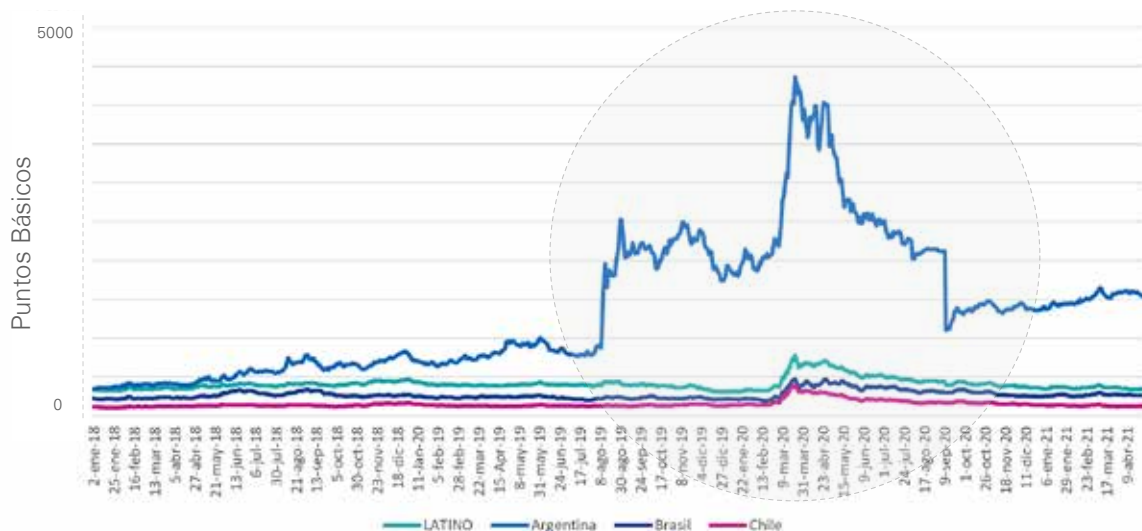
Desde abril de 2018, la crisis financiera argentina ha impactado en las posibilidades de los proyectos renovables de acceder a fuentes de financiamiento. **La inestabilidad de la macroeconomía local ha incrementado las primas de riesgo implícitas en las tasas de interés afectando la viabilidad de los proyectos adjudicados**, los cuales fueron diseñados bajo las condiciones previas a la crisis financiera desatada en 2018.

Asimismo, el Banco Central tuvo que implementar medidas de restricción de acceso al mercado de cambios para estabilizar el peso después de sucesivas devaluaciones ocurridas desde 2018. La falta de dólares en las reservas impulsó de la caída del peso argentino y, por lo tanto, **los proyectos quedaron expuestos a**

mayores riesgos financieros. Las restricciones de acceso al mercado de cambios causaron que los proyectos renovables tuvieran inconvenientes para realizar pagos a los proveedores del exterior o cumplir con el repago de préstamos en moneda extranjera. A pesar de las soluciones instrumentadas por el Banco Central en 2019, las restricciones cambiarias afectaron la viabilidad de estructurar nuevos financiamientos de largo plazo en condiciones razonables.

Las estructuras financieras diseñadas durante la etapa de desarrollo de los proyectos tuvieron que ser reevaluadas a partir de la crisis financiera. El aumento del riesgo país a niveles superiores a los 1.000 puntos básicos es un indicador del nivel de riesgo percibido por el mercado financiero sobre el desempeño macroeconómico del país. Esta situación motivó que la mayoría de los proyectos con adjudicaciones o contratos PPA firmados no pudieran avanzar en el cierre financiero necesario para su implementación.

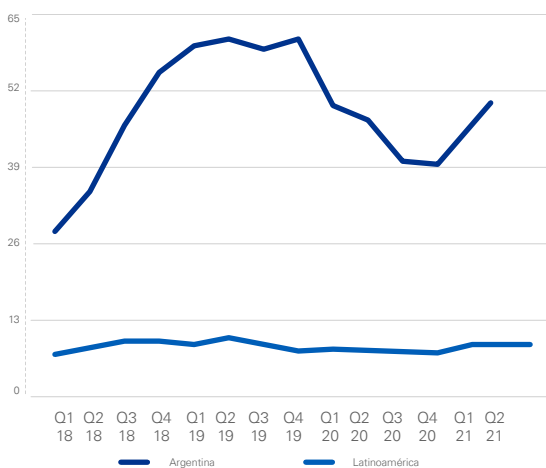
Evolución del Riesgo País de Argentina comparado con países de la Región



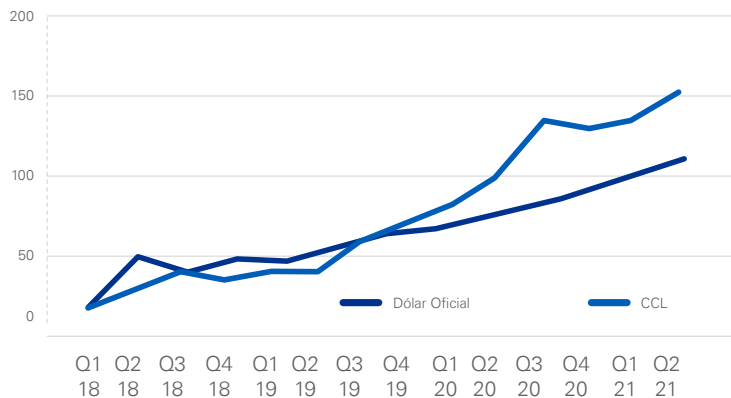
Fuente: JP Morgan EMBI+ (2021).

Evolución de la inflación y el tipo de cambio en Argentina

Inflación | Q1 18 - Q4 22 | en %



Brecha de Tipo de Cambio | ARS por USD



Fuente: Banco Central de la República Argentina e Instituto Argentino del Mercado de Capitales.



A mediados de 2020, el gobierno logró acuerdos de restructuración de la deuda con los tenedores de bonos soberanos, lo cual constituyó una señal positiva para las perspectivas de la economía. Este hito resultó fundamental para los proyectos renovables en el país, en particular, teniendo en cuenta que los contratos de abastecimiento de energía del programa RENOVAR son firmados con CAMMESA, cuya solvencia financiera depende de los aportes del Tesoro Nacional.

La expectativa actual se centra en que el gobierno pueda lograr una restructuración de la deuda con el Fondo Monetario internacional que le permita despejar una fuente clave de incertidumbre. A partir de un nuevo perfil de deuda sostenible, Argentina podría recorrer el camino hacia el restablecimiento de sus equilibrios

macroeconómicos que posibilite la reducción del riesgo país. Esto incluiría la flexibilización de los controles de capital que permitan el ingreso de nuevos flujos de inversiones, el acortamiento de las brechas cambiarias, el reingreso a los mercados financieros internacionales, la señalización de un sendero hacia el equilibrio fiscal y la normalización de los precios relativos de la economía.

Hacia el futuro, si el mercado percibe señales consistentes con un equilibrio macroeconómico sostenible y una estabilidad de la política de promoción de las energías renovables, estarían dadas las condiciones para que el sector financiero local pueda convertirse en un impulsor del desarrollo de las energías renovables en el país.



Las Restricciones del Mercado Cambiario

A partir de septiembre 2019, el Poder Ejecutivo Nacional y el Banco Central de la República Argentina ("BCRA"), a través del Decreto N° 609/19 (y modificatorios) y la Comunicación "A" 6770 (y luego a través de la Comunicación "A" 6844 – Texto ordenado de las Normas sobre "Exterior y Cambios"), establecieron un nuevo régimen de control de cambios, en virtud del cual se impusieron severas restricciones para el acceso al mercado de cambios para la adquisición de divisas.

Restricciones al repago de préstamos internacionales

Los fondos recibidos en concepto de préstamo pueden permanecer en una cuenta en el exterior e incluso no liquidarse mediante el mercado de cambios. Sin embargo, la no liquidación del préstamo será posteriormente un impedimento si la entidad desea acceder al mercado de cambios en el futuro para repagar el capital o los intereses.

En tal sentido, inicialmente la Comunicación "A" 6844 estableció que las deudas de carácter financiero con el exterior deberán ser liquidadas e ingresadas en el mercado de cambios como requisito para el posterior acceso al mismo a los efectos de atender sus servicios de capital e intereses. Sin embargo, lo cierto es que aún cuando los fondos hubieran sido ingresados y liquidados en el mercado de cambios, en ciertos casos, no resulta posible acceder a dicho mercado de cambios para repagar los préstamos. Por ejemplo, a aquellas entidades que tuvieran deudas con compañías no relacionadas del exterior, cuyos vencimientos operasen entre octubre de 2020 y marzo de 2021, les fue requerido presentar planes de refinanciación, a saber:

- A través del punto 7 de la Comunicación "A" 7106 dispone que los vencimientos de capital programados entre el 15/10/2020 y el 31/03/2021 por obligaciones cuyo pago de capital supere USD 1.000.000 por mes deben ser refinanciados en un plazo de dos años.
- A través de la Comunicación "A" 7230 se hizo extensivo el punto 7 a los vencimientos entre el 1/04/2021 y el 31/12/2021 cuyos pagos de capital superen los USD 2.000.000 mensuales. En otras palabras, las obligaciones cuyo capital a pagar mensualmente desde abril a diciembre de 2021 sea inferior a USD 2.000.000, no deberán ser refinanciadas.

Por otra parte, la presentación del plan previsto en el punto 7 de la Comunicación "A" 7106 no resulta de aplicación, entre otros casos, cuando se trate de:

- Endeudamientos con organismos internacionales o sus agencias asociadas o garantizados por los mismos;
- Endeudamientos otorgados al deudor por agencias oficiales de créditos o garantizados por los mismos;
- Endeudamientos originados a partir del 01/01/2020 y cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el mercado de cambios.

Restricciones a la distribución de dividendos/repatriación de capitales

La Comunicación "A" 6844 (y modificatorias y complementarias) establece que se requiere la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para el giro al exterior de divisas por estos conceptos. Tal como fue mencionado más arriba, dicho requisito, en la práctica funciona como una restricción, ya que el BCRA en raras ocasiones otorga esa conformidad. No obstante, en virtud de los cambios introducidos por la Comunicación "A" 6869, si se ingresaran y liquidaran en el mercado de cambios nuevos aportes de capital, las entidades locales (receptora de dichos aportes) podrían girar divisas al exterior en concepto de utilidades y dividendos a accionistas no residentes por hasta el 30% del aporte ingresado, siempre que tales utilidades y dividendos surjan de balances cerrados y auditados, y el dividendo distribuido se encuentre debidamente aprobado por la asamblea de accionistas.

El sistema financiero argentino

Las principales problemáticas del sistema financiero argentino son la escasa profundidad y el plazo limitado de los depósitos y los préstamos, lo cual obliga a una alta participación de capital propio y retención de utilidades en el financiamiento de las empresas argentinas. Las causas de estos problemas están relacionadas con los desequilibrios macroeconómicos, el carácter procíclico del sistema financiero, la falta de

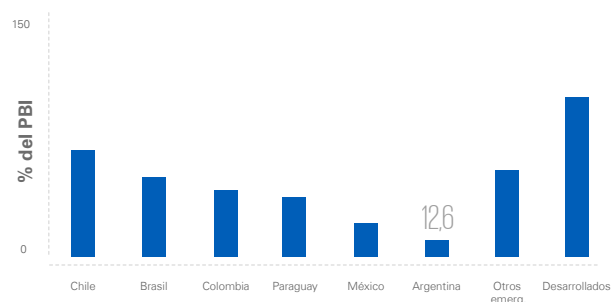
una moneda estable que impulsa el bimonetarismo y una elevada aversión al riesgo soberano.

Históricamente, la relación créditos al sector privado sobre el PBI ha sido baja. El ratio se ubica en 12,6% siendo muy inferior al promedio de los países latinoamericanos que alcanza niveles en torno al 50% sobre el PBI. (BCRA, 2020).

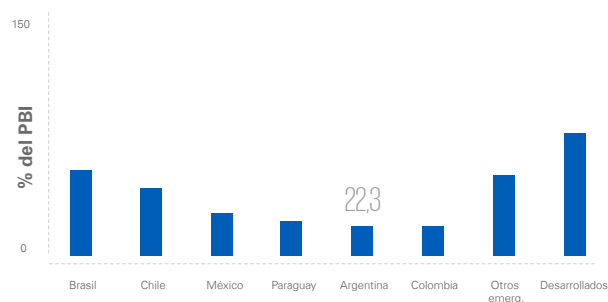
Intermediación financiera con el sector privado (% del PBI)

Comparación internacional - En % del PBI

Crédito al sector privado



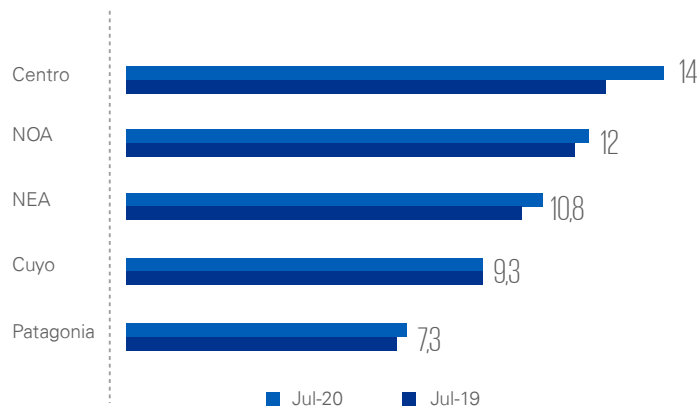
Depósitos del sector privado



Banco Central de la República Argentina (2020).

Los proyectos de energías renovables requieren inversiones de distintas escalas por lo que **el acceso a los fondos disponibles en el mercado a un costo de capital competitivo resulta crítico para el desarrollo del sector en el país.** El financiamiento para las inversiones en renovables requiere, principalmente, de organismos multilaterales de crédito, agencias de crédito a la exportación, bancos de desarrollo locales y bancos comerciales, así como también de fabricantes de tecnología y fondos de infraestructura e inversión climática, entre otros.

Crédito en base a empadronamiento impositivo del deudor - En % del PBI regional



NOA: Salta, Jujuy, Tucumán, Catamarca y Santiago del Estero. NEA: Formosa, Chaco, Misiones y Corrientes. CUYO: Mendoza, San Juan, San Luis y La Rioja. PATAGONIA: La Pampa, Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego. CENTRO: Córdoba, Santa Fe, Entre Ríos, Bs. As. y CABA.

Fuente: INDEC y BCRA.

Por su parte, los proyectos de generación distribuida y pequeños proyectos de autogeneración de fuentes renovables **también se ven afectados por la falta de acceso a fuentes de financiamiento.** En este segmento, el desarrollo de líneas de crédito de la banca local y pública en base a instrumentos en pesos es el canal de fondeo fundamental para movilizar los proyectos tanto de las PyMEs comerciales e industriales como de los particulares.

Banca nacional de desarrollo

La banca de desarrollo puede ser un instrumento que ofrezca soluciones para mejorar la inclusión financiera y la asignación de recursos hacia actividades productivas que impulsan el desarrollo sostenible en el país. El **BICE en su rol de banco de desarrollo** tiene potencial para incrementar su participación en el financiamiento productivo como entidad de segundo piso (Kulfas, 2018). De esta manera, se pueden orientar fondos a proyectos productivos a través de la estructura de crédito bancario y análisis de riesgos de las entidades financieras que operan en el país.

Las fuentes de los fondos pueden ser múltiples, incluyendo el Tesoro Nacional, adelantos del Banco Central a las entidades financieras, fondos fiduciarios específicos u otros recursos.

El Sistema Nacional de Garantías

La extensión de garantías es un pilar de la ampliación del financiamiento a las pequeñas y medianas empresas. **La disponibilidad de instrumentos para la provisión de garantías resulta clave para el acceso a líneas de crédito en moneda local** que permitan a las PyMEs que no cuentan niveles altos de calificación crediticia acceder a líneas de financiamiento.

En Argentina, el fortalecimiento del sistema de garantías, conformado por las Sociedades de Garantías Recíprocas, los Fondos de Garantías Provinciales y el FOGAR, es clave para potenciar la velocidad y el alcance de las coberturas que favorezcan la inclusión financiera de las pequeñas y medianas empresas.



Préstamos sindicados y mercado de capitales

Los instrumentos financieros tales como los préstamos sindicados entre bancos comerciales, fondos de inversión, compañías de seguro, el Fondo de Garantía de Sustentabilidad y otros organismos estatales, así como los fideicomisos y fondos de inversión directa del mercado de capitales destinados a proyectos sostenibles deben contar con mecanismos de promoción.

La **desgravación impositiva para el fomento de estos instrumentos financieros**, de manera similar a la deducción del impuesto a las ganancias mediante el aporte a las SGRs, compañías de seguros y fondos de inversión que aloca fondos a destinos productivos es una forma de direccionar fondos a proyectos sostenibles.

Fondos fiduciarios de propósito específico

Asimismo, mientras que las empresas exportadoras tienen posibilidades de acceder a financiamiento a mediano plazo en dólares, las empresas del mercado interno dependen de las líneas de crédito del sistema financiero local. Dado que los bancos comerciales tienen, actualmente, una oferta limitada de instrumentos de largo plazo para estos segmentos, **resulta necesario el fondeo de los mecanismos como el FODIS, FODER y otros similares** con aportes del Tesoro Nacional canalizados a través de los bancos públicos nacionales y provinciales.

Organismos de crédito internacional y financiamiento climático

El financiamiento proveniente de organismos multilaterales de crédito y las agencias de crédito a la exportación es crítico para fondear proyectos de largo plazo. Este tipo de fondeo puede aprovecharse para potenciar los proyectos en el sector de energías renovables que necesiten realizar grandes inversiones. Asimismo, **es necesario que Argentina logre ampliar las líneas de crédito disponibles en el marco de los mecanismos internacionales de financiamiento climático** de manera de canalizar fondos a proyecto de pequeña y mediana escala a través del BICE y la banca local.



Etapas de la Integración de las energías renovables variables al sistema eléctrico

La incorporación creciente de fuentes variables genera desafíos específicos en el planeamiento y la operación del sistema eléctrico que deben ser encarados apropiadamente durante las distintas etapas del proceso de transición hacia una matriz eléctrica descarbonizada.

Argentina se encuentra en la Etapa A del proceso de integración de energías renovables variables al sistema eléctrico nacional, con la expectativa de transitar hacia la Etapa B, lo cual permite gestionar la variabilidad de las energías renovables sin mayores sobrecostos al sistema nacional hasta alcanzar participaciones en torno al 30% de la generación eléctrica anual.

	FASE O	FASE A	FASE B
Descripción de Fase	Cantidades insignificantes de fuentes variables sin efectos sistémicos	Se observan los primeros efectos sistémicos de las fuentes variables	Las fuentes variables cubren significativas proporciones de carga en forma temporal
Participación anual de fuentes variables	Menor al 5%	Menor al 15%	Menor al 25%
Impacto en la curva de duración de la carga (LDC)	Cambios insignificantes	Las fuentes variables comienzan a contribuir a la carga	La participación de fuentes variables en la carga se vuelve significativa en ciertos momentos, mientras que permanece baja en otros.
Impacto en la configuración y el funcionamiento del sistema	Cambios insignificantes	Los conceptos estándares de funcionamiento eléctrico siguen siendo suficientes.	Debido al carácter fluctuante de las fuentes variables, la participación en la cobertura de carga en un momento dado difiere. En este punto, los cambios en la generación horaria se vuelven más extremos.

	FASE C	FASE D	FASE E
Descripción de Fase	Sistemas de operación con límites de SNSP altos temporalmente. El sistema puede alcanzar restricciones tecnológicas	Cobertura de alta carga con fuentes variables durante muchas horas	Altos porcentajes de fuentes variables en la cobertura de carga (más del 80 %)
Participación anual de fuentes variables	Menor al 40%	Menor al 70%	Mayor al 85%
Impacto en la curva de duración de la carga (LDC)	La participación de fuentes variables se vuelve significativa con mayor frecuencia. La restricción de SNSP limita la participación máxima instantánea de fuentes variables.	Períodos con aumento de carga residual cero o negativo.	El cambio de carga a través del almacenamiento y/o el acoplamiento de sectores permite alcanzar mayores niveles de acciones de fuentes variables al tiempo que minimiza el residuo negativo.
Impacto en la configuración y el funcionamiento del sistema	Las restricciones de SNSP implican la reducción de fuentes variables siempre que su participación de generación instantánea exceda el límite de SNSP. Mientras no se resuelva la restricción de SNSP, el aumento de la capacidad de fuentes renovables conduce a una mayor reducción, no a un aumento de las acciones de fuentes variables.	El sistema no puede absorber el exceso de energía generada, lo que genera una carga residual negativa. Esto puede ocurrir ocasionalmente en la fase C. Sin embargo, en la fase D las ocurrencias y los volúmenes asociados de electricidad son significativamente mayores.	El proceso de transformación se acerca al sistema objetivo: un sistema de energía económicamente viable, técnicamente confiable, seguro y sostenible que opera con niveles de carbono cercanos a cero. La generación de fuentes renovables debe combinarse con almacenamiento estacional, interconexiones extendidas, acoplamiento de sectores y/o vectores energéticos basados en energías renovables.

Fuente: Hagemann et al. (2019)..

Actualmente, los sistemas de predicción implementados por CAMMESA junto a la automatización de los procesos de despacho permiten integrar estas participaciones de energías renovables variables en forma eficiente.

El hecho de contar con la disponibilidad de grandes centrales hidroeléctricas le brinda al sistema eléctrico nacional cierta capacidad de almacenamiento para dar mejor respuesta a la variabilidad sumado a la flexibilidad que ofrecen las tecnologías térmicas.

Por su parte, se impone el avance en el establecimiento de acuerdos con los países limítrofes para una integración con los sistemas eléctricos locales que permita complementar la disponibilidad de recursos renovables en la región a través de la diversificación geográfica y la agregación de husos.

La restricción del sistema de transmisión

El sistema eléctrico nacional requiere de un plan de expansión de la red de transporte de alta tensión. Las actuales limitaciones representan un riesgo para el cumplimiento del objetivo de consumo del 20% establecido por la Ley 27.191 para 2025 (CAMMESA, 2018).

La infraestructura de transporte actual sólo permite llegar hasta algo más de 12 % de la demanda con fuentes renovables. La necesidad de alcanzar 10 GW de potencia en 2025 implica sumar generación eléctrica que no podría ser transportada. La asignación de los cerca de 6 GW de energías renovables de los programas

RENOVAR y MATER junto a las adjudicaciones de plantas térmicas de los últimos años llevó al límite la capacidad de transporte.

De acuerdo con las proyecciones de SENER (2019), la ampliación de la red de transporte para responder a esta limitación implica desarrollar el sistema de transporte en aproximadamente **2.200 Km de líneas de alta tensión (500 KV)**, dando flexibilidad y capacidad al sistema para que los generadores puedan celebrar nuevos contratos de largo plazo.

Índice	Proyecto	Descripción
1°	Plomer Ezeiza Belgrano Plomer	Dos líneas de 500kv Plomer - Ezeiza By-pass entre las EETT Henderson y Rodríguez a realizarse en las cercanías de Ezeiza. Comprende la construcción de una línea de 500kv de 35km hasta el empalme con la existente línea M. Belgrano - Rodríguez y las adecuaciones necesarias para su correcto funcionamiento.
2°	Plomer Vivoratá	Línea de 500kV Charlone - Plomer. Se considera para el año 2022 que no existirá compensación serie en el corredor Bahi Blanca - Vivoratá - Plomer.
3°	Comodoro Rivadavia	Ampliación de una ET de 500kv a 132 kV que asegura el abastecimiento de Comodoro Rivadavia y permite evacuar energía eólica de la zona.
4°	Rodeo La Rioja Sur	Nueva ET Rodeo 500kV y operación de línea Rodeo - San Juan en 500kV. Nueva línea Rodeo - La Rioja Sur de 500kv de 300km.
5°	Puerto Madryn Choele .Choele	Nueva línea de 500kv Choele Choele - Puerto Madryn con compensación serie idéntica a la existente. 354 Km de longitud.
6°	Río Diamante a Charlone	Línea de 500kV de 488 km Río Diamante - Charlone y nueva ET Charlone 500/132kV
7°	Atucha Belgrano 2 Oscar Smith	Nueva sección ET Belgrano 2 vinculada con la ET existente Manuel Belgrano a través de un reactor limitado del cortocircuito. Nueva línea de 500Kv entre Atucha - Belgrano 2 de 35km. Nueva ET Oscar Smith vinculada en 500kv a través de dos líneas 50km cada una.
8°	Charlone O'higgins Plomer	Línea de 500kv Charlone - O'Higgins - Plomer. Contempla la compensación serie dene el corredor Río Diamante - Charlone - Plomer.
9°	Atucha Plomer	Línea de 500kv de 100km Atucha - Plomer



Fuente: Secretaría de Energía (2019).



En el corto plazo, es necesario desarrollar un conjunto de obras que incluyen tres nuevas estaciones transformadoras (Charlone, Plomer y Oscar Smith), 4.900 MVA de transformación, 2.200 km de red en líneas de extra-alta tensión y 600 km de líneas de 132 kV.

Esta ampliación de la red de transporte permitiría la exportación de la energía solar generada en la región NOA y la energía eólica generada en la región Sur a través de la red Rodeo-La Rioja y las líneas Vivotatá Plomer y Choel Choel-Puerto Madryn, respectivamente.

La necesidad de un plan de inversiones de largo plazo

La expansión del sistema eléctrico nacional requiere de la formulación e implementación de un plan de inversiones en la red transporte. De acuerdo con los escenarios de la Plataforma (Beljansky y otros, 2018), se requerirán construir miles de kilómetros de líneas con subestaciones y compensadores a 2030. Cabe destacar que, actualmente, la red de transmisión del país está compuesta por **30.000 km de líneas de alta tensión**, lo cual sugiere la magnitud del desafío que implica la ampliación de la red de transporte nacional.

En Argentina, el diseño del régimen de expansión del sistema de transmisión se ha basado en el financiamiento proveniente de fondos públicos, mientras que el sector privado ha mantenido un rol en la operación y mantenimiento de la red, exclusivamente.

Esto debería ser objeto de revisión a fin de considerar modificaciones regulatorias que permitan **incorporar fuentes de financiamiento del sector privado que amplíen la capacidad del sistema para expandirse con la velocidad que exige una transición energética exitosa.**

La expansión futura del sistema de transporte fue planeada originalmente a través del sistema de contratación público-privada. Si bien, frente la crisis financiera de Argentina, actualmente no resulta viable financiar las inversiones necesarias bajo ese esquema, **deben considerarse alternativas de financiamiento para levantar esta restricción sobre la expansión de la red eléctrica nacional.**



06 Oportunidades y riesgos para Argentina



Las energías renovables presentan oportunidades al país para la sustitución de importaciones de combustibles fósiles y el ahorro de subsidios eléctricos a través de la generación distribuida, contribuyendo a mejorar la balanza comercial y reducir el déficit fiscal de la economía nacional. ”



Instalación de Generación Distribuida (10 KW) en el Municipio de Lanús, Provincia de Buenos Aires.

Argentina cuenta con excelentes recursos renovables diversificados a lo largo de todo el territorio nacional. Estas condiciones naturales hacen que las energías renovables constituyan una gran oportunidad de desarrollo para el país en términos de atracción de inversiones, crecimiento de la industria nacional y generación de empleo de calidad.

Asimismo, las energías renovables presentan oportunidades para la sustitución de importaciones de combustibles fósiles y el ahorro de subsidios eléctricos a través de la generación distribuida, contribuyendo a mejorar la balanza comercial y reducir el déficit fiscal de la economía nacional. En particular, el desarrollo

del biometano tiene un gran potencial como sustituto del gas natural de origen fósil, aportando todas las externalidades positivas para el medioambiente que ofrecen las bioenergías.

Finalmente, Argentina debe considerar los riesgos de la transición energética para la economía nacional en términos de inversiones energéticas que puedan convertirse en activos hundidos debido a la creciente regulación climática y de barreras paraarancelarias relacionadas con la huella de carbono que puedan imponerse en el comercio internacional, afectando las exportaciones de origen agropecuario e industrial del país.

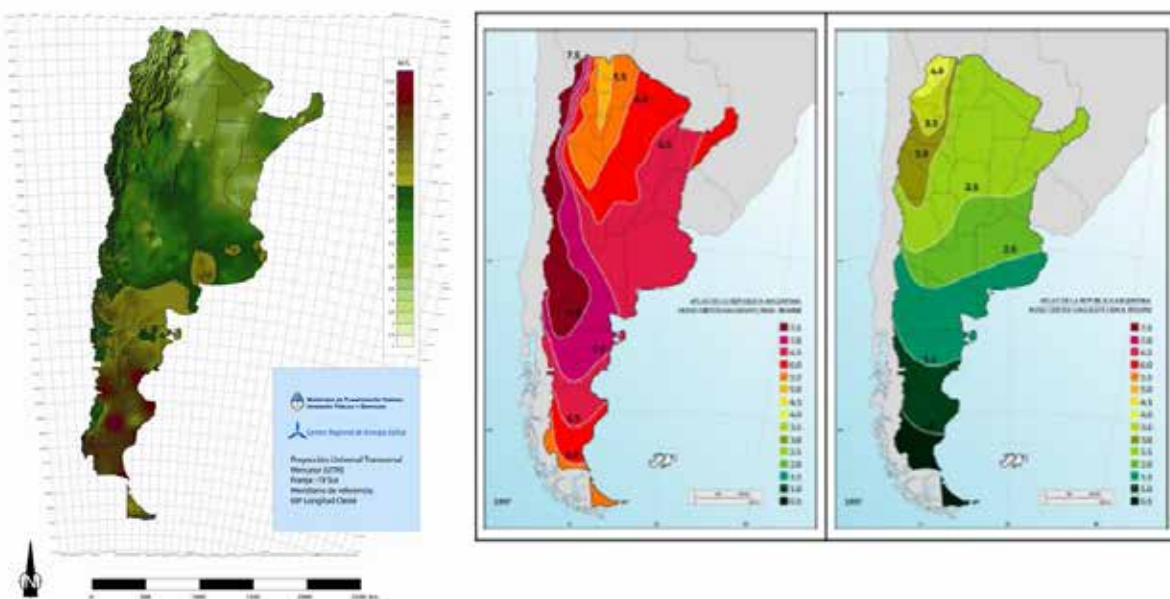
La dotación de recursos renovables de Argentina

Argentina es un país con grandes dotaciones de recursos naturales para la producción de energía de fuentes renovables. La combinación de los recursos renovables disponibles en el territorio nacional le otorga al país **el potencial energético necesario para ser un actor relevante en la transición global hacia una matriz energética limpia y diversificada.**

Los recursos renovables disponibles para la **generación eólica** son de alta calidad a nivel mundial. El país cuenta con vientos de más de 6 m/s en el 70% del territorio nacional, de una dirección y una constancia, que permiten obtener factores de capacidad de hasta 60%. Estos factores de capacidad posibilitan una alta eficiencia de los aerogeneradores.

Los mejores vientos del país se encuentran en la región patagónica y el sur de la provincia de Buenos Aires.

Recursos Eólicos y Solares en el Territorio Argentino



Fuente: Atlas de Energía Solar de la República Argentina y Centro Regional de Energía Eólica.

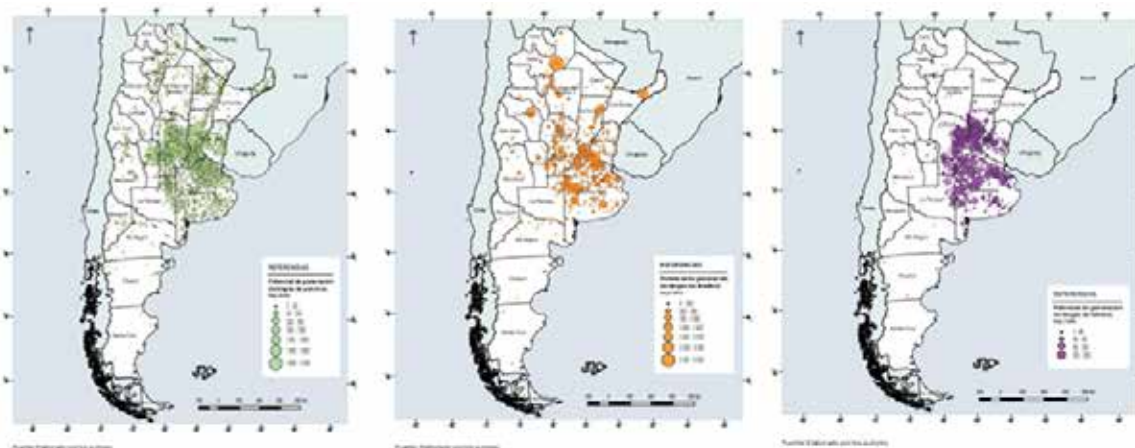
En el caso de la **generación solar**, más de la mitad del territorio nacional recibe una irradiación solar media anual superior a los 3,5 kwh/m2, lo cual permite que la energía solar sea técnicamente viable para su explotación a gran escala en el país.

Entre las regiones con mejor recurso solar se encuentran el NOA y la región cuyana.

Además de las energías eólica y solar, Argentina dispone de excelentes condiciones naturales para el aprovechamiento energético de la **biomasa** y el **biogás** a partir de una amplia variedad de sustratos disponibles en el territorio nacional. Las bioenergías representan

una gran oportunidad para Argentina debido a las sinergias asociadas con las actividades agroindustriales y forestoindustriales que conforman el corazón de la estructura productiva del país. Es posible utilizar la biomasa derivada del bagazo del sector azucarero, los residuos del sector cerealero, los desechos del sector ganadero y la explotación frutícola. La biomasa residual proveniente de las actividades ganaderas puede ser transformada en biogás. También, existen más de 140 millones de toneladas anuales de leña sustentable disponibles para aprovechamiento energético (WISDOM, 2009). Asimismo, los residuos sólidos urbanos y los rellenos sanitarios son recursos energéticos aprovechables para la generación energética.

Recursos de Biomasa en el Territorio Argentino



Fuente: WISDOM.

Por su parte, el país cuenta con una larga tradición en **energía hidroeléctrica** debido a sus variados recursos hídricos. La existencia de múltiples locaciones con ríos propicios para pequeños aprovechamientos hidroeléctricos a lo largo del territorio argentino brinda un alto potencial también para esta tecnología en el país.

Asimismo, existen buenas condiciones para la **geotermia** que es una tecnología madura con posibilidades de

desarrollo como solución eficiente en diversas regiones del país. Además, la plataforma marítima de la extensa costa atlántica argentina tiene un potencial para la generación **mareomotriz y undimotriz** en base a las mareas y olas del mar argentino que aún se encuentran en etapas tempranas de desarrollo, pero que tienen la potencialidad de ser una importante fuente de energía renovable adicional en el futuro.



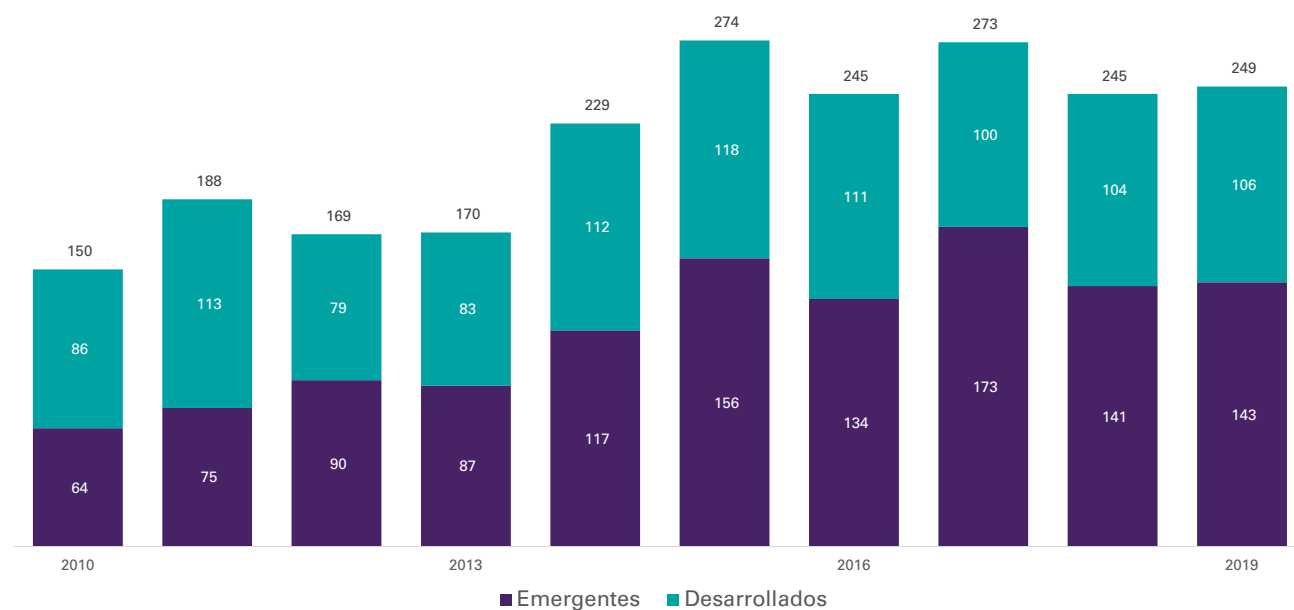
La Atracción de Inversiones al país

A pesar del impacto mundial del Covid-19, las inversiones mundiales en energías renovables continúan en aumento evidenciando que los inversores están apostando a una economía con bajas emisiones de carbono. **En 2021, se espera que las inversiones mundiales en renovables superen a las de petróleo y gas por primera vez en la historia** (Goldman Sachs, 2020). Las energías renovables se convertirán en el segmento de mayor gasto dentro del sector energético representando cerca del 25% del capital energético total

comparado con el 15% de 2014. **Hasta 2030, se estima que las energías renovables atraerán USD 16 billones en inversiones a fin de estar alineados con el Acuerdo de París.**

Además, los flujos de inversión en energías renovables se están dirigiendo mayoritariamente hacia mercados emergentes. El 58% del total de las inversiones en energías renovables (USD 143.000 millones) fueron a países en desarrollo en 2019 (BNEF, 2020).

Inversiones en Energías Renovables (USD miles de millones) (2010-2019)

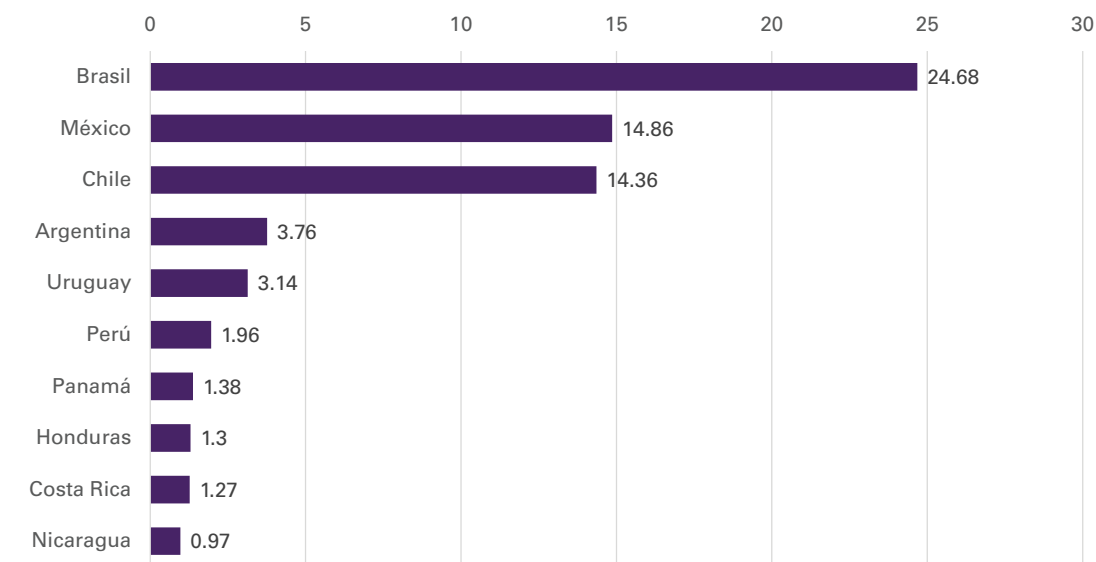


Fuente: Basado en datos Climate Scope 2020, BNEF.

En lo que respecta a la región latinoamericana, durante el período 2008–2019 se han invertido casi USD 71.000 millones en energías renovables. **Los principales países que lideran esta tendencia son Brasil, México y Chile representando el 75% de las inversiones acumuladas en la región.**

Por su parte, **Argentina se ubica en cuarta posición en el ranking lejos en volumen de inversiones (USD 3.760 millones) con un 5% de participación.** Teniendo en cuenta su peso relativo en la región, en términos de producto bruto y población, los niveles de inversión deberían ser significativamente mayores.

Principales 10 Países Latinoamericanos en inversiones (USD miles de millones) (2008-2019)



Fuente: Basado en datos Climate Scope 2020, BNEF.

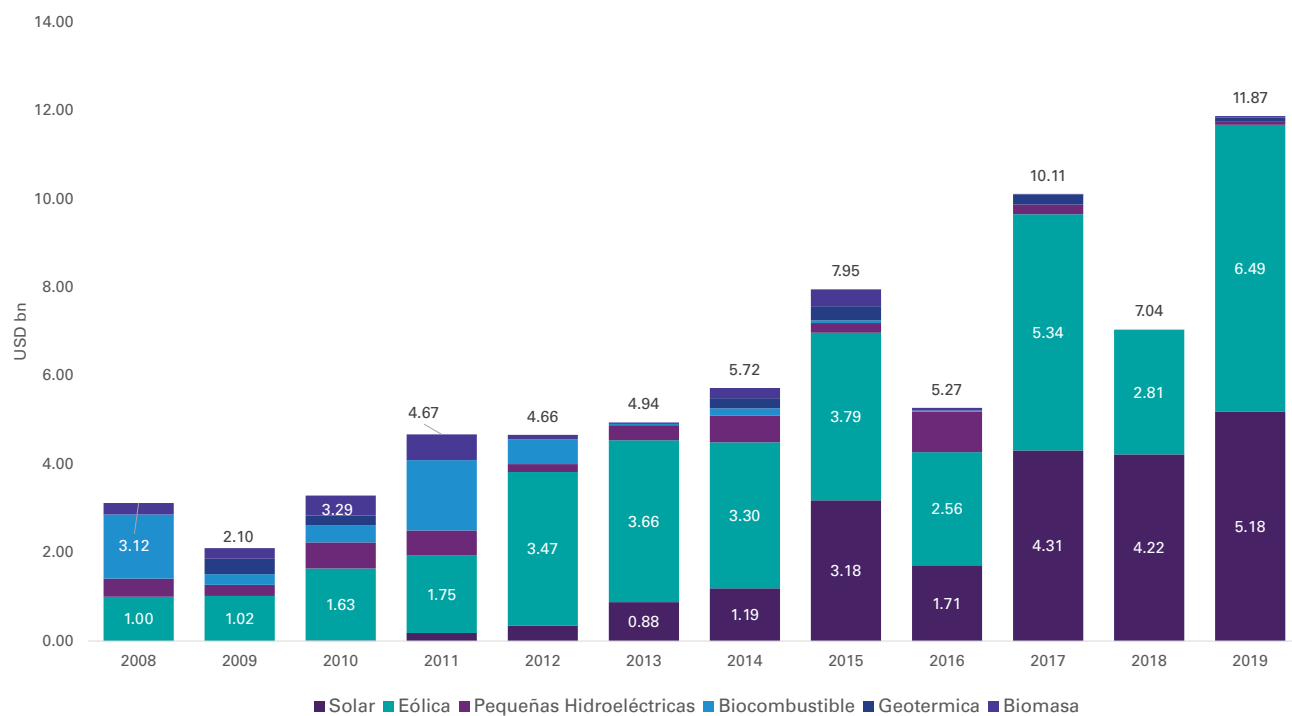
Las tecnologías que mayoritariamente acaparan el destino de las inversiones en energías renovables son la energía solar y eólica. En América Latina, estas dos tecnologías representan más del 95% de los montos invertidos.

En los últimos 12 años, el nivel de inversiones en energías renovables en América Latina ha ido creciendo al igual que en el resto de los países emergentes del mundo. Por un lado, se observa que Brasil se consolida como el principal actor de la región desde 2008 y ha

mantenido un alto ritmo de inversiones. Por otro lado, tanto México como Chile han tomado un rol más activo a partir de 2012.

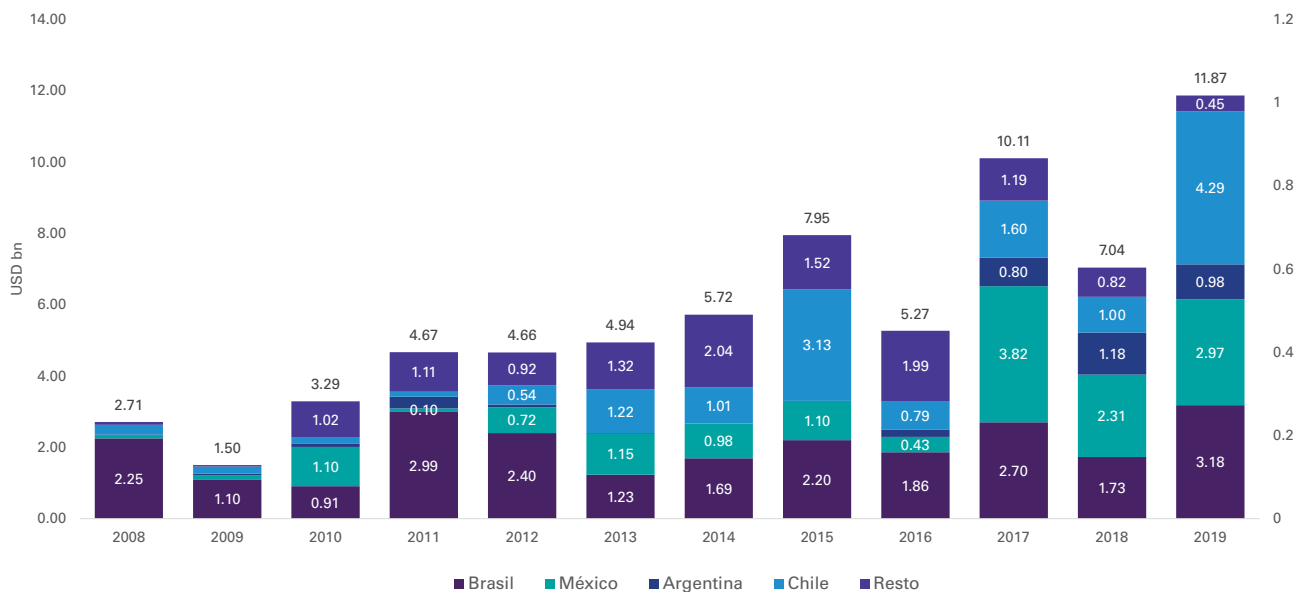
De esta manera, se observa un atraso relativo de Argentina en cuanto a nivel de inversiones respecto de sus pares. **A partir de 2016, se destaca el cambio de tendencia impulsado por el nuevo régimen de fomento de las energías renovables establecido por la Ley 27.191. Sin embargo, queda un largo camino por recorrer para que el país alcance su nivel de desarrollo potencial.**

Inversiones en Energías Renovables en América Latina por tecnología (USD miles de millones) (2008-2019)



Fuente: Basado en datos Climate Scope 2020, BNEF.

Inversiones en Energías Renovables en América Latina por país (USD miles de millones) (2008-2019)



Fuente: Basado en datos Climate Scope 2020, BNEF.

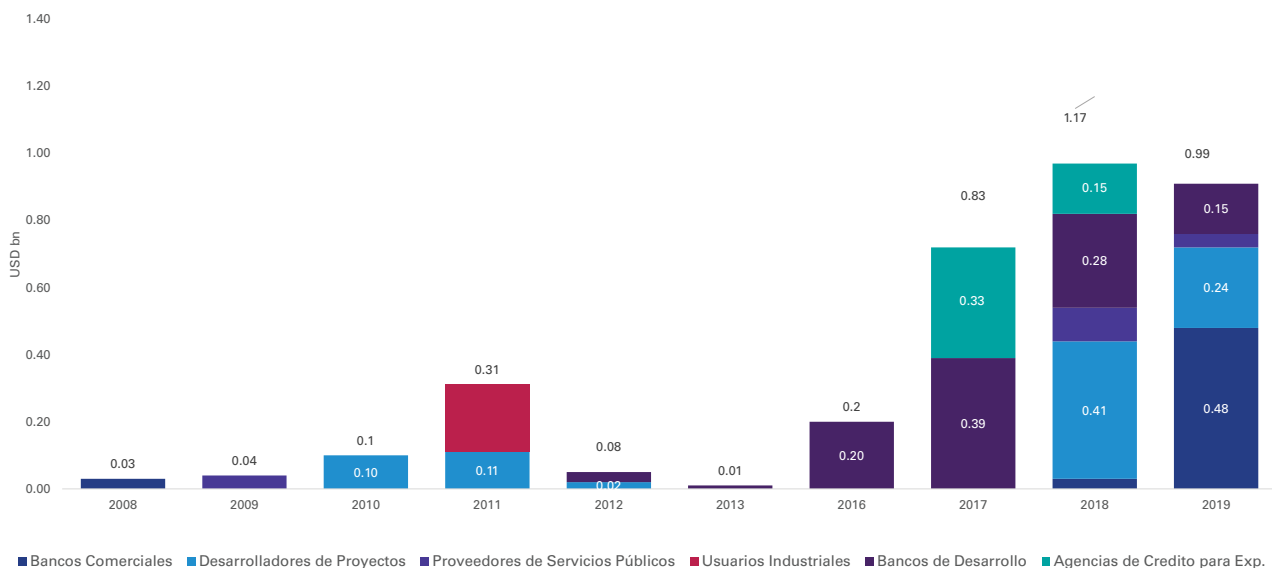


En los últimos tres años, Argentina lleva invertido alrededor del 80% del total acumulado en los últimos 12 años (USD 3.760 millones). El mayor flujo de inversiones lo recibió a partir de 2016 a en el marco del programa RENOVAR donde el foco tecnológico principal de las inversiones en el país se encuentra en las energías eólica y solar fotovoltaica con 77% y 23% de las inversiones, respectivamente, en 2019. Por su parte, los fondos invertidos en los proyectos de Argentina provienen principalmente de bancos

comerciales, bancos de desarrollo y agencias de crédito a la exportación y desarrolladores de proyectos.

Hacia el futuro, **Argentina tiene la oportunidad de aprovechar el creciente flujo de inversiones disponible en el mundo para el sector de energías renovables** en el marco de la tendencia global hacia las “finanzas sostenibles”, el cual se dirige a países que ofrecen seguridad jurídica y reglas estables para la inversión.

Inversiones en Energías Renovables en Argentina por tipo de inversor (USD miles de millones) (2008-2019)



Fuente: Basado en datos Climate Scope 2020, BNEF



El Sector Financiero y el Desarrollo Sostenible



Las empresas están guiando sus modelos de negocios a través de objetivos de triple impacto, garantizando la sostenibilidad en el largo plazo. Y el sistema financiero no queda exento de este cambio cultural y organizacional.

Las entidades financieras están incorporando políticas, procesos, prácticas y estándares de sostenibilidad para el financiamiento y las inversiones. De esta manera, el compromiso con las Finanzas Sostenibles resulta primordial para apalancar al mercado a través de inversiones, crédito y promoción del ahorro.

Las finanzas sostenibles generan oportunidades de desarrollo de nuevos productos y servicios mediante la creación de líneas de crédito e instrumentos de inversión que incorporen principios de sostenibilidad. El sector financiero puede crear valor a través de productos y servicios que colaboren con la mitigación del cambio climático y el cuidado del ambiente, a la vez que desarrollen perspectivas de inclusión, diversidad e igualdad.

En Argentina, se observa un creciente interés en las finanzas sostenibles durante los últimos años. La explosión de instrumentos financieros de triple impacto a nivel global se ha visto reflejada localmente en la emisión de los primeros bonos y préstamo verdes y sostenibles por parte de emisores sub-nacionales y entidades financieras. A tono con este incipiente mercado, la Comisión Nacional de Valores publicó los "Lineamientos de Argentina para la emisión de valores negociables sociales, verdes y sustentables" en 2019.

En el marco de los compromisos asumidos a partir del Acuerdo de París, Argentina debe continuar con el abordaje de esta agenda instalada a mediano y largo plazo. Como condición para impulsarla, se requiere de un marco regulatorio y jurídico sólido, así como de financiamiento con tasas razonables y plazos mínimos de ejecución de los proyectos.

A pesar de que la pandemia del COVID-19 profundizó un escenario macroeconómico complejo que ralentizó el financiamiento de proyectos sostenibles, las energías renovables tienen un gran potencial en Argentina por las condiciones naturales y la amplia geografía del país, especialmente para la generación de energía eólica, solar y biomasa.

Los bancos internacionales se encuentran financiando y asesorando en energías renovables y tienen objetivos para aumentar el volumen de su cartera de créditos hacia emprendimientos "verdes" a mediano y largo plazo en distintas regiones del mundo. Esta experiencia puede contribuir al asesoramiento o la creación de líneas a medida locales a partir de los casos de éxito de otros países. ”

Cecilia Acuña, Coordinadora del Protocolo de Finanzas Sostenibles.

Acerca del Protocolo de Finanzas Sostenibles

El Protocolo de Finanzas Sostenibles tiene por objeto facilitar y fomentar la implementación de las mejores prácticas y políticas internacionales en entidades financieras de Argentina que promuevan una integración entre los factores económico, social y ambiental, para encaminarse hacia un Desarrollo Sostenible. Las entidades financieras miembro actúan sobre las bases de las siguientes estrategias y lineamientos de acción generales:

Institucionalización de Políticas de sostenibilidad dentro de cada entidad:

Realizar los mejores esfuerzos para desarrollar políticas internas que incluyan una misión, visión y objetivos alineados con los procesos y operaciones de la institución, que contribuyan a la implementación de estrategias de sostenibilidad.

Productos Financieros Sostenibles: Promover y desarrollar productos y servicios financieros que promuevan el financiamiento de empresas y proyectos que generen un impacto ambiental y social positivo.

Análisis de riesgos ambientales y sociales: Implementar y/o complementar con determinadas herramientas, los actuales sistemas de análisis de riesgo de crédito e inversión, respecto de los riesgos y costos ambientales y sociales que pueden generarse en las actividades y proyectos a ser financiados, así como los impactos que el ambiente pueda tener en los activos a ser financiados, teniendo como base mínima el cumplimiento de la normativa local. Esto, a efectos de propender a que las empresas y sus cadenas de valor puedan reducir o eliminar los potenciales impactos sociales y ambientales negativos que puedan conllevar sus operaciones, y para proteger a las comunidades que puedan resultar vulnerables por las prácticas del negocio.

Promoción de procesos internos en materia de Sostenibilidad: Promover una cultura de sostenibilidad adoptando procesos internos que fomenten el aprovechamiento eficiente de los recursos utilizados en la operación diaria de las instituciones financieras, permitiendo reducir costos, incrementar la competitividad, y minimizar el impacto en los recursos naturales, incluyendo a sus proveedores.



El Desarrollo de la industria nacional

Uno de los aspectos centrales del régimen de fomento impulsado por las Leyes 27.191 y 27.424 es el desarrollo de la industria nacional. Ambos regímenes incluyen incentivos fiscales y financieros a las cadenas de abastecimiento local.

Argentina es un país con una tasa de industrialización que hace viable el desarrollo de capacidades locales de ensamblado de equipos y fabricación de una parte importante de los materiales y componentes asociados a las tecnologías renovables. Sin embargo, es necesario tener en consideración que el aumento de la capacidad productiva local depende de los volúmenes de actividad previstos para los proyectos renovables en el país. Las empresas necesitan un mercado de cierto volumen para estar en condiciones de invertir en nuevas instalaciones a lo largo de la cadena de abastecimiento de las tecnologías renovables. Si no existe un horizonte con una masa crítica que permita economías de escala, no será posible atraer inversiones a la cadena de valor del sector renovables. **Esto requiere de una planificación apoyada por la política industrial de Argentina que ofrezca una hoja de ruta** para el desarrollo de pequeñas, medianas y grandes empresas vinculadas con las energías renovables en el país.

Cada tecnología renovable tiene su propia cadena de abastecimiento. **En energía eólica, Argentina tiene amplias posibilidades de desarrollar la industria de aerogeneradores y la provisión de servicios en el país.** Por ejemplo, hay empresas fabricantes de aerogeneradores que tienen capacidad para abastecer el mercado local. Por su parte, existen instalaciones de plantas de ensamblaje de góndolas y bujes con capacidad para satisfacer requisitos de componente nacional en distintas provincias del país. También, se encuentran fabricantes de origen nacional e internacional con capacidades desarrolladas para la producción serial de torres y componentes de turbinas.

En energía solar fotovoltaica, si bien no se espera que se desarrolle en su totalidad la cadena de abastecimiento para satisfacer al mercado local, un alto componente de los bienes y servicios de la etapa de construcción pueden ser provistos por la industria nacional. Es decir, sólo sería necesario importar los módulos fotovoltaicos y los inversores mientras que el resto de los componentes y servicios pueden ser producidos por empresas locales. En Argentina, se puede desarrollar la industria local de laminado de módulos, fabricación de estructuras de soporte, seguidores, cables, seccionadores, estaciones y los servicios de puesta a tierra y monitoreo, entre otros. Particularmente, en los proyectos de baja y mediana escala, la participación de los insumos producidos por la industria nacional sumado a la mano de obra local puede significar cerca del 65% de la estructura de costos.

Por su parte, cabe mencionar que se registran proyectos de emprendimientos estatales para la fabricación de paneles fotovoltaicos con líneas de producción para elaborar hasta 200 mil paneles de 300 W, equivalentes a la producción de 70 MW por año.

En bioenergías, existe capacidad de producción de equipos y provisión de servicios de ingeniería en el país. Por ejemplo, existen fabricantes locales de calderas, equipamiento logístico, recipientes y tanques para plantas de biomasa con capacidad productiva para proveer las necesidades de esta tecnología. En este

tipo de proyectos, los proveedores de origen nacional pueden significar hasta el 80% de la estructura de costos totales.

De acuerdo con el INTI, hay más de 700 empresas argentinas inscriptas para proveer productos manufacturados íntegramente en el país. Cabe destacar que existen nichos tecnológicos asociados a las energías renovables en los cuales resulta difícil competir a nivel internacional dadas las ventajas comparativas de otras economías. **Sin embargo, existen diversos eslabones de la cadena de valor relacionados con componentes, equipos, ensamblados y servicios que pueden ser producidos en el país.** Esto es especialmente aplicable al segmento de proyectos renovables de pequeña escala y generación distribuida en los cuales existe un mayor componente local que permite el desarrollo de una industria nacional diversificada conformada por micro, pequeñas y medianas empresas.

En energía distribuida, existe una incipiente industria de servicios de instalación que puede crecer en escala para atender a la demanda de todo el país.

Asimismo, el sector de laboratorios acreditados para la homologación y certificación de equipos de generación distribuida tiene alto potencial.

Por su parte, **Argentina tiene la capacidad de desarrollar la industria de baterías eléctricas que agregue valor al recurso de litio disponible en el país.** El potencial de creación de valor una cadena de fabricación de baterías es más de 20 veces el valor producido por la extracción del recurso sin procesar.

La política de desarrollo industrial del país debe apoyar a los segmentos industriales de la cadena de abastecimiento que tienen potencial para producir en condiciones de competencia internacional. El resto de las actividades deberían constituirse en posiciones arancelarias de libre importación que permitan optimizar el costo de los proyectos a fin de generar electricidad en el país.

La creación de empleo local

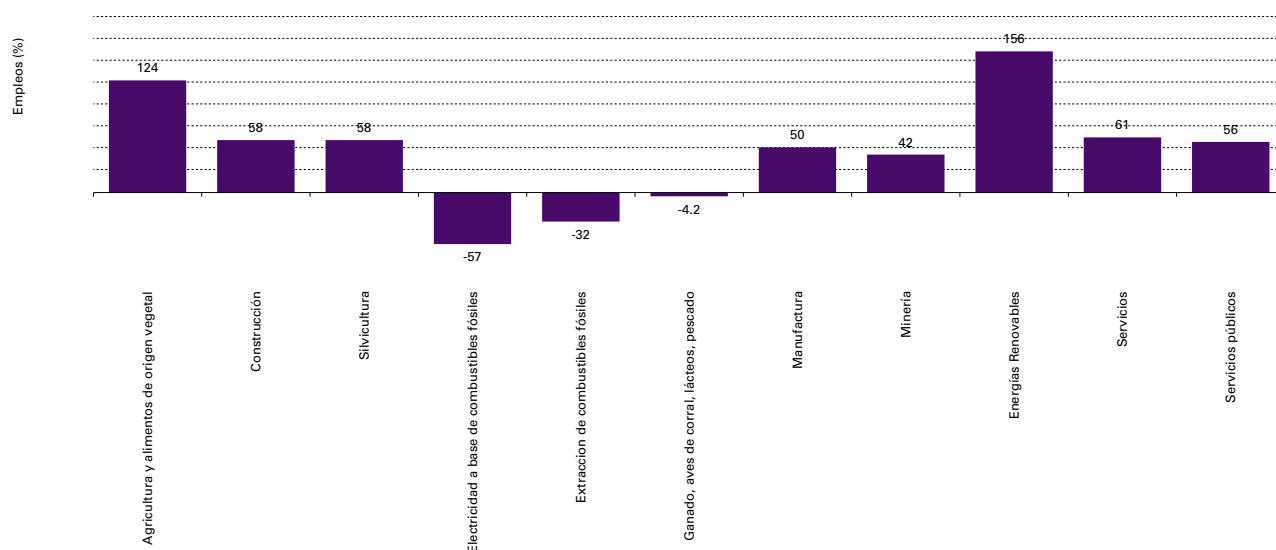
El crecimiento en el empleo de energías renovables en todo el mundo ha sido notable. De acuerdo con la base de datos de IRENA (2020), los empleos en el sector renovables alcanzaron los 11,5 millones en todo el mundo en 2020. Asimismo, IRENA (2020) proyecta **la creación de 42 millones de empleos en energías renovables para 2050, lo cual representa la cantidad de puestos de trabajo requeridos para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones de GEI establecidos por el Acuerdo de París.**

Las energías renovables pueden crear puestos de trabajo tanto en la etapa de construcción como en la etapa de operación durante toda la vida útil del proyecto. De acuerdo con el registro de 821 tipos de ocupaciones del Instituto de Estadísticas Laborales del Gobierno de

Estados Unidos (BLS, 2021), el crecimiento esperado en las ocupaciones de "mantenimiento de turbinas eólicas" e "instaladores de sistemas solares" asciende al 61% y 51%, respectivamente, para el período 2019-2029, mientras que el promedio de crecimiento esperado en las 821 ocupaciones es de 4%.

Una de las mayores preocupaciones de la transición energética es el impacto en los empleos que existen en la economía actual basada en altas emisiones de carbono. De acuerdo con la investigación publicada por la OIT y el BID (2020) sobre empleo en la economía neutral en carbono en Latinoamérica, se espera una **creación neta de empleo durante la transición de 15 millones de empleos para 2030.**

Ganancias netas de empleo en 2030. Escenario de bajas emisiones en relación con año base (2014) en Latinoamérica



Fuente: BID, OIT (2020).

La nueva economía neutral en carbono implicará la transferencia de empleos **del sector de generación térmica convencional, extracción de combustibles fósiles y producción de alimentos de origen animal hacia otros sectores verdes, entre los que se destaca el sector de**

energías renovables con un incremento del empleo en 156% (BID y OIT, 2020). Las políticas de reconversión laboral deberán apoyar la transición hacia una economía sostenible y estimular el crecimiento económico (OIT, 2019).

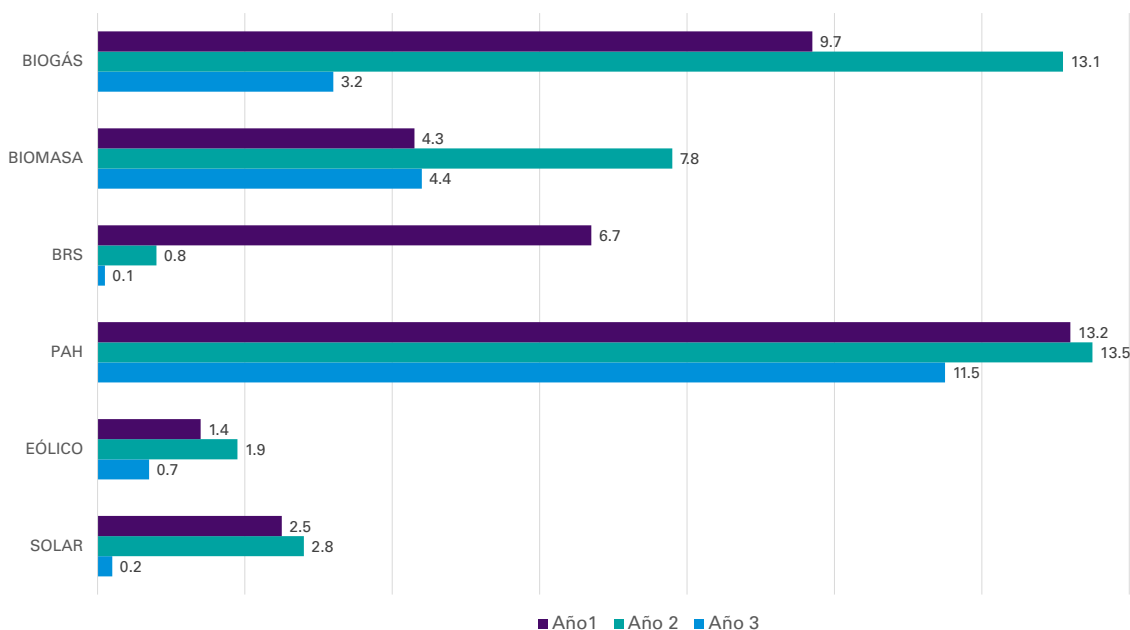
Creación de empleo en Argentina

En Argentina, se crearon alrededor de 17.500 puestos de trabajo directos en energías renovables en el país a partir de la implementación del régimen de fomento de la Ley 27.191, de acuerdo con un relevamiento realizado por la Sub-Secretaría de Energías Renovables en 2018 (SSER, 2018).

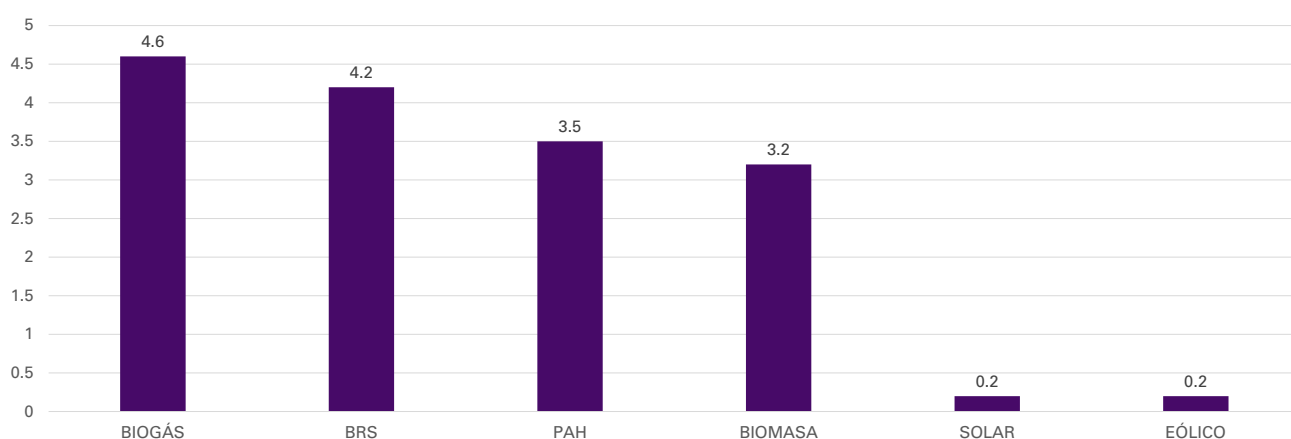
En términos de intensidad del empleo creado por el sector de renovables en el país, el indicador de empleo directo por MW instalado indica que los proyectos de biogás y biomasa demandan una gran cantidad de puestos de trabajo durante la fase de construcción, incluyendo la obra civil, el montaje y la obra electromecánica del proyecto (SSER, 2018).

Intensidad de Empleo por Tecnologías Renovable

Etapa Construcción



Etapa Operación y Mantenimiento



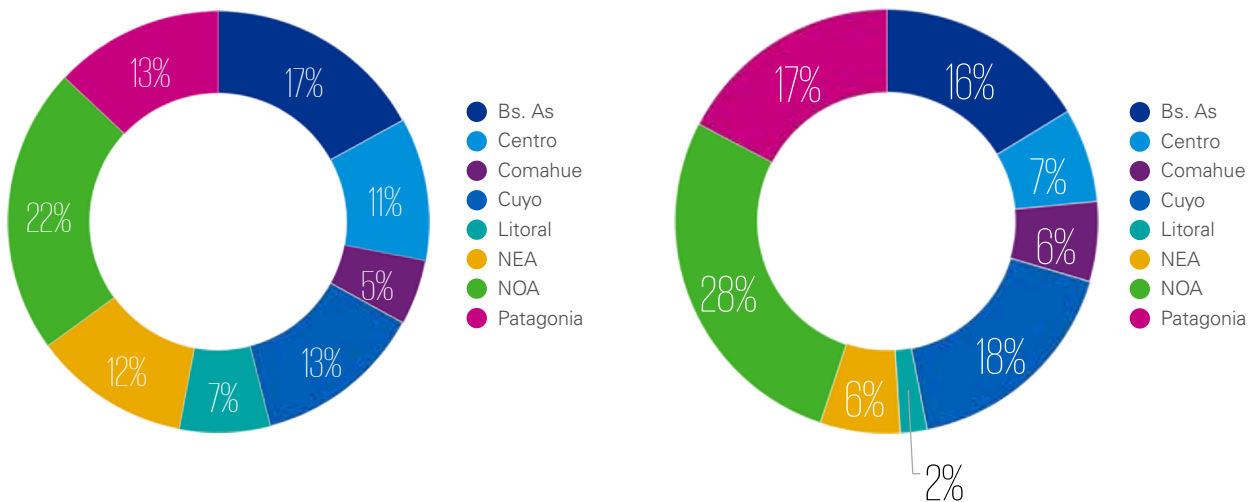
Fuente: Subsecretaría de Energías Renovables (2018).

La tecnología de biogás es la más intensa en mano de obra durante la etapa de O&M con un índice entre 4,6 y 4,2 según el tipo de sustrato, seguida por los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos con 2,5 y biomasa con 2,2. Asimismo, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, junto al biogás y la biomasa, son proyectos trabajo-intensivos también durante la etapa de construcción debido al nivel de complejidad y escala de las obras civiles.

Por su parte, la tecnología eólica y la solar fotovoltaica de gran escala presentan plantas que tienen cerca de cinco veces el tamaño de los proyectos de biomasa y hasta veinte veces el de los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y las plantas de biogás, por lo cual tienen economías de escala que las hacen menos trabajo-intensivas por MW instalado. Sin embargo, son las tecnologías que más volumen de empleo generan en el país.



Distribución geográfica del empleo por regiones del país



Fuente: Subsecretaría de Energías Renovables (2018).

La distribución geográfica de los puestos de trabajo creados indica una federalización de las energías renovables en Argentina en consonancia con lo establecido por la Ley 27.191.

Cabe destacar que el empleo relevado no incluye los puestos de trabajo relacionados con la cadena de abastecimiento de las energías renovables, tales como la fabricación y distribución de equipos y sus servicios asociados. **Esto es una fuente de empleo adicional muy relevante** dado que, como se comentó en la sección anterior, gran parte de los insumos y servicios asociados con las tecnologías renovables pueden ser producidos por empresas radicadas en Argentina.

Como puede observarse en el informe de Organización Mundial del Trabajo de 2019, **el crecimiento en el empleo de energías renovables en el país ha sido significativo desde 2016** (OIT, 2019). En 2015, existían 959 puestos de trabajo en el sector de generación eléctrica de fuentes renovables en Argentina mientras que, a partir del establecimiento del régimen de fomento establecido por la Ley 27.191, los puestos de trabajo de operación y mantenimiento en el sector más que se duplicaron. Y si se considera el empleo generado en la etapa de

construcción de los nuevos proyectos, los puestos de trabajo se multiplicaron por un factor de dos dígitos teniendo en cuenta que la actividad era mínima entonces.

De todas maneras, el potencial de creación de empleo para el país es aún mayor. Por un lado, la matriz energética argentina actual se concentra en la producción basada en combustibles fósiles, lo cual explica que el sector de energías renovables sea todavía relativamente pequeño. Por otro lado, el reciente lanzamiento del régimen de fomento de la generación distribuida establecido por la Ley 27.424 es un nuevo vector de las energías renovables que **tiene un alto potencial de generación de empleo asociado a proyectos de pequeña y mediana escala**. Estos puestos de trabajo se crean tanto para la instalación y mantenimiento de equipos como para la fabricación de bienes y la prestación de servicios nacionales necesarios para el sistema.

Por su parte, el PERMER tiene impacto en la generación de puestos de trabajo, especialmente, en la cadena de valor de la tecnología solar fotovoltaica y, en menor medida, en eólica de baja potencia, distribuidas en distintas localidades del país.



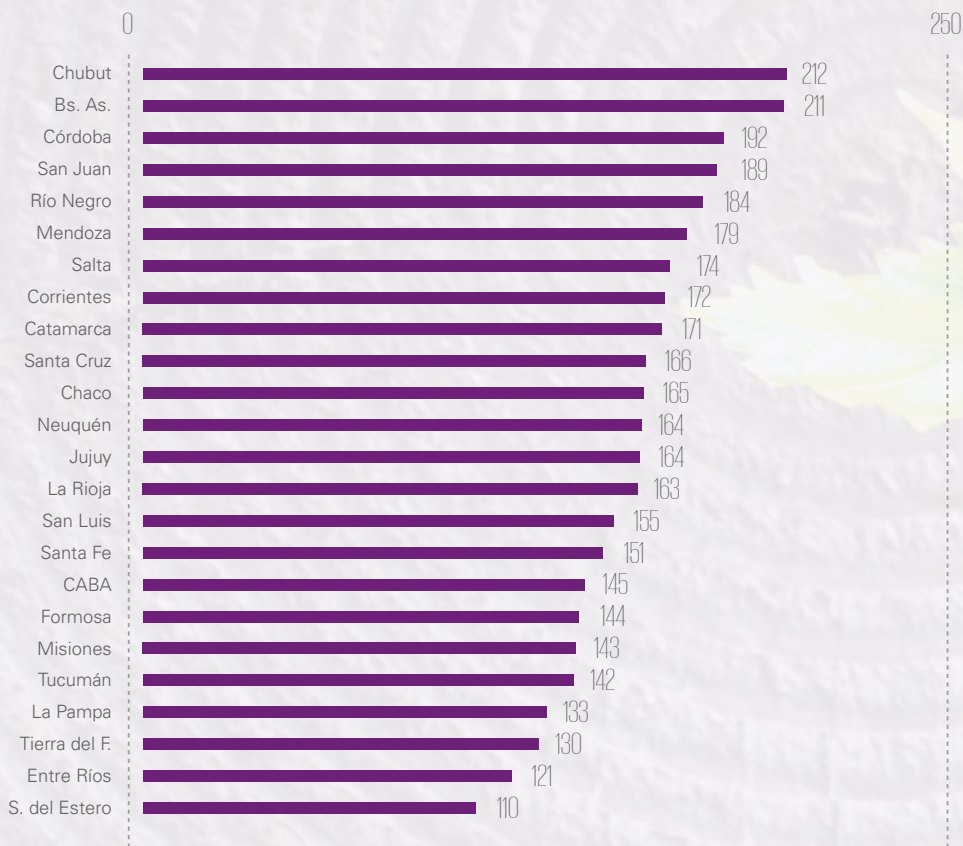
Atractivo Renovable en las Provincias

Un indicador del grado de desarrollo de las energías renovables en las provincias del país y su potencial atractivo de inversiones puede ser medido a través del Índice Provincial de Atractivo Renovable (IPAR) (UBA-SENER, 2020). Este índice considera los aspectos regulatorios, fiscales e institucionales en base a la Ley 27.191 del Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica y la Ley 27.424 del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública, así como las cuestiones tecnológicas, de recursos e infraestructura de cada provincia.

El análisis incluye 32 variables entre las cuales se encuentran la adhesión a la ley, exenciones impositivas (ingresos brutos, sellos, inmobiliario), existencia de dependencia de gobierno dedicada a energías renovables, normas provinciales para generación en redes; beneficios complementarios, distribuidores inscriptos, procedimientos para convertirse en usuarios-generadores.

Proyectos en operación, empresas participantes y adjudicatarias en RENOVAR y MATER, grandes usuarios con opción de salidad de las compras conjuntas, calidad de los recursos renovables en relación con los puntos de interconexión disponibles; conectividad multimodal de transporte, endeudamiento de las distribuidoras, usuarios generadores habilitados y con reserva de potencia.

Índice Provincial de Atractivo Renovable



Fuente: Universidad de Buenos Aires, Secretaría de Energía.

De acuerdo con el IPAR, las primeras cinco provincias con condiciones de mayor atractivo para el desarrollo de las energías renovables en el país son Chubut, Buenos Aires, Córdoba, San Juan y Río Negro.

En lo que respecta, específicamente, a factores que impactan el desarrollo de las energías renovables de alta potencia, se destacan Buenos Aires, Chubut y San Juan, mientras que, en generación distribuida lideran la provincia de Córdoba, CABA y Mendoza.

El IPAR puede ser una referencia tanto para el sector público en relación con las políticas públicas más eficaces para promover las energías renovables en los territorios provinciales y como para el sector privado en sus decisiones de localización de inversiones.

La sustitución de importaciones de hidrocarburos

Argentina posee abundantes recursos energéticos tanto de fuentes renovables como de fuentes fósiles. Los yacimientos de gas natural no convencional que constituyen la segunda reserva de su tipo en el mundo representan una importante oportunidad de exportación para el país, bajo la premisa de que el mercado internacional le otorgará al gas natural de Argentina un rol durante la transición energética para reemplazar combustibles fósiles más intensivos en carbono, como el fuel oil, el gas oil y el carbón en los países importadores.

A fin de realizar esta oportunidad, se requieren grandes inversiones en el orden de los USD 10.000 millones por año a fin de lograr costos competitivos que permitan su comercialización en el mercado internacional a largo plazo. En este sentido, existen distintas proyecciones acerca de las condiciones y los plazos que posibilitarán al país desarrollar las reservas no convencionales a gran escala para convertirse en un exportador mundial de gas natural y GNL.

En cualquier caso, **los recursos renovables y el gas natural pueden ser complementarios si se consideran en forma integral en un plan nacional de transición energética.** Por un lado, en un escenario en el cual Argentina lograra exportar gas natural en grandes volúmenes, el aumento de la participación de las energías renovables en la matriz eléctrica serviría

para **optimizar los saldos exportables** cubriendo una mayor cuota de la demanda eléctrica local y, por lo tanto, liberando gas natural para su exportación. Por otro lado, en el escenario en que Argentina no lograra saldos exportables de gas natural debido a un déficit o postergación de las inversiones requeridas para explotarlo competitivamente a gran escala, la incorporación de las energías renovables serviría para **sustituir las importaciones que hubieran sido necesarias para abastecer de gas natural a la matriz de generación eléctrica.**

Un análisis publicado por la revista del Instituto Argentino de la Energía (Margulis et al., 2019) sobre la contribución potencial de las energías renovables a la balanza comercial indica que, considerando la salida de divisas por la importación de tecnología, existe un ahorro neto de divisas por sustitución de importaciones de gas natural (o un aumento de divisas por mayor disponibilidad de gas natural exportable) que **permite recuperar la salida de divisas inicial en alrededor de 7 años**, asumiendo un factor de capacidad eólico de 50%, un precio del gas natural de USD 3/MBTU y un componente nacional del 40%. Si se asume un factor de capacidad eólico de 55%, un costo inicial del gas natural de USD 5/MBTU para los primeros cuatro años y USD 3 para los siguientes y componente nacional del 40% sobre la inversión total, la ganancia de divisas para el país **comienza ya a los 4 años de realizada la inversión** en el parque eólico.

Escenarios de repago en divisas de la inversión tecnología renovable

	Escenarios		
	BAU	Optimista	Pesimista
Precio GN	3 USD/MMBTu Fijo	5 USD/MMBTu Fijo	2,5 USD/MMBTu Fijo
Precio GO	14 USD/MMBTu Fijo	14 USD/MMBTu Disminuye a 3USD/MMBTu a 2024	12 USD/MMBTu Fijo
Horas del año con uso de gas oil	2020: 2% 2021: 0% 2022: 0%	2020: 6% 2021: 2% 2022: 0%	2020: 1% 2021: 0% 2022: 0%
Eficiencia generación	+4% por 8 años	+3% por 8 años	+10% por 2 años
Capex eólico	1200 USD/kW	1200 USD/kW	1300 USD/kW
Componente nacional	30% CAPEX	40% CAPEX	30% CAPEX
Factor de carga p50	Conservador -50%	Optimista -55%	Bajo -40%

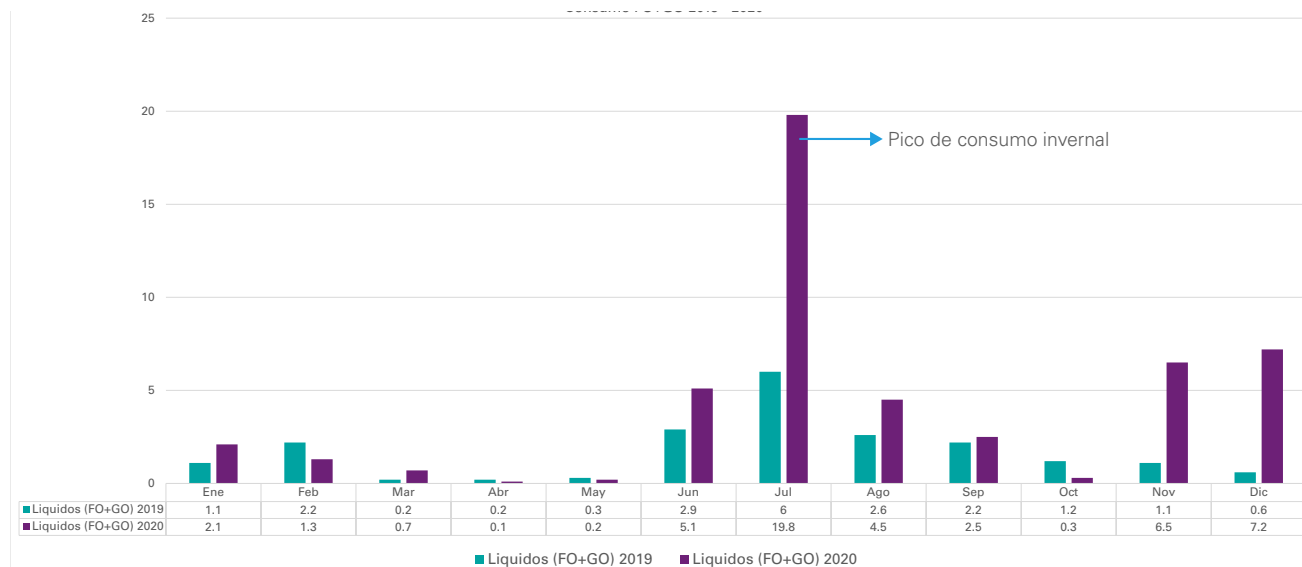
Fuente: Revista Proyecto Energético, Instituto Argentino de la Energía (2019).

De acuerdo con el informe de CAMMESA (2020), el pico de demanda de gas natural de la estación invernal del último año causó un aumento significativo de la utilización de combustibles fósiles líquidos más costosos

y contaminantes ante la indisponibilidad de gas natural para generación eléctrica. Esta tendencia se mantiene en 2021.

Consumo de combustibles fósiles para generación eléctrica (2019-2020)

Consumo de Fuel Oil y Gas Oil 2019-2020



Consumo de Gas Natural 2019 - 2020



Fuente: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA, 2020).

Una mayor integración de potencia instalada de fuentes renovables posibilita una mayor reducción del uso de combustibles fósiles, en especial fuel oil y gas oil, los cuales tienen un alto costo y un alto factor de emisión por unidad de energía generada. De esta manera, las

energías de fuentes renovables deben ir integrándose en la matriz energética argentina de manera competitiva cubriendo el aumento de la demanda y sustituyendo a las centrales térmicas menos eficientes y más contaminantes.

El Biometano como sustituto de los combustibles fósiles

Argentina tiene un gran potencial para producir bioenergías a partir del aprovechamiento de los residuos orgánicos y efluentes generados a partir de su cadena de valor agroindustrial de clase mundial.

Dentro del universo de las bioenergías, existe un interés creciente en el biometano debido a su capacidad para contribuir a resolver el trilema energético nacional mediante soluciones para el cuidado medioambiental, el autoabastecimiento y la equidad de acceso a la energía.

La producción de biogás puede realizarse a partir de sustratos biológicos tales como especies forrajeras y efluentes pecuarios, aguas residuales y subproductos industriales, y fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos, entre otros (FAO 2020). El biometano surge de la purificación del biogás a través de la separación del CO₂ y demás componentes que no se corresponden con la molécula de metano. De esta manera, **el biometano puede inyectarse a la red de gas natural libremente dado se trata del mismo tipo de combustible, aunque producido a partir de fuentes renovables.**

En contraposición con el modelo tradicional de explotación centralizada de gas natural de origen fósil, la producción de biometano puede impulsar el desarrollo territorial del país a través de su localización en la mayoría de las provincias gracias a su modelo distribuido. Asimismo, las inversiones en proyectos de biometano tienen la capacidad de generar actividad económica regional y crear empleo directo e indirecto en sus cadenas de valor, incluyendo la construcción, operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil de las plantas.

Los proyectos de inversión en plantas de biometano pueden beneficiar a 18 provincias del país con ahorros por compras de gas natural (CADER, 2020a). Si estas provincias desarrollaran la producción de biometano en sus propios territorios a partir de la disponibilidad de efluentes ganaderos y cultivos forrajeros, mejorarían sus productos brutos geográficos. **El gasto realizado en biometano permanece en salarios y valor agregado industrial en la provincia generando, a su vez, nuevos impuestos que incrementan la recaudación fiscal de las jurisdicciones en las cuales se emplazan los proyectos.**



El transporte del biometano desde las plantas de producción localizadas en zonas rurales hacia los puntos de inyección en gasoductos o barcos de licuefacción puede realizarse en base a la obtención de BIO-GNC y BIO-GNL. Ambas tecnologías se encuentran disponibles en el mercado argentino y pueden implementarse para el transporte del biometano sin necesidad de invertir en nuevos gasoductos.

En cuanto a las externalidades medioambientales, el biometano contribuye a mitigar las emisiones de GEI mediante tres impactos positivos: el tratamiento de residuos y efluentes, la sustitución de gas natural de origen fósil y la producción de biofertilizante como subproducto sustitutivo de los fertilizantes químicos, favoreciendo las condiciones para la renovación de la biomasa bajo un modelo de economía circular.

La primera aplicación del biometano consiste en su capacidad para sustituir al gas natural de origen fósil en forma directa, lo cual permitiría un ahorro de divisas

por disminución de las importaciones que la economía argentina viene realizando desde hace varios años a través de gasoductos o GNL.

De acuerdo con el ejercicio desarrollado por CADER (2020a), si se asume una producción de biometano equivalente al **5% del consumo de gas natural** del país en 2030, se llevarían a cabo proyectos de inversión por más de **USD 4.200 millones** involucrando la construcción de más de 650 plantas en **15 provincias** del país. Esta nueva actividad productiva crearía más de **1.000 puestos de trabajo** anuales durante la etapa de construcción y más de **21.000 puestos de trabajo** directos, indirectos e inducidos durante la operación de las plantas.

Otra aplicación del biometano es la sustitución del gas oil consumido en el transporte público por BIO-GNC (biometano comprimido) mediante el reemplazo progresivo de las flotas a medida que se renuevan las unidades (CADER, 2020b).

En este caso, la producción de biometano a partir de residuos sólidos urbanos (RSU) puede ser una solución integral para las ciudades altamente pobladas del país que generan grandes volúmenes de basura y, al mismo tiempo, tienen sistemas de transporte urbano de pasajeros compuestos por grandes flotas de colectivos. El biometano comprimido en la forma de BIO-GNC puede ser producido en las cercanías de los grandes centros urbanos del país (i.e. Gran Buenos Aires, Gran Rosario, Gran Córdoba, Gran Mendoza, Gran Tucumán, etc.) donde se encuentran los puntos de consumo.

De esta manera, **el costo del pasivo ambiental que enfrentan actualmente los municipios se transforma en creación de valor económico mediante la producción de energía renovable**, mientras la ciudad elimina los residuos que genera su población y utiliza los medios de transporte público que necesita.

El desarrollo del biometano presenta múltiples externalidades que deben ser tomadas en cuenta a la hora de tomar decisiones de política pública. La

promoción del desarrollo del sector de producción y distribución de biometano permitiría darle valor económico a los desechos agropecuarios y, al mismo tiempo, disminuir los graves impactos negativos que éstos generan actualmente sobre los cursos de agua, los suelos y la atmósfera por falta de tratamiento adecuado.

Un plan de desarrollo del biometano a 2030 en el país permitiría desarrollar las cadenas de valor relacionadas a la construcción y montaje de las plantas productoras, especialmente, en las zonas más distantes a los puertos debido a que los cultivos forrajeros son más baratos, posibilitando el desarrollo de las regiones menos favorecidas dentro de la frontera agrícola.

A modo de referencia, los regímenes de fomento de la energía eléctrica de fuentes renovables y de biocombustibles combinan cuotas de consumo obligatorio y esquemas de fijación de precios junto a incentivos fiscales a la producción y las ventas. Un régimen de promoción del biometano eficaz debería combinar estos mecanismos.





Los ahorros fiscales a través del sistema de generación distribuida

La generación distribuida tiene un atractivo desde el punto de vista fiscal para el país. Esto se debe a la existencia de un ahorro fiscal potencial en las jurisdicciones donde existe un componente de subsidios a la demanda significativo. **Por cada kWh en generación distribuida, se produce un ahorro para el estado ya que se elimina la necesidad de subsidiar esa energía.** Este ahorro se obtiene tanto por la energía consumida por el prosumidor como por los excedentes entregados a la distribuidora que ésta utiliza para abastecer a otros consumidores evitando así adquirirla en el mercado mayorista.

Los riesgos de una transición energética desordenada

El grupo de bancos centrales y supervisores del sistema financiero NGFS (2020) plantea tres escenarios para evaluar los daños físicos y los costos asociados a procesos de transición energética alternativos. **Una transición energética “ordenada” implica que las decisiones sobre el cambio climático son implementadas en forma temprana y se vuelven progresivamente más restrictivas.** En este escenario, se requieren inversiones significativas para llevar a cabo la transición a una economía neutral en carbono. Sin embargo, los riesgos físicos y de transición son relativamente bajos con una pérdida del 4% del PBI mundial para fin de siglo.

Por su parte, **una transición “desordenada” considera que las decisiones sobre cambio climático son postergadas hasta 2030.** Dado que las acciones necesarias se llevan a cabo en forma tardía y las tecnologías disponibles son limitadas, la reducción de emisiones tiene que ser más profundas que en el escenario ordenado para limitar el calentamiento con la misma meta provocando un mayor riesgo de transición.

Finamente, **el escenario de “calentamiento global” asume que sólo se mantienen las políticas de cambio climático actuales.** Las NDC no se cumplen y las emisiones crecen hasta 2080 llevando el calentamiento global a más de 3°C provocando riesgos físicos severos, incluyendo cambios irreversibles. Los impactos de los riesgos físicos provocan una pérdida de hasta 25% de PBI para fin de siglo. Los riesgos de transición afectarán la rentabilidad de las empresas y la riqueza de los hogares creando riesgos financieros para los inversores. También afectarán a la macroeconomía global a través de la inversión, la productividad y los precios relativos, particularmente, si la transición lleva a activos hundidos.

Estas proyecciones muestran que demorar la transición energética implica mayores costos futuros. **Argentina no puede asumir el riesgo de una transición desordenada, por lo que durante la presente década tendrá que implementar los cambios que requiere un escenario ordenado bajo concertación internacional.**

Inversiones energéticas hundidas

En el contexto de la transición energética, los activos hundidos, también llamados activos abandonados o encallados, son inversiones en infraestructura energética que no podrán ser completamente amortizados debido al daño físico causado por los efectos del cambio climático o a las regulaciones referidas a emisiones de GEI que impedirán la explotación de los mismos.

Es decir que el riesgo de que el sector energético invierta en activos hundidos surge no sólo por los efectos físicos del cambio climático, a través de las incidencias crecientes de los eventos climáticos extremos y los desastres naturales, sino también **por las decisiones tomadas por los gobiernos y el sector privado para mitigar el cambio climático**, tales como acuerdos internacionales, regulaciones y sanciones, así como mejoras de costos en las tecnologías limpias y cambios en los procesos decisorios de los inversores y los consumidores.

Los activos hundidos representan un riesgo sistémico para la estabilidad financiera y, por lo tanto, se encuentra en la agenda de los bancos centrales y los organismos de regulación financiera en todo el mundo. En Latinoamérica, los reguladores están prestando mayor atención a estos riesgos evaluando medidas para alentar a las entidades financieras a implementar prácticas y procesos de gestión de riesgos ambientales, sociales y de gobierno corporativo (ESG).

Los países con grandes reservas de hidrocarburos tienen un costo de oportunidad mayor y son más propensos a quedar con activos hundidos. Esto incluye a Argentina donde grandes reservas de gas natural no convencional aún no han sido explotadas.

En este sentido, IEA (2021) indica que para alcanzar la neutralidad de carbono en 2050, la inversión global en combustibles fósiles **debería restringirse, exclusivamente, a mantener la producción de los yacimientos de petróleo y gas natural existentes**, siendo necesaria la implementación masiva de energías renovables.

En general, los escenarios energéticos nacionales muestran un desarrollo significativo del gas natural con el objetivo de convertir a Argentina en uno de los exportadores líderes de GNL. Este desarrollo requiere inversiones de capital para la exploración, producción, transporte y exportación de gas natural, incluyendo gasoductos y plantas de licuefacción que pueden alcanzar los USD 90.000 millones en la próxima década (SENER, 2019).

Argentina cuenta con una infraestructura de gas natural que permite una transición compatible con el Acuerdo de París en la medida que las inversiones adicionales para expandirla se dirijan a su adecuación para operar con hidrógeno o biometano producido en base a energías renovables de manera de evitar el riesgo de invertir en activos que queden hundidos en un escenario mundial de mayor regulación climática.

A fin de mitigar el riesgo de inversiones hundidas, Argentina podría generar una parte significativa de su electricidad a partir de plantas basadas en hidrógeno o biometano para 2050 (Teske et al. 2015). **Estas condiciones brindan el potencial de convertir a Argentina en un líder mundial en la producción de hidrógeno y biometano a partir de fuentes renovables abasteciendo la demanda local y los mercados de exportación.**



Barreras paraarancelarias al comercio internacional

La relevancia que adquirieron los nuevos compromisos internacionales de reducción de GEI establecieron una nueva relación entre el comercio internacional y el cambio climático, dando lugar a una nueva tendencia en los países industrializados hacia las medidas relacionadas con la huella de carbono.

La huella de carbono es un concepto que permite estimar el impacto de la producción y el consumo de bienes sobre el medioambiente, siendo un indicador de la cantidad de GEI emitidos por una empresa a lo largo de la cadena de valor. En la actualidad, existen esquemas voluntarios de medición de la huella de carbono, pero pueden volverse mandatorios.

Argentina debe evaluar el nuevo escenario del comercio internacional en un mundo encaminado hacia la descarbonización a fin de evitar que medidas de este

tipo se conviertan en barreras paraarancelarias a las exportaciones del país.

La Unión Europea es precursora en requerimientos ambientales para sus importaciones, pero esta tendencia se está generalizando en el mundo. Incluso, China empieza a considerar la utilización de barreras paraarancelarias relacionadas con el impacto ambiental.

Para las empresas exportadoras del país será crítico conocer las restricciones potenciales dado les posibilitará adelantarse a los requerimientos que se esperan en el futuro próximo. **Uno de los desafíos de Argentina como país exportador de alimentos, bebidas y bioenergías es implementar programas de neutralidad de carbono para las empresas y un mercado de certificados ambientales para financiar inversiones y generar activos transables en el país.**



Conclusiones



“ Argentina no puede asumir el riesgo de una transición desordenada, por lo que durante la presente década tendrá que implementar los cambios que requiere un escenario de transición ordenada bajo concertación internacional. ”



Planta de Biogás “Pergamino” (2,4 MW) ubicado en la localidad homónima de la Provincia de Buenos Aires.

Desde la implementación del nuevo marco regulatorio establecido por la Ley 27.191 en 2015, las energías renovables han demostrado su capacidad para contribuir a la transición energética que requiere el país. El nivel de competitividad que están alcanzando las fuentes renovables ofrece una solución para construir una nueva matriz energética nacional que cumpla con los objetivos de seguridad, equidad y mitigación climática.

Como se concluye a continuación, las energías renovables presentan grandes oportunidades para el desarrollo sostenible del país pero, al mismo tiempo, enfrentan importantes desafíos que deben ser abordados con premura.

Las energías renovables pueden tener una contribución significativa a los objetivos de descarbonización de la matriz energética argentina. El objetivo de consumo eléctrico de fuentes renovables a 2025 está alineado al cumplimiento de la meta de reducción de emisiones GEI comprometida por el país en su NDC. Por lo tanto, es necesario cumplir con las cuotas establecidas por la Ley 27.191 para estar en condiciones de reducir las emisiones requeridas para 2030.

En este sentido, el horizonte de los objetivos de la Ley 27.191 debería ser extendido a una cuota del 30% a 2030 a fin de asegurar un sendero de transición en cumplimiento con el Acuerdo de París. Esto sería especialmente relevante para dar señales de largo plazo para la toma de decisiones de inversión en el sector.

Las energías renovables pueden contribuir a la seguridad energética sustituyendo importaciones de hidrocarburos. Existe complementariedad entre los recursos energéticos disponibles en el país. La incorporación de energías renovables a la matriz eléctrica contribuye a asegurar el autoabastecimiento energético ante escenarios de baja producción local de gas natural, o bien la maximización de exportaciones energéticas en caso de que el desarrollo del gas natural se acelere en el país.

Las energías renovables son una oportunidad para mejorar la balanza energética del país a mediano plazo. Incluso, considerando la salida de divisas inicial por la importación de equipamiento para la instalación de capacidad renovable en país, existe una sobrecompensación de ingresos de divisas a mediano plazo por ahorro de importaciones o aumento de exportaciones de hidrocarburos.

El aprovechamiento del potencial del biometano como sustituto de los combustibles fósiles importados requiere de un marco regulatorio apropiado. Argentina debe fomentar la producción de biometano en sus múltiples aplicaciones como sustituto perfecto del gas natural de origen fósil vía gasoductos o Bio-GNL y como reemplazo del gas oil en el transporte público en la forma de Bio-GNC.

La evaluación de la competitividad de las tecnologías de generación requiere la consideración de las externalidades negativas que representan costos no incorporados a los precios de la energía. Las tecnologías renovables han logrado una reducción de costos que las convierte en una solución competitiva para apoyar los objetivos de seguridad, equidad y mitigación climática de la matriz energética nacional.

A fin de establecer comparaciones de costos entre tecnologías, es necesario reconocer las externalidades negativas generadas por las emisiones de GEI. Si se internalizan los costos externos de las tecnologías fósiles a través de precios de carbono o impuestos al carbono, los costos nivelados de energía de las tecnologías renovables ya alcanzan rangos competitivos.

Además, las tecnologías renovables tienen ventaja competitiva sobre las tecnologías fósiles cuando incorporan un sistema de captura y almacenamiento de carbono. Es decir, si se consideran los costos de inversión necesarios para neutralizar el impacto climático de las tecnologías, las energías renovables hacen costos nivelados más bajos.

La generación de energía a partir de la biomasa y el biogás aportan beneficios externos que deben ser incorporados a su estructura de precios. Las tecnologías de biomasa y biogás también pueden ser soluciones competitivas para la matriz energética si se consideran las externalidades positivas que ofrecen a la sociedad. Si bien sus costos son todavía mayores que otras tecnologías, el precio de la energía generada debe considerar la internalización del valor entregado por el tratamiento de residuos contaminantes, entre otros beneficios sociales. Esto significa que el precio correspondiente a la provisión de energía eléctrica podría ser considerablemente menor al precio total, el cual incluye beneficios externos que deben ser pagados por los beneficiarios correspondientes.

Asimismo, las bioenergías tienen la capacidad de ofrecer energía firme al sistema generando complementariedad con las fuentes renovables variables.

El nivel de participación planteado en los objetivos de consumo renovable de la Ley 27.191 permite gestionar la variabilidad de las energías renovables sin mayores sobrecostos al sistema nacional. En ausencia de tecnología de almacenamiento, las fuentes renovables variables no brindan energía firme y, por lo tanto, pueden generar sobrecostos al sistema. Sin embargo, dado que Argentina se encuentra en una etapa temprana de integración de energías renovables con un objetivo de 20% a 2025, la variabilidad no presenta, en esta etapa, un obstáculo mayor para su incorporación. Los desafíos mayores para el sistema se encuentran a partir de participaciones del orden del 30% o superiores.

En este sentido, los sistemas de predicción implementados por CAMMESA y la automatización de los procesos de despacho permiten integrar estas participaciones de energías renovables variables en forma eficiente.

Asimismo, la disponibilidad de grandes centrales hidroeléctricas le brinda al sistema argentino capacidad de almacenamiento para dar mejor respuesta a la variabilidad sumado a la flexibilidad que ofrecen las tecnologías térmicas.

Por su parte, Argentina necesita establecer acuerdos bilaterales o regionales para avanzar en una integración con los sistemas eléctricos de los países limítrofes, especialmente Brasil, para apalancar la complementariedad de los recursos renovables de la región a través de la diversificación geográfica y la agregación de husos horarios.

La generación distribuida es un vector fundamental para la incorporación de fuentes renovables a la matriz energética nacional. Es fundamental que el sistema eléctrico tienda hacia condiciones de paridad de red así como también activar mecanismos de financiamiento que incentiven la adopción del sistema.

Asimismo, la puesta en marcha del FODIS es fundamental para apalancar el desarrollo de la generación distribuida en todo el país.

Por su parte, es importante evitar superposiciones o duplicaciones en la regulación de la generación distribuida a fin de no distorsionar los incentivos o generar interpretaciones ambiguas sobre derechos y obligaciones para la adopción del sistema en todo el territorio nacional. El marco regulatorio nacional brinda un marco común y flexible para la adhesión de las provincias.

Finalmente, es importante acelerar el proceso de instalación de medidores inteligentes en la red de distribución a fin de eficientizar el consumo eléctrico.

El fisco puede lograr ahorros de subsidios a partir de la adopción del sistema de generación distribuida. La generación distribuida presenta una oportunidad para la reducción del monto de subsidios que otorga el estado a través de las tarifas eléctricas. La incorporación de usuarios-generadores al sistema implica un ahorro fiscal que se vuelve cada vez mayor a medida que se genera mayor cantidad de energía en forma distribuida en el país.

Las energías renovables tienen la capacidad de desarrollar la industria nacional y crear empleos de forma federal. La economía argentina necesita crecer bajo un modelo de desarrollo sostenible. En este marco, las energías renovables brindan la oportunidad de generar actividad productiva y empleo de valor agregado en el país.

Argentina tiene una base de capacidad industrial instalada que le otorga el potencial necesario para desarrollar segmentos de fabricación de partes, ensamblado y prestación de servicios para las distintas tecnologías renovables durante todo su ciclo de vida, incluyendo los servicios de operación y mantenimiento.

Dada la distribución geográfica de las fuentes renovables, los puestos de trabajo son generados en forma federal permitiendo un desarrollo territorial más balanceado a partir de proyectos de vida sostenibles en las provincias.

En generación distribuida, hay un gran potencial para desarrollar MiPyMEs locales a lo largo del territorio nacional que provean sistemas, servicios de instalación y certificación así como también mantenimiento y reparación.

La infraestructura de transporte eléctrico plantea una restricción mayor al desarrollo de la futura matriz energética limpia y diversificada del país. Las limitaciones de la red de transporte son el principal desafío a corto plazo para aumentar la participación de las energías renovables en el sistema. Las acciones del país deben centrarse en infraestructura de transporte en el marco de un plan de transición energética de largo plazo que defina los mecanismos de financiamiento de las obras. Dadas las restricciones presupuestarias, es fundamental que Argentina considere la utilización de esquemas financieros que involucren fuentes disponibles del sector privado para complementar los fondos públicos.



El acceso al financiamiento es una barrera al crecimiento de las energías renovables de gran escala y del sistema de generación distribuida. Argentina debe restablecer sus equilibrios macroeconómicos para que los proyectos renovables puedan acceder a las fuentes de fondos actualmente disponibles en el mundo para financiar activos renovables tales como préstamos climáticos y bonos verdes, en el marco de las finanzas sostenibles.

Resulta clave que, en cuanto el país alcance un acuerdo por la reestructuración de su deuda con los organismos multilaterales de crédito, Argentina avance en la negociación de líneas de crédito de financiamiento climático a través de los mecanismos financieros de Naciones Unidas para canalizar el mayor caudal de fondos posible del mundo hacia proyectos locales.

Asimismo, es fundamental la disponibilidad de instrumentos en moneda local para pequeños proyectos renovables y de generación distribuida. La ampliación del FODER y la puesta en marcha del FODIS son dos instrumentos clave para el desarrollo del sector. Asimismo, la banca pública a través del BICE, el Banco Nación y los bancos provinciales tienen un rol importante en la oferta de instrumentos accesibles a PyMEs con niveles de calificación crediticia "subprime" cuyos balances han sido afectados por la crisis financiera durante los últimos años.

La articulación de los incentivos a la producción y el consumo es clave para una transición energética exitosa.

A fin de lograr una transición en cumplimiento con los objetivos nacionales, la nivelación de los incentivos entre las distintas tecnologías de generación es una forma de direccionar las inversiones a las áreas más eficientes. Argentina debe tender a un mercado eléctrico mayorista que brinde señales de precio transparentes para todos los participantes del mismo.

En este sentido, resulta fundamental avanzar en el diseño de estructuras tarifarias que reflejen los costos de toda la cadena de valor, incluyendo generación, transporte y distribución. Es necesario avanzar en la implementación de un esquema de subsidios focalizado, exclusivamente, en los usuarios con ingresos insuficientes para hacer frente al costo total de la electricidad, respetando la equidad y evitando errores de inclusión o exclusión. Una mayor eficiencia en la asignación de los subsidios establece los incentivos necesarios para el consumo racional de energía en el país mejorando su competitividad sistémica.

Argentina debe considerar el riesgo de construir activos energéticos que puedan quedar hundidos. El gas natural es un combustible necesario durante la transición energética y representa una oportunidad de exportación para reemplazar carbón y el petróleo en el mundo. Sin embargo, Argentina debe considerar el impacto de la meta NDC sobre las futuras inversiones en gas natural, dada su importancia para la matriz energética del país. Es necesario tener en cuenta los riesgos financieros que conlleva la alocación de capital a los recursos de gas natural en el largo plazo. Un posible endurecimiento de las regulaciones climáticas a nivel mundial podría contraer la demanda de hidrocarburos aumentando el riesgo de que los activos invertidos

queden sin poder ser amortizados. Este riesgo debe ser considerado en el plan de transición energética nacional a la hora de asignar recursos fiscales.

Las barreras ambientales al comercio internacional representan un riesgo para Argentina. Resulta clave que el país se adelante al posible establecimiento de barreras paraarancelarias relacionadas con la huella de carbono de los productos de exportación a través de la implementación de programas de neutralidad de carbono para las empresas y un mercado de certificados ambientales.

Las energías renovables deben consolidarse como política de estado en el país. Un aspecto fundamental del proceso de reestructuración de las finanzas públicas que enfrenta el país consiste en afianzar las políticas públicas alineadas con el desarrollo sostenible de la economía nacional, entre las cuales se destacan las energías renovables.

Los regímenes de fomento de las energías renovables y de la generación distribuida sentaron las bases de una política pública nacional como un pilar de la transición energética del país. Los desafíos actuales deben enfrentarse en forma urgente a fin de evitar costos mayores en el futuro debido a acciones postergadas.

El éxito de la política de transición energética nacional dependerá de la construcción de capacidades del sector privado local, la eliminación de las barreras financieras y la estabilidad del marco jurídico y contractual en el largo plazo. En este sentido, el avance logrado en energías renovables hasta el presente es un activo para el país. La curva de aprendizaje transcurrida refuerza la competitividad del sector para contribuir a una transición energética eficiente que apoye el desarrollo sostenible de Argentina.

El país necesita un plan federal de largo plazo que indique la hoja de ruta para la transición energética. Es importante comprender los desafíos que le plantea el proceso de transición energética al país como punto de partida para diseñar un plan estratégico que permita alcanzar los objetivos nacionales.

El rol de planificación del sector público resulta clave para traducir los objetivos nacionales en una hoja de ruta que asegure la continuidad de las inversiones, posibilitando el desarrollo industrial y la creación de empleo de calidad en todo el país.

El proceso de planificación integral de largo plazo debe articular los esfuerzos del sector público y el sector privado en un ámbito federal. Se debe asegurar que el plan se traduce en la acción necesaria para alcanzar los objetivos de la matriz energética nacional y cumplir con los compromisos internacionales asumidos por el país.

Argentina tiene el desafío de diseñar un futuro con energía segura, equitativa y limpia aprovechando las oportunidades que le ofrecen las energías renovables. Resta fijar una hoja de ruta que brinde visibilidad de largo plazo y articule los esfuerzos para una transición energética exitosa que sea capaz de responder al trilema energético que enfrenta el país.

Referencias

- ABSOLAR (2021). "Energía Solar Fotovoltaica no Brasil", Asociación Brasileña de Energía Solar Fotovoltaica.
- Aldersey-Williams & Rubert (2019). "Levelised Cost of Energy. A Theoretical Justification and Critical Assessment".
- Banco Mundial (2015). "Guidelines for Economic Analysis of Power Sector Projects: Renewable Energy Projects", Economic Analysis Guidance Note, World Bank.
- Banco Mundial (2020). "Situación y tendencias de la fijación del precio al carbono 2020", Grupo Banco Mundial.
- BCRA (2020). "Informe sobre Bancos del BCRA - Julio de 2020", Banco Central de la República Argentina.
- Beljansky et al. (2018). Mariela Beljansky, Leonardo Katz, Pablo Alberio y Gustavo Barbarán. "Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040. Coincidencias y Divergencias sobre el Futuro", Fundación AVINA, Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE-UBA), Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, Secretaría de Gobierno de Energía.
- BID & OIT (2020). "Jobs in a Net-Zero Emissions Future in Latin America and The Caribbean".
- BID (2019). "Proyección de Costos en Latinoamérica", Banco Interamericano de Desarrollo.
- BLS (2021). "New Jobs Creation", United States Bureau of Labor Statistics.
- BNEF (2020). "ClimateScope Emerging Markets Outlook 2020: Energy transition in the world's fastest growing economies", Bloomberg New Energy Finance. BP (2020). "Energy Outlook 2020", British Petroleum.
- Burtraw & Krupnick (2012). Dallas Burtraw y Alan Krupnick. "The True Cost of Electric Power. An Inventory of Methodologies to Support Future Decision making in Comparing the Cost and Competitiveness of Electricity Generation Technologies": Renewable Energy Policy Network for the 21ST Century (REN21) & Resources for the Future (RFF).
- CADER (2020a). "Biometano como Complemento del Gas Natural. Hacia una Ley Nacional de Biometano", Cámara Argentina de Energías Renovables.
- CADER (2020b). "Sustituir gas oil por BIO-GNC en el Transporte Público Urbano", Cámara Argentina de Energías Renovables.
- CAMMESA (2020). "Resumen Ejecutivo - Principales Variables MEM - Año 2020 vs. 2019", Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista.
- CAMMESA (2021). "Indicadores Principales de MEM. Abril 2021", Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista.
- CBI (2019). "Green Bonds Global State of the Market 2019", Climate Bonds Initiative.
- CBI (2020). "Climate Investment Opportunities: Climate-Aligned Bonds & Issuers 2020", Climate Bonds Initiative.
- CFAI (2015). "Environmental, Social and Governance Issues in Investing: A Guide For Investment Professionals", CFA Institute.
- Climate Transparency (2020). "Reporte de Transparencia Climática 2020. Comparar la Acción Climática y las Respuestas a la Crisis del Covid-19 en el G20", Climate Transparency.

- CNCPS (2017). "Informe Voluntario Nacional Argentina 2020, Foro Político de Alto Nivel Sobre el Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas", Consejo Nacional de Coordinación de Políticas Sociales.CNCPS (2020). "Segundo Informe Voluntario Nacional Argentina 2020, Foro Político de Alto Nivel Sobre el Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas", Consejo Nacional de Coordinación de Políticas Sociales.
- Electrobras (2019). "Plano Anual do PROINFA PAP: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica 2020", Electrobras.
- FAO (2019). "Guía Teórico-Práctica sobre el Biogás y los Biodigestores". Colección Documentos Técnicos N° 12, Food and Agriculture Organization.
- FAO (2020). "Valorización de externalidades de proyectos con biomasa seca y biogás. Colección Documentos Técnicos N° 12, Food and Agriculture Organization (FAO).
- Fernández (2015). Fernández, Ramiro. "Escenarios Energéticos Argentina 2015–2035: Resumen y Conclusiones para un Futuro Energético Sustentable", Fundación AVINA Argentina.
- Goldman Sachs (2020). "Carbonomics: The Green Engine of Economic Recovery", Equity Research, June 16, 2020, Goldman Sachs Group.
- Hagemann et al. (2019). Markus Hagemann, Frauke Roeser, Marie Jeanne Kurdziel, Gustavo De Vivero, Harry Fearnough, Tessa Schiefer, Julie Emmrich. "A Roadmap for the Power Supply Sector in Argentina: Implications of Ambitious Climate Action for Policy and Investment", Ambition to Action.
- IEA & IRENA (2017). "Perspectives for the Energy Transition 2017. Investment Needs for a Low Carbon Energy System", International Energy Agency & International Renewable Energy Agency.
- IEA & NEA (2020). "Projected Costs of Generating Electricity", International Energy Agency & Nuclear Energy Agency/Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD).
- IEA (2019). "World Energy Outlook 2019", International Energy Agency.
- IEA (2021), "Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector", International Energy Agency.
- IPCC SR 1.5 (2018). "Special Report 1.5°", Intergovernmental Panel on Climate Change.
- IRENA (2020). "Global Renewables Outlook", International Renewable Energy Agency.
- IRENA (2020). "Renewable Power Generation Costs in 2019", International Renewable Energy Agency.
- IRENA (2020b). "Renewable Energy and Jobs - Annual Review 2020". International Renewable Energy Agency.
- IRENA (2021), "World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway", International Renewable Agency.
- Joskow (2010). Paul L. Joskow. "Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies". Center for Energy and Environmental Policy Research.
- Kulfas, (2018) Kulfas, Matías. "Banca de desarrollo e inclusión financiera de las pequeñas y medianas empresas. Un estudio a partir de los casos de la Argentina, Colombia, Costa Rica y el Perú", Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- MADS (2020). "Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional", Gabinete Nacional de Cambio Climático.
- Margulis et al. (2019). Revista Proyecto Energético, Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi", Diego Margulis, Florencia Balestro, Evelin Goldstein.
- Nascimento et al. (2020). Leonardo Nascimento, Marie-Jeanne Kurdziel, Hanna Fekete, Markus Hagemann, Gustavo de Vivero. "Decreasing costs of renewables: Implications for Argentina's climate targets", NewClimate Institute.
- NGFS (2020). "Climate Scenarios for Central Banks and Supervisors", Network for Greening the Financial System.
- Nordhaus (2017). William D. Nordhaus. "Revisiting the Social Cost of Carbon", Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America"

- OECD/IEA & IRENA (2017). International Energy Agency & Nuclear Energy Agency/Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD) & International Renewable Energy Agency.
- OIT (2019). "Estimación del Empleo Verde en la Argentina Producción de Energía y Combustibles", Organización Internacional del Trabajo.
- RE100 (2020). "Annual Progress and Insights Report", Renewable Energy 100.
- Rocsstrom (2015). Rockström, Johan. "Bounding the Planetary Future: Why We Need a Great Transition", Great Transition Initiative (April 2015).
- Saget et al. (2020). Saget, Catherine, Vogt-Schilb, Adrien and Luu, Trang (2020). "Jobs in a Net-Zero Emissions Future in Latin America and the Caribbean", Inter-American Development Bank e International Labour Organization.
- SAyDS (2015). "Tercera Comunicación Nacional sobre Cambio Climático", Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sostenible.
- SAyDS (2019). "Informe de Actualización Bianual de Gases de Efecto Invernadero", Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sostenible.
- SENER (2019). "Escenarios Energéticos 2030. Documento de síntesis", Subsecretaría de Planeamiento Energético, Secretaría de Gobierno de Energía.
- SENER (2021). "Generación Distribuida en Argentina: Evolución de Trámites Conexión de Usuario-Generador" (Junio 2021), Secretaría de Energía de la Nación.
- Sklar-Chik et al. (2016). Sklar-Chik, M.D., A.C. Brent and I.H. de Kock. "Critical Review of the Levelised Cost of Energy Metric, South African Journal of Industrial Engineering.
- SSER (2018). "Generación de Empleo en Energías Renovables", Subsecretaría de Energías Renovables.
- Stacy & Taylor (2015). Stacy, Thomas F.; Taylor, George S. "The Levelized Cost of Electricity from Existing Generation Resources", Institute for Energy Research (IER).
- Timilsina (2020). Timilsina, Govinda R. "Demystifying the Costs of Electricity Generation Technologies", Development Research Group, World Bank.
- Timilsina et al. (2012). Timilsina, G.R., L. Kurdgelashvili y P. A. Narbel (2012). "Solar energy: Markets, economics and policies", Renewable and Sustainable Energy Reviews.
- UBA & SENER (2020). "Índice Provincial de Atractivo Renovable - Edición 3". Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Buenos Aires y Secretaría de Energía, Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación.
- UNDP (2019). "Peoples' Climate Vote", United Nations Development Programme.
- UNEP (2020). "Global Trends in Renewable Energy Investment 2020". Frankfurt School-United Nations Environment Programme Centre y Bloomberg New Energy Finance.
- WEC (2020). "World Energy Trilemma Index 2020", World Energy Council & Oliver Wyman.
- WEF (2021). "The Global Risks Report 2021, 16th Edition", World Economic Forum.
- WISDOM (2009). "Woodfuels Integrated Supply/Demand Overview Mapping", Food and Agriculture Organization (FAO) & Instituto de Ecología de la UNAM.
- Zhou & Trieu (2021). Zhou, Ella, and Trieu Mai, "Electrification Futures Study: Operational Analysis of U.S. Power Systems with Increased Electrification and Demand-Side Flexibility", National Renewable Energy Laboratory (NREL).



Acercas de

Acercas de KPMG

KPMG es una organización global de firmas de servicios profesionales independientes que brindan servicios de auditoría, impuestos y asesoría. Operamos en 146 países y jurisdicciones y contamos con 227.000 personas trabajando en firmas miembro en todo el mundo. Cada firma de KPMG es una entidad legalmente distinta y separada y se describe a sí misma como tal. KPMG International Limited es una entidad privada inglesa limitada por garantía.

En Argentina, somos un equipo multidisciplinario integrado por más de 1.250 profesionales que ofrecemos servicios de asesoría, impuestos y legales y auditoría. Contamos con oficinas en la Ciudad de Buenos Aires, Córdoba y Rosario, y representaciones comerciales en Mendoza y Tucumán que nos permiten consolidar nuestra posición en el mercado y fortalecer la presencia en los centros estratégicos del país.

Acercas de CADER

La Cámara Argentina de Energías Renovables es la asociación empresaria más representativa del sector renovable en Argentina. Tiene el objetivo de fomentar el desarrollo sostenible del mercado de energía a partir de fuentes renovables, incluyendo biomasa, biogás, energía eólica, energía solar FV, solar térmica, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, geotérmica, mareomotriz y undimotriz, entre otras tecnologías. Fue constituida hace más de 13 años, cuenta con 11 comités de trabajo - tanto por tecnología como de temas transversales -, una gran diversidad de socios que involucran a toda la cadena de valor industrial de las diferentes tecnologías y tipos de proyectos. CADER promueve el diálogo para el desarrollo actual y futuro de emprendimientos energéticos, y actúa como órgano de coordinación e interacción entre una amplia gama de actores.



Contactos

Diego Calvetti

Socio Líder de Energía y Recursos Naturales de KPMG en Argentina
rcalvetti@kpmg.com.ar

Juan Manuel Alfonsín

Director Ejecutivo de la Cámara Argentina de Energías Renovables
jmalfonsin@cader.org.ar

Ramiro Isaac

Director de Finanzas Corporativas de KPMG en Argentina
jisaac@kpmg.com.ar

María Florencia Castagnini

Coordinadora de la Cámara Argentina de Energías Renovables
mf.castagnani@cader.org.ar

Hernán Mandará,

Socio de Impuestos de KPMG en Argentina
hmandara@kpmg.com.ar

Eduardo Redes

Socio Líder de Inversiones en Infraestructura y del Comité de Renovables de KPMG en Brasil y Latinoamérica
eduardoredes@kpmg.com.br

Rodolfo Echeverría

Director de Infraestructura y Gobierno de KPMG en Chile
rodolfoecheverria@kpmg.com

kpmg.com.ar



La información contenida en este documento es de carácter general y no pretende abordar las circunstancias de ningún individuo o entidad en particular. Aunque nos esforzamos por proporcionar información precisa y oportuna, no podemos garantizar que dicha información sea exacta a partir de la fecha en que se reciba o que seguirá siéndolo en el futuro. Nadie debe actuar sobre dicha información sin el asesoramiento profesional adecuado después de un examen exhaustivo de la situación particular.

© 2021 KPMG, una sociedad argentina y Firma miembro de la red de firmas miembro independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Limited, una entidad privada inglesa limitada por garantía que no presta servicios a clientes. Derechos reservados.