

Universidad Católica Argentina
Facultad de Ingeniería y Ciencias Agrarias



Trabajo Final de Ingeniería

Análisis de las principales barreras para la evolución de la Energía Sustentable en la Argentina y propuestas para el desarrollo

Tutor:

Padilla, Diego

Integrantes:

Andersson, Mariano 151622289

Arce, Luis 151621866

Bosch, Alejandro 151520705

Peirano, Matías 151621712

Año: 2021

Índice:

Introducción:	4
Resumen	6
CAPÍTULO 1: Contexto de las energías en la Argentina	8
1. Contexto actual de la energía en la Argentina	8
1.1. Marco legal	8
Acuerdos internacionales y marco regulatorio de las energías renovables en Argentina	8
Constitución Nacional	8
Ley Nacional N° 25.019 “Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar” (1998)	8
Acuerdo de París (2015)	10
Ley Nacional N° 27.191	10
Ley 27.424 (2018)	14
1.2. Relevamiento actual	16
1.2.1. Matriz energética	16
Evolución de la Matriz Energética	17
Exportaciones e importaciones de Energía	18
Estructura del Mercado Eléctrico	19
Principales plantas de producción energética en el país:	20
1.3. Energías renovables en Argentina	24
1.3.1 Actualidad de las energías renovables en Argentina	24
LEY 27.191:	28
Programa RenovAR	28
MATER: Mercado a término de energías renovables	38
PERMER: Proyectos de energías renovables en mercados rurales (1999)	43
1.3.2. Generación distribuida de energías renovables	46
ENERGÍA EÓLICA	46
BIOMASA Y BIOGÁS	51
ENERGÍA SOLAR	55
PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS	60
CAPÍTULO 2: Barreras para el desarrollo, alternativas y soluciones	65
2.1. Introducción a las barreras	65
2.1.1 Capacidad de la red eléctrica	65
2.1.2. Situación macroeconómica	68
2.1.3. PROYECTOS PARALIZADOS: Programa RenovAr y MATER	70

2.2. Alternativas para el desarrollo	75
2.2.1. Introducción de Soluciones y Alternativas	75
2.2.2 Curtailment	78
2.2.3. Almacenamiento de energía	80
2.2.4. Ampliación de la red	81
2.2.5. Interconexiones	82
	85
2.2.6. Generación distribuida	85
2.2.7. Mini redes	87
2.2.8. Movilidad eléctrica	88
	91
Conclusión	92

Introducción:

El mundo y las prioridades de sus habitantes han cambiado en las últimas décadas de la historia. El crecimiento demográfico acelerado, el progreso tecnológico e industrial y el consumo, entre otras cosas, han hecho que la producción de bienes y servicios aumente a niveles extraordinarios. Esto conlleva a un incremento en los desechos y genera un impacto sobre el planeta que despierta las alarmas de los gobiernos y las sociedades.

Podría decirse que, desde la Revolución Industrial hasta fines del siglo XX, la sociedad se ha preocupado por progresar y desarrollar sus capacidades sin importar el impacto que esto pueda tener sobre el mundo que la rodea, con la maximización de los beneficios como única variable de importancia. En concordancia, el consumo energético, utilizando combustibles de cualquier tipo de producción, creció en la misma medida que lo hizo la industria y la población.

Sin embargo, a fines del siglo XX y principios del siglo XXI hubo un cambio de paradigma a nivel mundial en el que se empezó a tomar conciencia sobre el impacto que la sociedad tiene sobre el medio ambiente. Los estados, las empresas e incluso los individuos comenzaron a ver la importancia de un uso responsable de los recursos, y también la importancia de mitigar el impacto que su uso tiene sobre la naturaleza. Es por esto que en las agendas y planificaciones de la mayoría de las organizaciones la energía generada a partir de combustibles fósiles dejó de ser un acto completamente inocente y la importancia del desarrollo de energías renovables creció hasta el punto de ser uno de los principales compromisos, al menos en los países más desarrollados.

El compromiso con el medioambiente y el camino hacia la descarbonización de la energía ha pasado a ser uno de los principales temas en tratados internacionales, como es el caso del Tratado de París en 2015. Además, existen casos ejemplares como Alemania, Australia y Noruega, por mencionar algunos, en los que el desarrollo de energías renovables ha transformado en gran medida su matriz energética, con proyecciones de generación 100% limpia en un futuro no tan lejano.

A partir de este contexto internacional, este informe se concentra en describir el estado actual de la República Argentina con respecto al desarrollo del sector energético renovable. Hace algunos años que ya existe un marco regulatorio que acompaña y busca fomentar la generación de energía limpia en el país, en el que se plantea el claro objetivo de alcanzar el 20% de abastecimiento de la demanda eléctrica a partir de fuentes renovables para 2025 (Ley 27.191). Adicionalmente, desde el 2016 en adelante, se han desarrollado programas como el RenovAr y el MATER que han potenciado notablemente al sector, llevando al desarrollo de generación de energía renovable desde casi la inexistencia a una considerable participación en la matriz energética.

Muchos proyectos se han concretado y muchos actores han tomado relevancia

en la industria. Sin embargo, Argentina pareciera haber llegado a una situación en la que el desarrollo de EERR se encuentra profundamente desacelerado en comparación a los últimos años, y esto se debe a numerosas barreras presentes en el sector.

A pesar de esto, existen alternativas y posibles soluciones que se le presentan a los interesados en el desarrollo de proyectos de energías limpias. Hay diversos caminos para sortear las trabas presentes que requieren la adopción de mejores prácticas de países referentes, la innovación tecnológica y la adopción de tecnologías ya desarrolladas, el fomento por parte del estado y el diseño de mejores modelos de gestión, entre muchas otras cosas.

Por ende, el objetivo de este informe será describir la situación actual del sector energético renovable en la Argentina, entender las distintas barreras y trabas que obstaculizan su desarrollo, y analizar distintas soluciones existentes para poder alcanzar los objetivos planteados en la Ley 27.191 y lograr un crecimiento constante y sustentable en las próximas décadas.

Resumen

Hasta 2016, las fuentes de Energía Renovable representaban un peso prácticamente imperceptible en la Matriz Energética Argentina. Fue en ese momento cuando se planteó un proyecto a largo plazo que busque cambiar esa realidad para que empiece a tomar relevancia un sector que en el mundo ya tenía años de desarrollo. Ese impulso tuvo como principal resultado un crecimiento muy acelerado los primeros 3 años, llegando a generar el 8% de la energía que consumimos los argentinos, pero lamentablemente no se pudo aprovechar esa inercia ya que desde 2019 prácticamente no se han iniciado nuevos proyectos.

Nuestro principal objetivo es entender el porqué de este parate y cómo hacer para revertirlo, para lo cual primero es fundamental conocer al detalle la conformación de nuestro sistema eléctrico analizando todas las fuentes y su evolución. Además, analizaremos cuáles son las regulaciones o leyes que impulsan el desarrollo de las EERR y qué condiciones macroeconómicas se deben garantizar para atraer a los inversores.

De ese primer estudio, detectamos que el problema técnico más importante es que la capacidad de transporte de las líneas de Alta Tensión se encuentra saturada, lo cual impide que se sigan conectando nuevos parques eólicos o solares. Esos recursos tan valiosos se encuentran muy alejados de los centros de consumo, con lo cual deben pensarse soluciones que permitan aprovecharlos eficientemente. Las mini redes, el hidrógeno verde o el almacenamiento a gran escala son algunas de las alternativas que desarrollaremos a continuación.

Uno de los principales elementos que analiza un inversionista a la hora de construir una central renovable es cuánta energía va a poder despachar al sistema. Al estar ya reservada la prioridad de despacho y saturadas las líneas pareciera que no hay más espacio para nuevas plantas, pero creemos que en nuestro país puede aprovecharse el Curtailment para aumentar la proporción de renovables en el corto plazo. Al ser fuentes variables, una central eólica de 50 MW conectada a una línea de la misma capacidad no tiene garantizado que entregará esa cantidad de energía durante todo el día, con lo cual hay una capacidad de transporte remanente que puede ser aprovechada. Ésta por supuesto es una solución a corto plazo, que puede aprovechar esa ventaja de la intermitencia para explotar al máximo las líneas de transmisión o incluso trabajar con soluciones de almacenamiento o Power-to-X en los momentos que no pueden acoplarse a la red.

Parte de los esfuerzos estatales para incrementar la cuota renovable en el sistema estuvieron dirigidos a fomentar la Generación Distribuida. Estas minicentrales instaladas por los usuarios finales tienen un gran potencial de crecimiento, y generan efectos muy positivos ya que descentralizan la generación de energía acercándose al punto de consumo y alivian la congestión en horarios pico. Para que este sector pueda crecer de manera sostenible es importante que los incentivos estén bien colocados y no generen un conflicto entre usuarios y distribuidores. A su vez, estos últimos deben convertirse en actores activos y comenzar a operar las fuentes distribuidas.

Todas estas soluciones y otras que mencionaremos en el trabajo deben estar acompañadas de un marco regulatorio y económico que vuelva atractivos estos proyectos en Argentina. Parte del éxito de las primeras rondas del Renovar se debe a las garantías que había sobre los contratos y una cierta estabilidad económica. El crecimiento de las Energías Renovables en nuestro país es algo esperado por todos, con lo cual deben sentarse juntos todos los actores que intervienen en el mercado para definir un camino sostenible a largo plazo, y que llegar a abastecer el 20% de la Matriz Energética sea un objetivo común.

CAPÍTULO 1: Contexto de las energías en la Argentina

1. Contexto actual de la energía en la Argentina

1.1. Marco legal

Acuerdos internacionales y marco regulatorio de las energías renovables en Argentina

Constitución Nacional

Para comenzar a desarrollar el marco político y regulatorio que concierne al desarrollo de las energías renovables en la Argentina, cabe destacar que existen pasajes de la Constitución Nacional relacionados estrechamente con el tema, sentando una base que da lugar al desarrollo de diversas leyes que promuevan el crecimiento del sector energético sustentable. Algunos ejemplos son:

- Artículo 41: Todos los habitantes gozan del derecho a un ambiente sano, equilibrado, apto para el desarrollo humano y para que las actividades productivas satisfagan las necesidades presentes sin comprometer las de las generaciones futuras; y tienen el deber de preservarlo... Las autoridades proveerán a la protección de este derecho, a la utilización racional de los recursos naturales...

En este caso es claro el apoyo de la generación de energía a partir de fuentes renovables por sobre el uso de combustibles fósiles y otros recursos nocivos para el medio ambiente, con el fin de preservar el mismo para las generaciones futuras.

- Artículo 75: El Congreso debe establecer regímenes que tiendan al desarrollo armónico de todas las provincias argentinas.

El desarrollo de energías provenientes de fuentes renovables democratiza la generación energética a nivel provincial, ya que los recursos renovables están más distribuidos a lo largo del territorio argentino que aquellos no renovables, que se encuentran más concentrados.

Ley Nacional N° 25.019 “Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar” (1998)

La Ley Nacional N° 25.019 declara de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional. Asimismo, establece la promoción de la investigación y el uso de energías no convencionales o

renovables y la remuneración por KWh producido. Otro aporte de la Ley es la exención impositiva de los sistemas eólicos y solares.

El motivo de la sanción de la Ley fue elaborar políticas nacionales de incentivo a la generación de energías renovables y no contaminantes, a fin de preservar el ecosistema de toda contaminación y al mismo tiempo facilitar el desarrollo de procesos productivos con la consecuente generación de empleos para la población.

Se subraya que no es necesario sólo la vigencia de una ley sino también que se diseñen y se realicen políticas de investigación y promoción de la generación de energías renovables o no convencionales.

A continuación, se detallan los principales artículos de la Ley:

- Artículo 1º: Declárese de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional.
- Artículo 2º: La generación de energía eléctrica de origen eólico y solar podrá ser realizada por personas físicas o jurídicas con domicilio en el país, constituidas por el acuerdo vigente.
- Artículo 3º: Las inversiones de capital destinadas a la instalación de centrales y/o equipos eólicos o solares podrán diferir el pago de las sumas que deben abonar en concepto de impuesto al valor agregado por el término de quince (15) años a partir de promulgada esta ley. Los diferimientos adecuados se pagarán posteriormente en quince (15) anualidades a partir del vencimiento del último diferimiento.

Ley Nacional N° 26.190

“Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica” (2006)

Con el objetivo de ampliar el alcance de la Ley 25.019 se redactó en el año 2006 la Ley 26.190, que por primera vez incluye un objetivo a alcanzar en cuanto a la producción de energías renovables, y amplía la definición de las mismas, incluyendo ahora más fuentes de energía (no sólo solar y eólica).

Sin embargo, en esta nueva ley hay un retroceso en los beneficios fiscales otorgados por la primera ley para los inversores.

- Artículo 2º: Se establece como objetivo del presente régimen lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el ocho por ciento (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de diez (10) años a partir de la puesta en vigencia del presente régimen.
- Artículo 4: A efectos de la presente norma se aplicarán las siguientes definiciones:
 - Fuentes de Energía Renovables: son las fuentes de energía renovables no fósiles: energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de planta de depuración y biogás, con excepción de los usos previstos por la Ley 26.093.

- El límite de potencia establecido por la presente ley para los proyectos de centrales hidroeléctricas será de hasta treinta megavatios (30MW).
- Artículo 9: Los beneficiarios mencionados en el artículo 8 que se dediquen a la realización de emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en los términos de la presente ley y que cumplan las condiciones establecidas en la misma, gozarán a partir de la aprobación del proyecto respectivo y durante la vigencia establecida en el artículo 7°, desde los siguientes beneficios promocionales:
 - En lo referente al Impuesto al Valor Agregado y al Impuesto a las Ganancias, será de aplicación el tratamiento dispensado por la Ley 25.924 y sus normas reglamentarias, a la adquisición de bienes de capital y/o la realización de obras que se correspondan con los objetivos del presente régimen.
 - Los bienes afectados por las actividades promovidas por la presente ley, no integrarán la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta establecido por la Ley 25.063, o el que en el futuro lo complemente, modifique o sustituya, hasta el tercer ejercicio cerrado, inclusive, con posterioridad a la fecha de puesta en marcha del proyecto respectivo.

Acuerdo de París (2015)

El 12 de diciembre de 2015 en la convención de las Naciones Unidas se logró un acuerdo con el fin de lograr a largo plazo un desarrollo sustentable mediante el combate del cambio climático y la reducción de emisiones de carbono. El principal objetivo es mantener el aumento de la temperatura mundial en menos de 2 grados en comparación a los niveles preindustriales, y un esfuerzo por mantenerlo por debajo de los 1,5 grados.

Este tratado impulsa la generación y el consumo de energías renovables, incluso luego de la publicación de este tratado, las empresas basadas en renovables subieron su valor en la bolsa.

Por otro lado, los países tuvieron que acomodar sus actuales leyes y proyectos para cumplir con los objetivos internacionales pactados en París. En el caso particular de Argentina, el tratado representó una obligación para continuar con el avance de las medidas de acción frente al cambio climático y el desarrollo sostenible, por lo que se modifica la Ley 26190 para conformar la 27191.

Ley Nacional N° 27.191

“Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica.” (2016)

Como su nombre lo indica, el objetivo de esta ley es el fomento del uso de fuentes renovables para la producción de energía eléctrica. Es una modificación a la Ley 26.190, mencionada anteriormente. Abarca la cuestión desde distintos ángulos, estableciendo objetivos para alcanzar una matriz energética más sustentable en el mediano plazo. Se divide el alcance de la misma en períodos, con el fin de hacer un crecimiento del sector renovable de un modo progresivo y alcanzable.

En términos de objetivos, en una primera instancia la ley establece que:

- CAPÍTULO I - Artículo 2°: Se establece como objetivo del presente régimen lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el ocho por ciento (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2017.

En segunda instancia, se indica:

- CAPÍTULO II - Artículo 5°: Se establece como objetivo de la Segunda Etapa del “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica” instituido por la ley 26.190, con las modificaciones introducidas por la presente ley, lograr una contribución de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el veinte por ciento (20%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2025.

Posteriormente, la Ley, apuntando a la responsabilidad individual de los ciudadanos argentinos, postula:

- CAPÍTULO IV - Artículo 8°: establécese que todos los usuarios de energía eléctrica de la República Argentina deberán contribuir con el cumplimiento de los objetivos fijados en la ley 26.190, modificada por la presente, y en el Capítulo II de esta ley, del modo dispuesto en este Capítulo.

A tales efectos, cada sujeto obligado deberá alcanzar la incorporación mínima del ocho por ciento (8%) del total del consumo propio de energía eléctrica, con energía proveniente de las fuentes renovables, al 31 de diciembre de 2017, y del veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre de 2025. El cumplimiento de estas obligaciones deberá hacerse en forma gradual, de acuerdo con el siguiente cronograma:

1. Al 31 de diciembre de 2017, deberán alcanzar como mínimo el ocho por ciento (8%) del total del consumo propio de energía eléctrica.
2. Al 31 de diciembre de 2019, deberán alcanzar como mínimo el doce por ciento (12%) del total del consumo propio de energía eléctrica.

3. Al 31 de diciembre de 2021, deberán alcanzar como mínimo el dieciséis por ciento (16%) del total del consumo propio de energía eléctrica.

4. Al 31 de diciembre de 2023, deberán alcanzar como mínimo el dieciocho por ciento (18%) del total del consumo propio de energía eléctrica.

5. Al 31 de diciembre de 2025, deberán alcanzar como mínimo el veinte por ciento (20%) del total del consumo propio de energía eléctrica.

El consumo mínimo fijado para la fecha de corte de cada período no podrá ser disminuido en el período siguiente.

Este artículo obliga a todos los usuarios, los clientes de las distribuidoras inclusive, a cumplir con estos requerimientos. Por otra parte, a los grandes usuarios (aquellos con demandas de potencia iguales o mayores a 300 kW), se les exige lo siguiente:

- CAPÍTULO IV - Artículo 9°: “Los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 kW) deberán cumplir efectiva e individualmente con los objetivos indicados en el artículo precedente. A tales efectos, podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de diferentes fuentes renovables de generación a fin de cumplir con lo prescripto en este artículo. La compra podrá efectuarse al propio generador, a través de una distribuidora que la adquiera en su nombre a un generador, de un comercializador o comprarla directamente a CAMMESA bajo las estipulaciones que, para ello, establezca la Autoridad de Aplicación.”

Para aquellos usuarios con demandas de potencia menores a 300 kW, la Ley establece:

- CAPÍTULO IV - Artículo 12°: “A los efectos del cumplimiento de los objetivos fijados en el artículo 8° por parte de toda la demanda de potencia menor a trescientos kilovatios (300 kW), la Autoridad de Aplicación dispondrá las medidas que sean conducentes para la incorporación al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), de nuevas ofertas de energía eléctrica de fuentes renovables que permitan alcanzar los porcentajes y los plazos establecidos en el citado artículo.”.

Lo establecido en el último artículo, derivó a lo que es conocido como “compra conjunta”: CAMMESA es responsable de nuclear la compra de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables de todos los usuarios con una demanda menor a

300 kW. Por medio de contratos con empresas generadoras privadas, la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista se encarga de diversificar la matriz energética con el fin de alcanzar los objetivos estipulados por la Ley. Para llevar a cabo esto, en la Resolución 71 se lanzó el programa RenovAr, en la que se adjudican contratos mediante procesos licitatorios, con CAMMESA como comprador de la energía. Se realizan por medio de procedimientos públicos, competitivos y expeditivos, en el que se prioriza la diversidad de las fuentes renovables, los bajos plazos de aplicación y los menores precios. En la licitación se convocan oferentes que compiten por la adjudicación del contrato de compraventa de energía o PPA (Power Purchase Agreement). Al ganar esta licitación por medio de RenovAr, los proyectos cuentan con los beneficios fiscales definidos en la Ley 27.191, planes de financiamiento y garantías de compraventa de energía a 20 años respaldadas por el FODER, descrito en el artículo 7 como: “Fondo Fiduciario Público denominado “Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables” en adelante, “FODER” o el “Fondo” el que se conformará como un fideicomiso de administración y financiero, que regirá en todo el territorio de la República Argentina con los alcances y limitaciones establecidos en la presente ley y las normas reglamentarias que en su consecuencia dicte el Poder Ejecutivo.”, seguido por el estado, y en última instancia por el Banco Mundial.

Algunos de los Grandes Usuarios también son incluidos en la compra conjunta, debiendo pagar los costos de comercialización y administración de CAMMESA, y con la posibilidad de retirarse del pool de compra cuando lo deseen, ejerciendo lo que se denomina la opción opt-out. Aquellos que decidan hacer uso de dicha opción, deberán inscribirse como agentes del MEM e informar qué porcentaje de su demanda cubrirán con energías renovables. Tienen la posibilidad de autogenerar la energía necesaria, o establecer un contrato entre privados, de negociación libre, con alguna empresa generadora, comercializadora o distribuidora. Todo esto fue establecido por el MATER, Mercado a Término de Energías Renovables, en la Resolución 281.

Otro de los aspectos que abarca la Ley, es la definición de las fuentes de energía que son consideradas renovables:

- **CAPÍTULO I - Artículo 2° a):** “Fuentes Renovables de Energía: Son las fuentes renovables de energía no fósiles idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo: energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles, con excepción de los usos previstos en la ley 26.093.

Cabe destacar que se estableció un límite de potencia de 50 MW a las centrales de generación de energía hidroeléctrica para ser consideradas renovables, debido a que instalaciones de este tipo de una potencia mayor alteran negativamente el ecosistema que intervienen:

- CAPÍTULO I - Artículo 2° b): “El límite de potencia establecido por la presente ley para los proyectos de centrales hidroeléctricas, será de hasta cincuenta megavatios (50 MW)”

Ley 27.424 (2018)

Ley de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública

Con el fin de impulsar la producción y el consumo de energías renovables en el país, se sanciona la Ley 27.424. La misma desarrolla el marco que regula la actividad de generación distribuida de energía renovable a nivel federal, con un objetivo de 1000MW en 12 años. La actividad consiste en la generación para autoconsumo de estas energías y con una eventual inyección en la red de producción que excede al consumo domiciliario.

La generación distribuida es cualquier tipo de generación de energía a pequeña escala, que se conecta a la red de distribución de baja tensión y proviene de motores, turbinas chicas o energía solar. La misma se puede conectar directamente al consumidor o a la red. Este sistema tiene muchas ventajas para el consumo nacional e individual, ya que la energía proviene de fuentes renovables que son amigables con el medio ambiente e infinitas. Además, al aumentar la producción nacional se disminuye la dependencia energética del país con el exterior, y entre otras cosas evita costos de transmisión y distribución de la energía, sin embargo todavía se necesita más avances tecnológicos para eficientizar la inyección de estas energías en la red y lograr una distribución correcta. Por otro lado, con la disminución de los costos de la energía renovable y el aumento constante de las tarifas, es una gran forma de económicamente aumentar la producción y el consumo de energías renovables en el país.

Algunos puntos importantes de la Ley son:

- Esquema de facturación: Net billing, en donde el precio de venta de energía del usuario a la red es el mismo que el que paga la distribuidora en el Mercado Eléctrico (mucho menor al que el usuario compra a la distribuidora).
- Autoridades y permisos: la autoridad es la Secretaria de Gobierno de Energía, y para poder conectarse a la red, el usuario debe emitir un certificado de “Usuario-Generador”.
- Incentivos financieros: fideicomisos con el objetivo de brindar préstamos, cuotas, garantías u otro tipo de incentivo a los usuarios para que implementen sistemas de generación distribuida.
- Ley nacional de adhesión: todas las jurisdicciones deberán adherir completamente a la Ley.

- Actores principales de la Generación Distribuida: Distribuidor, es el proveedor de energía y de la red y comprador para el sobrante del usuario. Usuario, cliente del distribuidor, aprobado mediante certificado. Por último, está dirigido por el ente regulador (controla tarifas y seguimiento de las leyes) y la Secretaría de Gobierno de Energía (controla calidad, impone objetivos nacionales, determina las normativas técnicas) designado en el Artículo 986/2018 y la Subsecretaría de Energías Renovables por el Artículo 2 y 3.

Es importante llevar un claro registro de la evolución de la ley, para saber si se han logrado los objetivos y como. Los siguientes decretos registran a los usuarios certificados, para lograr un historial y un seguimiento de los participantes de la ley, y también sus cantidades inyectadas.

Decreto 314/2018: Registro Nacional de Usuarios-Generadores.

- ARTÍCULO 4º: Registro Nacional de Usuarios-Generadores de Energías Renovables (RENUGER): Se registran todos los proyectos de generación distribuida de fuentes renovables que hayan obtenido el correspondiente Certificado de Usuario-Generador, con fines informativos para asistir al seguimiento del cumplimiento de los objetivos del Régimen.

Resolución 314/2018: Declaración de inyecciones a CMMESA

- ARTÍCULO 5º: Agentes Distribuidores del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), deberán declarar mensualmente ante el ORGANISMO ENCARGADO DE DESPACHO (OED), los valores correspondientes a la energía eléctrica inyectada por los Usuarios-Generadores a la red de distribución producto de los excedentes de energía generados por fuentes renovables.

Todo individuo tiene derecho a participar en la ley de generación distribuida, hasta una potencia equivalente a la que éste tiene contratada con el distribuidor para su demanda, si se tiene una capacidad mayor se necesitará un certificado especial. Según la Resolución 314/2018, se consideran los siguientes tipos de usuarios-generadores:

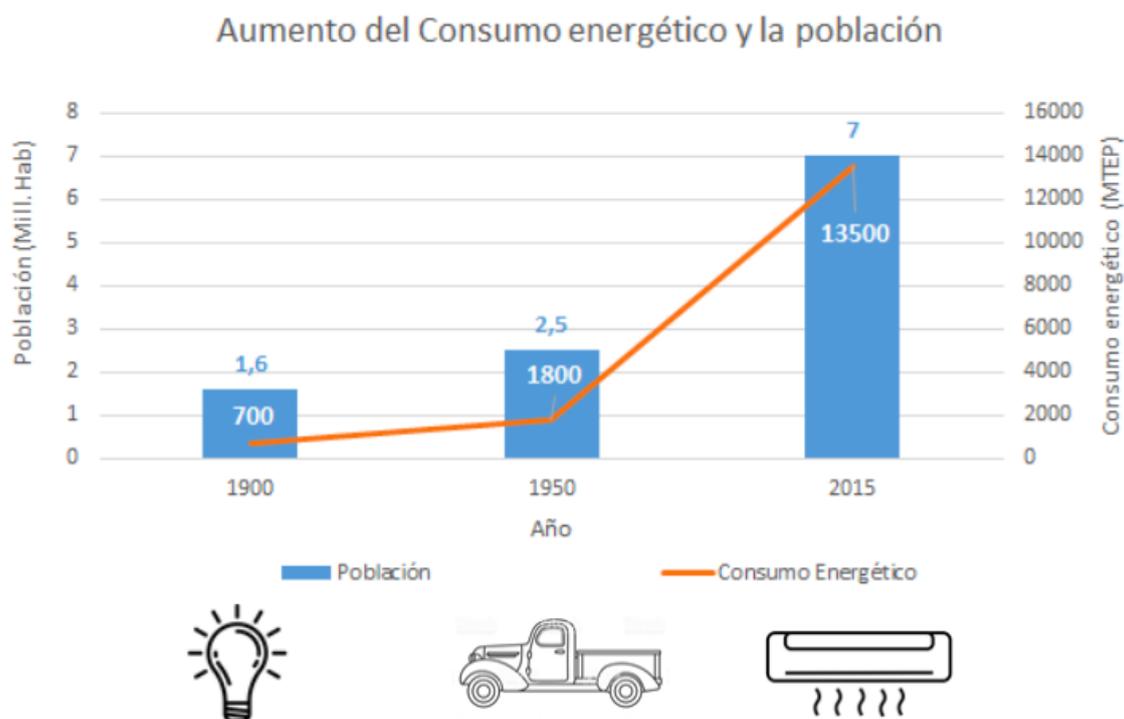
- Usuario-Generador Pequeño (UGpe): potencia menor o igual a 3 kW.
- Usuario-Generador Mediano (UGme): potencia mayor a 3 kW y menor o igual a 300 kW.
- Usuario-Generador Mayor (UGma): potencia mayor a 300 kW y menor o igual a 2 MW.

1.2. Relevamiento actual

1.2.1. Matriz energética

La matriz energética de un país es la combinación de fuentes de energía primaria, en porcentaje, que se utilizan en un país para la generación de energía eléctrica. Es uno de los principales indicadores que explican la situación energética de una nación. Con la aparición y fomento de energías renovables en las últimas décadas, los distintos países del mundo (los más desarrollados, principalmente) están experimentando una transición energética, en la que la reducción del uso de combustibles fósiles da lugar al desarrollo de parques eólicos y solares, plantas de biogás, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, entre otros, en búsqueda de una matriz más ecológica. Se intenta alcanzar una matriz descarbonizada, reducida en emisiones de Gases de Efecto Invernadero, y para ello es necesario la diversificación: incorporar y desarrollar las distintas fuentes renovables de manera variada, con el fin de amortiguar las irregularidades en la generación que pueden sufrir estas tecnologías.

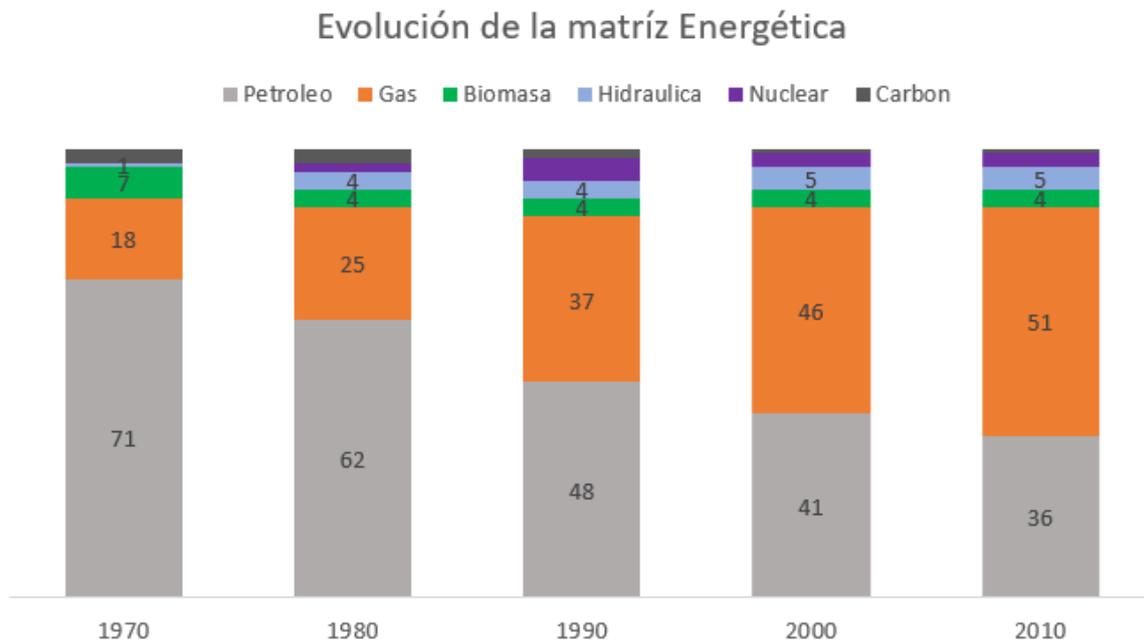
Además, el crecimiento demográfico sumado al progreso de la tecnología y la industria lleva a un incremento incesante en el consumo de electricidad, a excepción del año 2020 en el que la pandemia contrajo la demanda de la misma. Es por esto que los países siguen invirtiendo en aumentar su capacidad instalada año a año.



Fuente: Fundación Energizar, noviembre 2019

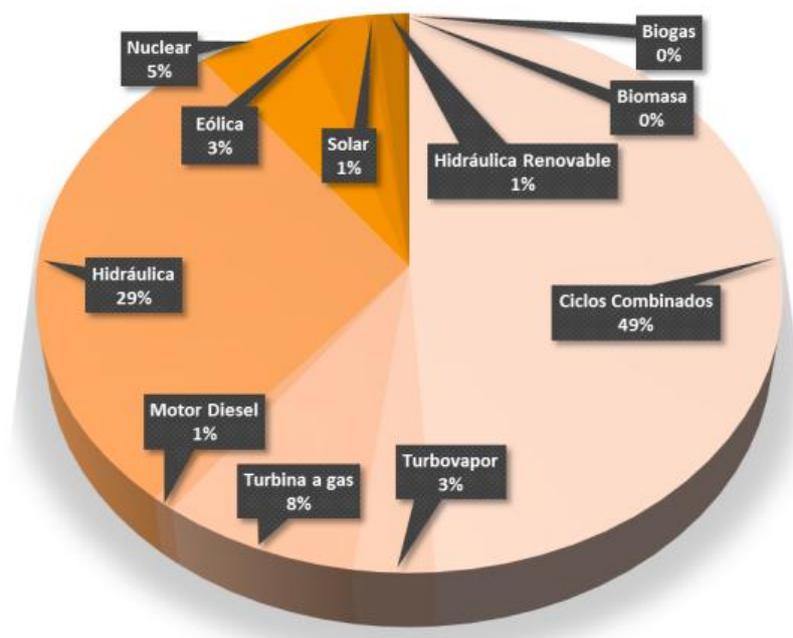
Evolución de la Matriz Energética

La evolución de la matriz energética marca el rumbo del país en cuanto a las fuentes de energía a las cuales está migrando. Matrices energéticas argentinas de las últimas décadas:



Fuente: Energías de mi País, Febrero 2021 [Los hidrocarburos son nuestra principal fuente de energía - Energías de mi País \(educ.ar\)](https://www.energiasdemipais.com.ar/los-hidrocarburos-son-nuestra-principal-fuente-de-energia/)

A continuación se muestra la matriz energética en noviembre del 2020:



Fuente: Energías de mi País, Febrero 2021 [Los hidrocarburos son nuestra principal fuente de energía - Energías de mi País \(educ.ar\)](#)

Se desprende del análisis que la principal fuente de energía de nuestro país son los combustibles fósiles, y que los mismos actualmente ocupan la mayor parte de la matriz energética. Sin embargo, se puede ver cómo las energías renovables empiezan a aportar cada vez más a la matriz.

Exportaciones e importaciones de Energía

El consumo de energía está directamente relacionado de forma positiva con el crecimiento económico de un país. Así, la relevancia del consumo de energía en el desempeño económico implica la existencia de impactos directos e indirectos de la falta de abastecimiento sobre el crecimiento.

La falta de abastecimiento energético total impone un límite directo sobre el proceso de acumulación nacional o el crecimiento del producto. En un contexto de economía cerrada, donde sólo existe la alternativa del autoabastecimiento, las restricciones en la oferta interna limitan directamente la capacidad de producción y las distintas actividades económicas. En un contexto de economía abierta, existe una descarga indirecta de las inflexibilidades de la oferta mediante desequilibrios en la balanza comercial con impactos sobre el sistema económico. El incremento en la demanda de importaciones energéticas, con el fin de cubrir la brecha entre el consumo interno y la oferta interna, implica necesariamente incrementos en el requerimiento de divisas.¹

A continuación, se observa la evolución de la balanza energética argentina:



Fuente: Secretaría de Energía, Abril 2021 [Balances Energéticos | Argentina.gov.ar](#)

¹ Secretaría del Gobierno de Energía, Noviembre 2019, http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/sintesis_balance/2019-11-20_SE_Sintesis_balance_de_gestion_energia_2016-2019_dist.pdf

Se puede ver cómo se pasó de exportar energía a importarla en el año 2011, con lo que ello implica. Las razones que llevaron a esto son, entre otras, la intervención del estado en los mercados mayoristas de energía, las tarifas de los servicios públicos atrasadas y congeladas, la baja inversión en el sector y los elevados subsidios energéticos, que llevaron a tener una balanza comercial energética deficitaria y baja calidad en los servicios de transmisión y distribución.

A partir del análisis de las importaciones, exportaciones y composición de la matriz energética de nuestro país, se observa la oportunidad de aumentar la producción de energía para dejar atrás la situación deficitaria, y hacerlo de una manera de aumentar la producción vía energías renovables.

Estructura del Mercado Eléctrico

En una primera instancia, la segmentación del mercado eléctrico es: generación, distribución y transporte. El primero de estos, es un segmento desregulado, mientras que el segundo y el tercero (T&D), sí lo son.

Las principales instituciones que componen el mercado eléctrico mayorista (MEM) son:

- Estado Argentino: Establece la política energética.
- CAMMESA(Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista): Es una empresa de gestión privada encargada del despacho y la administración del MEM. Funciona como intermediaria entre los distintos actores involucrados (agentes del MEM): Estado, Generadoras, Grandes Usuarios, Distribuidoras y Transportistas. Su rol principal es garantizar transparencia en el mercado, operar el SADI, relevar el cumplimiento de los distintos contratos, coordinar el despacho de la energía, regular las transacciones, entre otras cosas.
- ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad): Realizan audiencias públicas para aprobar nuevas instalaciones de transporte, incrementos de precios, resolver controversias entre agentes del MEM y T&D y cuestiones ambientales.

Por otro lado, el esquema de precios está dividido en:

- Precio Spot: es el precio que depende de la oferta y demanda de energía momento a momento. Es el precio al que compran los grandes usuarios y al que se exporta. Se encuentra regulado, mediante un tope establecido por el estado.
- Precio Estacional Estabilizado Trimestralmente (PEST): compuesto por el precio de energía y transporte regulado por el Estado de manera trimestral. Este es el precio al que compran las distintas distribuidoras.

- Mercado a Término: se estableció en la Ley 27.191 permitiendo el libre acuerdo de compraventa de energía entre privados. Los que participan de éste mercado por medio de acuerdos son los generadores de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables y los Grandes Usuarios del MEM (aquellos cuya potencia contratada supera los 300 kW) , quienes están obligados a satisfacer el 20% de su demanda eléctrica mediante energía proveniente de fuentes renovables.

Es importante destacar que la diferencia entre el costo de la energía y los precios estabilizados es compensada mediante subsidios que brinda el estado a través del Fondo de Estabilización.

En la actualidad, la mayor parte de la demanda eléctrica proviene de las distribuidoras, con un 82%, que abastecen hogares, comercios y pequeñas industrias. Los Grandes Usuarios requieren un 18% de la demanda, y de todos estos solo un 3% poseen un contrato a término. Por último, la autogeneración demanda un 0,5% del total aproximadamente.

Principales plantas de producción energética en el país:

Hoy en día las centrales térmicas siguen siendo las protagonistas en la producción energética de Argentina. Uno de los requerimientos geográficos de estas plantas, o por lo menos lo más conveniente, es que se encuentre cerca de una masa grande de agua, ya que los procesos de condensación del vapor se realizan con agua ya sea salada o dulce. Y es por esto que la mayoría de las centrales térmicas del país se encuentran sobre el Río de la Plata, o el Río Paraná. Dentro de este tipo de energía, las principales plantas del país son las siguientes:

Central Térmica Costanera:

Ubicada en la zona sur del área portuaria de la ciudad de Buenos Aires, junto al Río de la Plata, esta central es la de mayor producción energética del país ya que cuenta con 2324 MW de potencia instalada. Esta potencia está compuesta por 6 instalaciones de ciclo convencional a vapor que generan 1138 MW y otras dos unidades de ciclo combinado por 1186 MW. Utiliza como combustible fueloil, gas natural y gasóleo. Pertenece al Grupo Enel, y fue puesta en marcha en el año 1963 y



hasta el año 1998 se fue expandiendo para aumentar su potencia y llegar a los niveles actuales.²

Central térmica Nuevo Puerto:

También situada en la zona portuaria de la Ciudad de Buenos Aires, a orillas del Río de la Plata y sobre la dársena D de la ciudad porteña, esta central es la segunda de mayor potencia instalada en el país, ya que cuenta con 1795 MW y representa el 8,4% de la producción térmica del país. Fue puesta en marcha en 1928, por lo tanto es la central más vieja de la Argentina y la misma cuenta con dos plantas termoeléctricas convencionales que tienen un conjunto de seis generadores a vapor, y otra de ciclo combinado con dos turbinas de gas, dos calderas de recuperación y una turbina de vapor.



Central térmica AES Paraná:

Ubicada en la ciudad de San Nicolás y a orillas del Río Paraná, su producción proviene únicamente de ciclo combinado alimentado a gas, diesel y biodiesel y genera 845 MW.



Ante la gran cantidad de ríos en la Argentina, la segunda porción más grande de la matriz energética se la llevan las energías hidráulicas, con un 29% de la producción nacional. El principio de funcionamiento es mover turbinas hidráulicas, para hacer funcionar generadores eléctricos, con el paso de grandes cantidades de agua. Básicamente transformar la energía potencial del almacenamiento de agua en energía cinética que luego se deriva en energía mecánica y finalmente eléctrica. En el país hay 95 centrales de energía hidráulica, pero solamente 4 que superan los 1000 MW.

² Secretaria de energía, mayo 2021

https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/contenidos_didacticos/publicaciones/centrales_electricas.pdf

<https://www.minem.gob.ar/www/838/25693/centrales-nucleares>

Central hidráulica Yacyretá:

La represa de Yacyretá es la mayor productora de energía por medios hidráulicos del país. Esta se encuentra al norte de la provincia de Corrientes, en la frontera con Paraguay e incluso la construcción es un proyecto compartido entre ambos países. La misma está compuesta por un conjunto de varias represas, de aproximadamente 57 km que recorren el ancho del Río Paraná y generan 3200 MW. Debido a que los requerimientos energéticos de Paraguay ya están



cubiertos, este país consume solamente entre el 10 y el 13% de la energía producida, por lo que a la Argentina le corresponden aproximadamente 2800 MW de potencia.

Central hidráulica Piedra del Águila:

El embalse de Piedra del Águila se encuentra sobre el Río Limay, en la zona del Comahue y más precisamente entre las provincias de Río Negro y Neuquén. Fue inaugurada en 1993 y se trata de la mayor represa generadora de energía que está 100% en territorio argentino. Su potencia instalada es de 1400 MW y su construcción a lo ancho del río es de aproximadamente 820m. Al pie de la represa se encuentra la central hidroeléctrica, con las máquinas (4 turbinas francis y generadores) y oficinas correspondientes para su funcionamiento.

Central hidráulica el Chocón:

En el año 1977 se construyó en la provincia de Neuquén la represa de el Chocón, sobre las aguas del ya mencionado Río Limay. La central está constituida por una presa de 2.540 metros de largo y 86 de alto sobre la fundación y una central hidroeléctrica ubicada en la margen izquierda del río, la cual aporta unos 1260 MW a la red eléctrica del país y la convierte en la tercera productora de energía mediante recursos hídricos de la argentina. La misma también pertenece al grupo ENEL. ³

Centrales Nucleares:

La Argentina cuenta con 3 centrales nucleares a lo largo de su territorio: Atucha I, Atucha II y embalse las cuales proveen a la red eléctrica de 1755 MW de potencia constituyendo un 5% de la matriz energética. La central Atucha I es la primera central nuclear de Latinoamérica, ya que fue construida en el año 1974 en las cercanías



³ Gobierno Nacional, mayo 2021, [Centrales Hidroeléctricas | Argentina.gob.ar](http://www.argentina.gob.ar/energia/centrales-hidroelectricas)

de la Ciudad de Buenos Aires, más precisamente en la localidad de Zárate. Emplea como combustible mezcla de uranio natural (0,72%) y uranio levemente enriquecido al 0,85% y genera como potencia eléctrica bruta 362 MW. Atucha II está ubicada en el mismo complejo que la I, pero utiliza uranio y agua dura como combustible y produce más del doble que la I, 745 MW. Por último, la central El Embalse fue la segunda del país y se encuentra en la provincia de Córdoba, a unos 110 al sur de la ciudad capital de la provincia. La misma produce unos 648 MW de energía bruta para la red del país. ⁴



Productores de energía renovable:

Quizás la forma de energía menos desarrollada en el país y con más potencial es la energía renovable, con aproximadamente un 4% de la matriz energética del país donde un 3% corresponde a la eólica y un 1% a la solar. En Puerto Madryn, provincia de Chubut, se encuentra el parque eólico de mayor producción de energía con unos 222 MW de potencia. El proyecto corresponde a la empresa privada GENNEIA S.A. y se denomina como Parque Eólico Madryn I y II. El parque cuenta con 62 aerogeneradores, y su aporte al medioambiente es la reducción de 351.000 tn de CO₂ por año. El segundo protagonista de la energía renovable es el parque eólico Pomona I, ubicado en la provincia de Rio Negro y también parte de la empresa GENNEIA S.A. Este parque provee de 100MW de potencia a



la red, cuenta con 26 aerogeneradores y demandó una inversión de USD 135M. El parque solar de mayor producción se encuentra en la provincia de San Juan y provee de 80 MW, denominado Estancia Guañizuil, fue construida en 2016 y cuenta con aproximadamente 290.000 módulos policristalinos.



⁴ Energías de mi País, Febrero 2021, <http://energiasdemipais.educ.ar/marcador/jose-segundo/>
Gobierno Nacional, Junio 2021 <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/renovables/plantas-de-energia-renovable>

1.3. Energías renovables en Argentina

1.3.1 Actualidad de las energías renovables en Argentina

Tras cinco años de un gran desarrollo en el país a partir del año 2016, las energías renovables en Argentina han alcanzado una importancia significativa en la matriz eléctrica del país. Sin embargo, la circunstancia actual de crisis, ocasionada por la recesión, inflación y falta de inversión que se viene arrastrando hace años, potenciada exponencialmente por la pandemia, provocó un estancamiento en el desarrollo de proyectos de este tipo dejando un futuro incierto.

En diciembre de 2020, Walter Lanosa, CEO de Genneia, indicó: “Nos enfrentamos a un contexto que pone un freno y presenta menos oportunidades de desarrollo; las cuales no se vinculan con la agenda política si no con la coyuntura. Este escenario invita tanto al sector público como privado a cambiar la dirección y poner el foco en la eficiencia de la gestión de los recursos.”⁵.

Actualmente se están finalizando las construcciones de distintos proyectos que se iniciaron hace unos años de distintas energías, como parques solares y eólicos, pero el Estado frenó las licitaciones para nuevos proyectos. Por este motivo, Lanosa opina que para continuar con el desarrollo del sector: “El paso inicial requiere analizar aquellos proyectos adjudicados en las distintas rondas de RenovAr, que actualmente se encuentran atrasados o incluso frenados en sus plazos de construcción. Estamos convencidos que se debe colaborar con aquellas empresas que han hecho inversión genuina. Los proyectos que se han construido o que han presentado demoras en su entrada en operación comercial o los que presenten reales avances de construcción, teniendo en cuenta el contexto que venimos padeciendo desde mediados del 2018 hasta el presente, no deberían ser objeto de penalidades. En cambio, aquellos emprendimientos que no han tenido más inversión que la de cumplir con los requisitos para ser convalidados en una licitación y obtener una adjudicación con meros fines especulativos, deberían ser evaluados con una óptica donde el Estado proponga su desistimiento por parte del adjudicatario, sin derecho a reclamo alguno, o bien ir por la vía de la ejecución de las cauciones por incumplimiento contractual.”

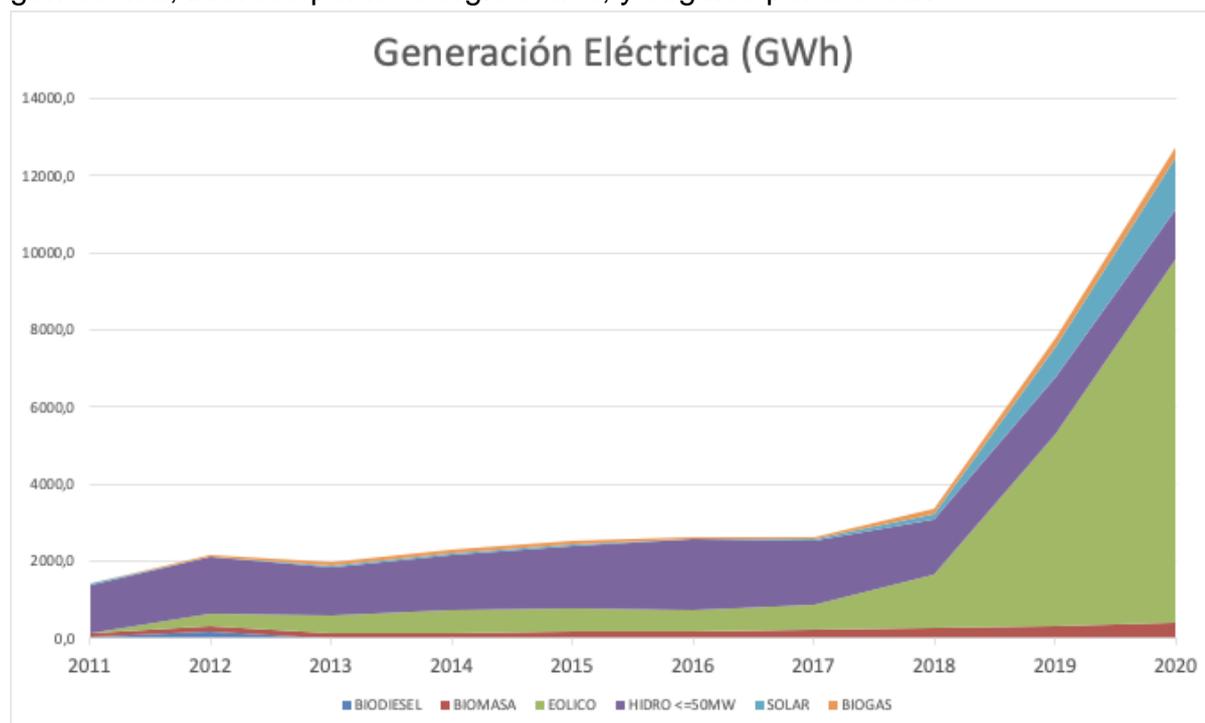
Particularmente, Genneia fue la desarrolladora de muchos proyectos que fueron culminados últimamente: “En 2020 pusimos en marcha un nuevo parque eólico en la ciudad de Necochea (Vientos de Necochea, de 38 MW) y nos encontramos finalizando nuestros tres últimos parques en construcción en la región de Chubut Norte, los cuales inyectarán otros 160 MW de energía limpia al sistema.”

Los proyectos que, en menor medida que antes, siguen desarrollándose, son aquellos realizados por entes privados, que pueden ser tanto en industrias y comercios, como instalaciones residenciales. Para estos resulta atractivo invertir en

⁵ EPRE, Walter Lanosa, Diciembre 2020, [Un recorrido firme hacia el desarrollo de las energías renovables en Argentina \(epre.gov.ar\)](https://www.epre.gov.ar/Un-recorrido-firme-hacia-el-desarrollo-de-las-energias-renovables-en-Argentina)

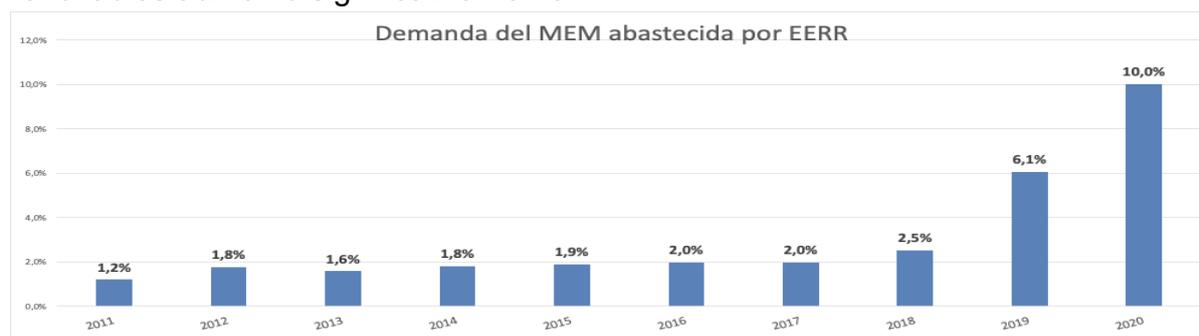
este tipo de tecnologías dado que la importación de productos como paneles solares e inversores se hacen a un tipo de cambio de dólar oficial controlado por el Estado, por lo que su costo es relativamente menor al que se sometería si se contara con un dólar flotante. Sin embargo, los altos subsidios en las tarifas energéticas hacen que en muchas ocasiones no sea conveniente producir la energía para el autoconsumo de dichas entidades.

Desde 2011, la generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables se mantuvo prácticamente constante hasta la transición 2018-2019, en la que la inauguración de varios de los desarrollos licitados por el programa RenovAr comenzaron a entrar en funcionamiento, dando lugar a un crecimiento abrupto en la generación, liderado por la energía eólica, y seguido por la solar.



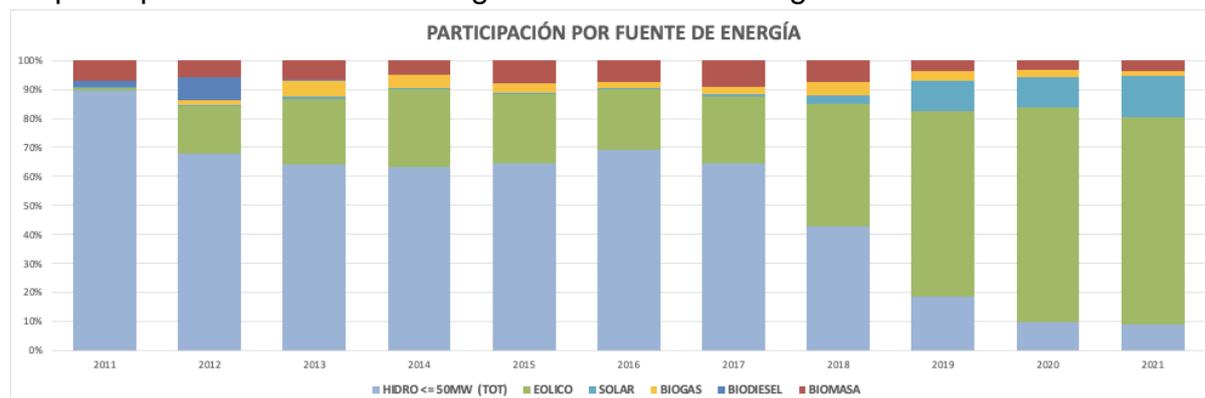
Fuente: CAMMESA, Diciembre 2020,
<https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/NovedadesHome/Resumen%20Anual%202020%20vs%202019%2014Ene.pdf>

En consecuencia, el porcentaje de demanda abastecida por fuentes renovables aumentó significativamente:



Fuente: CAMMESA, Diciembre 2020,
<https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/NovedadesHome/Resumen%20Anual%202020%20vs%202019%2014Ene.pdf>

La participación de cada tecnología evolucionó de la siguiente manera:



Fuente: CAMMESA, Diciembre 2020,
<https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/NovedadesHome/Resumen%20Anual%202020%20vs%202019%2014Ene.pdf>

Como se puede ver, la generación eólica fue la más desarrollada, seguida por la solar. Esto se explica dado que a lo largo de los últimos años fue la más rentable, además de que cada proyecto eólico incorpora una gran cantidad de potencia capaz de generar energía, en comparación a proyectos de otras tecnologías que pueden desarrollarse en una menor escala.

A finales del año 2020, CAMMESA informó que el crecimiento interanual de la potencia instalada de las EERR en Argentina fue de un 54,3% alcanzando así una participación de 9,5% de la matriz eléctrica total con 3.997 MW de potencia. Esto se debió a que pese a las restricciones impuestas a causa de la pandemia, a lo largo del 2020 se habilitaron 39 proyectos.⁶

OFERTA [GWh]	ENE - DIC 2019	ENE - DIC 2020	Variación %
TER	80 137	82 333	2.7%
HID	35 370	29 093	-17.7%
NUC	7 927	10 011	26.3%
REN	7 779	12 734	63.7%
IMP	2 746	1 204	-56.2%
TOTAL OFERTA	133 960	135 375	1.1%

Fuente: CAMMESA, Diciembre 2020,
<https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/NovedadesHome/Resumen%20Anual%202020%20vs%202019%2014Ene.pdf>

⁶ CAMMESA, diciembre 2020,
<https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/NovedadesHome/Resumen%20Anual%202020%20vs%202019%2014Ene.pdf>

Con respecto a la generación, el crecimiento interanual del 2020 vs 2019 fue del 63,7%, habiendo producido 12.734GWh:⁷

Esto significó un abastecimiento de la demanda del 9,7% por parte de las Energías Renovables en el 2020, en comparación al 5,9% de la demanda total abastecida en 2019. En particular, el récord histórico de abastecimiento de la demanda por parte de energías renovables, se dió el 22 de agosto de 2021, cuando a las 17.05hs el 24,72% de la demanda total abastecida provino de fuentes renovables, según CAMMESA. En este hito, la energía eólica aportó el 71,46% de la energía, seguida por la solar con el 19,39%, las bioenergías con 5,6%, y finalmente los PAH con el 3,55%.

Más específicamente, el crecimiento de la generación en 2020 por fuente fue:

Fuente	2019	2020	Crecimiento
BIOGAS	255	304	19%
BIOMASA	299	421	41%
EOLICO	4996	9416	88%
HIDRO <=50MW	1462	1257	-14%
SOLAR	800	1344	68%
Total(GWh)	7811	12742	63%

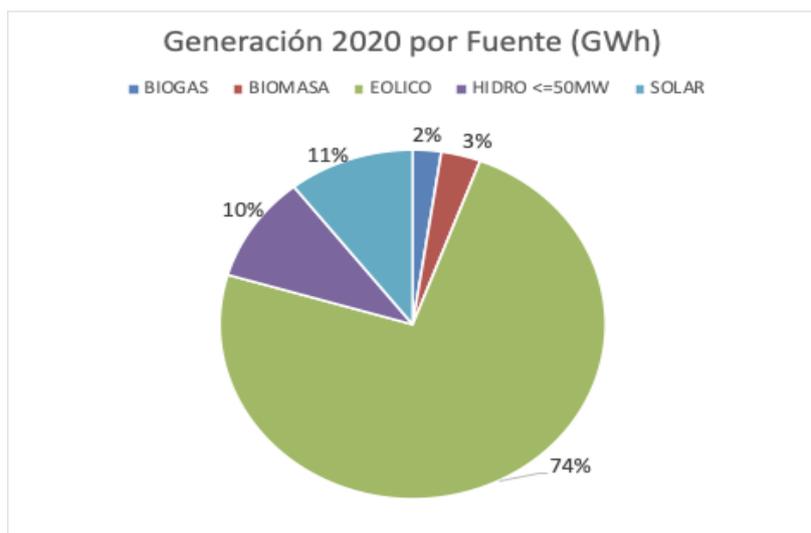
Fuente: CAMMESA, Diciembre 2020,

<https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/NovedadesHome/Resumen%20Anual%202020%20vs%202019%2014Ene.pdf>

La baja hidraulicidad en todas las cuencas provocó una caída drástica en la generación hidráulica.

Por lo tanto, composición por fuente de la generación renovable en el 2020 resulta:

⁷ Gobierno Nacional, Mayo 2021 <https://www.argentina.gob.ar/noticias/nuevo-record-de-abastecimiento-por-renovables#:~:text=El%2022%20de%20agosto%20a,4%20GWh%20en%20el%20mes>



Fuente: CAMMESA, Diciembre 2020,
<https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/NovedadesHome/Resumen%20Anual%202020%20vs%202019%2014Ene.pdf>

LEY 27.191:

Como se mencionó en la sección del marco legal de este informe, la Ley 27.191 aprobada en 2015 establece determinados objetivos a nivel nacional para el fomento y desarrollo de las energías renovables en el país. A partir de la misma, para poder alcanzar dichas metas, el estado lanzó el programa RenovAr, en el que se licitaron cientos de proyectos de este tipo, y por medio de la resolución 281, instauró el MATER (Mercado a Término), que permite establecer contratos de compra venta de energía entre privados.

Programa RenovAR

El objetivo principal del programa RenovAR, además de fomentar el desarrollo de las EERR en el país, es que todos los demandantes de energía eléctrica del país que no autogeneran o compran su energía mediante contratos del MATER (nucleados por CAMMESA por medio de la compra conjunta), puedan cumplir con la responsabilidad de que parte de su demanda eléctrica provenga de fuentes renovables. A partir de éste plan, el Estado llama a licitación a toda aquella empresa interesada en desarrollar uno o más proyectos de energía renovable en el país, brindando beneficios e incentivos de diverso tipo que el MINEM⁸ indicó en 2017 como:

⁸ MINEM, Julio 2016,
https://www.minem.gob.ar/servicios/archivos/6548/AS_14695676441.pdf

- Incentivos financieros:
 - Préstamos para la construcción
 - Contratos de compra venta de energía en dólares a 20 años
 - Garantías de pago de la energía
 - Garantía FODER
 - Garantía Soberana
 - Garantía Banco Mundial

- Incentivos Fiscales:
 - Exención de aranceles de importación
 - Amortización acelerada
 - Devolución anticipada de IVA
 - Exención del impuesto a las ganancias mínimas presuntas
 - Exención del Impuesto a los Dividendos ante la reinversión en infraestructura
 - Dedución de la carga financiera en el Impuesto a las Ganancias
 - Certificado Fiscal sujeto a acreditación de componente nacional y transferibles a terceros

- Incentivos en la Cadena de Valor:
 - Prioridad de acceso a financiamiento vía Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías - Renovables (FODER)
 - Certificado Fiscal por el 20 por ciento de la integración nacional con un mínimo de un 30 por ciento
 - Incentivos a los proveedores locales
 - Exención de aranceles a la importación de bienes de capital, partes, componentes y materias primas
 - El MINEM evaluará y aprobará el ingreso de los proyectos al Régimen de Fomento
 - Beneficios decrecientes para incentivar la rápida ejecución de los proyectos
 - Para dar certidumbre en el otorgamiento de los beneficios, se establece un cupo total por tecnología y un monto máximo por MW que asegura su disponibilidad

OFERENTES:

Cada oferente debe cumplir con determinados requisitos para poder participar de la licitación a la que llama el Estado. Los principales son:

- Cada propuesta debe ser emitida por una o más personas accionistas y/o con derechos irrevocables sobre la sociedad que llevará a cabo el proyecto
- Se debe acreditar un Patrimonio Neto Mínimo de US\$250.000 por cada MW de potencia ofertada
- Presentar garantías aceptables:

- Mantenimiento de Oferta de US\$35.000 por MW de potencia ofertada
- Cumplimiento de Contrato de US\$250.000 por MW de potencia ofertada
- Deberán adquirir el Pliego de Bases y Condiciones de CAMMESA, de un costo de \$150.000

PROYECTOS

Por otro lado las principales condiciones que deberán satisfacer los proyectos, al momento de la oferta, para ser elegibles son:

- Estar constituidos como una Sociedad de Propósito Específico
- Demostrar derechos reales sobre el lugar de emplazamiento
- Tener las Habilitaciones Ambientales que deben ser provistas por la jurisdicción del lugar de emplazamiento
- Informe de Evaluación de Recurso aceptable y certificado
- Estudios de Producción de Energía
- Tener iniciado el proceso de habilitación como Agente del MEM
- Haber realizado el estudio estático y dinámico

TECNOLOGÍAS

Ciertos requisitos difieren entre proyectos según la tecnología a utilizar, como puede apreciarse en el siguiente cuadro desarrollado por el MINEM:

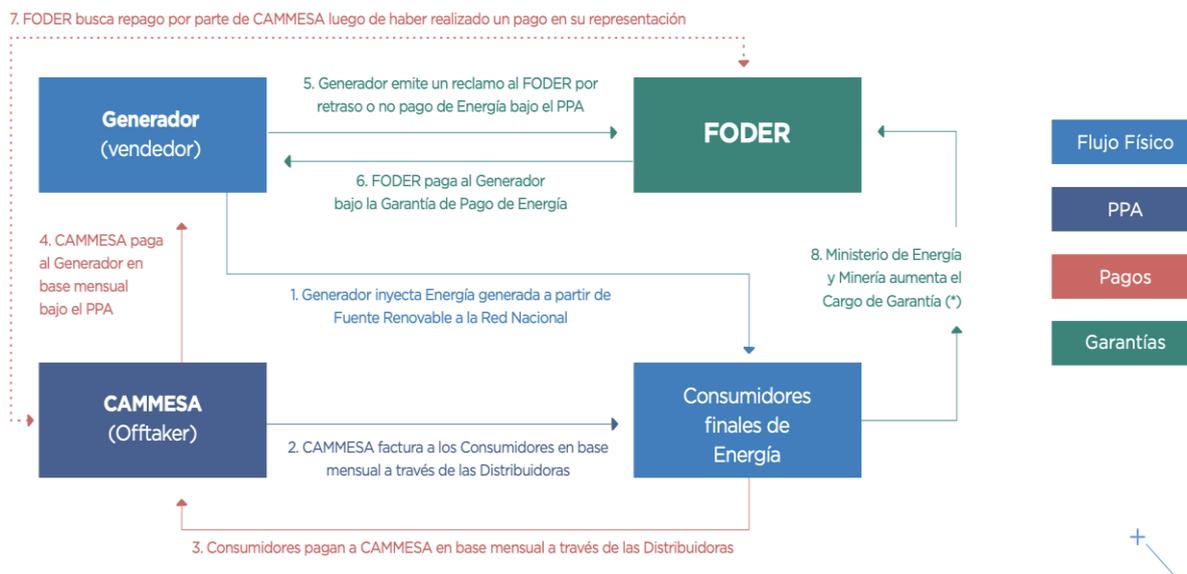
	EÓLICA	SOLAR FOTOVOLTAICA	BIOMASA	BIOGÁS	PAH
POTENCIA MÍNIMA	1 MW	1 MW	1 MW	1 MW	0,5 MW
POTENCIA MÁXIMA	100 MW	100 MW	65 MW	15 MW	20 MW
MEDICIÓN Y/O DISPONIBILIDAD DEL RECURSO RENOVABLE	Mínimo de 1 año de mediciones en el predio comprometido. Debe presentar RPE con DDJJ de Consultor Independiente (1)	Debe presentar RPE con DDJJ de Consultor Independiente (1)	Debe presentar DDJJ de fuente y sustentabilidad del recurso biomásico a utilizar	Debe presentar DDJJ de fuente y sustentabilidad del recurso biomásico a utilizar	Debe presentar DDJJ de disponibilidad del recurso y cálculo de producción de energía.
PLAZO DE EJECUCIÓN MÁXIMO DESDE FIRMA CONTRATO	730 días corridos	730 días corridos (2)	730 días corridos	730 días corridos	730 días corridos

Fuente: MINEM, Julio 2016,

https://www.minem.gob.ar/servicios/archivos/6548/AS_14695676441.pdf

GARANTÍAS:

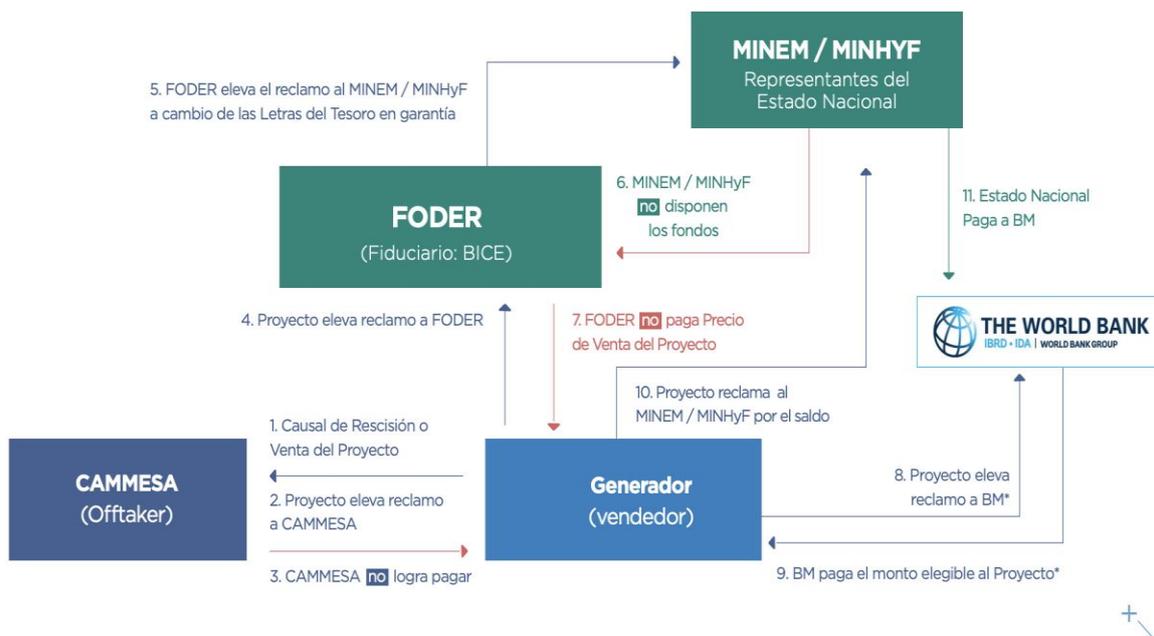
El funcionamiento de las garantías del pago de energía se puede visualizar en el siguiente diagrama:



Fuente: MINEM, Julio 2016,

https://www.minem.gob.ar/servicios/archivos/6548/AS_14695676441.pdf

El Estado se encuentra como segundo garante, en el caso de que el FODER no sea capaz de cumplir con los compromisos establecidos, y en última instancia se encuentra el Banco Mundial:



Fuente: MINEM, Julio 2016,

https://www.minem.gob.ar/servicios/archivos/6548/AS_14695676441.pdf

Una vez abarcado todos los requerimientos necesarios, cada oferente debe presentar su oferta en dos sobres. Por un lado, el sobre A debe contener: requisitos legales del proyecto y del Oferente; requisitos patrimoniales del oferente; detalle de los beneficios fiscales solicitados y requisitos técnicos del proyecto. Por otra parte, el

sobre B debe incluir en su contenido: tecnología a desarrollar; precio ofertado (en dólares por MWh sin IVA); potencia ofertada (en MW); potencia mínima de adjudicación parcial (en MW); energía comprometida (en MWh/año); energía comprometida mínima (en MWh/año); monto y plazo de la garantía del Banco Mundial.

SELECCIÓN Y ADJUDICACIÓN

Este proceso se realiza para cada tecnología por separado con el fin de diversificar la adjudicación según los distintos recursos. Los pasos del procedimiento son los siguientes:

1. Cálculo de Precio Ofertado Ajustado (POA): al precio ofertado, se le aplican factores de pérdidas y un incremento de 0,15 US\$/MWh por cada 30 días de reducción del plazo de ejecución ofertado con respecto al plazo máximo
2. Descartado de ofertas con POA superior al precio máximo
3. Selección de ofertas según los siguientes criterios, en orden:
 - a. menor POA
 - b. orden de prelación
 - c. menor precio
 - d. sorteo
4. Se adjudica cuando la potencia ofertada o potencia mínima de adjudicación parcial no supera:
 - a. potencia máxima de punto de interconexión
 - b. cupos por tecnología
 - c. potencia requerida total: 1000MW
 - d. oferente no excede su capacidad patrimonial

CONTRATO DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA RENOVABLE

En los contratos, CAMMESA es la parte compradora, representando a los agentes distribuidores y grandes usuarios del MEM, mientras que el proyecto de energía renovable es la parte vendedora. El precio de compra es el ofertado en la licitación, en US\$/MW, con ajuste anual predefinido y ajuste por "Factor Incentivo" por año. Se garantiza la compra del 100% de la energía generada por la potencia contratada, y se garantiza cierta producción energética según la Evaluación y Predicción del Recurso (EPR). Con respecto al plazo de cada contrato, es de 20 años desde la fecha de habilitación comercial.

Por otra parte, existen multas para la parte vendedora en dos casos: primero, un atraso en la fecha de conexión al SADI o Fecha de Operación Comercial; segundo, una deficiencia en el abastecimiento menor (menos del 10% de la energía comprometida), con posibilidad de reponer al siguiente año, y deficiencia de abastecimiento mayor (mayor al 10% de la energía comprometida), con multa por costo de deficiencia de 160 US\$/MW.

Todo oferente cuyo proyecto haya sido adjudicado podrá rescindir el contrato

de abastecimiento y/o ejercer una opción de venta del proyecto en presencia de alguno de los siguientes escenarios:

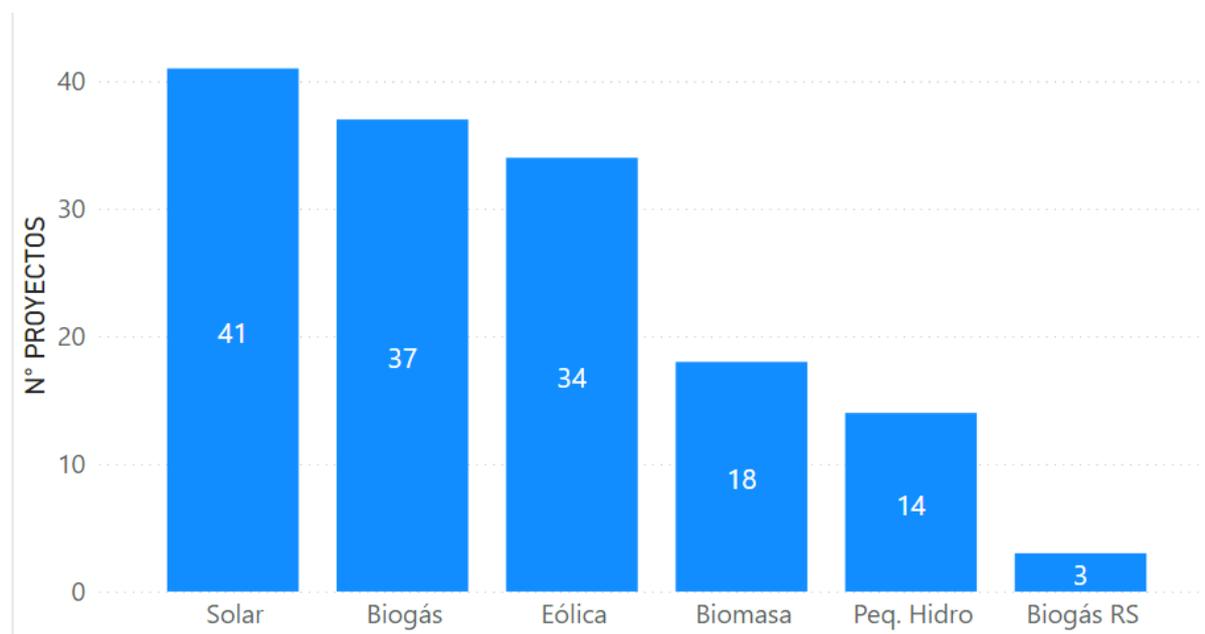
- Falta de pago por parte de CAMMESA por más de 4 meses consecutivos o 6 meses en un mismo año (no subsanados por el FODER)
- Efectos de inconvertibilidad, intransferibilidad con efecto material
- Modificaciones en las condiciones de las garantías del Banco Mundial o del FODER que sean perjudiciales para el vendedor.

El pago por rescisión u opción de venta consiste en el 100% de los bienes no amortizados desde la fecha de amortización comercial, y será el valor mínimo entre el valor de referencia por tecnología y el valor auditado según normas internacionales por el Comité Ejecutivo del FODER.

RESULTADOS⁹

Los resultados obtenidos por el programa RenovAR en su totalidad fueron los siguientes:

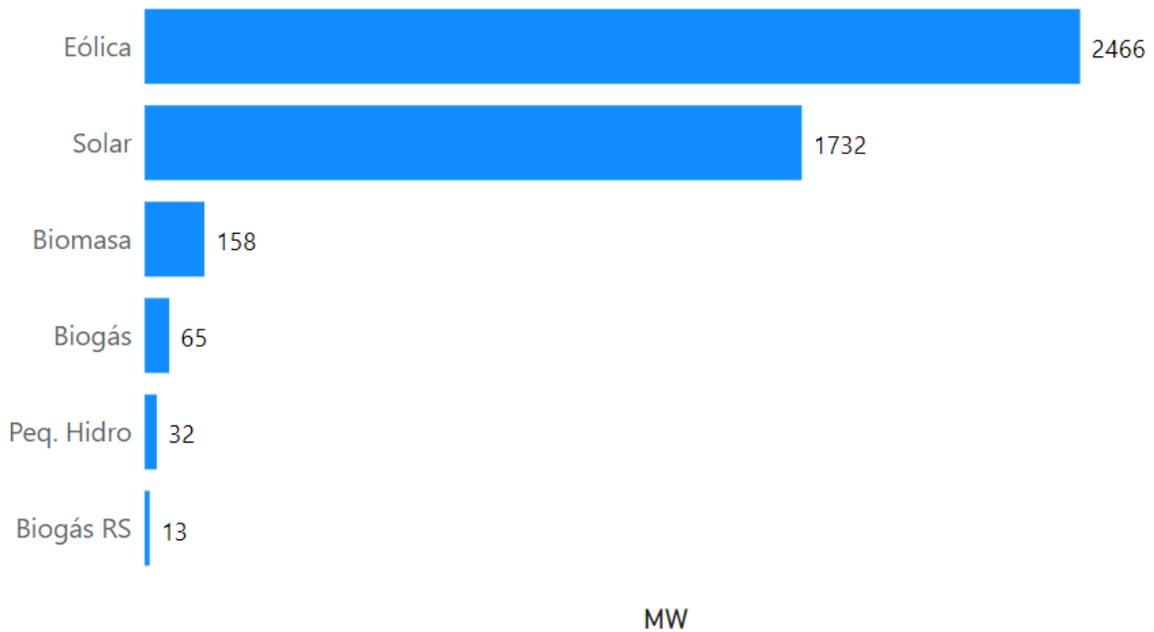
- 147 proyectos adjudicados:



Fuente: MINEM, Septiembre 2021, <https://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados-del-programa-renovar>

- 4466,5 MW de potencia total adjudicada:

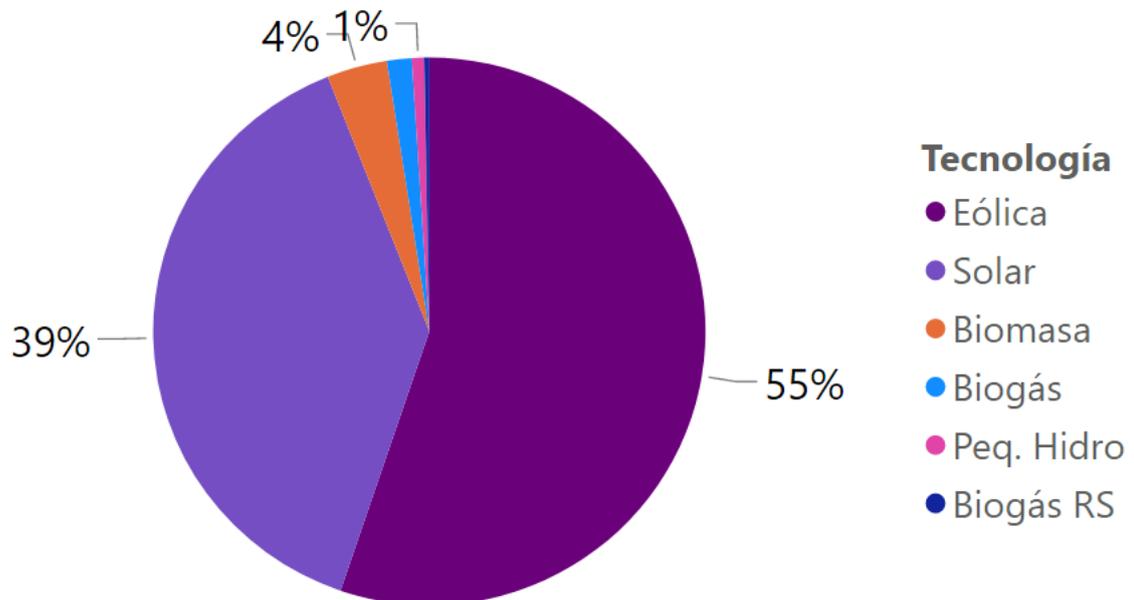
⁹Fuente: MINEM, Septiembre 2021, <https://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados-del-programa-renovar>



Fuente: MINEM, Septiembre 2021, <https://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados-del-programa-renovar>

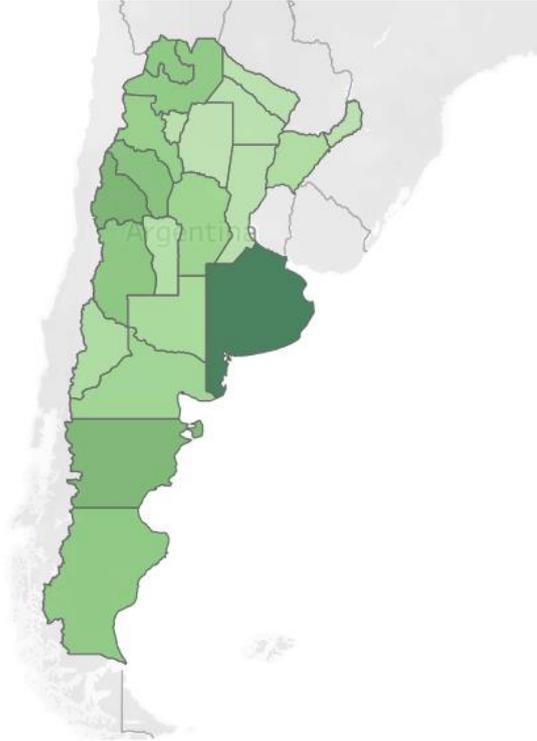
Como se puede observar, en términos de potencia existe un claro predominio de las tecnologías eólica y solar.

Composición de la Potencia Total Instalada



Fuente: MINEM, Septiembre 2021, <https://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados-del-programa-renovar>

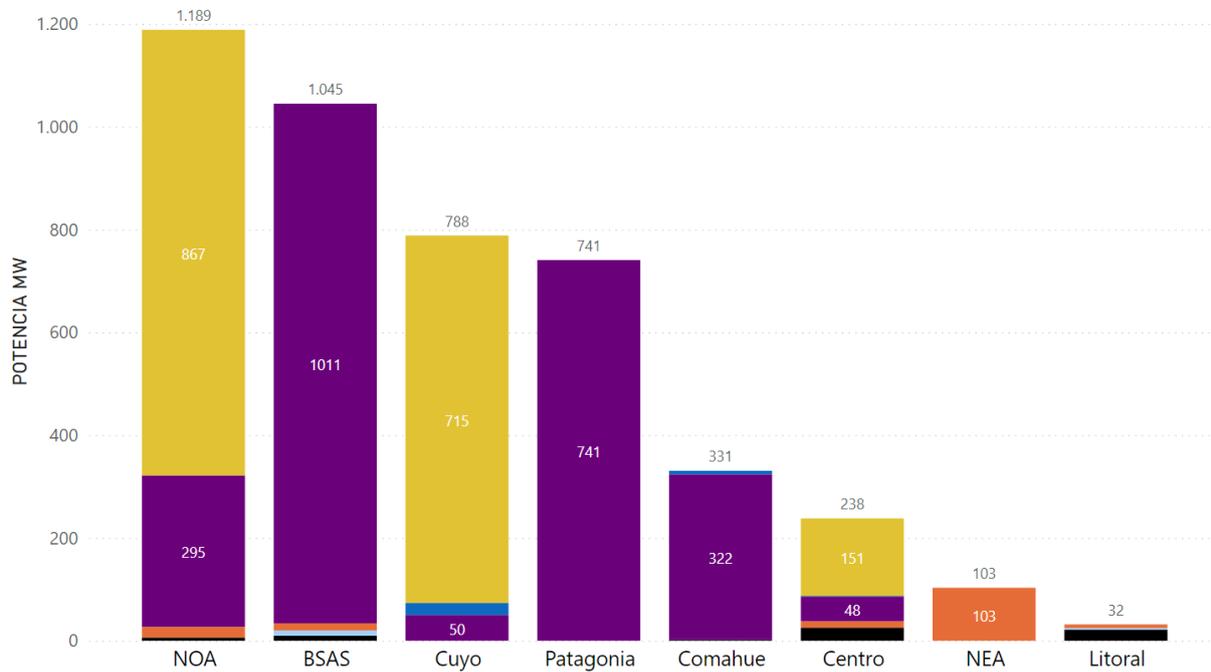
- Distribución geográfica (Escala de verdes para potencia [MW]):



Fuente: MINEM, Septiembre 2021, <https://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados-del-programa-renovar>

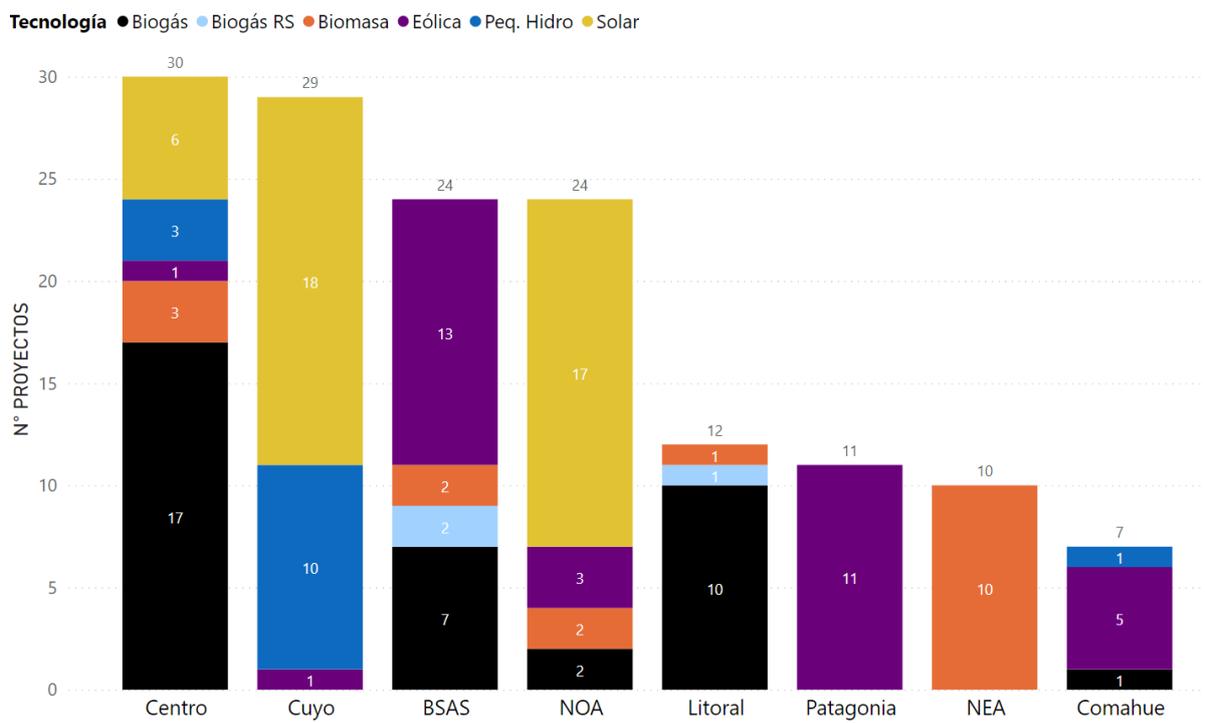
Potencia Adjudicada Por Región:

Tecnología ● Biogás ● Biogás RS ● Biomasa ● Eólica ● Peq. Hidro ● Solar



Fuente: MINEM, Septiembre 2021, <https://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados-del-programa-renovar>

Proyectos Adjudicados Por Región:



Fuente: MINEM, Septiembre 2021, <https://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados-del-programa-renovar>

-NOA (Catamarca, Jujuy, La Rioja, Salta, Santiago del Estero y Tucumán): Con 1189 MW de potencia distribuidos en 24 proyectos, esta región es la primera en términos de potencia instalada, con un claro predominio de 17 proyectos solares, seguido por tres grandes proyectos eólicos, y algunos de biogás y biomasa.

-Buenos Aires: 1045 MW en total, con un amplio porcentaje compuesto por energía eólica (1011 MW). Además, cuenta con 7 proyectos de biogás, 2 de biogás RS y 2 de biomasa.

-Cuyo (Mendoza y San Juan): Como en el NOA, predomina la tecnología solar, aportando 715 MW de los 788 MW totales. El resto de la potencia la abastecen 10 PAH y uno eólico.

-Patagonia (Chubut y Santa Cruz): 11 proyectos eólicos suman 741 MW de potencia.

-Comahue (Neuquén, Río Negro, La Pampa): 331 MW de potencia provista en su mayoría por 5 proyectos eólicos, y el resto por uno de biogás y un PAH.

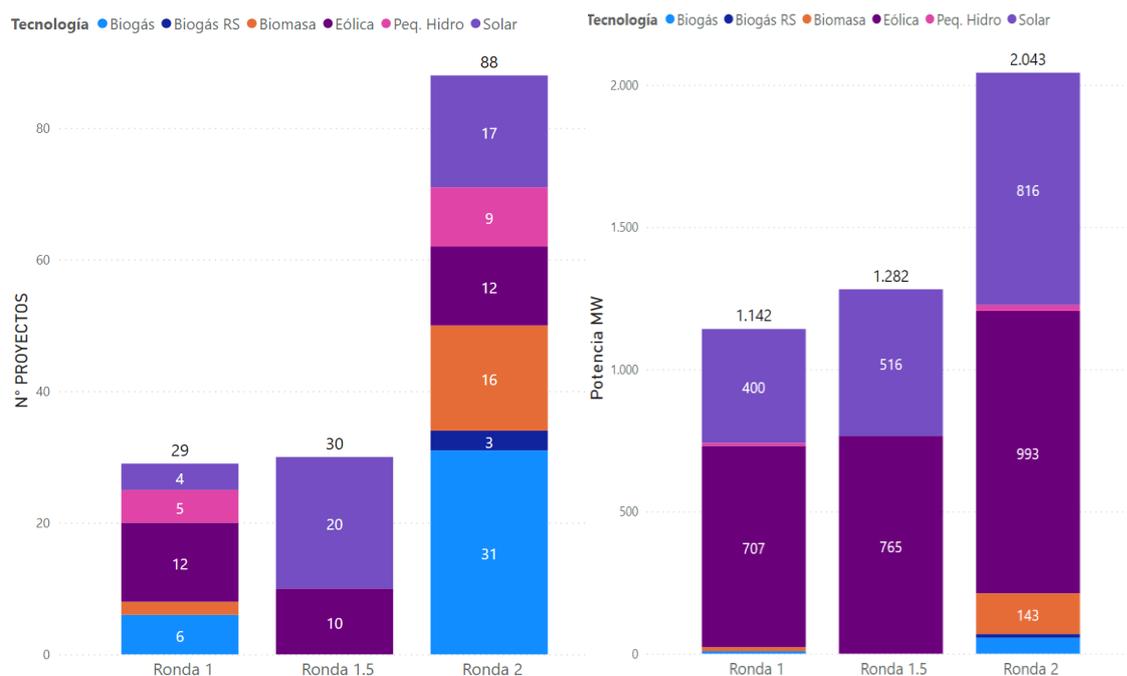
-Centro (Córdoba y San Luis): 238 MW de potencia instalada principalmente en

proyectos solares y eólicos, en una menor medida. Cuenta con 17 pequeños proyectos de biogás, además de 3 de biomasa y 3 de hidro.

-NEA (Chaco, Corrientes, Formosa y Misiones): 10 proyectos de biomasa totalizan 103 MW de potencia instalada.

-Litoral (Santa Fe): Con 32 MW de potencia distribuidos en 10 proyectos de biogás, uno de biogás RS y otro de biomasa, es la región con menos potencia adjudicada del país.

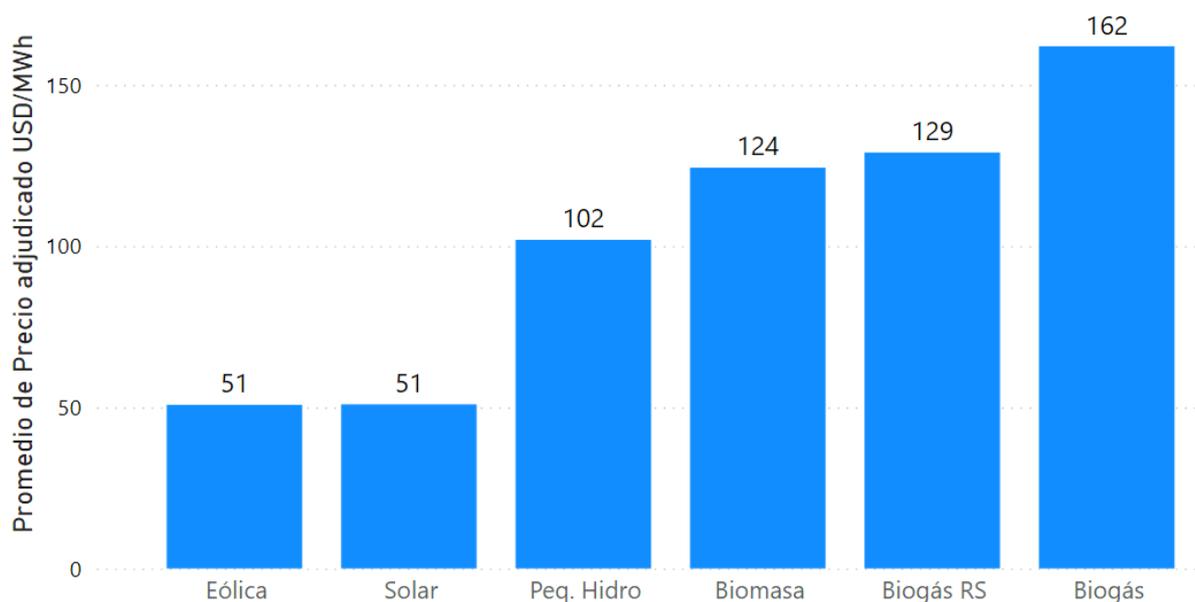
- Adjudicación por Ronda



Fuente: MINEM, Septiembre 2021, <https://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados-del-programa-renovar>

- Precios por MWh

Con respecto a los precios establecidos en los contratos, el promedio ponderado (por potencia) total es de 54,72 US\$/MWh. Discriminando por tecnología, los montos pactados de compra fueron:



Fuente: MINEM, Septiembre 2021, <https://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados-del-programa-renovar>

Este aspecto es el principal motivo que explica la supremacía en el programa RenovAR de la tecnología eólica, y en una menor medida, solar. Los restantes proyectos tuvieron su lugar gracias al fomento de la diversificación establecido por ciertas pautas, condiciones y límites impuestos en el programa.

Es importante resaltar que no todos los proyectos adjudicados fueron finalizados. En la segunda etapa de este informe se desarrollará el escenario de los proyectos paralizados o bien no iniciados, debido principalmente a la dificultad de obtención de financiamiento dada la inestable situación económica de Argentina. Desde CAMMESA informan que de los 4466 MW de potencia adjudicados, 1670 MW corresponden a proyectos paralizados. Esto representa un problema serio, dado que el sistema mantiene reservada la capacidad de transporte para esos proyectos en una red eléctrica que se encuentra prácticamente colapsada.

MATER: Mercado a término de energías renovables

El MATER es un mercado de compra y venta de energía renovable entre privados, con sus regulaciones específicas que son requeridas dadas las particularidades intrínsecas en la energía proveniente de fuentes renovables, como su intermitencia.

El objetivo de la formación de este mercado es brindar una opción de abastecimiento de energía proveniente de fuentes renovables a aquellos Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (potencia contratada mayor a 300kW) que deciden desvincularse de la Compra Conjunta realizada por CAMMESA, y deben cubrir un 20% de su demanda eléctrica con EERR, según indica la Ley 27.191. Por este medio, podrán adquirir energía eléctrica por un libre acuerdo con empresas

generadoras de energía a partir de alguna fuente renovable, Otra alternativa para estas entidades es la autogeneración de energía.

Los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista son aquellos cuya potencia media anual supera los 300 kW. El conjunto de GUH, Grandes Usuarios Habilitados, queda definido entonces por aquellos grandes usuarios GUMAs (Gran Usuario Mayor), GUMEs (Gran Usuario Menor), GUDIs (Gran Usuario en Distribuidora) y Autogeneradores.

GUH 2020			
Tipo de Agente	Cantidad de Agentes	Demanda 2020 [GWh]	Potencia Media x Agente 2020 [MW]
Gran Usuario Mayor (GUMA) y AG	367	16 479	5.11
GRAN DEMANDA EN DISTRIBUIDOR	964	7 071	0.83
Gran Usuario Menor (GUME)	483	2 846	0.67
Totales	1 814	26 395	1.66

Fuente: CAMMESA, Abril 2021, <https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/Informes%20Mater/Informe%20MATER%20ABR%202021.pdf>

Para el mes de Marzo de 2021, 247 Grandes Usuarios optaron por desvincularse de la Compra Conjunta instrumentada por CAMMESA. De ahí, se hacen responsables del cumplimiento de los objetivos planteados por la Ley 27.191, de abastecer cierto porcentaje de su demanda eléctrica con energías renovables. Quedan sujetos a fiscalización y penalización en casos de incumplimiento. Por otro lado, cuentan con el beneficio de la estabilidad del contrato entre privados, evitando fluctuaciones del precio de la energía y descuentos en potencia contratada. Estos componen un 29% de los GUH, cuya demanda representa el 51% del total demandado por los GUH:

GUH 2020 - Salidas de Compras Conjuntas hasta MAR-2021			
Tipo de Agente	Cantidad de Agentes	Demanda Total 2020 [GWh]	Potencia Media x Agente 2020 [MW]
Gran Usuario Mayor (GUMA) y AG	135	9 114	7.71
Gran Usuario Menor (GUME)	112	786	0.80
Totales	247	9 900	4.58

Tipo de Agente	# GUH fuera de CC / GUH	Demanda GUH fuera de CC / Demanda GUH
Gran Usuario Mayor (GUMA) y AG	37%	55%
Gran Usuario Menor (GUME)	23%	28%
Total	29%	51%

Fuente: CAMMESA, Abril 2021, <https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/Informes%20Mater/Informe%20MATER%20ABR%202021.pdf>

A aquellos GUH que optan por mantenerse incluidos en la Compra Conjunta, se les cobra un Cargo de Comercialización y Administración por parte de CAMMESA.

Los contratos son 100% libres, es decir que las condiciones las establecen ambas partes, el generador y el cliente, tales como precios, duración, prioridad de asignación de energía con respecto a otros clientes, etc.

Al mes de Marzo de 2021 se encuentran 1454 contratos activos del MATER: estos representan una potencia media contratada de 112,8 MW.

Tipo GU	Cantidad de Agentes	Cantidad Cont.	Pmedia Cont. Ene-Mar 2021 [MW]	Energía Cont. Ene-Mar 2021 [MWh]
Gran Usuario Mayor (GUMA) y AG	147	730	98.8	649 577
Gran Usuario Menor (GUME)	181	724	14.0	92 017
TOTALES	328	1454	112.8	741 595

Fuente: CAMMESA, Abril 2021, <https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/Informes%20Mater/Informe%20MATER%20ABR%202021.pdf>

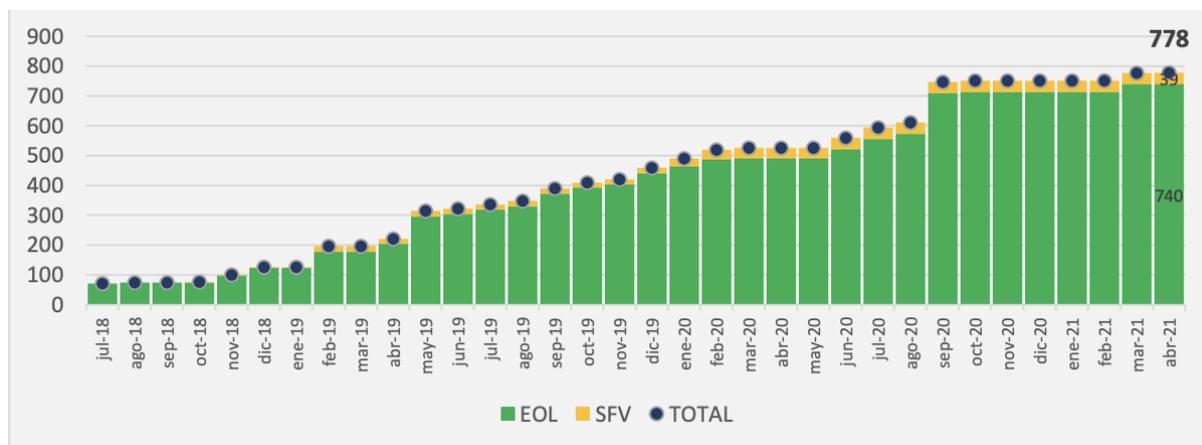
Por la parte de la generación, todos los agentes generadores suman 777,4 MW de potencia instalada destinada a ser comercializada en el Mercado a Término.

Agente Generador	P Habilitada Mar 2021 [MW]	FU Mar 2021 (P. Inst vs En. Cont)	Energía Cont. Mar 2021 [MWh]	Energía Cont. Ene-Mar 2021 [MWh]
GENNEIAG	41.4	16%	4 840	15 037
PEALUARG	68.4	45%	22 985	72 435
PEBICE2G	25.2	50%	9 348	28 275
PECAST2G	15.2	38%	4 296	14 180
PEENERGG	20.0	48%	7 118	22 185
PEGENO2G	41.8	41%	12 621	41 883
PELTEROG	122.6	38%	34 540	114 283
PEMANQUG	57.0	42%	17 864	50 236
PEMBEHRG	99.0	57%	41 712	118 147
PEOLIVOG	22.8	40%	6 854	18 958
PEPAMPAG	100.8	51%	38 072	121 915
PERAWS3G	25.1	50%	9 321	24 865
PEVINEUG	100.5	34%	25 503	79 197
PFCHEPEG	2.0	15%	226	752
PFCUMB2G	4.0	27%	812	2 822
PFSOLAAG	5.0	30%	1 104	3 710
PSANCHIG	2.2	29%	476	1 631
PSLATING	4.5	34%	1 150	3 846
PSPLLANG	20.0	16%	2 356	7 033
TOTALES	777.4		241 198	741 388

Fuente: CAMMESA, Abril 2021, <https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/Informes%20Mater/Informe%20MATER%20ABR%202021.pdf>

A continuación, se presentan tres gráficos relevantes con respecto a la evolución del MATER desde su aplicación a mediados de 2018 hasta principios de 2021:

- Evolución de Potencia instalada de generación con contratos MATER [MW]



Fuente: CAMMESA, Abril 2021, <https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/Informes%20Mater/Informe%20MATER%20ABR%202021.pdf>

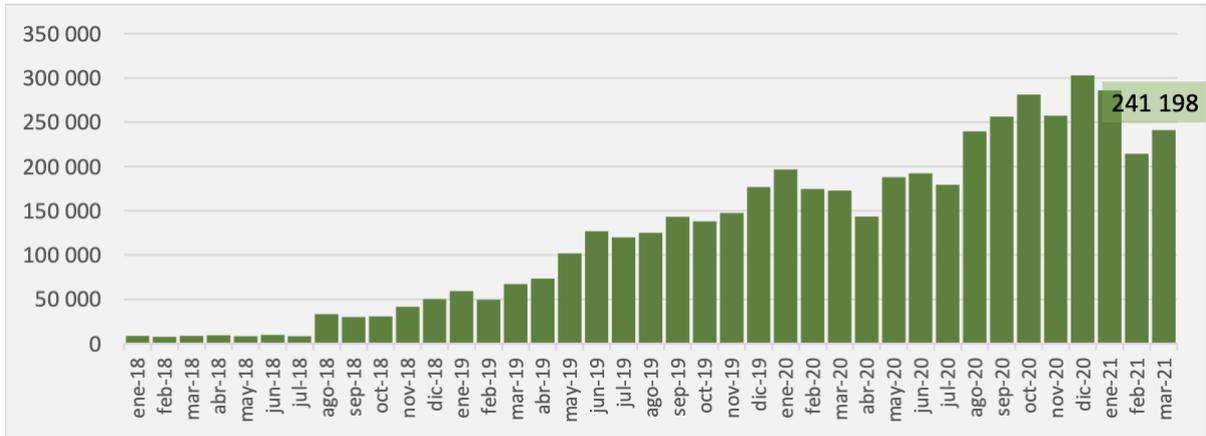
Al ser las tecnologías de menor costo, la energía eólica en primer lugar, y la solar en segundo, son las únicas presentes en los contratos del MATER. Bioenergías y PAH, al carecer de distintos fomentos que sí estaban presentes en el RenovAR, no participan en este segmento por sus mayores costos.

- Evolución del Número de Contratos MATER



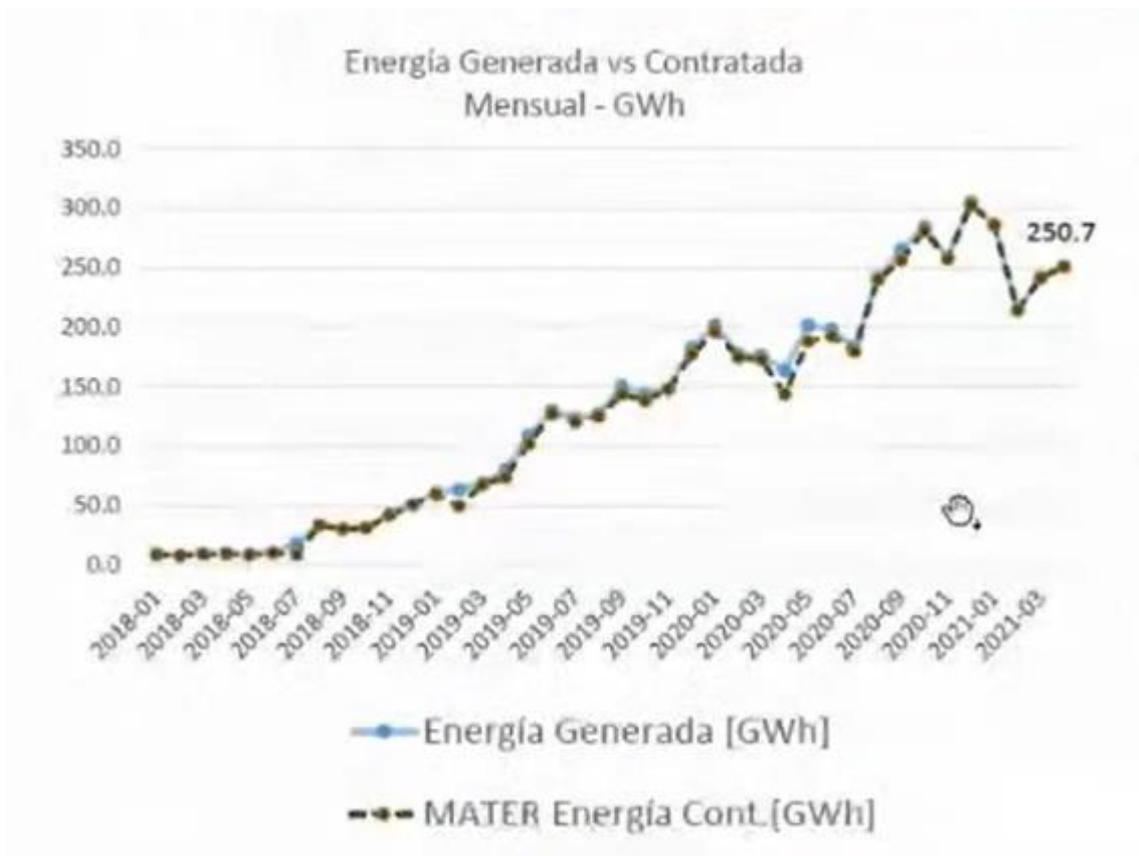
Fuente: CAMMESA, Abril 2021, <https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/Informes%20Mater/Informe%20MATER%20ABR%202021.pdf>

- Energía Mensual Contratada Total [MWh]



Fuente: CAMMESA, Abril 2021, <https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/Informes%20Mater/Informe%20MATER%20ABR%202021.pdf>

Prácticamente toda la generación de los proyectos destinados al MATER se alocó a contratos con grandes usuarios, casi sin dejar excedentes. Además, es importante destacar que, en promedio, los GU con contrato del MATER llegan a cubrir aproximadamente el 30% de su demanda a partir de fuentes renovables. Esta cifra es muy superior a los objetivos propuestos por la ley.



Fuente: CAMMESA, Abril 2021, <https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/Informes%20Mater/Informe%20MATER%20ABR%202021.pdf>

Por otra parte, en el siguiente gráfico provisto por CAMMESA se puede observar la evolución del costo medio de la energía en el MEM comparado con el costo medio de la energía comercializada a través del MATER:



Fuente: CAMMESA, Abril 2021, <https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/Informes%20Mater/Informe%20MATER%20ABR%202021.pdf>

Se ve claramente como el costo es completamente competitivo, a diferencia de lo que se cree o menciona muchas veces con respecto a las energías renovables (en este caso, solar y eólica principalmente). Además, aquellos usuarios que contratan la energía a través del mercado a término gozan de una mayor estabilidad y seguridad en cuanto al precio, pactado por contrato, a diferencia de las fluctuaciones que pueden sufrir aquellos que compran su energía directamente en el MEM.

Por último, es importante señalar que, al igual que lo sucedido en el programa RenovAR, existen proyectos destinados al MATER que se encuentran paralizados. Estos representan 305 MW de potencia, cuyo espacio en la red se encuentra reservado, y su difícil concreción hace que esa capacidad no pueda ser aprovechada en el marco de un sistema de interconexión colapsado.

PERMER: Proyectos de energías renovables en mercados rurales (1999)

El PERMER, creado a finales de 1999, consiste en la realización de proyectos de generación de energía renovable en zonas rurales con el objetivo de satisfacer necesidades básicas de iluminación y comunicación en áreas aisladas de los centros urbanos, con bajo o nulo acceso a la red eléctrica.¹⁰

¹⁰ Fuente: Secretaria de gobierno de Energía, Diciembre 2019
https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/sintesis_balance/2019-12-09_Balance_de_Gestion_en_Energia_2016-2019_final_y_anexo_pub_.pdf
<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/permer/proyectos>

Áreas de intervención:

- Escuelas: Acceso a servicio de electricidad o incremento de disponibilidad de energía eléctrica a escuelas rurales, con conectividad garantizada. Estos proyectos mejoran las condiciones para la educación, habilitando el uso de computadoras, televisores, fotocopiadoras, e incluso la conexión a internet.

A lo largo del año 2020, a pesar de situación sanitaria, se insta

En Abril de 2021 la Secretaría de Energía de la Nación publicó dos licitaciones para la instalación de sistemas fotovoltaicos en 406 escuelas rurales, distribuidas en Salta, Santiago del Estero y La Pampa.



- Hogares: Provisión de kit solar domiciliario a cada hogar beneficiario. Cada kit está diseñado para cubrir necesidades básicas de: iluminación fija y móvil, carga de teléfonos móviles y radio. A lo largo de 2020, se entregaron kit solares a 8200 familias aproximadamente.



- Usos Productivos: Provisión de boyeros eléctricos y sistemas de bombeo de agua alimentados por energía solar para eficientizar la producción de Agricultores Familiares. Proyectos que se desarrollan en colaboración con el INTA.

En Abril de 2021 la Secretaría de Energía de la Nación publicó una licitación para la provisión e instalación de 1574 sistemas solares de bombeo de agua, que beneficiarán a más de 3000 pequeños productores agropecuarios.



- Mini-Redes: Fomento de un modelo de provisión de electricidad a pequeñas localidades, de hasta 300 hogares, aislados de la red eléctrica.

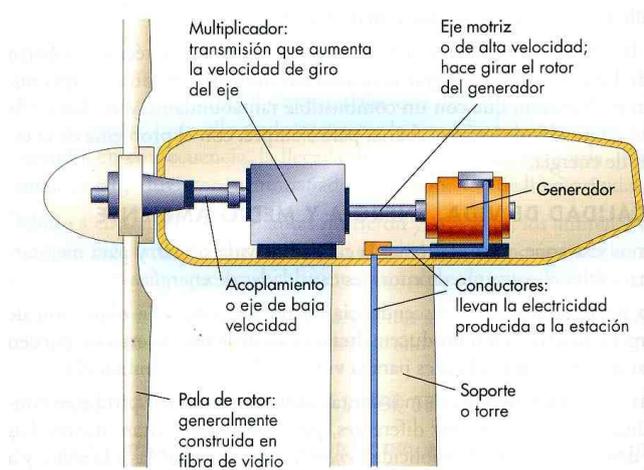


1.3.2. Generación distribuida de energías renovables

ENERGÍA EÓLICA

Principio de funcionamiento:

La energía eólica es el aprovechamiento energético de las masas de aire movilizadas. Desde tiempos antiguos en la historia de la humanidad se ha aprovechado a la misma de diferentes formas: desde un molino para extraer agua hasta la vela de un barco. Las diferencias de presión en el aire generan que el mismo se traslade de un lado a otro, fenómeno conocido normalmente como el viento. Este viento contiene una energía eólica, la cual mediante las aspas de las máquinas se transforma en energía mecánica de rotación. La energía mecánica se puede utilizar directamente para mover otras máquinas, o para producir energía eléctrica. Esta última es la más utilizada en la actualidad y es el método de energía eólica que aporta una cantidad significativa a la red nacional.



Este aprovechamiento renovable de energía ha crecido exponencialmente en las últimas décadas en todo el mundo, “La energía eólica se ha convertido en una fuente importante de generación de energía en todo el mundo, con una capacidad global de más de 650GW para 2019, según datos del Global Wind Energy Council (GWEC). China, Estados Unidos, Alemania, India y España son los primeros productores mundiales”¹¹. En sudamérica, Brasil lidera la producción de energía eólica, sin embargo la Argentina cuenta con grandes características naturales para poder aprovechar esta tecnología, “Dentro de su territorio, se destaca la región patagónica con velocidades medias de viento superiores a 12 m/s, seguida por Buenos Aires con velocidades medias de viento superiores a 9 m/s”¹², lo cual ubica al país latinoamericano por encima de la media mundial. Los parques eólicos de Argentina se concentran principalmente en las provincias de Santa Cruz y Buenos Aires, con grandes instalaciones en los alrededores de la ciudad de Bahía Blanca. Esto se debe principalmente a las características climáticas de la región, y las facilidades logísticas y económicas ya que en Buenos Aires se concentra la mayor demanda de energía eléctrica del país, aunque en el norte se han desarrollado varios proyectos en los últimos años.¹³



Tecnologías, principales proyectos y actores:

Como se mencionó en la sección anterior, existen dos maneras de aprovechar la energía contenida en el viento: transformarla en energía mecánica o eléctrica. Para la primera opción, la principal tecnología utilizada son los molinos de viento. Los molinos son multipalpas, tienen entre 12 y 16 de ellas, de esta forma aumentan la superficie de contacto con el aire y ante la más mínima brisa ya se están moviendo. Al moverse, se activa una bomba la cual se puede utilizar para varios fines, principalmente la extracción de agua de pozo. Esta tecnología fue inventada en los

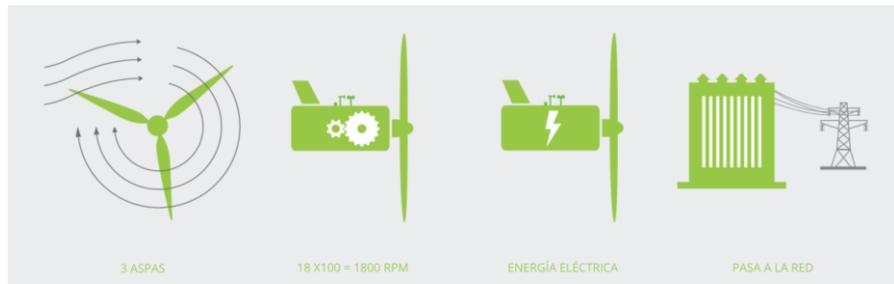
¹¹ Fuente: Fundación YPF, Marzo 2021 <http://energiasdemipais.educ.ar/la-energia-eolica-2/>

¹² Fuente: Fundación YPF, Marzo 2021 <http://energiasdemipais.educ.ar/la-energia-eolica-2/>

¹³ Fuente: Secretaría de gobierno de Energía, Abril 2021
http://www.energja.gov.ar/contenidos/archivos/publicaciones/libro_energia_eolica.pdf

Estados Unidos, e introducida en la Argentina a mitades del siglo XX. Hoy en día hay fabricantes nacionales y se utiliza mucho en el campo.

Sin embargo, la tecnología que más nos concierne es la que genera la energía eléctrica: los ya mencionados aerogeneradores. Se transforma de mecánica a eléctrica



mediante generadores adjuntos a los molinos, más conocidos como aerogeneradores. El movimiento del viento se traslada a las aspas, las cuales mueven un rotor del generador, comúnmente un alternador, que genera la energía eléctrica. Estas máquinas vienen de diferentes tamaños y producen entre 100 y 800 kW, actualmente las empresas están llevando a cabo investigaciones para fabricar generadores de hasta 1500 kW. A diferencia de los molinos, estos tienen pocas palas para mejorar la eficiencia de la generación eléctrica, lo más común es que tengan entre 2 o 3 palas aunque hay algunos de una sola pala. El rotor adjunto a las aspas no gira a muchas rpm, aproximadamente entre 70 y 90, y los generadores eléctricos están diseñados para rotar a unas 1500 rpm, por lo que se intercala una caja multiplicadora para adecuar las diferentes velocidades.



Se puede diferenciar a los aerogeneradores en dos grandes tipos: de eje vertical o de eje horizontal. Este tipo de aerogenerador, como se indica en la imagen, tienen la ventaja de no depender de la dirección del viento, ya que su eje es vertical va a girar lo mismo sin importar por donde golpea el viento. Otra ventaja es que los sistemas de generación y control son mucho más

accesibles, lo que facilita su mantenimiento por lo tanto disminuye ese costo. Además, son resistentes a vientos más fuertes que los de eje horizontal. Sin embargo, la eficiencia y generación de energía es menor que los del otro tipo.

Los aerogeneradores de eje horizontal son los más utilizados en nuestro país para la generación de energía eléctrica. Su principal complicación es que debe orientarse siempre perpendicular al viento para poder aprovechar al máximo. Por ende, debe instalarse algún sistema de rotación mecánica para lograr esto. En los equipos de menor generación de potencia es sencillo, se coloca un timón pequeño, pero en los mayores su giro se controla mediante un sistema computarizado de mayor complejidad. Esto además genera que el equipo enterado, incluido su cableado, estén en la parte superior,



detrás de las aspas para que giren junto con ellas. De esta manera su mantenimiento es más complejo y costoso. Todo esto se compensa con una generación eléctrica mucho mayor ya que se aprovecha siempre el mayor porcentaje del viento.

Las ventajas principales de este tipo de energía es que el viento es un recurso abundante e inagotable, y favorece a la reducción del CO₂, sin embargo es muy variable por lo que no se entrega una cantidad de energía estable y constante. Es por esto que los aerogeneradores generalmente están diseñados para adaptarse de manera óptima a su contexto: la ubicación, posición y componentes del mismo varían en las diferentes regiones del país. No se suelen necesitar grandes velocidades para hacerlos funcionar, con unos 10-15 km/h se considera suficiente, sin embargo, la máxima potencia se alcanza alrededor de los 50 km/h y la mayoría tienen sistemas de seguridad para desconectar su funcionamiento si se superan los 90 km/h.

En la actualidad de nuestro país, la empresa privada que se adjudica los mayores proyectos eólicos es GENNEIA SA. Además de los parques eólicos mencionados en la sección anterior, uno de los grandes proyectos de GENNEIA es el parque eólico Rawson, algunas de sus características son:

- 55 aerogeneradores y 410.000 MWh para el SADI
- Energía equivalente a 137.000 hogares
- Ahorro de más de u\$d75.000.000 en importación de energía
- Inversión inicial de u\$d144.300.000
- Tecnología de aerogeneradores provista por Vestas

“Desde su entrada en operación comercial en enero de 2012 y hasta octubre del 2017, el Parque Eólico de Rawson (PER) ha operado sin interrupciones logrando un volumen total de energía superior a los 1600 GWh lo que representó el 55% de la energía eólica producida a nivel país. Este volumen de energía generada representa un factor de capacidad neto de 42,6%, reflejando las ventajas del recurso eólico disponible en nuestro territorio.”¹⁴

Otro proyecto de GENNEIA es:

- Parque eólico Trelew
 - 17 aerogeneradores
 - 195.000 MWh
 - puede abastecer 64.000 hogares

La empresa nacional YPF también ha avanzado en la última década en la implementación de parques eólicos. Uno de los de mayor envergadura es el Parque Eólico Manantiales Behr. Ubicado en la provincia de Chubut, cuenta con 30 aerogeneradores y 2 subestaciones transformadoras. “El Parque Eólico se conectará al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) con una potencia de 100 megawatts, comparable a la energía que consumen 130.000 hogares.”¹⁵

¹⁴ Fuente: Genneia. Abril 2021 <https://www.genneia.com.ar/energia-renovable/>

¹⁵ Fuente: YPF. Abril 2021 <https://www.ypf.com/energiaypf/ParqueEolico/index.html>

Evolución en los últimos años:

Al igual que la mayoría de las energías renovables, la eólica ha crecido notablemente en la última década. En 2011 su producción era casi nula, y hasta el último año siguió creciendo para lograr una energía generada de 9416 GWh. Además, su importancia dentro de las energías renovables también ha sido ascendente, contribuyendo al 74% de la generación en el 2019. Esto se debe principalmente al continuo desarrollo de las empresas en la materia, y a la reducción de costos a medida que mejoran las tecnologías empleadas.

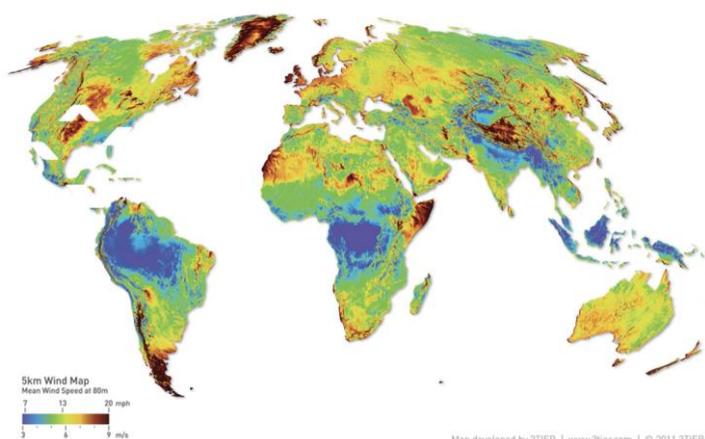


Grafico extraido de las bases de datos de CAMMESA. Abril 2021

<https://cammesa.com/erenovables/>

Oportunidades:

Argentina tiene mucho potencial para expandir su producción de energía eólica, como consecuencia de las buenas condiciones geográficas de la región. Una de las principales actividades económicas del país es el campo, y en la región pampeana se calcula que hay unos 400.000 molinos de campo, la mayor concentración



en todo el mundo. El sur del país es una de las regiones con mayores vientos en todo el mundo, no solo por velocidad sino también por constancia, una característica clave para el empleo de los parques eólicos. La siguiente imagen muestra el factor de capacidad de energía eólica en la Patagonia, líder en el asunto, comparado con otras regiones del mundo.



Sin embargo, el desafío principal para aprovechar este recurso son las cuestiones económicas, políticas y logísticas del país.

BIOMASA Y BIOGÁS

Principio de funcionamiento:

La mayoría de las energías renovables generan directamente energía eléctrica, sin embargo, en el caso de la biomasa se produce gas, lo que luego mediante generadores es convertido en electricidad. La biomasa es toda materia orgánica que proviene por ejemplo de plantas, basura, animales y sus desechos, y muchas otras fuentes que sirven para la producción de biogás. El origen de la energía almacenada en esta materia es proveniente de la energía del sol, que se obtiene mediante la fotosíntesis de la materia orgánica. En los comienzos de la civilización, previo al descubrimiento de los combustibles fósiles, la biomasa era muy utilizada para cocinar, calentar, hacer materiales como cerámica, etc. En los últimos años, con las preocupaciones por el medio ambiente, los avances en la tecnología y la constante disminución de combustibles fósiles, la biomasa ha tomado importancia nuevamente. Hay tres tipos de biomasa:

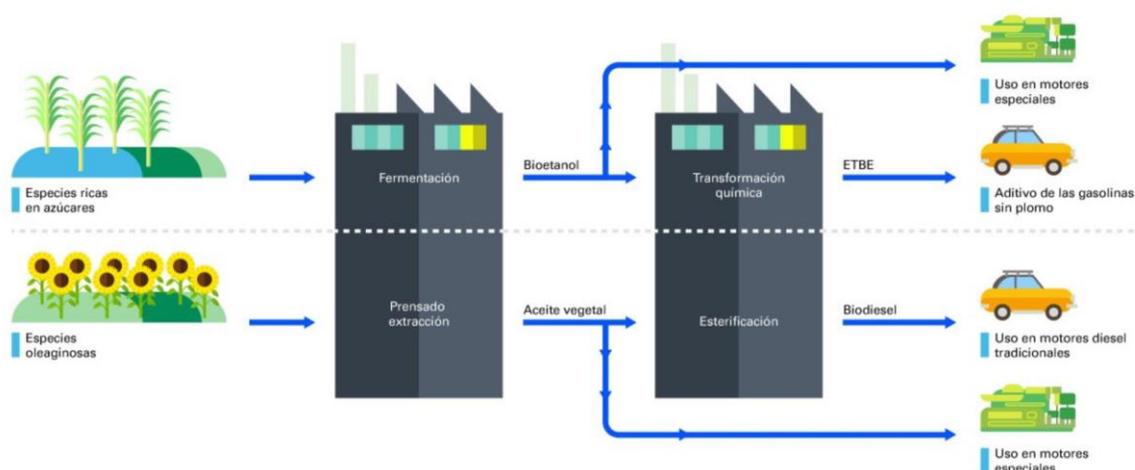
- La biomasa natural: se produce sola en la naturaleza, sin la intervención humana
- La biomasa residual: residuos orgánicos de las actividades de las personas
- La biomasa generada: campos de cultivos energéticos, donde se cosechan cultivos con el único propósito de convertirlos en energía.

El uso de la biomasa tiene grandes ventajas en la industria y en el medioambiente, ya que la contaminación que produce es casi nula, y utiliza desechos que provienen de otros procesos industriales (por ejemplo, estiércol de cerdo o maíz picado). Sin embargo, tiene un costo relativamente elevado y un rendimiento

energético que todavía es muy inferior al de los combustibles fósiles. Además, los grandes campos que se dedican únicamente a la producción de biomasa están tomando tierras que podrían utilizarse para la producción de alimentos.

Tecnologías, principales proyectos y actores:

Los resultados que se pueden obtener de la biomasa son muy variados. Si se aplican diferentes tecnologías o procesos, los productos pueden ser muy variados a partir de esta materia orgánica. Los principales resultados son la energía térmica, el biogás, los biocombustibles (bioetanol y biodiesel), y la energía eléctrica. El avance de las tecnologías y la implementación de las biomásas en la sociedad depende mucho del nivel de desarrollo de cada país. En Europa por ejemplo, los biocombustibles son cada vez más recurrentes.



Hay diversas formas o métodos para transformar la biomasa en energía, pero los más utilizados son los termoquímicos y los bioquímicos.

El método **termoquímico** consiste en utilizar el calor para transformar la biomasa.

- En primer lugar, la forma más básica es mediante **combustión**, donde se quema con un exceso del 20-40% de oxígeno, a una temperatura entre 700 y 1300 grados. De aquí sale calor, que se utiliza para producir energía o directamente calentar recintos.
- Por otro lado está el método conocido como **pirólisis**, donde se quema la biomasa con menos oxígeno del teórico, y a unos 500 grados. De aquí se obtienen como producto diversos gases formados por hidrógeno, óxidos de carbono e hidrocarburos, líquidos hidrocarbonados y residuos sólidos carbonosos. Es un método no tan recurrente en la actualidad, sino que se utilizaba en tiempos pasados principalmente para la producción de carbón vegetal.

- El proceso de **gasificación**, donde hay una combustión y se produce CO, CO₂, H y CH₄. Dependiendo de las características y cantidades de la combustión, puede producir dos tipos de gas: gasógeno y gas de síntesis. Esto último es de suma importancia porque se puede obtener combustibles líquidos.
- Por último la co-combustión consiste en el añadido de biomasa en las combustiones para reducir el uso de carbón.

Además, están los métodos **bioquímicos** que mediante diferentes microorganismos degradan las moléculas de la biomasa, los dos principales son:

- Fermentación **alcohólica**: fermentación de hidratos de carbono en las plantas para producir alcohol
- Fermentación **metánica**: digestión anaerobia de la biomasa, se descompone la materia orgánica y se crea el biogás.

El aprovechamiento de biomasa que afecta la matriz energética del país es su conversión a energía eléctrica para ser destinado a la red nacional. Aquí es donde entran en juego las centrales de biomasa: instalaciones destinadas a la producción de energía eléctrica mediante la materia orgánica. Funcionamiento de las centrales de biomasa:

1. Se almacena la materia y en lo posible se reduce su tamaño
2. Se pasa a una sección de clasificación de la materia por tamaño para la preparación del combustible
3. El material orgánico se utiliza para la combustión, lo que entra en contacto con el agua de alimentación y se transforma en vapor
4. Este vapor mueve las turbinas, las cuales generan la electricidad mediante un generador y lo distribuyen a la red
5. Luego el vapor vuelve a condensar, y se repite el ciclo.

Es una planta de generación eléctrica muy similar a una central térmica, solo que como combustible se utiliza la biomasa.

Si bien el potencial de transformación de materia orgánica en energía eléctrica es inmenso y podría abastecer a gran parte de la población, la tasa con la que se consumen los recursos forestales no debe superar la capacidad de la tierra para regenerar sus recursos y mantener estable la producción de CO₂. Si esto no se logra, podría influir negativamente en el medio ambiente y en el cambio climático.

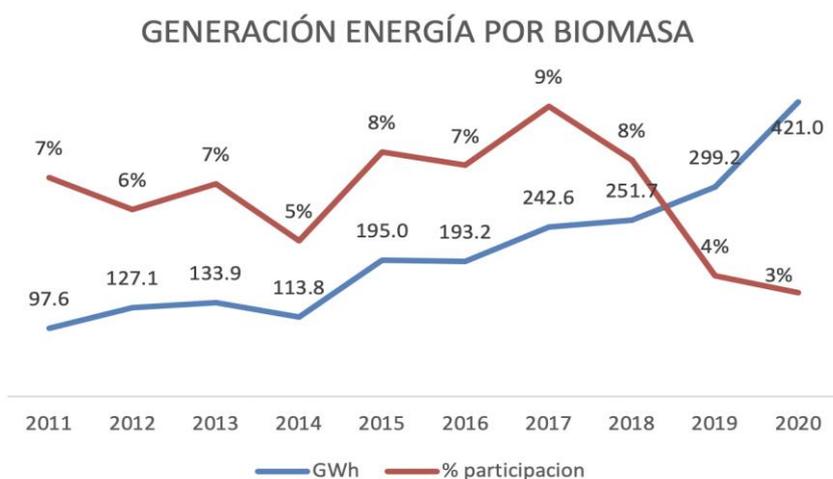
Para el año 2020, se estima que en el país hay entre 60 y 80 centrales de biomasa, pero solo unas 20 se consideran grandes productores, distribuidas principalmente en la provincia de Buenos Aires y en el norte del país, aunque hay proyectos en Chubut y Tierra del Fuego. Una de las centrales más emblemáticas y de mayor producción se encuentra en la provincia de Córdoba, donde se obtiene energía eléctrica con la cáscara de maní. "La usina cuenta con una turbina de vapor de 10 megavatios (MW) de potencia, con capacidad para generar 78.840 MW/hora. La

empresa usa el 10% de la energía para su funcionamiento; el 25%, para el proceso de industrialización del maní y el 65% restante se incorpora a la red nacional de electricidad. Esa cantidad permite abastecer a unos 8000 hogares al año.”¹⁶

Aunque los principales productores de energía eléctrica mediante biomasa sean las centrales mencionadas previamente, hay otros proyectos de menor escala y que utilizan otros procesos para lograr el mismo resultado y aportar electricidad a la red. Un ejemplo es una central de biomasa en la localidad de Isla Verde, provincia de Córdoba. Dentro de un campo que comercializa cereales y cerdos, hay una instalación que



aprovecha el estiércol de los chanchos y el maíz picado producido en las mismas tierras para generar biogás. En los depósitos cilíndricos mostrados en las fotos, se mezcla el estiércol de los chanchos con maíz picado, y mediante la fermentación metánica (mezclando) se libera biogás. Este biogás es el que infla las lonas que hacen de techo a los depósitos. Luego, mediante tuberías se lleva el biogás a generadores eléctricos y se distribuye la energía a la red. Es un proyecto que genera aproximadamente 50 MW y tuvo una inversión inicial de 8 millones de dólares, con equipamiento SIEMENS.



¹⁶ Fuente: Enel. Abril 2021. <https://www.enel.com.ar/es/Historias/a201802-biomasa-en-argentina-con-80-plantas.html>

Fuente: Enel. Abril 2021. <https://www.enel.com.ar/es/Historias/a201802-biomasa-en-argentina-con-80-plantas.html>

Evolución en los últimos años:

Aunque con algunos altibajos, en los últimos años la generación de energía por biomasa ha mantenido una tendencia creciente. En los últimos cinco años se ha cuadruplicado los GWh de potencia generada por la materia orgánica, aplicando todas las tecnologías mencionadas previamente. Sin embargo, su participación dentro de los diferentes tipos de energía renovable ha disminuido luego de un pico en el 2017. Esto se debe a que otras tecnologías como la eólica o la solar han crecido a una tasa mayor que la biomasa.

Oportunidades:

El potencial de la biomasa y el biogás es inmenso y se calcula que mundialmente, la materia orgánica podría suministrar casi un 15% de la demanda de energía si se explota completamente. Sin embargo, se debe progresar en los controles y las regulaciones para llevar a cabo estos proyectos, sobre todo porque la utilización en exceso de biomasa puede impactar negativamente al medio ambiente. Uno de los puntos que menos tiene desarrollado nuestro país son los aprovechamientos de la biomasa en las grandes ciudades. Países más desarrollados, por ejemplo, los nórdicos, transforman casi el 50% de la basura de las ciudades en energía, “En Suecia, alrededor del 49% de los desechos domésticos se reciclan; el resto se incinera en plantas como la de Linköping: el calor producido se transforma en vapor que hace girar turbinas para generar electricidad”¹⁷. Si bien en la Argentina se ha progresado mucho con la biomasa en los campos, con la utilización de plantas o desechos industriales, todavía queda mucho trabajo para hacer con los desechos humanos en las ciudades que además de tener mucho potencial energético, son tan problemáticos para el medio ambiente.¹⁸

ENERGÍA SOLAR

Principio de funcionamiento:

¹⁷Fuente: ABC.es. Abril 2021. https://www.abc.es/economia/abci-basura-convierte-polemica-fuente-energia-para-suecia-201810020342_noticia.html

¹⁸Fundación Endesa, 20/4/2021

<https://www.fundacionendesa.org/es/centrales-renovables/a201908-central-de-biomasa>

El primer dispositivo fotovoltaico fue demostrado por el físico francés Edmond Becquerel, en el año de 1839. En sus experimentos encontró que cuando ciertos materiales eran expuestos a la luz, producían una diferencia de potencial y al conectarlos con una carga externa se generaba una corriente eléctrica.

A este fenómeno se le denominó el efecto fotovoltaico, sin embargo, el entendimiento, dominio y uso de dicho fenómeno, tuvo que esperar hasta que se dieran otros avances científicos y tecnológicos relacionados con la física cuántica y los semiconductores, durante el siglo XX.

La célula fotovoltaica es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (flujo de electrones libres) mediante el efecto fotovoltaico.

Son fabricadas con materiales semiconductores como el Silicio (Si) o el Germanio (Ge) que al ser expuestos a la luz solar generan un voltaje entre sus contactos que dependen del material utilizado en su fabricación.

Dado que la tensión y la corriente de estas celdas suele ser pequeña, éstas se conectan entre sí en serie para elevar la tensión de trabajo (usualmente 12V ó 24V) y en paralelo para aumentar la corriente de salida. Este agrupamiento de células fotovoltaicas se conoce como panel solar.

El efecto fotovoltaico es la base del proceso mediante el cual una célula fotovoltaica convierte la luz solar en electricidad. La interacción entre las ondas electromagnéticas y la materia se lleva a cabo mediante partículas elementales llamadas fotones. Los fotones de la radiación solar poseen diferentes energías, correspondientes a las diferentes longitudes de onda (frecuencias) del espectro solar. Cuando la luz solar (fotones) incide sobre un semiconductor pueden pasar tres cosas: El fotón atraviesa el silicio y sigue su camino como si fuese transparente (espectro IF, si la energía del fotón no es suficiente), el fotón es fuertemente absorbido y genera calor (espectro UV, si la energía del fotón es demasiada), o el fotón es absorbido eficientemente por el semiconductor (espectro visible, si la energía del fotón es óptima).

Únicamente los fotones absorbidos generan electricidad. Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula fotovoltaica.

Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo y ser arrastrado por el campo eléctrico formado por la juntura PN (a un semiconductor se lo dopa una zona con material donante y otro con material aceptor, creando dos zonas semiconductoras tipo N y tipo P, y se establece así una zona de contacto o unión entre ambos, llamada juntura PN) para generar una diferencia de potencial dentro de la célula fotovoltaica.

Si las terminales de la célula fotovoltaica están conectadas a una carga eléctrica, circulará una corriente eléctrica en el circuito formado por la celda, los cables de conexión y la carga externa. La corriente que generan los paneles solares siempre es una corriente continua.

En la instalación, se debe instalar un inversor, que es un dispositivo electrónico capaz de transformar la energía de corriente continua (CC) procedente del generador

fotovoltaico en corriente alterna (AC). Según si la instalación estará conectada a la red, o a baterías (sistema off-grid), el inversor se conectará directamente después de los paneles, o después de las baterías.

La misión del inversor en instalaciones autónomas domésticas es la de convertir la corriente continua de las baterías en corriente alterna como la de la red eléctrica (220 VRMS, 50 Hz), con el fin de que se puedan conectar a la misma electrodomésticos de los utilizados habitualmente en las viviendas.

En el caso de estar conectado a la red eléctrica, el inversor debe proporcionar una corriente alterna que sea de las mismas características de la red a la que está conectado, tanto en forma (senoidal) como en valor eficaz (220V) y sobre todo en la frecuencia (50 Hz), ya que no se permiten prácticamente variaciones, con el fin de evitar perturbaciones sobre la red eléctrica de distribución.

Tecnologías:

Existen distintos tipos de células fotovoltaicas. Las principales son de silicio monocristalino, silicio policristalino o silicio amorfo.

Las de silicio monocristalino presentan una estructura completamente ordenada, cuyo comportamiento uniforme lo convierte en óptimo semiconductor. El proceso de fabricación requiere un alto consumo de energía eléctrica, lo que eleva el costo de estas células. Poseen los más altos valores de eficiencia: entre 13% y 18% al ser utilizadas en paneles solares.

Por otro lado, las células de silicio policristalino presentan una estructura ordenada por regiones separadas, en la que los enlaces irregulares de las fronteras cristalinas disminuyen el rendimiento. El costo del material y el procesado se simplifican, por lo que son más económicas que las monocristalinas, pero poseen una eficiencia menor: entre 11% y 15% al ser utilizadas en paneles solares. Frente a altas temperaturas, son más eficientes que las monocristalinas ya que el color azul de las celdas absorbe menos calor que el color oscuro de las monocristalinas.

Finalmente, las de silicio amorfo poseen un alto grado de desorden en la estructura de los átomos, con lo cual contiene un gran número de defectos, disminuyendo la eficiencia de conversión. Para reducir este efecto, el espesor del material activo en estas células es diez veces menor que el de una célula de Si. Pueden ser ofrecidas como paneles flexibles o rígidos, y tienen un proceso de fabricación más simple y por tanto un coste muy inferior. Su rendimiento se sitúa entre 5% y 8% al ser utilizadas como paneles solares.

Además, hay otros tipos de celdas fotovoltaicas que se encuentran en fases experimentales, pero prometen grandes mejoras en cuanto a rendimientos.

Existen también distintos tipos de inversores, los centrales y los micro-inversores. El inversor central controla la producción de todos los paneles solares del sistema. Su potencia está limitada a una cierta cantidad de paneles solares, en caso de querer aumentar la potencia se necesita instalar otro inversor. El sistema se vuelve de capacidad limitada, y la inversión en comprar otro inversor es bastante alta. Sin

embargo, la gran desventaja de un inversor central es que si un solo panel es afectado por la sombra, el sistema estará trabajando con el panel que le suministre la menor potencia.

Los micro-inversores tienen la capacidad de trabajar con pequeños grupos de paneles (entre 3 y 5). Se puede conectar una cantidad ilimitada de micro-inversores, volviendo al sistema totalmente modular. La gran ventaja de un micro-inversor sobre un inversor central es que el sistema no se ve afectado por las sombras, ya que si un panel se sombrea los demás paneles siguen trabajando al 100%.

Si un panel está dañado o suministrando menos potencia, todos los demás siguen trabajando al 100%. Al tener un sistema de monitoreo se obtiene información de cada uno de los paneles fotovoltaicos, pudiendo detectar una falla individual fácilmente. Sin embargo, para grandes instalaciones terminan siendo muy caros y conviene tener un inversor centralizado.

Principales Proyectos:

El proyecto por excelencia de Argentina en cuanto a parques solares es el parque Cauchari.¹⁹ Está conformado por tres estaciones de 100 MW cada una, sumando en total 300 MW de potencia. En total, se utilizaron 1.200.000 paneles.

Está ubicado en Jujuy, a 4200 metros sobre el nivel del mar, en una de las zonas con mayor irradiancia del país, que al mismo tiempo cuentan con más horas de sol al año y con una temperatura media que no es tan elevada y permite funcionar con altos rendimientos.

Este proyecto fue inaugurado en septiembre del año 2020, y comenzó a construirse bajo el programa RenovAr.

Existen otros proyectos adjudicados bajo el mismo programa, tal como el parque Ullum²⁰, construido en San Juan, con una potencia instalada de 95,5 MW.

En la actualidad hay 141 proyectos de energías renovables entre aquellos que ya han ingresado en operación comercial y los que están en plena construcción. Representan 4.788 MW, con una inversión estimada de más de USD 7.200 millones en plena ejecución. De ese total, hay 98 proyectos en construcción por una potencia total 3.567 MW y USD 5.400 millones de inversión.

Además, no hay que dejar de mencionar a todos los proyectos de generación de energía eléctrica distribuida²¹. En diciembre de 2020, el programa que opera en el ámbito de la Subsecretaría de Energía Eléctrica alcanzó los 338 usuarios generadores, con una potencia total instalada de 3.145 kW, lo cual equivale al consumo anual de más de 1.000 hogares promedio. Respecto de 2019, durante el

¹⁹Diario La Nación, Luis Colqui, 26/9/2020 <https://www.lanacion.com.ar/economia/jujuy-cauchari-parque-solar-mas-grande-america-nid2461924/>

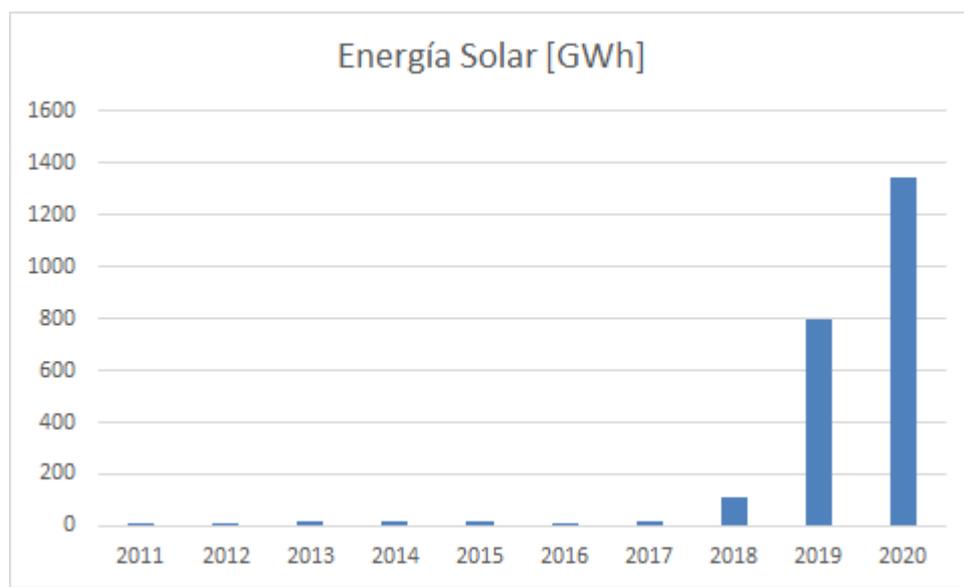
²⁰ Ministerio de Economía, 01/07/2019 <https://www.argentina.gob.ar/noticias/comenzo-operar-el-parque-solar-ullum-iv-que-abastecera-de-energia-limpia-13-mil-hogares>

²¹ Ministerio de Economía, 25/03/2021 <https://www.argentina.gob.ar/noticias/se-triplicaron-los-usuarios-que-generan-energia-electrica-para-autoconsumo-e-inyectan>

año pasado se registró un crecimiento del 304% en la cantidad de usuarios generadores (UG) y del 170% en la potencia instalada.

Evolución en los últimos cinco años

A continuación, se muestra la energía generada mediante paneles solares en los últimos años, en GWh.



Energía Estratégica, 5/01/2021 <https://www.energiaestrategica.com/argentina-supero-4000-mw-instalados-de-energias-renovables/#:-:text=Argentina%20posee%20un%20total%20de,seg%C3%BAn%20datos%20proporcionados%20por%20CAMMESA>

Se puede ver cómo aumentó la generación de energía, incentivada por el programa RenovAr.

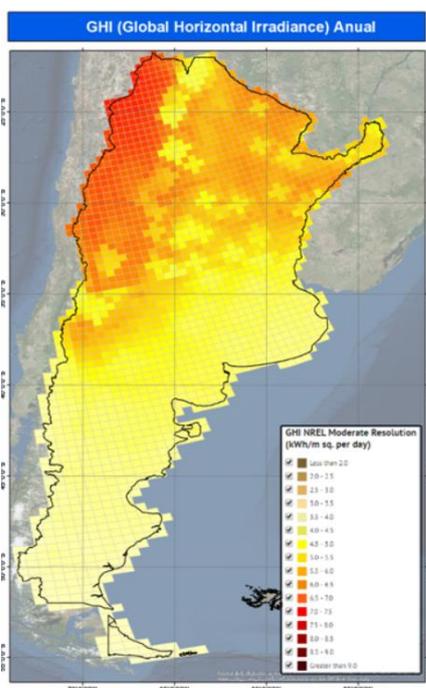
Actualmente, nuestro país tiene 760 MW de potencia instalada con paneles fotovoltaicos.

Oportunidades:

Nuestro país se caracteriza por contar con zonas de alta irradiancia²² (magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética), sin llegar a altas temperaturas. Esto es de suma importancia ya que los paneles solares bajan mucho su eficiencia al trabajar

²² Mapas de Irradiancia Solar Directa e Irradiancia Global Horizontal. Ministerio de Economía. <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/informacion-geografica-energia/mapas-irradiacion-solar> 30/04/2021

con altas temperaturas (al trabajar con temperaturas mayores a 30°, su rendimiento puede bajar hasta un 10%).



PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS

Principio de funcionamiento

En una central hidroeléctrica²³ la energía potencial del agua almacenada se convierte en energía eléctrica. Una central hidroeléctrica clásica consta de tres partes: la central hidroeléctrica propiamente dicha, que es la responsable de realizar las transformaciones en la energía, una presa que puede abrirse y cerrarse para permitir o impedir el paso del agua, y un depósito en el que se almacena el agua.

Para lograr la generación de electricidad, se debe llenar el depósito de agua manteniendo la compuerta cerrada, y luego abrir la misma para permitir que el agua fluya. Ésta, en su paso girará el rotor de la central hidroeléctrica y hará funcionar el generador.²⁴

Existen muchas razones por las cuales se debe fomentar la hidroelectricidad²⁵. Para empezar, es una fuente de energía renovable, ya que no se consume agua en el proceso. Además, puede responder de manera inmediata a las fluctuaciones de la demanda de energía. La operación de los sistemas eléctricos depende de fuentes de

²³ Energía Hidroeléctrica. Ministerio de Economía.

<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/hidroelectrica> 30/04/2021

²⁴ Secretaría de Energía. Ministerio de Economía.

<https://www.minem.gob.ar/www/844/26040/como-se-genera-la-energia-hidroelectrica>

²⁵ Secretaría de Energía. Ministerio de Economía. <https://www.minem.gob.ar/www/844/26039/por-que-fomentar-la-hidroelectricidad>

generación rápidas y flexibles para atender las demandas pico, mantener los niveles de tensión del sistema y restablecer prontamente el suministro después de una falla. La energía generada por las plantas hidroeléctricas puede ser incorporada al sistema eléctrico más rápidamente que la de cualquiera de las otras fuentes energéticas empleadas.

Sumado a esto, las usinas hidroeléctricas no producen contaminantes del aire y no generan subproductos tóxicos. Muy frecuentemente, ellas sustituyen la generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles, reduciendo así la lluvia ácida y el humo. Con un promedio de vida útil de entre 50 a 100 años, los emprendimientos hidroeléctricos son inversiones de largo plazo que pueden beneficiar a varias generaciones. Se pueden actualizar fácilmente con la incorporación de tecnologías más recientes, y tienen bajos costos de operación y mantenimiento.

Por supuesto no hay forma de generación eléctrica que no tenga un impacto ambiental de mayor o menor severidad, y las grandes hidroeléctricas no son la excepción. Ciertamente la magnitud del impacto que los grandes aprovechamientos de uso múltiple plantean al medio natural, económico y social afectado, amerita que su estudio, proyecto y construcción queden siempre supeditados a la racional explotación y preservación de todos los recursos naturales vinculados a la cuenca hídrica en la que se hallan emplazados, como también al juicioso tratamiento de toda la problemática vinculado con ellos (manejo del agua, destino de la energía, control de inundaciones, seguridad de presas etc.). Entre las principales desventajas y/o objeciones de orden económico y ambiental que los aprovechamientos hidroeléctricos deben enfrentar es oportuno marcar que poseen un costo por MW más elevado que otros tipos de energía (incluso renovables), se necesitan mayores períodos de estudio y construcción, existe el riesgo de inundación de zonas aledañas, se pueden llegar a tener que relocalizar poblados, etc.

Existe también el problema de que al crear embalses se modifica el terreno natural, impactando en el ecosistema. Entre los problemas que puede generar la creación de un embalse, están la desaparición y aparición de nuevas especies de flora y fauna, inundación de terrenos, calentamiento del agua del río y más.

Es por esto que para considerar a la energía hidroeléctrica como sustentable²⁶, la ley dice que deben ser proyectos de potencia instalada menor a 50 MW. Estos son llamados pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.

Un pequeño aprovechamiento²⁷ comprende una central hidroeléctrica de pequeña escala que (dependiendo de su potencia) puede abastecer de energía tanto a la red pública como a una pequeña vivienda o establecimiento rural alejado de la red de distribución. En este sentido, los pequeños aprovechamientos se caracterizan

²⁶ La energía hidroeléctrica y los criterios de sustentabilidad - Energía Estratégica, abril 2015

<https://www.energiaestrategica.com/la-energia-hidroelectrica-y-los-nuevos-criterios-de-sustentabilidad/>

²⁷ Energías Renovables 2008 - Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos, Secretaría de Energía

http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/publicaciones/libro_energia_hidrica.pdf

Pequeños aprovechamientos hidroeléctricos - SAESA. Octubre 2019

<https://saenergia.com.ar/2019/10/02/pequenos-aprovechamientos-hidroelectricos/>

por no requerir los prolongados estudios técnicos, económicos y ambientales asociados a los grandes proyectos, y se pueden iniciar y completar más rápidamente, lo que los torna una opción de abastecimiento viable en aquellas zonas y regiones del país no servidas aún por sistemas convencionales.

De ahí que no existe oposición entre aprovechamientos grandes y pequeños. Mientras los “grandes” abastecen el extenso sistema interconectado, los pequeños proveen electricidad a zonas remotas de una manera comparativamente económica y ambientalmente benigna. Igualmente, y dado el hecho que los pequeños aprovechamientos carecen (en general) de un gran reservorio, su impacto ambiental es también comparativamente reducido. Muchos emplean incluso embalses formados originalmente con otros propósitos.²⁸

Tecnologías:

Existen principalmente dos tipos de centrales hidroeléctricas; las que tienen embalse y las de pasada. Las del primer tipo aprovechan la diferencia de elevación entre un embalse y una central hidroeléctrica situada por debajo. El agua fluye a través de unos túneles o tuberías hasta alcanzar las tuberías de la central ubicada en el valle. Esta capacidad para regular la cantidad de agua que pasa por las turbinas permite cubrir eficientemente las horas punta del despacho de carga diario. Las de pasada son aquellas en las que no existe una acumulación apreciable de agua corriente arriba de las turbinas. En una central de este tipo las turbinas deben aceptar todo el caudal disponible del río tal como viene, con sus variaciones de estación en estación.

Existen, además, tres tipos de turbina distintos: Kaplan, Francis y Pelton, que se usan según los distintos tamaños de saltos del agua. La turbina Kaplan tiene paletas que parecen la hélice propulsora de un barco. Es posible ajustar tanto las paletas del rodete como las del distribuidor (mecanismo de cierre). De este modo es posible reaccionar en forma óptima frente a las variaciones en el ingreso de agua. Es ideal para centrales con mucho caudal y una caída baja (hasta unos 50 metros). Por otro lado, la turbina Francis se utiliza en distancias de caída de 20 a 700 metros (saltos medianos) con cantidades de agua cuya amplitud de variación no es muy grande. Por medio de las paletas y del distribuidor, el agua es desviada hacia las paletas del rodete, fijas y curvadas en sentido contrario. La forma espiralada se parece a la casa de un caracol. Finalmente, la turbina Pelton es adecuada en caídas de 140 a 1.500 mts. (saltos grandes) y caudales pequeños. Sólo se utiliza la energía del agua en movimiento. Desde los inyectores, el agua golpea con mucha presión las paletas del rodete cuya forma se parece a la de un colector. Se utiliza, sobre todo en centrales con embalses.

²⁸ La tecnología hidroeléctrica, EPEC, septiembre 2018 <https://www.epec.com.ar/docs/epec-educando/la-tecnologia-hidroelectrica.pdf>



La tecnología hidroeléctrica, EPEC, septiembre 2018

<https://www.epec.com.ar/docs/epec-educando/la-tecnologia-hidroelectrica.pdf>

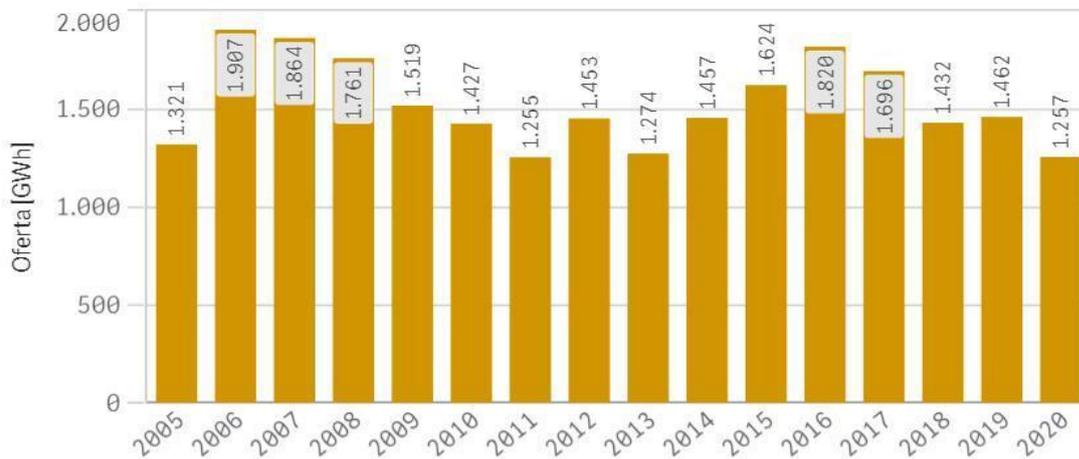
Principales Proyectos:

Los principales proyectos de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos en Argentina suman, en total, una potencia instalada de aproximadamente 510 MW, en aproximadamente 100 proyectos. Estos son muchas veces financiados por capitales privados, y no están conectados a la red eléctrica.

Evolución en los últimos quince años:

A continuación, se muestra la oferta en los últimos años por pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, en GWh:

Evolución anual de la Oferta

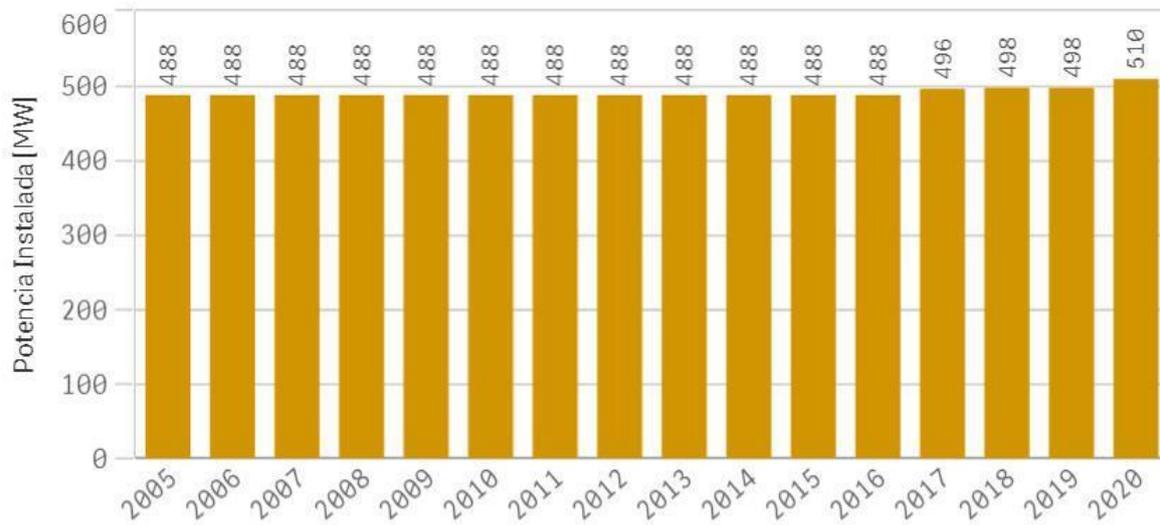


Informe Anual Cammesa 2020, 16/10/2021 <https://cammesaweb.cammesa.com/informe-anual/>

Si bien la energía generada tuvo su pico en 2006, la potencia instalada hoy es mayor, pero por condiciones climáticas no se pudo alcanzar la misma cantidad de energía generada.

Hoy existen proyectos de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos que están en construcción.

Evolución anual de la Potencia Instalada



Informe Anual Cammesa 2020, 16/10/2021 <https://cammesaweb.cammesa.com/informe-anual/>

CAPÍTULO 2: Barreras para el desarrollo, alternativas y soluciones

2.1. Introducción a las barreras

Como se mencionó en la etapa anterior, el desarrollo en los últimos años de las energías renovables en el país fue extenso y eficiente en comparación con las últimas décadas, en las que la participación renovable en la matriz eléctrica fue casi nula. Esto se debió principalmente gracias a la Ley 27.191 (2015), la que permitió diseñar programas como el RenovAr y el MATER que fomentaron la expansión de la potencia instalada proveniente de fuentes sustentables, llevándola desde menos del 1% de la matriz hasta más del 8% en 2021. Incentivos financieros con un resguardo de sólidas garantías captaron el interés de cientos de empresas que participaron de las distintas rondas de licitación que presentó el programa RenovAr: 147 proyectos de distintas tecnologías fueron adjudicados, sumando un total de 4466,5 MW de potencia, sin embargo, no todos fueron concluidos. Para agosto de 2021, se cuenta con 2866 MW instalados provenientes de proyectos adjudicados por RenovAr, y 879 MW de proyectos destinados al MATER.

El amplio crecimiento de los últimos años no fue suficiente para alcanzar el objetivo planteado por la Ley, que apunta a un 16% de abastecimiento de la demanda a partir de fuentes renovables para 2021. Además, el auge del desarrollo renovable en la Argentina parece haber llegado a un punto de interrupción, y en el caso de que el Estado y los distintos actores involucrados no tomen las medidas necesarias, no se alcanzará el objetivo final de cubrir el 20% de la demanda para 2025. Actualmente, el sector renovable cuenta con aproximadamente 4 GW de potencia instalada, y se estima que la potencia necesaria para cumplir con los objetivos de la Ley para 2025 deberá ser de 10GW.

El desarrollo de estos 6 GW faltantes se ve obstaculizado por distintas barreras tanto técnicas, como económicas y políticas que se analizarán en esta segunda etapa: proyectos adjudicados por RenovAr inconclusos bloquean aproximadamente 2000 MW de capacidad de generación de la red eléctrica, que se encuentra sin más espacio actualmente; cálculos excesivamente conservadores sobre la capacidad de la red; escaso desarrollo en sistemas de almacenamiento; dificultades macroeconómicas que desalientan la inversión; escasez de innovación en aspectos técnicos y regulatorios, entre otras cosas.

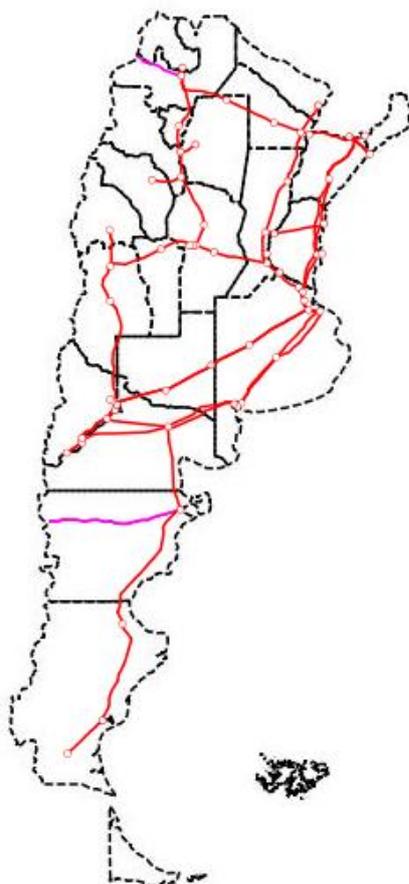
2.1.1 Capacidad de la red eléctrica

La principal barrera técnica a la que se enfrenta el país con respecto al desarrollo de las energías renovables en Argentina es la capacidad de transportar

energía a través de su red eléctrica. La inyección de los proyectos de EERR desarrollados los últimos años ocupó casi toda la capacidad que se encontraba disponible, dejando algunos pocos MW disponibles en la red.

Por la disposición geográfica del país, las líneas de alta tensión (500 kV) son cruciales para el traslado de la energía generada a partir de recursos renovables a los centros de mayor consumo. La energía eólica puede ser fuertemente aprovechada en la Patagonia y el sur de Buenos Aires, donde el factor de utilización de los proyectos eólicos actuales ronda el 45%, una cifra superior a la media alcanzada por parques en otros países. Por otro lado, la energía solar se explota eficientemente en el NOA y Cuyo. Esto representa un desafío para el Sistema Argentino de Interconexión, dado que prácticamente la mitad del consumo de electricidad se concentra en el Norte de Buenos Aires y el sur de Santa Fe.

Fuentes de CAMMESA informan que en el 2021 sólo hay dos puntos de inyección capaces de introducir potencia en las líneas de alta tensión del sistema de interconexión. Estos son el corredor Centro-Cuyo-NOA, que cuenta con una capacidad disponible de 170 MW, y el que va desde Comahue hasta Buenos Aires, con 30 MW.



La saturación de la línea que atraviesa la Patagonia, junto con la del Sur de Buenos Aires, implican una barrera para el desarrollo de proyectos eólicos, impidiendo el aprovechamiento de la abundancia del recurso eólico presente en la región.

Evidentemente, estos 200 MW disponibles de transporte no son suficientes para cubrir los 6000 MW adicionales que se estiman necesarios para alcanzar el objetivo de abastecer el 20% de la energía demandada a partir de fuentes renovables para 2025. Es por esto que la cuestión del transporte y la capacidad de la red es el principal aspecto a abordar en vistas del desarrollo del sector energético sustentable en el país.

Se ha realizado una entrevista a los profesionales del área comercial de CAMMESA, Gustavo Baez y Marcos Benetti, en la que explicaron algunos aspectos a tener en cuenta en este contexto. “En realidad, la realidad física permite que haya ciertos ingresos, a pesar de que en el esquema teórico, digamos, ya esté asignado.” explicó Baez, ejemplificando de la siguiente manera: “el MATER no obliga a tener prioridad de despacho asignada. Por esto, alguien puede desarrollar un proyecto del MATER sin prioridad de despacho, arriesgándose de que mientras construye su proyecto, se sature la capacidad de transporte y así no pueda inyectar la energía de su proyecto. Pero, hipotéticamente, si uno sabe que hay un proyecto A con prioridad de despacho en un determinado lugar, por ejemplo con 50 MW, y ahí está el transporte para 50 MW, pero esa empresa está fundida y yo estoy seguro de que no va a concretar su proyecto, puedo con mi empresa B armar un parque en el mismo lugar y empezar a generar, ya que sé que ahí la capacidad de transporte está, y la puedo utilizar.”. Para enfatizar sobre este punto, Gustavo menciona: “Las situaciones para las cuales está calculado ese esquema del anexo 3, son situaciones muy pesimistas, o sea que no quiere decir que en ningún momento se vaya a poder meter más energía de lo que dice en el anexo 3. Entonces, al no tener prioridad de despacho puede significar que en algunas horas del año no voy a poder generar, pero en la mayor parte sí voy a poder hacerlo. La realidad del sistema no es tan estricta como es el Excel. Una cosa es la teoría y otra la práctica. Uno siempre desde el punto de vista del desarrollo de un proyecto, y más aún cuando tiene que venderlo, es mucho más seguro venderlo con la prioridad de despacho asignada, pero si no lo tengo no quiere decir que no vaya a poder inyectar energía en el sistema. Probablemente, si no tengo prioridad de despacho, lo que tenga que hacer es darle un precio un poco mejor al gran usuario.”

Este panorama, entonces, plantea que todavía siguen existiendo oportunidades para nuevos proyectos, aunque sean más riesgosas desde el punto de vista económico. Sin embargo, esto no indica que la capacidad de la red no sea un problema, dado que ese aprovechamiento extra de la red actual planteado por Gustavo, no es suficiente para alcanzar a cubrir los requerimientos necesarios para cumplir con los objetivos de la Ley 27.191. Es una alternativa parcial, que es significativa, pero requiere de soluciones adicionales.

La primera solución es, lógicamente, la ampliación de la red. Construir nuevas líneas o incrementar la capacidad de las existentes implicaría añadir espacio para el

transporte de la energía generada por nuevos proyectos renovables, aumentando la potencia instalada y así la generación renovable en el país. Sobre este punto, Baez afirma: “(una) alternativa, más larga pero que uno siempre tiene que tener a la vista, es la ampliación de la red de transporte, un tema más complicado que requiere más tiempo y la participación de distintos actores.”. A pesar de que existen intenciones de parte del Estado de realizar obras de infraestructura para el desarrollo de la red, estos proyectos se encuentran atrasados y con poca probabilidad de concreción, dada la situación macroeconómica del país.

Adicionalmente, existen algunas alternativas que podrían funcionar como una solución parcial al problema existente. Por un lado, es importante liberar la potencia de transporte que fue reservada para proyectos del programa Renovar y MATER que se encuentran paralizados, dado que su difícil concreción implica una capacidad ociosa no aprovechable en una red saturada. Otra posibilidad es la de fomentar el desarrollo de proyectos de pequeña y mediana escala, del estilo de los desarrollados en la Ronda 3 del programa RenovAr (MiniRen). Ubicados geográficamente cerca de los centros de mayor consumo, estos pueden inyectarse en líneas de media tensión, por lo que no se enfrentan al inconveniente de la saturación de la red de alta tensión. Siguiendo la misma línea se puede fomentar la Generación Distribuida para residencias, comercios e industrias, propuesta por la Ley 27.424. Además, la implementación de métodos como el curtailment, permitirían incorporar nuevos proyectos a pesar de que por el momento no se aproveche el 100% de su producción.

Algunas de las posibilidades que se le presentan al país para sortear las barreras presentes en el desarrollo de las EERR se analizarán con mayor detalle en las partes subsiguientes del informe.

2.1.2. Situación macroeconómica

En la Argentina, desde hace algunos años el sector energético, al igual que los demás sectores con potencial desarrollo, se enfrentan a una barrera difícil de sortear ya que deteriora la base de cualquier negocio: la falta de inversión.

Numerosos son los motivos que imprimen desconfianza en el país que supo ser potencia mundial, pero que con el pasar de los años se fue convirtiendo en un país de alto riesgo para la inversión de capital. La inestabilidad macroeconómica que, entre otras cosas, lleva a altos niveles de inflación, deja como resultado una moneda débil que ha sufrido fuertes devaluaciones haciendo muy poco atractivas las inversiones con retornos en pesos.

Lejos de ofrecer soluciones a estos problemas, las políticas económicas llevadas a cabo por distintos gobiernos los fueron profundizando. En respuesta a un déficit fiscal alto y sostenido, en ciertas ocasiones se ha recurrido al endeudamiento insostenible, mientras que en otras se ha emitido en grandes cantidades de billetes, sin atacar los problemas estructurales que llevan al déficit, provocando un círculo vicioso que provoca inflación y devaluación de la moneda. En adición, ante la pérdida de valor del peso frente al dólar, se ha impuesto el cepo cambiario que lleva a

inconsistencias aún mayores en lo que respecta al comercio exterior entre otras cosas, además de generar una mayor desconfianza dado que inversores extranjeros tienen la incertidumbre de no saber si podrán retirar su capital del país en caso de así desearlo.

Todos estos aspectos en la economía de un país generan duda, miedo y desconfianza en los inversores, ya que identifican un alto riesgo, lo que se traduce en que se disponen a dar crédito a muy altas tasas de interés, y en algunos casos la voluntad de invertir directamente desaparece. Uno de los mejores indicadores para apreciar este fenómeno es el Riesgo País, que puede entenderse como el riesgo que enfrenta una inversión debido solamente a factores específicos y comunes a un cierto país (a lo que se le debe sumar el riesgo propio de cada proyecto de inversión).



Fuente: JP Morgan EMBI+

Como se puede observar en el gráfico, este indicador ha aumentado considerablemente a partir del año 2018, dejando al país con alternativas de crédito cada vez más caras.

Como se menciona en reiteradas secciones de éste informe, esto provocó el atraso o la imposibilidad de realizar ciertos proyectos. El ejemplo más claro es el de algunos proyectos del programa RenovAr que se enfrentaron a la imposibilidad de iniciar o concretar sus proyectos por falta de financiación, como es el caso de Eoliasur mencionado, y por ende incumplieron con las obligaciones de sus contratos.

Por otro lado, la inestabilidad macroeconómica y el estado de déficit fiscal constante impide la asignación del presupuesto necesario para la realización de obras de infraestructura necesarias para el desarrollo del sector energético renovable. La tan necesaria ampliación de la red para el transporte de energía es una imposibilidad absoluta para las cuentas actuales de la Argentina, comprometiendo el avance del sector, a la vez que se deteriora y cae en obsolescencia la red actual debido a falta de modernización y mantenimiento adecuados.

Debido a este contexto de falta de inversión, es necesario que el gobierno tome medidas que fomenten el financiamiento de proyectos de EERR para poder continuar

desarrollando el sector y así alcanzar los objetivos de la ley. Las energías renovables son cada vez más competitivas, en cuanto a su costo, comparadas con los medios de generación convencionales; por eso, una serie de lineamientos que den confianza y seguridad en este tipo de emprendimientos sería atractivo para muchos inversores. Un claro ejemplo de esto fue el programa RenovAr: su robusto mecanismo de garantías que respalda contratos de compra venta de energía en dólares a 20 años imprimió tal confianza que cientos de actores se dispusieron a financiar proyectos de este tipo, superando ampliamente los cupos disponibles, dando lugar a una licitación muy competitiva. Este mecanismo implica, como se mencionó en la primera etapa de este informe, que ante el incumplimiento del pago de la energía al precio acordado en el contrato por parte de CAMMESA, el primer garante es el FODER (Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables), respaldado por el MINEM. Ante el fallo en el pago de las entidades mencionadas, el Banco Mundial se hace cargo de la deuda como garante final. Por este motivo, se entiende que el programa RenovAr mitigó casi totalmente el riesgo de fallo en los pagos gracias al respaldo final del Banco Mundial, imprimiendo confianza y consecuentemente inversión en el sector energético renovable en el país.

2.1.3. PROYECTOS PARALIZADOS: Programa RenovAr y MATER

Las licitaciones del programa RenovAr y el Mercado a Término han fomentado el desarrollo de las EERR en gran medida, aportando 2866 MW y 879 MW respectivamente a la matriz eléctrica. Sin embargo, como ya fue mencionado, todavía existen proyectos correspondientes a estas iniciativas que no fueron finalizados, o peor aún, no han comenzado a desarrollarse.

Según fuentes de CAMMESA, los proyectos paralizados del RenovAr totalizan 1670 MW, mientras que los destinados al MATER suman 305 MW. Entre ambos alcanzan los 1975 MW de potencia, lo que es una cifra alarmante debido a un problema troncal: la capacidad de la red.

Sobre este aspecto, se le consultó a los profesionales de CAMMESA acerca de las dificultades a las que se enfrentaron estos proyectos que los han parado, a lo que contestaron “Claramente fue un problema macroeconómico, que comenzó principalmente en la devaluación del 2018. En el año siguiente, la limitación del manejo de dólares también complicó aún más las cosas ya que las empresas no era difícil para las empresas liquidar dólares en el exterior. Fueron golpes desalentadores. Las empresas que estaban cerca de la conclusión de sus proyectos, con un esfuerzo más, pudieron terminarlos más allá de las demoras. De hecho, hasta el día de hoy se siguen habilitando parques nuevos, como el que habilitó YPF la semana pasada. Por otro lado, a aquellas empresas que estaban en etapas iniciales las frenó, y peor todavía los proyectos que no habían arrancado. A pesar de tener adjudicada la prioridad de despacho, no consiguieron el financiamiento necesario para terminar los proyectos.”

En marzo de 2021, BNAmericas²⁹ sostuvo que algunos de los proyectos que se encuentran en esa situación son: “Dentro del sector eólico, las principales compañías que se encuentran en esta situación son las locales Emesa, con su proyecto El Sosneado (50MW); Eoliasur, con Vientos Fray Güen (100MW); Latinoamericana de Energía, con General Acha (63MW); y Parque Eólico Arauco SAPEM, con las etapas 3, 4 5 y 6 de Arauco II (195MW).

En una situación similar están la italiana Enel Green Power, con su proyecto Pampa Chubut (100MW); la china Envision, con Los Meandros (125MW); y el fondo de inversión suizo GoldenPeaks, con Pampa (100MW).

En el sector solar, las principales compañías que tienen paralizados sus proyectos son las locales 360Energy, con las plantas Nonogasta IV (1MW), Nonogasta II (20MW), Tocota (72MW), Villa Dolores (26,9MW) y Saujil III (8MW); y Ceosa, con Lavalle (17,60MW) y Luján de Cuyo (22MW), Anchoris (21,3MW), General Alvear (17,6MW) y La Paz (14,1MW).

La situación afecta también a las argentinas Epec, con sus parques Arroyo del Cabral (40MW) y Arroyo del Cabral II (10MW); Hanz Energy, con Villa María del Río Seco (20MW) y Cura Brochero (17,7MW); Latinoamericana de Energía, con Los Zorritos (49,50MW), La Pirka (100MW) y Ullum X (100MW); y Verano Capital, con Zapata (37,5MW) y Verano Capital Solar One (99,9MW).”

Además, el reportaje sostiene que: “Tras 15 meses de indefiniciones, la cartera conducida por Darío Martínez decidió cancelar los contratos que las empresas seleccionadas en la licitación RenovAr 3 (MiniRen) aún no firman con la mayorista estatal de electricidad, Cammesa. De esta forma, seis proyectos que habían obtenido PPAs a 20 años en la subasta realizada en agosto de 2019 serán dados de baja y se ejecutarán las garantías de mantenimiento de oferta que presentaron las compañías, luego de que ninguna de ellas los rubricara, a lo largo del último año y medio.

Se trata del parque eólico Adelia María (12,60MW), en la provincia de Córdoba, que había sido adjudicado a la empresa Adelia María SA; y los solares Energías Renovables Los Nogales (9,50MW), en San Luis, de Energías Renovables Los Nogales SA, y Helios Río Diamante VI (4MW) en Mendoza, de Helios Río Diamante VI SA.

En el sector de biomasa, serán cancelados los PPAs de Rosario de la Frontera (5MW), en Salta, de Electrum RF; Gas de Biomasa Ferosa (3,50MW), en Formosa, de Ferosa Biosiderurgia SA; y la de biogás La Paloma Bioenergía (1,50MW), en Córdoba, de Aldo Gustavo Longo.

La Secretaría de Energía había prorrogado dos veces (el 25 de abril y el 3 de agosto de 2020) la fecha límite para firmar los contratos. Sin embargo, ninguna de las empresas que aún quedaban pendientes se presentó. El último plazo expiró el 1 de diciembre.

²⁹ BNAmericas, marzo 2021 <https://www.bnamericas.com/es/reportajes/argentina-comienza-a-cancelar-proyectos-de-energias-renovables>

Por eso, Martínez instruyó a Cammesa para que deje sin efecto las adjudicaciones realizadas en la licitación RenovAr 3 y ejecute las garantías de mantenimiento de oferta.”

A pesar de que esto último representa un avance en la solución de estos casos, la cantidad de potencia adjudicada a proyectos inconclusos todavía es excesivamente elevada.

Actualmente no se pueden desarrollar nuevos proyectos con prioridad de despacho ya que la mayoría de los puntos de inyección se encuentran completos, lo que significa que los objetivos de la ley 27.191 se encuentran imposibles de alcanzar para el panorama actual. Es por esto que la liberación de los casi 2 GW (el 30% de la potencia instalada necesaria para alcanzar los objetivos, estimadamente) de transporte de potencia reservada a proyectos paralizados es crucial para el desarrollo de nuevos proyectos o iniciativas para continuar con el desarrollo de las EERR en el país.

Todos estos proyectos paralizados, de difícil concreción, gozan de la capacidad reservada en la red para el momento en el que sus proyectos se pongan en marcha. Esto implica una complejidad importante en un contexto en el que el sistema de interconexión se encuentra al borde de la saturación total (teórica), como se mencionó en el segmento anterior.

Por su parte, Marcos Benetti comentó que: “En general, los proyectos de empresas más consolidadas en el sector, con más espalda, más allá de algún atraso que pudieron haber tenido, lograron concluir sus proyectos. Por otra parte, las empresas más chicas, desarrolladores con expectativa de conseguir financiamiento o vender el proyecto, quedaron fuera de juego porque no consiguieron ninguna de las dos cosas. Mucho de la mortandad de los proyectos está sujeto a qué empresa o quién presentó el proyecto. Los actores tradicionales y grandes han cumplido con sus contratos.”

Eoliasur, una empresa desarrolladora de proyectos eólicos es un ejemplo de estas pequeñas y medianas empresas que mantienen un proyecto adjudicado en Renovar sin comenzar, debido principalmente a la imposibilidad de venderlo a una empresa que pueda ejecutar el proyecto por falta de inversión. Juan Pablo Piola, Gerente de Ingeniería, indica que Eoliasur tiene en su cartera casi 4000 MW de proyectos desarrollados listos para participar en cualquier licitación. De ese total, 1100 MW ya fueron vendidos a empresas de renombre en el sector, y 400 MW pertenecen a proyectos que se encuentran en operación como La Genoveva. Los restantes 700MW son de proyectos vendidos todavía no fueron ejecutados. Además, cuentan con el proyecto de Fray Guen, en el que hicieron algo distinto a lo que están acostumbrados: postularon el proyecto en la licitación del programa Renovar, Ronda 2, junto con una gran empresa alemana de turbinas que asumió la responsabilidad de poner las garantías necesarias para poder licitar, y lograron que su proyecto sea adjudicado. Luego de esto, Piola comenta: “después de esto (ganar la licitación), en 2019 la Argentina entró en crisis cuando estábamos haciendo el cierre financiero con un banco alemán. Se distorsionaron las variables macroeconómicas y el proyecto no quedó bien parado.” Luego de esto, comentó cómo el porvenir del proyecto se vio

dificultado debido a la imposibilidad de conseguir inversión: “Las condiciones macroeconómicas desde aquél entonces son tales que hacen que sea prácticamente imposible la entrada de un inversor. El proyecto quedó a la venta, pero en este contexto es muy difícil de concretar. El cepo cambiario fue lo primero que dificultó el panorama.”. “No es un problema de las redes, sino de Argentina con la falta de confianza, el cepo cambiario, la dificultad para importar, entre otras cosas. Producción local ya no hay, excepto por las torres, por lo que la dificultad de importar es un factor importante”. Acerca de la red indica que: “si se desarrollaran todos estos proyectos, ahí sí la red estaría saturada. Pero hoy en día ese no es el problema, sino la financiación.” “En 2017 había planes de ampliación de la red, por ejemplo: la que une Charlone con Mendoza y la que va desde Madryn a Choele Choel. Son fundamentales para seguir desarrollando las EERR, para la siguiente oleada, pero quedaron en la nada.”

A partir de este panorama, se le consultó acerca de la posibilidad del Estado de la ejecución de las garantías ante el incumplimiento del contrato por el Parque Fray Guen, a lo que respondió: “El parque no está en incumplimiento porque obtuvo una prórroga de 260 días del plazo debido a obras en la distribución que obligaron el atraso, además de prórrogas adicionales debido a la pandemia. Sin embargo, estamos en comunicación con la Secretaría para poder extender los plazos dado que el proyecto necesita más tiempo en caso de que sea comprado, para que el inversor pueda hacerlo sin penalidades. Tenemos una presentación en curso, dado que luego de la primera prórroga las condiciones no eran las mismas”. “La otra opción es la de rescindir los contratos, pero reduciendo las penalidades, dado que las condiciones en las que se participó en la licitación son totalmente diferentes a las actuales, a causa de la gran inestabilidad macroeconómica. En el momento de la licitación, un inversor podía pretender un 10% u 11% de retorno, mientras que actualmente pretendería un 20%, y esto no es posible alcanzar con los precios que quedaron pactados en los contratos.”

Estos proyectos que, como dice Benetti, han quedado fuera de juego, se encontraban sin una puerta de salida hasta junio de 2021. El principal inconveniente era que renunciar al cumplimiento de los contratos implicaba la ejecución de cauciones de US\$250.000 por MW de potencia reservado, lo que era impagable por casi la totalidad de los licitantes. Por este motivo se fueron solicitando diversas prórrogas, como en el caso de Eoliasur, que fueron otorgadas por la inestabilidad macroeconómica que sufre Argentina desde 2018 y la enorme adversidad que representó la pandemia.

Después de extensos períodos de negociaciones con los dueños de proyectos no concluidos durante algunos años, en Junio de 2021 el Gobierno finalmente le envió una resolución para dar salida a aquellos responsables de proyectos para el MATER, que “deroga el artículo 12° del Anexo de la Resolución No 281/17 que detalla el monto a pagar de USD 250.000 por megavatio de potencia asignado, con vigencia mínima que alcance hasta la fecha prevista de habilitación comercial (COD) más ciento veinte días, y que al solicitar prórroga se debía abonar otros USD 62.500 por MW”, según

indica Matías Medinilla³⁰ en su artículo del diario online Energía Estratégica. Continúa: “La diferencia estará en que de ahora en más los titulares de los proyectos tendrán un plazo de catorce días hábiles para abonar al organismo encargado del despacho la cantidad de pesos argentinos equivalente a USD 500 por megavatio de potencia asignado en concepto de reserva de prioridad de despacho para el trimestre de asignación. Y en caso de que el titular no realice dicho pago trimestral en el plazo previsto, se desestimará la solicitud y perderá la prioridad de despacho asignada. Además, tampoco podrá solicitarla por dicho proyecto por los cuatro trimestres siguientes.”

De este modo, los responsables de proyectos inconclusos destinados al MATER quedan exentos de pagar cualquier tipo de penalidad en caso de que quieran desestimar sus proyectos, además que reduce la multa a pagar por retrasos en caso de que se quiera mantener la prioridad asignada. Esto liberaría la potencia reservada a proyectos que se encontraban trabados para que entonces pueda ser aprovechada por nuevas empresas y desarrolladores en distintos proyectos de EERR. De este modo podría aprovecharse la capacidad ociosa que se encontraba reservada a proyectos de difícil concreción.

A partir de dicha resolución, para octubre de 2021, 16 proyectos desistieron de la prioridad de despacho, liberando 313,4 MW de potencia que pueden ser aprovechados por otros proyectos. De ahí, en el tercer trimestre del año en curso se presentaron 25 proyectos de energía renovable que totalizan 1700 MW a participar como proyectos del MATER.

Por otro lado, el asunto de los proyectos RenovAR no concluidos también fue abordado en agosto del mismo año por la Secretaría de Energía de la Nación, mediante la resolución 742/2021. Sin embargo, el alcance de las medidas no fue igual a las mencionadas anteriormente para el MATER: se modificaron ciertas penalidades en torno a multas por incumplimiento de la Fecha Programada de Habilitación Comercial e incumplimiento de abastecimiento de la energía comprometida, lo que facilita la terminación de los proyectos que se encuentran trabados y que tenían dificultades para lidiar con las penalidades pactadas en los contratos. Sin embargo, la resolución no dio la puerta de salida que algunos proyectos con imposibilidad de concreción necesitan, como se esperaba en el sector. Como indica Héctor Ruiz Moreno, gerente general de la Cámara Eólica Argentina, en una entrevista con Energía Estratégica³¹: “(la medida) no prevé qué hacer con aquellos proyectos que de ninguna manera se podrán ejecutar, ya sea porque no se iniciaron, porque los titulares originales pensaban venderlos o porque realmente situación pandémica y los efectos en la economía y macroeconomía imposibilitan que estos se lleven a cabo”. Además, hace referencia al riesgo que implica no dar la opción de rescindir los contratos sin la significativa penalidad establecida hasta el momento: “Si la rescisión

³⁰Energía Estratégica, Matías Medinilla, junio 2021

<https://www.energiaestrategica.com/con-una-nueva-resolucion-el-gobierno-busca-reordenar-el-mercado-de-las-energias-renovables-en-argentina/>

³¹ Energía Estratégica, Matías Medinilla, agosto 2021 <https://www.energiaestrategica.com/ponen-en-la-mira-a-la-rescicion-de-contratos-tras-la-nueva-resolucion-sobre-el-programa-renovar/>

del contrato implica asumir los costos que hasta ahora estaban previstos, seguramente el tema se va a judicializar y en ese caso, lo que finalmente se quería [liberar capacidad de transporte], no se podrá obtener. Si no está definida, a criterio nuestro es factible que se judicialice. Y si eso ocurre, nos quedaremos con el mismo problema de que la capacidad de transporte siga retenida por esos proyectos”

Por último, Ruiz Moreno comparó las medidas tomadas para los proyectos RenovAr con las del MATER: “En MATER la autoridad nacional se ha movido con rapidez y efectividad y ha generado una nueva regulación. La misma produce una disminución en las penalidades e incluso genera la liberalidad de poder rescindir el contrato sin demasiados inconvenientes. La que involucra al Programa RenovAr también es muy interesante y positiva, pero la lástima es que no se haya abordado de la misma manera el tema de aquellos proyectos que efectivamente no se podrán realizar y que la rescisión es inevitable”,

2.2. Alternativas para el desarrollo

2.2.1. Introducción de Soluciones y Alternativas

Como hemos visto a lo largo del trabajo, para el correcto desarrollo de las Energías Renovables tanto en Argentina como en el mundo es necesario una sinergia de distintas innovaciones que permitan abordar temas como la variabilidad de la oferta, el transporte de energía, el almacenamiento, la demanda y otros. La Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA por sus siglas en inglés) desarrolló en 2019 un informe titulado *“Innovation Landscape for a renewable-powered future: solutions to integrate Variable Renewables”*³², que pone foco en crear soluciones en todos los niveles del mercado energético enfocándose en cuatro dimensiones: tecnología, diseño de mercado, modelos de negocio y operación del sistema. A continuación haremos un breve desarrollo de cada una de las soluciones que proponen, para luego hacer foco en cuáles son fundamentales aplicar en nuestro país.

1. Soluciones del lado de la oferta

- a. Minimizar incertidumbre de generación eólica y solar con mejores pronósticos del clima: tanto la energía eólica como la solar tienen una gran dependencia de los factores climáticos, que por supuesto están fuera de nuestro control. Para reducir la incertidumbre en la generación es fundamental potenciar los pronósticos del clima, y apoyarse en tecnologías de la información como big data e inteligencia artificial para procesar esos datos. Para que el uso de la tecnología sea aprovechable, se debe aumentar la granularidad en el tiempo en los mercados: los mejores pronósticos pueden ayudar a actualizar el

³² Innovation Landscape for a renewable-powered future: solutions to integrate Variable Renewables, IRENA, 2019

despacho y los compromisos más frecuentemente. Esto mejora la programación del sistema y permite reducir las reservas.

- b. Incentivar a la generación existente a ser más flexibles: una oferta más flexible se logra con recursos que tengan corto tiempo de activación y reacción. Por lo general las plantas hidroeléctricas o de gas son las mejores para esto. Mientras que las hidroeléctricas pueden reaccionar instantáneamente con cero o bajo costo (si tienen reservas o sistemas de bombeo), en las plantas de gas el costo de flexibilidad aumenta con la pendiente y la longitud de la rampa, y están muy expuestos a los precios del gas. Además, debe incentivarse a las plantas convencionales a que implementen nuevas tecnologías para volverse más flexibles. Negociar contratos con intervalos más cortos, así como negociar tan cerca como sea posible en tiempo real, ayuda a internalizar en el precio el valor de la flexibilidad, creando así valor para las fuentes flexibles que son capaces de responder en tiempo casi real aumentando o disminuyendo fácilmente.

2. Soluciones del lado de la red

- a. Interconexiones y mercados regionales para aportar flexibilidad: una gran forma de aumentar la flexibilidad del sistema es la creación de mercados regionales. Las interconexiones entre países permiten que la energía se transporte más fácilmente y que se puedan balancear la oferta y la demanda con recursos externos. Para que esto pueda ser implementado, se deben armonizar las reglas de mercado para permitir que la electricidad fluya libremente en función de las señales de precio, y la tecnología debe garantizar que un operador de mercado maneje órdenes de todos los países participantes de una forma transparente. Desde el lado operativo, para mejorar la coordinación entre ambos sistemas se puede compartir reservas, definir cronogramas coordinados o incluso consolidar las operaciones.
- b. Conectar generación y demanda de renovables a larga distancia con superredes: por lo general, las zonas ricas en recursos naturales para generar Energías Renovables no están cerca de los centros de consumo. Para conectar estos puntos pueden construirse superredes, que son grandes redes de transmisión de energía que permiten intercambiar grandes volúmenes en largas distancias. Son líneas de alto voltaje o ultra-alto voltaje en corriente continua, y suelen construirse de manera independiente a las redes existentes de corriente alterna, pudiendo interactuar con ésta en ciertos nodos. Por el momento, la integración de estas líneas de continua no es del todo eficiente, pero hay grandes avances en investigaciones que hacen que sea cada vez más viable.
- c. Almacenamiento a gran escala y nueva operación de red para diferir las inversiones de refuerzo de la red: Las interconexiones y refuerzos de red son clave para la integración de una gran proporción de ER. Sin

embargo, estos pueden requerir importantes inversiones, y la mayor parte del tiempo es posible que la capacidad no se utilice por completo. Aquí es donde entran en juego otras soluciones innovadoras en la operación del sistema para aumentar la integración RE mientras se difieren las inversiones en la red, como el almacenamiento en baterías de gran escala, la transformación de ER a hidrógeno verde o calor, y la clasificación dinámica de líneas.

3. Soluciones del lado de la demanda

- a. Agregación de recursos energéticos distribuidos: soluciones como centrales de bajo y medio voltaje o paneles y baterías en las casas generan grandes beneficios para aliviar la congestión de las redes, ya que se acerca la generación al punto de consumo. Si bien estos recursos aportan poca energía individualmente, al usarlos coordinados se generan las llamadas *Virtual Power Lines* (VPL), sistemas que se basan en software y una red inteligente para despachar energía de forma remota y automática y optimizar los recursos energéticos distribuidos. Para que crezcan de manera sana y eficiente, es importante garantizar tanto la conveniencia de instalar estos sistemas como también la correcta operación de la red, ya que por lo general se miran con un enfoque de “enchufar y olvidarse”, lo cual puede traer efectos negativos a la red. Gracias a la tecnología, es posible que las mismas distribuidoras intervengan en la operación de estos sistemas e incluso que se les permita participar en el mercado mayorista o de servicios auxiliares.
- b. Manejo de demanda: los consumidores finales deben pasar de ser actores pasivos en el mercado eléctrico a tener un rol mucho más protagonista. Gracias a la tecnología, los usuarios pueden recopilar información y automatizar sistemas para que respondan ante señales de precios. Con las tarifas según horario, se puede incentivar a los usuarios a cambiar su consumo a momentos con mayor participación de fuentes renovables. Siendo incluso más optimistas, pueden definirse tarifas en tiempo real que permitan balancear en el corto plazo las variaciones de la generación de ER con la demanda. Los usuarios pueden elegir ajustar sus consumos, pero para que sea eficiente y amigable debe ser automático.
- c. Mini redes renovables para dar servicio a la red principal: Las miniredes combinan demanda de energía con recursos renovables distribuidos en una sola entidad controlable que puede ser operada separada de la red. Permiten el desarrollo de energías renovables en zonas conectadas como aisladas, y pueden ser propiedad de un usuario final como de una comunidad entera. Estos recursos aportan gran flexibilidad a la red y ayudan a reducir la congestión del sistema nacional, e incluso permiten el comercio P2P entre participantes basándose en el blockchain.

- d. Optimizar operación del sistema de distribución con recursos renovables: la creciente penetración de la generación distribuida lleva a que aparezca un flujo impredecible y reversible de energía que altera la planificación y operación tradicional de la distribución de energía. Para poder manejar esto eficientemente, las distribuidoras deben convertirse en operadores activos en lugar de simples administradores de redes. Deben ser capaces de proveer servicios de flexibilidad desde su red como peak shaving y soporte de voltaje

4. Soluciones para todo el sistema

- a. Almacenamiento a gran escala: el almacenamiento en baterías de gran escala aporta importantes ventajas en cuanto a la flexibilidad a lo largo de toda la red:
- Por el lado de la oferta, al complementarlas con ER permiten balancear la salida con lo cual se reduce la variabilidad.
 - Para la operación de la red ofrecen servicios como cambio de carga, regulación de frecuencia y reserva.
 - En cuanto a la demanda, ayudan a reducir la congestión en horas de consumo pico.

Por el momento, muchas de estas soluciones se encuentran en etapas de desarrollo, y el costo de su implementación es muy elevado. Algo fundamental para su viabilidad económica es que un mismo banco pueda derivar múltiples flujos de valor y proveer distintos servicios. Esto genera el apilamiento de fuentes de ingresos y mejora el rendimiento.

- b. Soluciones “Power-to-X”: las soluciones “energía-a-hidrógeno” o “energía-a-calor” ayudan a compensar la variabilidad en el corto plazo y también estacionalmente. Tienen un alto potencial de desacoplar generación a partir de la demanda y facilitar una mayor integración y participación de ER, evitando el curtailment cuando hay excedentes de generación. El gran potencial eólico de la Patagonia Argentina genera una enorme ventaja para el desarrollo de hidrógeno verde, ya que puede usarse este recurso para la electrólisis del agua y luego transportar el hidrógeno a los centros de consumo, usándolo para generar energía o como materia prima en la industria. Recientemente, el gobierno nacional anunció junto a la firma australiana Fortescue el desarrollo de una planta de hidrógeno verde en la Patagonia, la cuál generará unas 215.000 toneladas de este combustible a partir de agua de mar desalinizada utilizando energía eólica. Para este proyecto se invertirán unos 8.400 millones de dólares, generando 15.000 puestos de trabajo directos.

2.2.2 Curtailment

El “Curtilment” en términos de energía renovable es la reducción en la producción de un generador de lo que podría producir de otra manera dados los recursos disponibles (por ejemplo, viento o radiación solar), típicamente de forma involuntaria. Esto ocurre principalmente en los picos de recursos renovables, cuando lo que puede producir excede la capacidad de la red o la demanda actual y se limita mediante un dispositivo la producción. Este fenómeno se suele dar en países con mayor desarrollo de la energía renovable, por ejemplo, la suma de la reducción de energía solar en Alemania, Chile, Estados Unidos y China en el año 2018 alcanzó los 6,5 millones de MWh, lo cual es el 1% de la producción de energía solar. Y estos valores van a aumentar a medida que se desarrollen aún más las EERR.

El curtilment se menciona tanto en este sector porque la energía solar o eólica tiene grandes picos intermitentes de producción; cuando hay mucho viento o fuertes rayos de sol se genera más energía de la requerida. Sin embargo, es una herramienta provisoria y temporal para solucionar el tema de la intermitencia y la falta de capacidad de las redes. A largo plazo no se busca hacer uso de esto, porque implica pérdidas económicas para los productores. Las soluciones principales para las barreras técnicas para el desarrollo de las energías renovables son aumentar la capacidad de la red, mejorar las predicciones de demanda, entre otras. Si esto no se puede lograr, el curtilment es útil para no frenar el desarrollo de los parques solares o eólicos. “Algunas políticas de red exigen que las empresas de servicios públicos compensen a los generadores por la reducción de la producción, y algunas políticas de interconexión prohíben que los sistemas se interconecten si estos sistemas van a dar lugar a una reducción”³³. Además de curtilment hay otras soluciones temporales para tratar la intermitencia y variabilidad de la producción renovable, como por ejemplo ampliar la red o hacer uso de las baterías para almacenar. Lo mas optimo seria encontrar la combinación justa entre las 3 para reducir los costos lo máximo posible, quizás agregar baterias en cierto punto es más costoso que recortar la producción.

La reducción de la energía depende de varios factores. En primer lugar, de la geografía y el clima de la región. Pero además influyen las decisiones políticas o la industrialización de los puntos de demanda, por ejemplo, siguiendo con los casos de los países mencionados previamente: “En China, la estructura inicial de la tarifa de alimentación contribuyó a aumentar la reducción en las provincias del noroeste. En Alemania, los requisitos de compensación para la producción restringida probablemente mantienen la restricción más baja de lo que sería de otro modo sin esos requisitos de compensación”. Otro factor crucial es la estación del año. La reducción ocurre principalmente en otoño y primavera, que son meses con producciones bastante altas y bajas demandas.

Actualmente en la Argentina no hay grandes reducciones en el despacho de energía renovable, sobre todo porque la producción no ha crecido como era de esperarse. Sin embargo, con vistas al desarrollo de la misma en los próximos años, lo ideal sería trabajar en otro tipo de soluciones a la falta de capacidad para reducir el

³³ PV Magazine, Emiliano Bellini, septiembre 2020 <https://www.pv-magazine-latam.com/2020/09/08/cientificos-del-nrel-fomentan-la-reduccion-de-generacion-optima-de-la-energia-fotovoltaica/>

curtailment, algunas de estas podrían ser: minimizar la incertidumbre de generación con mejores pronósticos (IoT, Big data, mejor diseño de mercado), incentivar la generación existente a ser más flexible, aumentar la capacidad de la red, priorizar los despachos, entre otras.

2.2.3. Almacenamiento de energía

Los sistemas actuales de generación de energía eléctrica, en donde se queman combustibles fósiles y se convierte esa energía en electricidad, tienen la gran ventaja de que es muy simple ajustar la generación a la demanda instantánea. Basta simplemente con almacenar gas y quemar la cantidad necesaria para alcanzar la demanda de electricidad en ese momento.

Uno de los mayores problemas de las energías renovables es su intermitencia, es decir, se puede generar energía sólo en determinados momentos (por ejemplo, cuando sopla el viento, cuando hay sol, etc.) y no necesariamente estos concuerdan con los momentos de consumo de la misma.

La primera solución es almacenar la energía que se produce en baterías y guardarla hasta que ésta se deba consumir. Para esto en la actualidad se utilizan baterías de litio, la solución más avanzada y disponible en el mercado. Estas ayudan a compensar la demanda de energía instantánea, brindando estabilidad a la red y una respuesta inmediata a las variaciones de demanda que permiten mantener constante la frecuencia.

Otra tecnología que permite el almacenamiento son las baterías de hidrógeno. Estas funcionan con hidrógeno (H₂) como combustible, que se canaliza hacia la pila de combustible, donde se le inyecta oxígeno, y esto libera energía y agua como residuos. Las ventajas de este tipo de pilas son evidentes; son amigables con el medioambiente y los recursos son de fácil obtención. Sin embargo, para obtener hidrógeno se necesitan hidrolizar moléculas de agua, lo que requiere mucha energía. Por lo tanto, se puede utilizar esta tecnología como recurso para almacenar energía producida por energías renovables. Al obtener energía en momentos en los que la producción supera la demanda, se puede utilizar el sobrante para generar H₂ y luego obtener energía al usarlo como combustible.

Este tipo de almacenamiento puede ser de gran utilidad al usarse estacionalmente, es decir, aprovechar las estaciones cuando las energías renovables tienen mucha capacidad de producción para generar hidrógeno y guardarlas para cuando no se llegue a cubrir la demanda. La ventaja que tiene este tipo de almacenamiento es que es muy barato y se puede guardar el tiempo que sea necesario. Además, es fácil de transportar. Sin embargo, el tiempo de respuesta frente a las variaciones de la demanda de energía es lento.

Otra de las alternativas es almacenar energía potencial, como por ejemplo agua en los embalses, y abrir las compuertas sólo en los momentos que se necesita generar energía eléctrica. Esto actualmente se hace, pero podría mejorarse la

operación por ejemplo volviendo a bombear agua hacia arriba con sobrantes de otras energías renovables que de otro modo no se podrían aprovechar en el momento. Por ejemplo, un día de mucho viento a la noche en el que esa energía no tiene ningún destino porque no hay demanda de la misma se podría utilizar para bombear agua aguas arriba del embalse.

2.2.4. Ampliación de la red

Como se mencionó en el texto anterior, la ampliación de la red siempre es un punto a tener en consideración a la hora de tratar el tema del desarrollo energético de un país. Se le consultó a Benetti y Baez acerca de los costos y las dificultades que esto implica para el país, a lo que el primero respondió: “Es costoso para un país como Argentina que es tan extenso, y cuya demanda está tan concentrada en el centro del país, Norte de Bs. As. y sur de Santa Fe. Los recursos hidráulico, eólico y solar están alejados de este punto de consumo, por lo que se requieren muchos kilómetros de líneas, de miles de km, entonces obviamente las obras son costosas.”

Además, acerca de las necesidades actuales, afirmó: “Donde deberían construirse líneas de alta tensión hacia Buenos Aires: desde Patagonia, para captar el recurso eólico; del Comahue para aprovechar los recursos hídrico y solar principalmente; del Cuyo y NOA para captar la energía solar.”

Por otro lado, uno de los puntos más importantes es el hecho de que hoy en día no hay necesidad desde el punto de vista de la oferta eléctrica de una ampliación de la red: “A futuro probablemente sí se construyan. Hay muchas obras proyectadas, pero hoy está todo parado, principalmente porque no hay mucha necesidad de nueva generación. Tenemos mucha potencia instalada y no hay riesgo de desabastecimiento en cuanto a lo que es “máquinas instaladas”. Lo que hoy tenemos alcanza a cubrir la demanda actual con holgura. La demanda está muy atada al PBI: cuando el país tiene un momento de economía creciente, la demanda se activa y crece, por lo que es necesario invertir en energía para acompañar ese crecimiento.”

Adicionalmente, Baez se focalizó en las grandes dificultades que presenta la construcción de una línea de transporte eléctrico en comparación a las obras que se realizan localizadamente: “La obra del transporte, hablando desde la experiencia, tiene una serie de complicaciones administrativas, técnicas y demás que la hacen muy difícil. Su principal problemática es que la línea de transporte pasa por distintas jurisdicciones, propiedades, accidentes geográficos, que representan problemas técnicos; administrativos, desde el punto de vista de las jurisdicciones, permisos, normativa, etc; problemas de coordinación con dueños de terrenos; entre otras cosas. Todo esto hace muy difícil la expansión de la red.”

En conclusión, si bien la ampliación de la red probablemente sea una realidad en un futuro, claramente no está en la agenda del estado desarrollarla en el corto y mediano plazo. Esto se debe a las grandes dificultades que presenta: económicas, técnicas y regulatorias, sumado a la holgura que hoy presenta la oferta del sistema eléctrico. Por eso se desarrollarán a continuación diferentes alternativas que existen

para desarrollar el sector energético renovable en el país a pesar de la baja capacidad de transporte disponible en la actualidad.

2.2.5. Interconexiones

Una de las soluciones ante la problemática de la limitación de las redes nacionales de electricidad es desarrollar interconexiones regionales; es decir extender las líneas hasta países vecinos. Aumentar la capacidad de intercambiar energía con otros países trae varios beneficios, entre ellos:

- más seguridad a la hora de cumplir con el suministro
- crece la eficiencia y competencia entre los países
- ayuda a integrar mejor la energía renovable que, como ya mencionamos previamente, tiene un suministro muy inestable.

De esta manera, si la capacidad para distribuir dentro del país está colmada, no es necesario limitar la producción ni almacenar la energía, sino que se vende a otros países que quizás sí tienen la capacidad o la demanda necesaria. O en el caso contrario, si falta suministro nacional se importa del vecino. Claro está que esta opción tiene elevados costos de infraestructura, pero las obras son en conjunto con la región. Además, si por ejemplo debiesen ampliar la capacidad desde Chubut a Buenos Aires, la opción de nuevas líneas de Chubut a Chile podrían ser más económicas.

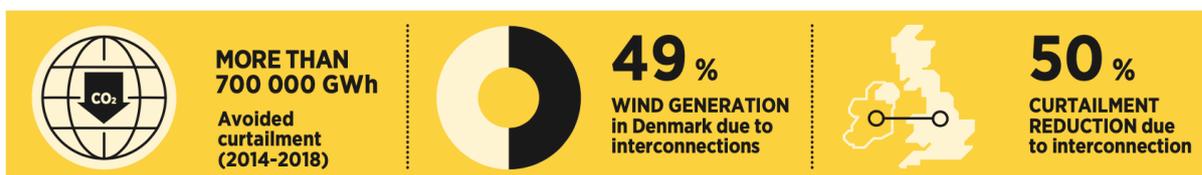
Hay varios casos de países en el mundo que han aplicado este método para ampliar su generación de renovables y los ingresos económicos, al venderle directamente a otros países. Por ejemplo, en Europa una de las tecnologías que hace tan robusta y competente a su red de conexión es justamente la interconexión entre los países. La siguiente imagen muestra las redes interconectadas de España con Francia, Portugal y Marruecos, sus países limítrofes. Los valores que figuran son los máximos y mínimos en MW de capacidad para exportar e importar en las redes ya establecidas, para el mes de mayo de 2021.



Algunos otros datos alentadores de la implementación de las interconexiones en otros países son las siguientes:

- 715 405 GWh evitados de curtailment en la producción de energías renovables, equivalente al 0,5% de toda la energía renovable producida en California.

- 49% de la energía eólica está integrada en Dinamarca debido a las interconexiones con países vecinos; Alemania, Suecia y Noruega. Entre 2008 y 2015 solamente dos veces se interrumpió la producción de energía eólica, ya que el exceso se usa o almacena en los países vecinos.
- 50% de reducción en curtailment en Irlanda debido a la conexión con el Reino Unido. Exportan la energía mediante dos conexiones submarinas.



Además de los beneficios en el consumo y la producción, también implica mejoras en los costos:

- Se esperan ahorros anuales de aproximadamente 260 millones de euros por la cooperación en la transmisión de Alemania.
- El banco mundial estimó que los ahorros en el oeste de África pasarían de 5 billones de dólares por año a 8 billones. Esto se debe a la reducción de costos de operación de las energías renovables por sus interconexiones.
- Beneficios económicos de 40 billones de euros por año por integrar el mercado europeo de energía renovables.

En la actualidad existen conexiones regionales con Brasil, que se hicieron en los años 1997-98 con la idea de que se hicieran contratos privados para intercambiar energía, siendo la Argentina la proveedora, sobre todo porque en el sur de Brasil hay una elevada demanda y poca producción local. Las líneas son las de Paso de Los Libres – Uruguayana (132/230 kV, 50 MW) y Rincón de Santa María – Garabí (500 kV, 2100 MW). Sin embargo, al día de hoy esas líneas se utilizan solamente para emergencias, cuando uno de los dos países necesita energía por cuestiones extraordinarias se les transfiere. Podría ser positivo para el desarrollo de las renovables en el norte del país que se utilicen esas líneas para la exportación de energía. Sin embargo, una de las principales barreras es que no hay un sistema de contratos para exportar/importar por lo cual no se puede regularizar ni llevar a cabo esa actividad de forma comercial. Por ende, se debería desarrollar en el gobierno un sistema de contratos y garantías como los que se hicieron para el programa renovar para la comercialización con Brasil. Si bien exportar energías renovables a Brasil no contribuye directamente al objetivo de lograr un 20% de la demanda de renovables para el año 2025, es un incentivo más que interesante para que los privados inviertan en plantas de renovables. Esto se debe, entre otras razones, a que no tendrían que recortar la producción en los picos o cuando la red colapsa, sino que venden al país vecino.

Para el diseño de mercados regionales, hay ciertos puntos a tener en cuenta:

- Se deben armonizar las reglas de mercado para permitir que la electricidad fluya libremente en función de las señales de precio.
- Existen varias maneras de mejorar la coordinación entre diversos sistemas:
 - Compartir reservas: poner a disposición las mismas reservas para las áreas a balancear.
 - Cronogramas coordinados: los responsables de balancear las áreas intercambian energía en períodos de tiempo más cortos. Esto mejora la eficiencia de despacho. Se necesita mayor comunicación y planeamiento además del diseño de mecanismos de mercado que compensen a los participantes por la producción de energía.
 - Consolidar operaciones: fusionar dos áreas a balancear bajo un mismo operador.

Y teniendo en cuenta estos requisitos, algunas de las soluciones que se mencionan en el artículo de IRENA están relacionadas con la tecnología:

- La tecnología puede permitir que un operador de mercado maneje órdenes de todos los países participantes de una forma transparente. El aumento de la granularidad temporal y la interconexión de sistemas regionales dificulta aún más la operación del sistema. El operador debe primero garantizar el abastecimiento del país antes de ofrecer energía a los otros, y además aumenta el número de participantes y contratos.
- Se necesitan sistemas de IR robustos para manejar las órdenes de manera eficiente y sin problemas. Las innovaciones digitales como el internet de las cosas, AI y big data pueden jugar un papel muy importante en manejar esta complejidad. El blockchain puede facilitar las transacciones y pagos en todo el mercado regional.

Otro caso importante y cercano a la realidad argentina es el de Colombia y Panamá. En el año 2012 se comenzó a planear el proyecto de interconexión entre ambos países y se estima que va a estar en funcionamiento para 2024. El mismo consiste de una línea de transmisión desde Cerromatoso en Colombia hasta la subestación Panamá II. Un recorrido de aproximadamente 500 km y una capacidad de 400 MW. El objetivo de este proyecto es lograr los beneficios mencionados previamente; diversificación de la matriz energética, mejor confiabilidad del sistema, apoyo ante situaciones de emergencia, optimización de los recursos energéticos y de la generación excedente y además reduce las emisiones ya que se sustituye el uso de combustibles fósiles. Este proyecto es un gran paso para el fomento de la interconexión regional de Latinoamérica cuyos beneficios superan ampliamente los costos de infraestructura. Es fundamental el desarrollo de las 3Rs para lograr el éxito en este tipo de proyectos: redes, reglas y recursos. No solamente se necesita una gran inversión en las redes terrestres y submarinas, sino también es clave la creación

de un marco normativo y regulatorio para permitir el intercambio eficiente entre, en este caso, Colombia y Panamá.



2.2.6. Generación distribuida

El DPCA (Distribution Power Coalition of America) define a la generación distribuida como cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada, y que se puede conectar directamente al consumidor y/o a la red de transporte o distribución.

De ahí, una de las alternativas que se llevan a cabo en una gran cantidad de países, además de ser una respuesta a la capacidad limitada de la red, son los proyectos de pequeña y mediana escala: soluciones distribuidas. Ejemplos de estos desarrollos son las plantas de generación que operan a baja o media tensión, como puede ser una instalación solar de techo, y otros casos como baterías “behind de meter” acopladas a instalaciones renovables o vehículos eléctricos inteligentes (V2G).

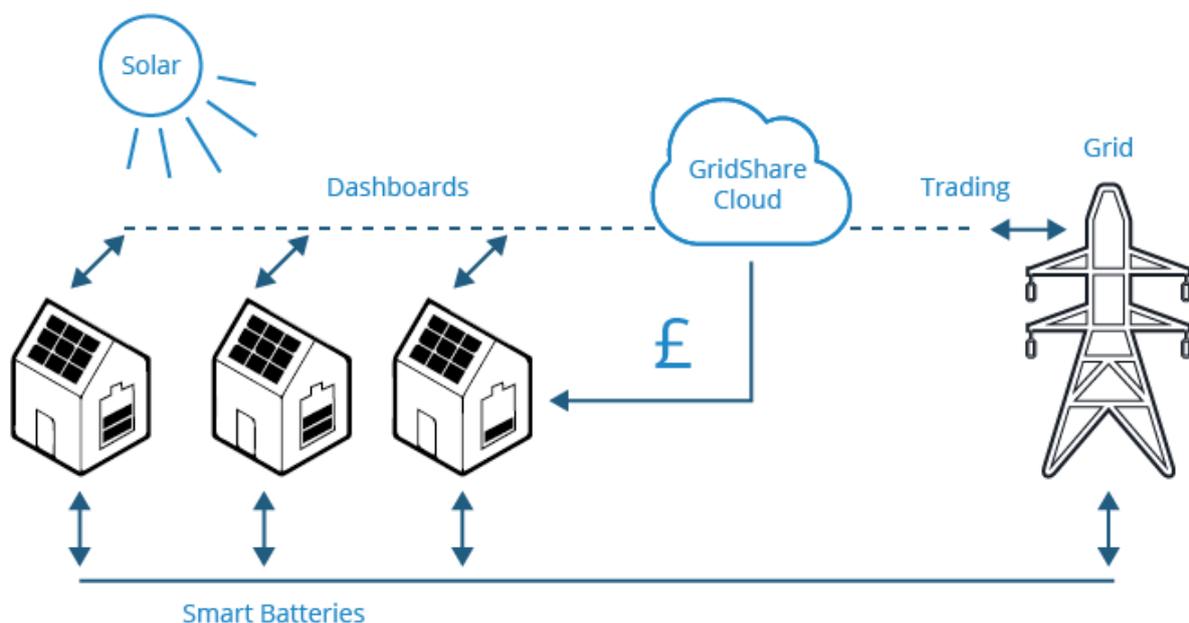
La ventaja que implicaría para el país el fomento y desarrollo de estos proyectos es que no requieren capacidad de transporte en las redes de alta tensión, ya que trabajan a tensiones menores, por lo que pueden conectarse directamente en líneas de distribución a media tensión, en los alrededores de las zonas de mayor consumo. Además, de esta manera la generación se realiza de manera más descentralizada, reduciendo las pérdidas en el transporte.

El reporte de IRENA contempla esta posibilidad de agregación de recursos energéticos renovables distribuidos. Uno de los puntos que remarca en cuanto a la tecnología requerida para su administración, es la incorporación de sistemas digitales de parte del operador que permitan gestionar estos puntos de generación, que funcionan como generadores “inconscientes”, y en conjunto pueden aportar un gran valor a la red en cuanto a potencia y flexibilidad. Los operadores deben tener acceso directo al control de estos puntos para balancear flujos de energía y contrarrestar efectos causados por la intermitencia.

Desde el punto de vista del negocio, IRENA establece que es fundamental repensar el modelo de compraventa mayorista de modo que estos jugadores menores puedan acceder a este mercado y su precio (spot, en el caso de Argentina) para poder evaluar la viabilidad financiera de los proyectos. Lógicamente, como no sería eficiente que cada dueño de un proyecto de pequeña escala sea agente del mercado mayorista, existe la posibilidad de que se realice la agregación de estos jugadores para participar de manera conjunta: por región, tecnología, etc.

La mayoría de estas instalaciones actualmente se desarrollan sin este entendimiento debido al bajo impacto individual que cada proyecto tiene contra la totalidad de la red. No obstante, es importante remarcar el potencial que tiene la agregación y correcta administración de todos estos proyectos, para tratarlos en conjunto como una fuente única, robusta y estable. De aquí surge el concepto de VPP (Virtual Power Plant, que IRENA explica que permite coordinar las distintas fuentes “utilizando dispositivos TIC (el concepto de centrales eléctricas virtuales, o VPP). Un VPP es básicamente un sistema que se basa en software y una red inteligente para gestionar de forma remota y automática y optimizar los recursos energéticos distribuidos. Orquestando generación distribuida, energía solar fotovoltaica, sistemas de almacenamiento, cargas controlables y flexibles, y otros recursos energéticos distribuidos, los VPP pueden proporcionar servicios auxiliares de aceleración rápida, reemplazando reservas basadas en combustibles fósiles”.

Un caso de éxito fue el de Australia, en el que se conectaron 50.000 instalaciones solares residenciales consolidando una VPP, capaz de proveer 250MW de potencia al sistema, alcanzando a cubrir un 20% de la demanda eléctrica del sur de Australia. Adicionalmente, esto se tradujo en la reducción de precios en las facturas de electricidad en un 30%.



Fuente: <https://www.pv-magazine-australia.com/2019/06/13/agls-new-virtual-power-plant-to-cover-four-states/>

En la actualidad, estas instalaciones en la Argentina se desarrollan sin una estrategia de parte del operador ya que las instalaciones de este tipo no abundan. Sin embargo, se dió un primer paso en esta dirección mediante la ronda 3 del programa RenovAR, denominada MiniREN. En esta instancia, el gobierno adjudicó 38 nuevos proyectos de energías renovables por 259 MW en 12 provincias argentinas, diversificados por tecnología: eólica, solar, biomasa, biogás y PAH. El precio promedio ponderado fue de 67,62 USD/MWh, superior al promedio de las rondas anteriores: 54,72 USD/MWh. Si bien el precio aumentó en parte por la mayor dificultad de acceso a financiación debido al incremento en el riesgo del país, un aumento del costo se debió a la menor escalabilidad de los proyectos. Por otro lado, como se mencionó previamente en este tratado, no todos los proyectos fueron concretados.

Un ejemplo del fomento de este tipo de proyectos en la región es el de Chile. Como indica el diario Garrigues: “El 8 de octubre de 2020 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto Supremo N° 88 (DS 88), que incorpora una nueva regulación para medios de generación de pequeña escala (PMG y PMGD). Este nuevo reglamento propone como principales objetivos mejorar el procedimiento de interconexión de los pequeños medios de generación (PMG) y los pequeños medios de generación distribuida (PMGD), así como el de establecer una nueva metodología de cálculo para el mecanismo de estabilización de precios.”³⁴

2.2.7. Mini redes

Una alternativa alineada con este concepto de generación descentralizada es la del desarrollo de mini redes renovables. Este modelo de red consiste en la conjunción de la oferta a partir de generación distribuida y la demanda en una región determinada. Estas redes son una solución para aquellos sectores rurales remotos sin acceso a la red, funcionando de manera off-grid, pero también pueden existir modelos de mini redes on-grid, es decir, conectadas a la red e interactuando con esta en momentos de escasez y holgura, bilateralmente.

El último caso mencionado, de mini redes conectadas a la red principal, permitiría una fuente auxiliar de energía limpia en los momentos en que las mini redes cuenten con exceso de generación, siempre que haya una gestión eficiente y digitalizada de la red, como se mencionó previamente en este tratado. IRENA indica que esto es aún más sencillo y eficiente cuando se trata de mini redes de Corriente Continua, dado que no necesitan sincronizadores de frecuencia como en el caso de Corriente Alterna.

Las fuentes de generación, almacenamiento y eficiencia energética son comúnmente propiedad de individuos de la comunidad. Sin embargo, un modelo

³⁴ Garrigues, octubre 2020, https://www.garrigues.com/es_ES/noticia/chile-aprueba-nueva-regulacion-aplicable-medios-generacion-electrica-pequena-escala-pmg-pmgd

innovador consiste en que estos activos energéticos sean bienes de la comunidad en conjunto, lo que se plantea como Community Ownership (CO): de este modo se dividen los costos de mantenimiento, al mismo tiempo que se reducen los costos de inversión de cada individuo, haciendo alcanzable la participación de estos recursos a personas de menor poder adquisitivo.

Una de las innovadoras ventajas de este modelo es que permite las transacciones energéticas entre individuos, Peer to Peer (P2P). Esto consiste en que el demandante de energía puede comprarle a todo aquel proveedor de energía (a partir de generación distribuida) de manera directa, sin intermediarios, siempre que cuenten con la conexión adecuada. Esto implica un incentivo más para la generación de energía distribuida, ya que elimina la restricción de vender la energía excedente a un único comprador, que es el distribuidor / operador de la red, a un precio fijado y sujeto al correcto funcionamiento de este.

Sin embargo, IRENA plantea el requerimiento de avanzadas tecnologías para optimizar el uso de recursos y eficiente funcionamiento en un entorno de mini red: “Sólo el uso de tecnologías avanzadas permite que en una mini red se pueda pronosticar la demanda, ajustar la generación, optimizar reservas, controlar voltaje y frecuencia, y conectarse o desconectarse de la red principal (si es posible). Cuanto más eficazmente son equilibradas estas fuentes, más baratos son los costos de generación para la mini-red y mayor es el ingreso de los servicios adicionales que puede proporcionar a la red principal.”

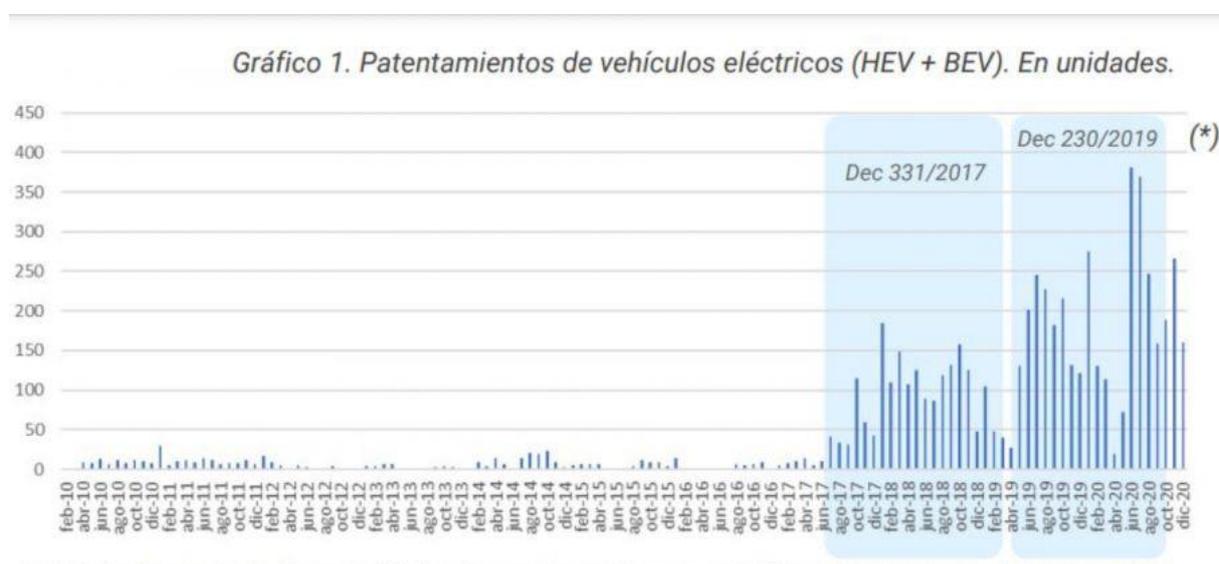
Un ejemplo de aplicación de una mini red puede ser el pueblo de Feldheim, basado en la generación a partir de energía solar fotovoltaica, eólica y biomasa, trabajando en conjunto con equipos de almacenamiento. El exitoso desarrollo de este modelo redujo el costo de la energía en un 30% para los pobladores de esta comunidad. Otra referencia son los proyectos piloto que se están llevando a cabo en Holanda, denominando a las mini redes como sistemas SIDE (Smart Integrated Decentralised Energy system), basados principalmente en energía solar fotovoltaica y térmica, gestionados por un sistema inteligente que balancea oferta y demanda.

2.2.8. Movilidad eléctrica

Continuando con las soluciones innovadoras, otra de las alternativas evaluadas en nuestro país para desarrollar la producción y el consumo de energías renovables es la electro movilidad. Esto comienza en el país en 2016, cuando se forma la Mesa Interministerial de Transporte Sustentable, y forman el Decreto 331/17. El principal beneficio era la disminución arancelaria para la importación de vehículos híbridos y eléctricos para las empresas. El transporte eléctrico, ya sea autos, trenes o colectivos, no solamente implican un impacto positivo para el medioambiente y mejoran la eficiencia energética de los vehículos, sino que también impulsan en gran escala a las energías limpias. Las principales razones son las siguientes:

- De aquí nace la oportunidad de crear puestos de recarga que se proveen de energías renovables, hoy en día principalmente solar.
- Promueve la generación distribuida, ya que diferentes establecimientos, como casas, hoteles, restaurantes, etc, podrían generar su propia energía y tener estaciones de carga eléctrica como negocio o comodidad en el caso de las casas.
- Disminuye la demanda de energías no renovables (combustible), por lo que es un incentivo para que los grandes productores aumenten sus inversiones en las renovables y así puedan vender la energía eléctrica.
- Una de las grandes tecnologías relacionadas con la movilidad eléctrica es el V2G (Vehicle-to-grid). El mismo consiste en que cuando el vehículo está enchufado y con la carga llena, puede vender energía a la red. Similar a las instalaciones de generación distribuida en los hogares, con la ventaja de que se calcula que un auto de uso personal está detenido un 90% del tiempo, por lo tanto, estaría vendiendo energía en la mayor parte del día.

En la actualidad (2021) en la Argentina circulan unos 4000 automóviles eléctricos. Si bien es una cifra baja y todavía resta mucho por desarrollar, el aumento entre 2019 y 2020 ha sido abismal, ya que se incorporaron casi 3900 de estos vehículos, y los modelos de autos eléctricos pasaron de 1 (renault kangoo) a 23. Sin embargo, el mayor desafío es el cambio de panorama contundente que tendría que afrontar la industria automotriz y varios sectores más del país. La transformación eléctrica de los vehículos afecta a las empresas automotrices, a sus proveedores, a las empresas energéticas y a gran parte de la infraestructura del país. El siguiente gráfico muestra el aumento de autos eléctricos o híbridos patentados en los últimos años:



En agosto de 2021, el diario La Nación publicó un artículo titulado: “Cambio climático: Buenos Aires logró reducir las emisiones de gases y sigue su carrera para

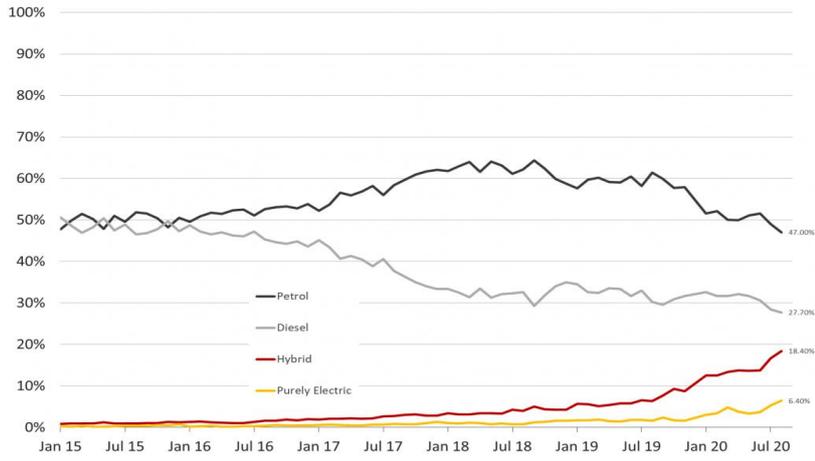
ser vanguardia en la región”. Siguiendo los puntos del Acuerdo de París, la ciudad porteña se propuso dos objetivos ambiciosos: reducir un 53% las emisiones para el 2030 y convertir a la ciudad en carbono neutral veinte años después. En este último año, la ciudad comunicó que logró emitir un 15% menos de GEIs (Gases de efecto invernadero) sostenido por los siguientes puntos: menor consumo de gas natural y electricidad, y menor uso de combustibles fósiles. Se estima que un 30% de los gases provienen del transporte, en lo que la ciudad ha tomado varias iniciativas que contribuyeron a esa reducción del 15%. En primer lugar y como se mencionó previamente, hubo un aumento notable de la movilidad eléctrica en la ciudad, con autos híbridos y eléctricos. En varias estaciones de servicio del centro porteño se puede observar estaciones de carga eléctrica. Otras acciones que ayudaron en el ambiente del transporte es la construcción de bicisendas y ciclovías en toda la ciudad y muchos puestos de bicicletas gratuitas, donde uno con una app utiliza una bicicleta y la deja en otra estación.

Las grandes potencias mundiales han dado el ejemplo en los últimos años, y refuerzan la importancia de desarrollar la movilidad eléctrica en las ciudades. China y Estados Unidos son los líderes en el rubro, con intervenciones del gobierno para incentivar a los productores y consumidores. Otro ejemplo es Alemania, en 2019 aumentó en un 60% la venta de autos eléctricos e híbridos, y llegó a los 259 mil vehículos. “Las políticas de estímulo a este sector se han orientado tanto a la oferta (incentivos a la I+D aplicada, por ejemplo, al desarrollo de baterías) como a la demanda (subsidios para la compra de vehículos y autobuses eléctricos, exenciones y reducciones impositivas, e incentivos indirectos, como financiamiento público para ampliar la infraestructura de recarga)”³⁵. Todos estos incentivos se enmarcan en la política de la Unión Europea de reducir en un 90% las emisiones del transporte para el 2050, comparado a valores del 1990. La “estrategia de movilidad sostenible e inteligente” es un plan de acción con 82 iniciativas en 10 áreas claves del transporte, por ejemplo, la compra y venta de vehículos a combustión y eléctricos, la infraestructura de las estaciones de carga, etc. Un hito memorable y significativo en este proceso es el anuncio de la transformación completa de su flota de autos a combustión para 2035 de compañías como GM y Ford, además del importante crecimiento del fenómeno Tesla en los últimos tiempos. Un ejemplo de la tendencia mundial es la venta de autos en Alemania, con la creciente de híbridos y eléctricos y la tendencia bajista de los autos diésel o nafteros:

³⁵ “La transición hacia la electromovilidad”, Ministerio de Desarrollo, Abril 2021, [dt 5 - electromovilidad.df \(argentina.gob.ar\)](https://www.argentina.gob.ar/dt/5-electromovilidad.df)

New car registrations in Germany, share by vehicle type 2015 - 2020.

Data: KBA 2020.



Note: other vehicle types such as LNG and CNG omitted from graph (<1%).

CC BY SA 4.0

Conclusión

Hemos estudiado los esfuerzos de Argentina por desarrollar el mercado de las energías renovables, desde el marco legal y la historia de las leyes dictadas para fomentar el desarrollo de estas, las tecnologías actuales y las oportunidades que tiene nuestro país, las barreras que surgieron a raíz de haber iniciado la transición hacia una matriz energética más verde y exploramos soluciones viables a estos problemas.

Los objetivos planteados en el trabajo fueron:

- Definir los objetivos de la Ley N° 27191: cubrir un 20% de la demanda con energía renovable para el año 2025.
- Establecer puntos clave para el desarrollo de las EERR en la Argentina.
- Soluciones y alternativas innovadoras para vencer las barreras al desarrollo.

En primer lugar, podemos concluir que aún así se esté lejos de lograr el objetivo de la ley N° 27.191 de abastecer un 20% de la demanda de energía generada a partir de fuentes renovables a partir del año 2021, esta ley sirvió para iniciar el desarrollo de las mismas. Luego de haber adjudicado numerosos proyectos que hoy en su mayoría están funcionando, el desarrollo de EERR actualmente se enfrenta a diversos obstáculos que se deben sortear para poder seguir el proceso de transición energética.

Hemos estudiado en detalle estas distintas problemáticas, que se concentran principalmente en la capacidad de la red y la inestabilidad macroeconómica, para luego estudiar y desarrollar distintas alternativas que le permitirían a la Argentina continuar con el exitoso desarrollo de energías renovables que tuvo en los últimos años, sin la estricta necesidad de realizar una mega inversión que la ampliación de la red eléctrica requiere. Las soluciones evaluadas se basan en innovación tecnológica, adopción de mejores prácticas de países modelo, nuevos modelos de gestión de la red, liberación de capacidad reservada a proyectos paralizados, desarrollo de almacenamiento, movilidad eléctrica y generación distribuida, entre otras cosas.

Por otro lado, a pesar de que la transición energética es una cuestión fundamental para desarrollar por la necesidad de reducir la utilización de combustibles fósiles y el cuidado del medioambiente, actualmente la potencia instalada en Argentina es suficiente para cubrir la demanda actual, por lo que la capacidad de generación no es una preocupación en la agenda del corto plazo. Sin embargo, la demanda crece año a año y la expansión de la capacidad de generación y transporte es algo inevitable que deberá ser tratado a partir del desarrollo de las energías renovables mediante las alternativas tratadas en este informe, entre otras que puedan aparecer adicionalmente.

En conclusión, se puede decir que la Argentina inició el camino hacia la transición energética, el mismo en el que muchos países se encuentran hace varios años, y que es prioridad a nivel mundial para preservar el medioambiente. El país cuenta con una vasta cantidad de territorio y recursos renovables de todo tipo que pueden ser explotados en demasía si se sortean las barreras al desarrollo presentes mediante las alternativas tratadas en este informe.