

ESTADO ACTUAL DEL DESARROLLO DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA EN ARGENTINA

Palabras clave: Energía Solar Fotovoltaica, Generación Distribuida, Legislación, Regulación.
Key words: Photovoltaic Solar Energy, Distributed Generation, Legislation, Regulation.

En los últimos años las energías renovables han tenido un progresivo protagonismo en la generación de electricidad en el mundo motivado, entre otras causas, por la creciente conciencia sobre la irreversibilidad del cambio climático producido por las emisiones de gases de efecto invernadero. La energía solar fotovoltaica, centralizada o distribuida, se destaca a nivel global por su rápido crecimiento, las múltiples aplicaciones gracias a su modularidad, y por haber alcanzado costos competitivos con las tecnologías convencionales de generación de energía eléctrica. Dada la gran extensión territorial de la Argentina y el consumo eléctrico concentrado en los centros urbanos, la utilización masiva de generación fotovoltaica distribuida contribuirá al uso eficiente de la energía y disminuir la utilización de combustibles fósiles. Se presenta en este artículo el estado de desarrollo de la generación fotovoltaica distribuida en el país, en lo referido a legislación, regulaciones, normativa técnica y potencia instalada, tanto a nivel del Estado Nacional como de los Estados Provinciales. Se analizan los casos de las provincias más importantes en dicho segmento de aplicación y la Ley 27.424/17, "Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica". El avance de la generación distribuida mediante fuentes renovables, especialmente solar fotovoltaica, es un paso importante en la transición energética de Argentina hacia una matriz más limpia, económica y segura.

In recent years, renewable energies have had a progressive role in the generation of electricity in the world motivated, among other causes, by the growing awareness of the irreversibility of climate change caused by greenhouse gas emissions. Photovoltaic solar energy, centralized or distributed, stands out globally for its rapid growth, its multiple applications due to its modularity, and for having reached competitive costs with conventional electricity. Given the large territorial extension of Argentina and the electricity consumption concentrated in urban centers, the massive use of photovoltaic distributed generation will contribute to the efficient use of energy and to reduce the use of fossil fuels. This article presents the development status of distributed photovoltaic generation in the country, in terms of legislation, regulations, technical standards and installed power, both at the level of the National State and the Provincial States. The cases of the most important provinces in the mentioned application segment and the Law 27424/17, "Promotion Regime of Distributed Generation of Renewable Energy Integrated to the Electric Network", are analyzed. The advancement of distributed generation through renewable sources, especially photovoltaic solar energy, is an important step in Argentina's energy transition towards a cleaner, cheaper and safer matrix.

■ INTRODUCCIÓN

La acuciante situación que atraviesa la humanidad debido al Cambio Climático generado por las emisio-

nes de gases de efecto invernadero (GEI) implica un enorme desafío en múltiples aspectos, entre ellos el económico, el geopolítico y el tecnológico.

Según un reciente informe de la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2022a), los diversos escenarios previstos indican que el pico en el consumo de combustibles fósiles, y

■ **M. Videla¹, A. Krautner², I. Eyras^{1,3}, J.C. Durán^{1,4,*}, J. Plá^{1,5}**

¹ Departamento Energía Solar- Gerencia Investigación y Aplicaciones – CAC-CNEA

² Gerencia Investigación y Aplicaciones – CAC-CNEA

³ CIHE-FADU-UBA

⁴ Escuela de Ciencia y Tecnología – UNSAM

⁵ Instituto de Nanociencia y Nanotecnología (CNEA-CONICET), Nodo Constituyentes

E-mail: duran@tandar.cnea.gov.ar

por lo tanto también de las emisiones de GEI, hoy está a la vista, aún en el caso del escenario más conservador asociado a las políticas ya implementadas al día de hoy (*Stated Policies Scenario*). Esto es aún insuficiente para evitar impactos severos en el clima, y aumentaría la temperatura promedio del planeta en 2,5 °C hacia 2100. Considerando las medidas de mitigación *prometidas* al día de hoy (*Announced Pledges Scenario*), el aumento de temperatura se reduciría a 1,7 °C, aunque aún no se alinea con el objetivo de una estabilización en 1,5 °C de aumento en 2100, que daría una base de mayor seguridad a nivel global que representa el escenario de emisiones cero hacia 2050 (*Net Zero Emissions*) sumado a la existencia de un acceso universal a la energía hacia 2030 (IEA, 2022a).

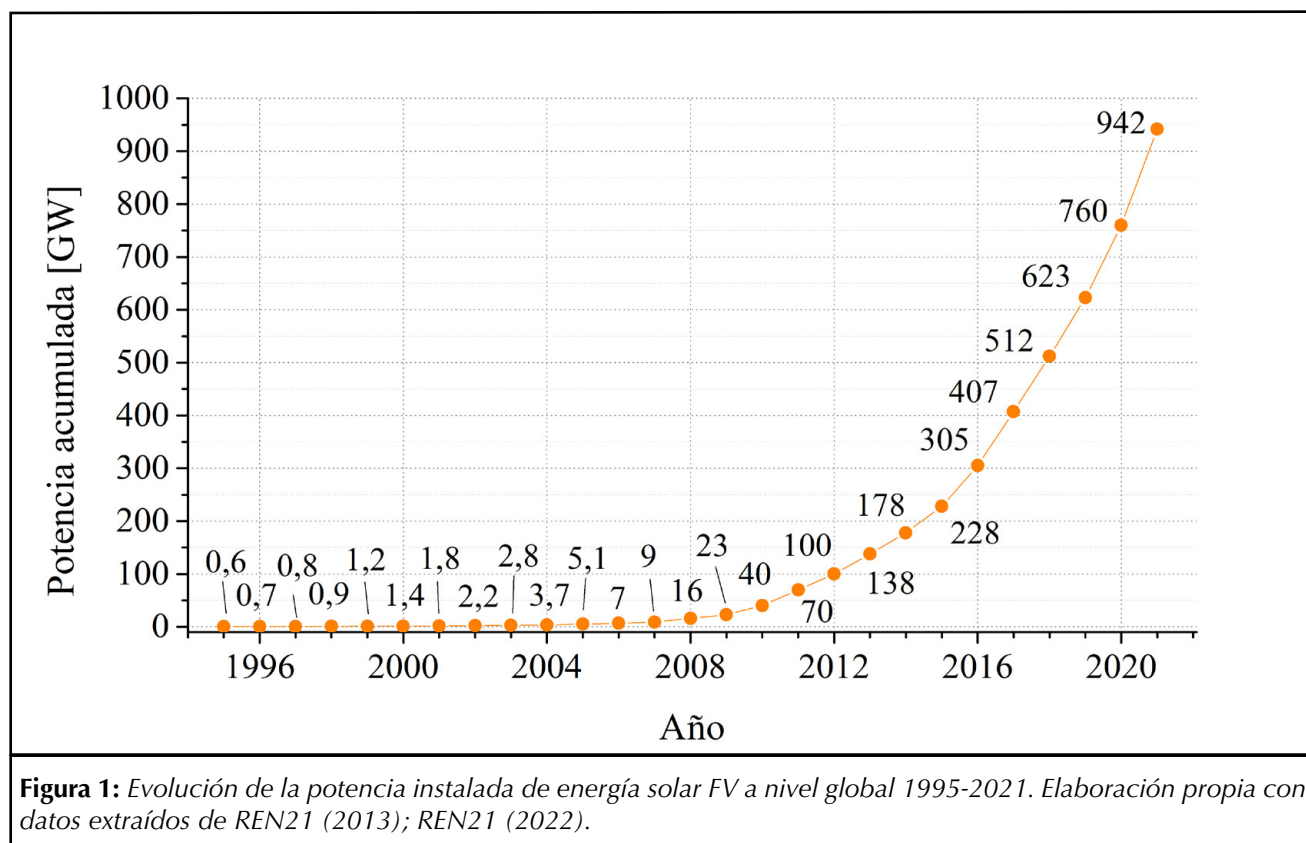
La demanda de electricidad se incrementa significativamente en

todos los escenarios mencionados. En este marco, la disponibilidad del recurso solar básicamente en cualquier lugar de la Tierra sumada a las características únicas de modularidad de la energía solar fotovoltaica (FV), permiten su aplicación en una diversidad de segmentos, desde modestos sistemas (autónomos o conectados a la red de distribución) de unos pocos cientos de watts de potencia hasta centrales de cientos de MW conectadas al sistema de transmisión de alta tensión. Así, no resulta sorprendente que la tecnología solar FV representa la principal fuente de energía eléctrica en todas las proyecciones y para todas las regiones del planeta, dando cuenta de más del 40 % del suministro a nivel global a 2050 aún en el escenario más conservador (IEA, 2022a).

La tecnología solar FV ha mostrado efectivamente un fuerte crecimiento histórico como se muestra

en la Figura 1, alcanzando una potencia instalada del orden del TW¹ a finales de 2021. Este comportamiento ha sido producto básicamente de la decisión política para su promoción por parte de los estados nacionales, de la inversión en investigación y desarrollo, y de la economía de escala, factores que produjeron una sistemática caída de los precios asociados, aunque algunos hechos históricos como la crisis del petróleo en los años 70' o el accidente nuclear de Chernobyl también tuvieron influencia (Green, 2019). En el año 2022, la capacidad fotovoltaica global instalada alcanzó los 268 GW, estableciendo un nuevo récord (Enkhardt, 2022), lo cual lleva el total acumulado para fines de 2022 a aproximadamente 1,2 TW.

El costo nivelado de la energía LCOE (*Levelized Cost Of Energy*), que permite comparar distintas fuentes de generación, para la energía solar



FV ha mostrado una consistente tendencia histórica a la disminución, y en años recientes ya resulta competitivo con respecto a las fuentes de generación convencionales. Más aún, a pesar de que las consecuencias económicas de la pandemia de la COVID-19 afectaron la cadena de valor FV con importantes aumentos en el silicio, la plata y el flete, por ejemplo, lo cual fue ulteriormente profundizado por la guerra en Europa, el LCOE promedio aumentó ligeramente, mientras que en el caso las fuentes convencionales dicho aumento fue bastante pronunciado (Bloomberg NEF, 2022).

Argentina, a partir de las leyes nacionales aprobadas desde 2006 para la promoción de las energías renovables, los programas articulados en ese marco y distintas iniciativas a nivel provincial, ha iniciado la adopción de estas tecnologías. La generación eléctrica a partir de fuentes renovables, excluyendo la generación hidroeléctrica convencional de potencia², llegó a representar el 13,9 % de la oferta en 2022 sobre un total de 138743 GWh (CAMMESA, 2022b), mostrando una clara evolución en los últimos años tal como se muestra en la Figura 2 (CAMMESA, 2022a).

Solar FV cuenta con un total de 1086 MW de potencia instalada a fin de 2022 (CAMMESA, 2022b), habiendo generado en el año un 15 % de la generación total con renovables (CAMMESA, 2022b). Cabe aclarar que el porcentaje de generación mencionado corresponde a la generación FV centralizada, es decir a través de centrales de potencia que participan en el sistema interconectado regulado por CAMMESA. Estas cifras, por lo tanto, están subestimando tanto la potencia instalada como la energía generada a través de la energía solar FV.

En este marco, en las siguientes secciones se define qué se entiende por generación distribuida considerando particularmente la tecnología solar FV, se tratan los casos de las provincias más importantes en este segmento de aplicación en cuanto a su desarrollo, y se resumen los antecedentes legislativos, así como los modelos tarifarios vigentes.

■ GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Los sistemas FV conectados a red pueden dividirse en dos segmentos de aplicación, centrales de potencia y sistemas de generación distribuida (GD) ubicados típicamente en áreas urbanas. Entre estos últimos se destacan los sistemas integrados a edificios (*Building-Integrated Photovoltaics*, BIPV), que tienen la posibilidad de disminuir costos mediante el reemplazo de partes funcionales del edificio por módulos fotovoltaicos.

Se denomina generación eléctrica distribuida a la generación de

electricidad cerca del punto de consumo, conectada a la red de distribución de media o baja tensión y ubicada del lado del consumidor (o sea, conectada a la red interna), o conectada directamente a la red pública de distribución (Ackerman et al., 2001). La generación fotovoltaica distribuida puede tener potencias dentro de un amplio rango, típicamente entre 1 kW y varios MW (dependiendo de la regulación), y posee numerosos beneficios entre los que cabe mencionar: (i) baja los requerimientos de transporte, (ii) disminuye pérdidas por transporte y distribución, (iii) contribuye a regular la tensión (por ejemplo, en extremos de línea), (iv) reduce el quemado de combustibles fósiles, (v) genera empleo local, y (vi) involucra al usuario con los temas energéticos (Borenstein, 2020). Por otra parte, los sistemas fotovoltaicos son los de mayor aplicación en áreas urbanas y más específicamente en la construcción, debido a su modularidad, su eficiencia no dependiente de la escala y la facilidad de integración

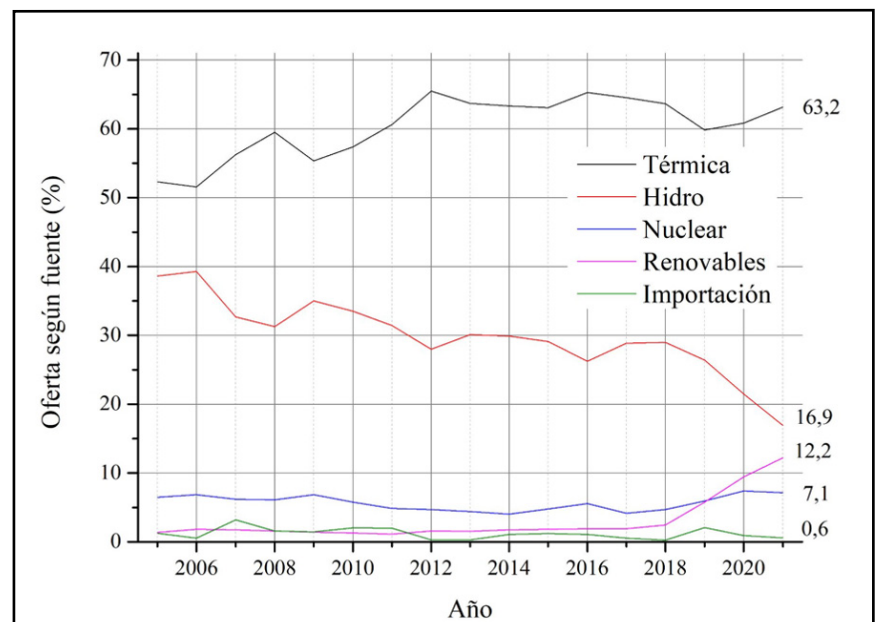


Figura 2: Evolución de la contribución de cada fuente de generación eléctrica a la oferta de energía en 2005-2021. Elaboración propia con datos extraídos de CAMMESA (2022a).

arquitectónica, ya sea en reemplazo de elementos de construcción o ubicando los módulos fotovoltaicos sobre cubiertas o fachadas existentes.

La tecnología solar FV entrega energía a la red eléctrica a través de un sistema FV, formado básicamente por módulos FV, un convertidor de corriente continua en corriente alterna denominado usualmente inversor, y elementos de seguridad eléctrica, conexión y corte. Los sistemas FV de conexión a red convencionales inyectan energía eléctrica a la red sólo en presencia de radiación solar, no cuentan con almacenamiento y se desconectan automáticamente de la red ante el corte del suministro eléctrico. Un sistema FV conectado a la red eléctrica puede incluir también acumulación, dando lugar a distintas configuraciones que permiten aumentar el autoconsumo de la energía generada y alimentar las cargas en caso de corte del suministro eléctrico de red. La energía solar es un recurso energético renovable abundante en la mayoría de las ciudades, a diferencia de otras fuentes renovables (por ejemplo, eólica e hidráulica) que solo se encuentran en enclaves geográficos determinados. En particular, las grandes ciudades están habitualmente emplazadas en zonas de escaso viento. Entre otras ventajas, la tecnología fotovoltaica requiere escaso mantenimiento, carece de partes móviles y no genera ruidos ni parpadeos lumínicos, generalmente asociados a la energía eólica de gran potencia.

La evolución de la potencia instalada de solar FV según el segmento de aplicación (ver Figura 3) muestra que en sus inicios la generación distribuida, promovida por políticas específicas de los estados nacionales, predominaba ampliamente. Luego, en la medida que los costos asociados fueron disminuyendo, la ecuación económica empezó

a favorecer el aumento de la escala representado por la instalación de grandes centrales FV a través de contratos de venta de energía (PPA, *Power Purchase Agreement*). En los últimos años se observa un cambio en la tendencia a medida que la tecnología se volvió más competitiva y se multiplicaron sus aplicaciones, llegando la generación distribuida a 2021 con aproximadamente el 45 % del total de la potencia anual instalada.

Los sistemas FV autónomos, es decir no conectados a la red eléctrica (*off-grid*), constituyeron la primera aplicación de la energía solar FV luego de su uso inaugural en satélites artificiales a partir del Vanguard I en 1958. Aunque de indudable importancia desde el punto de vista social y del desarrollo económico de regiones alejadas de las redes de distribución eléctrica, los sistemas autónomos constituyen una porción marginal en lo referido a potencia instalada respecto de los sistemas *on-grid*.

La existencia de múltiples fuentes de generación vinculadas a la red de distribución da lugar a un cambio sustancial en los flujos de potencia en la red eléctrica, requiriendo en consecuencia la definición de un modelo tarifario que valúe la energía inyectada y la consumida de la red pública. Se resumen a continuación los diferentes esquemas más difundidos en el mundo.

Los países que han sido pioneros en el desarrollo del mercado de la generación distribuida adoptaron en su momento un modelo tarifario basado en el pago de una tarifa diferencial (*Feed-In-Tariff*, FIT) para la energía eléctrica de origen renovable. Este modelo dio lugar a un crecimiento exponencial del mercado FV en particular, aunque en algunos casos trajo aparejados problemas derivados de un crecimiento explosivo y no sostenible que resultó perjudicial para las industrias y las empresas de servicios nacionales.

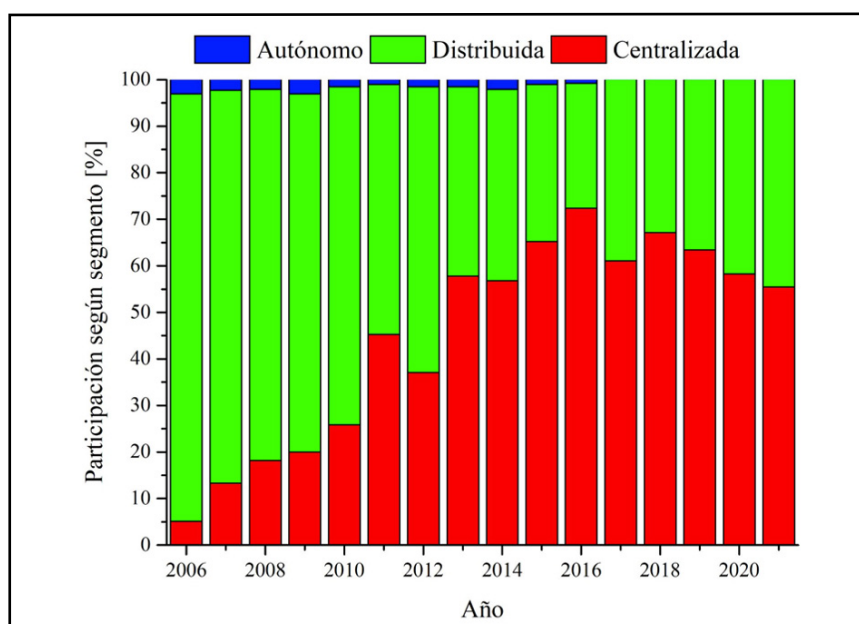


Figura 3: Participación de cada segmento de aplicación en el mercado fotovoltaico en el período 2006-2021. Elaboración propia con datos extraídos de: REN21 (2017) para el período 2006-2016, e IEA (2022b) para el período 2017-2021, sin datos para sistemas *off-grid*

Otro modelo utilizado es el de conteo neto de energía eléctrica (*Net Metering*, NM), consistente en medir la energía neta consumida de la red eléctrica, definida como la diferencia entre la energía consumida y la energía generada por el sistema.

Existe un tercer modelo, denominado de facturación neta (*Net Billing*, NB), en el cual el generador distribuido recibe por la energía inyectada a la red la tarifa que la compañía distribuidora paga por la energía al mercado eléctrico mayorista. Este modelo es el más desfavorable para el usuario-generador dado que vende la energía generada a precio mayorista y compra la consumida a precio minorista.

Los modelos de medición neta y de facturación neta no contemplan ni retribuyen las externalidades positivas de la generación distribuida con fuentes renovables: disminución de pérdidas en el sistema eléctrico al acercar la generación al consumo, reducción de la emisión de gases de efecto invernadero por reemplazo del quemado de combustibles fósiles y generación de empleo local, entre otras. Asimismo, no resultan apropiados para promover la instalación de sistemas de generación distribuida en mercados eléctricos donde las tarifas de la energía eléctrica convencional se encuentran subsidiadas, como es el caso de la Argentina.

■ SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Según un reporte de la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2022c), el almacenamiento a gran escala juega un papel relevante en el escenario de emisiones netas cero para el año 2050, proporcionando importantes servicios que contribuyen a: facilitar la inserción de energías renovables, reducir picos de demanda trasladando consumos a horas de

menor demanda, disminuir pérdidas de transporte, moderar la necesidad de inversión en infraestructura o ampliación de redes, y reducir los requerimientos de sistemas de reserva (*back-up*) basados en combustibles fósiles. Si bien el almacenamiento de energía eléctrica puede estar conectado en las áreas de transporte o en las de distribución, el almacenamiento ubicado cerca del consumo es el que más servicios puede ofrecer al sistema eléctrico en general (Fitzgerald et al., 2015). La evaluación del uso de sistemas de almacenamiento debe tener en cuenta también otros factores como ser pérdidas de energía en los procesos de acumulación y despacho, costos de operación y mantenimiento, y posibilidades de reciclado al final de su vida útil.

El almacenamiento en plantas hidroeléctricas de bombeo sigue siendo la tecnología de almacenamiento a escala de red más implementada en la actualidad, representando en el año 2020, con 8500 GWh, más del 90 % del almacenamiento total de electricidad a nivel mundial (IEA, 2022c). Aunque actualmente el almacenamiento en baterías es mucho más pequeño que el hidroeléctrico, se prevé que las baterías representen la mayor parte del crecimiento del almacenamiento en todo el mundo durante los próximos años.

Así como para la comparación de tecnologías de generación de energía se aplica el concepto de costo nivelado de la energía (LCOE), para tecnologías de almacenamiento se utiliza el costo nivelado de almacenamiento (LCOS, *Levelized Cost Of Storage*), el cual tiene en cuenta factores como cantidad de ciclos de vida útil en condiciones normalizadas, profundidad de descarga por ciclo, costo de mantenimiento, eficiencia en ciclos de carga y descarga, y pérdida de eficiencia a lo largo de su vida útil, entre otros.

Para ambos indicadores, la consultora Lazard (Lazard, 2021) publica periódicamente sus estimaciones para algunas tecnologías.

Existen en el mercado varias tecnologías aptas para el almacenamiento distribuido, tales como las baterías de plomo-ácido o de níquel-cadmio, o las más modernas baterías de flujo y los supercondensadores, algunas de las cuales tienen un menor costo nivelado de almacenamiento que las baterías de Li-ion. Sin embargo, la tecnología que acapara ampliamente el mercado en el sistema eléctrico es la de Li-ion, con un 98 % (Fortune Business Insights, 2022), debido principalmente al mercado de baterías para la industria automotriz que es 10 veces mayor que el asociado a sistemas de generación distribuida. Ambos mercados han contribuido, en mayor o menor medida, a reducir el precio del *pack* de baterías de Li-ion (celdas más sistema de gestión y control BMS, *Battery Management System*) a la quinta parte en tan solo 8 años (Colthorpe, 2021).

El uso de sistemas de almacenamiento (ESS, *Energy Storage System*) en instalaciones de usuarios del sistema eléctrico con sistemas fotovoltaicos conectados a la red interna permite aumentar el autoconsumo de la energía generada, minimizando la inyección de excedentes a la red pública. Esto es particularmente importante para usuarios residenciales donde, típicamente, menos del 50 % de la energía generada se consume en la vivienda debido al desfase entre la generación y el consumo (ver, por ejemplo, Godfrin et al, 2022).

Un sistema de almacenamiento de energía está compuesto básicamente por un inversor/cargador bidireccional, que convierte corriente continua en alterna o viceversa, un dispositivo para gestión de la ener-

gía, y un banco de baterías recargables (Victron, 2022). Puede funcionar conectado a la red eléctrica pública o en forma aislada, actuando como generador de corriente alterna. Existen en el mercado sistemas de almacenamiento en baja tensión, típicamente 48 V, y en alta tensión (ver por ejemplo: SMA, 2017).

El ESS puede combinarse con generadores FV en diferentes configuraciones:

- Módulos FV conectados al inversor bidireccional del lado de

corriente continua, a través de un regulador de tensión o un seguidor del punto de máxima potencia (acoplamiento en corriente continua).

- Sistema FV con inversor de conexión a red conectado en paralelo con el inversor bidireccional.
- Sistema FV con inversor de conexión a red conectado a la salida del inversor bidireccional (acoplamiento en corriente alterna).

La configuración con acoplamiento en corriente continua es la más eficiente para almacenar energía en el banco de baterías para su utilización en otros momentos del día, dado que solo requiere la conversión de continua a alterna en el momento de uso de la energía. En cambio, el acoplamiento en alterna de un inversor de conexión a red, cuando se utiliza para almacenar energía excedente en las baterías, requiere una triple conversión: de continua a alterna en el inversor de conexión a red, de alterna a continua en el inversor bidireccional para

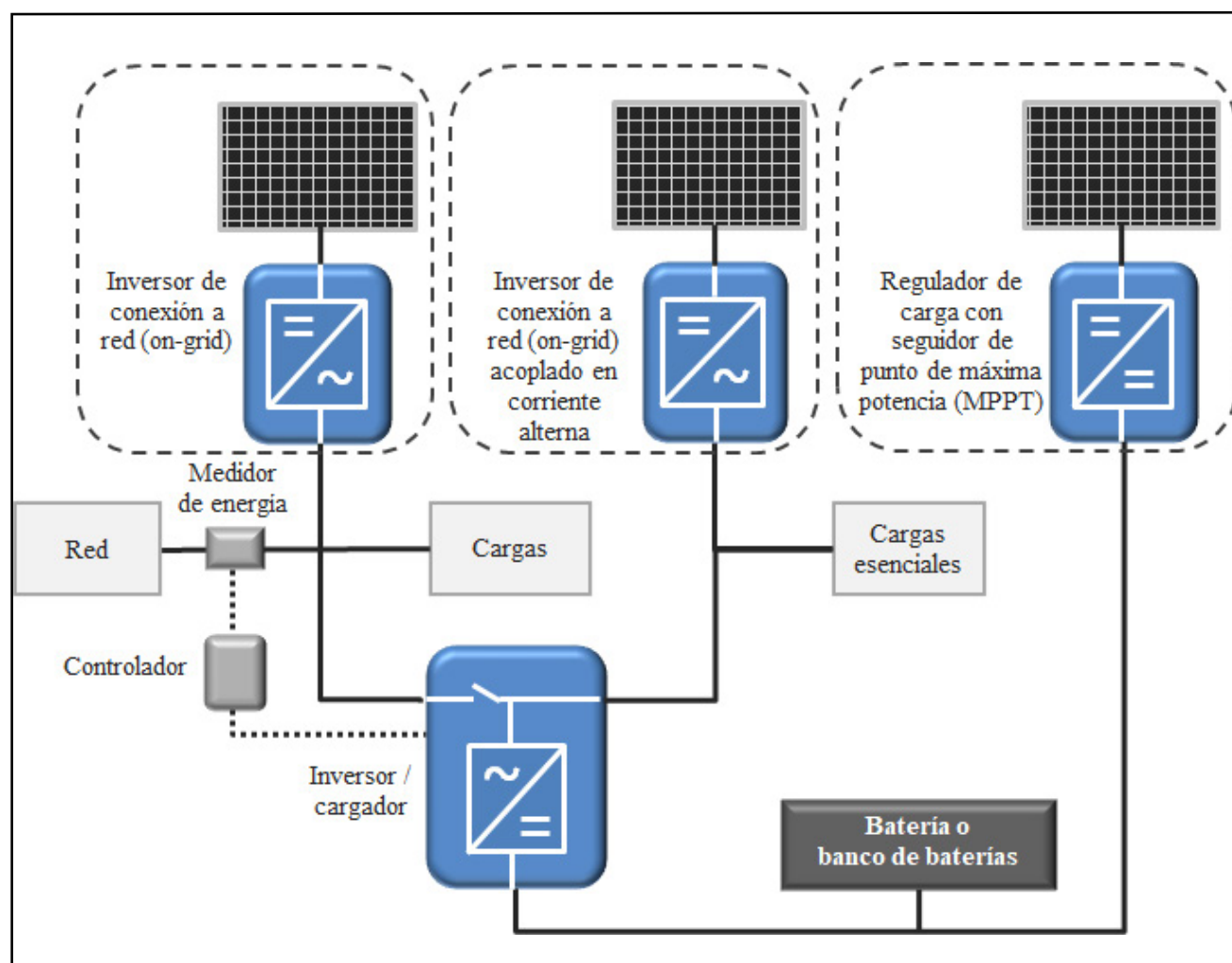


Figura 4: Sistema de almacenamiento de energía en tres configuraciones diferentes, delimitadas por líneas de trazos: (i) regulador de carga con MPPT acoplado en corriente continua; (ii) inversor de conexión a red acoplado en corriente alterna; (iii) inversor de conexión a red conectado directamente a la red. Elaboración propia sobre una figura extraída de Victron (2022).

la carga de las baterías, y finalmente de continua a alterna al momento de uso.

Una de las mayores ventajas del almacenamiento conectado en corriente alterna es que convierte cualquier instalación eléctrica, con o sin generación fotovoltaica, en un sistema preparado para usar con baterías (SMA, 2017), que puede a su vez trabajar en forma aislada en caso de ausencia del suministro de energía eléctrica de la red pública. La Figura 4 muestra un sistema de almacenamiento de energía basado esencialmente en un inversor / cargador (o inversor bidireccional), con su correspondiente controlador, y generación FV integrada en tres configuraciones diferentes (Victron, 2022): (i) acoplada en corriente continua a la batería a través de un regulador con seguidor del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés); (ii) un inversor FV de conexión a red acoplado en corriente alterna y conectado a la salida del inversor / cargador; (iii) un inversor FV de conexión a red conectado directamente a la red. La configuración con acoplamiento del sistema FV al ESS en corriente alterna (configuración (ii)) permite que el inversor de conexión a red continúe inyectando energía aún en ausencia de la red eléctrica, gracias a la micro-red aislada generada por el inversor / cargador en caso de falla del servicio eléctrico. Por el contrario, el inversor *on-grid* conectado directamente a la red, no inyecta energía en ausencia de suministro eléctrico de la distribuidora.

■ GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA ARGENTINA

Argentina tiene alrededor del 92 % de población urbana (DNP, 2022), muy superior a la media mundial (54 %) y por encima de la media regional (83 %). Como consecuencia de ello, la mayor parte de su con-

sumo eléctrico está concentrado en áreas urbanas (el Gran Buenos Aires, por ejemplo, consumió en 2021 el 38 % de la demanda eléctrica del país) (CAMESA, 2022a).

Dadas estas características y la disponibilidad de recurso solar apropiado, la utilización masiva de generación FV distribuida ubicada en áreas urbanas y periurbanas contribuirá en forma significativa a la transición hacia una matriz eléctrica más limpia y sostenible. A tal fin, resulta fundamental implementar un marco regulatorio técnico, comercial, económico, fiscal y administrativo eficiente para optimizar el proceso de adopción tecnológica.

La provincia de Buenos Aires fue la primera en impulsar la generación distribuida mediante fuentes renovables a través del Programa Provincial de Incentivos a la Generación Distribuida (PROINGED, 2023), a través de la Resolución Nº 827 del año 2009. El objetivo de este Programa es promover la instalación de pequeñas plantas de generación conectadas a la red eléctrica pública para mejorar el servicio eléctrico, aunque no contempla la figura de usuario-generador o prosumidor.

Hasta el año 2013 no se disponía en el país de un marco legal que permitiera a los clientes de las empresas distribuidoras instalar sistemas FV distribuidos conectados a la red pública en las áreas de distribución. Por tal motivo, y con el objetivo principal de promover en el país la generación FV distribuida conectada a la red eléctrica, la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) y la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM), asociadas con cinco empresas privadas, llevaron adelante entre los años 2012 y 2016 el proyecto IRESUD, "Interconexión de Sistemas Fotovoltaicos a la Red Eléctrica en Ambientes Urbanos" (Eyras y Durán, 2014). Este

proyecto, parcialmente financiado con Fondos de Innovación Tecnológica Sectorial (FITS Energía Solar Nº 0008-2010) del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, impulsó el desarrollo de la regulación y contribuyó a difundir la tecnología en diversas provincias del país.

Santa Fe fue la primera provincia argentina en habilitar la generación eléctrica distribuida en baja tensión para usuarios particulares en el año 2013. Luego se sumaron las provincias de Salta, en 2014, y Mendoza, en 2015. A nivel nacional, en 2017 se promulgó la Ley 27.424 "Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica".

En lo referente a cuestiones técnicas, la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA) emitió en el año 2015 la Reglamentación AEA 90364-7-712 - Edición 2015 (AEA, 2015), "Sistemas de suministro de energía mediante paneles solares fotovoltaicos", como una sección especial dentro de la Reglamentación AEA 90364 para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles. Dicha reglamentación se aplica a los sistemas de generación de energía solar fotovoltaica conectados a la red eléctrica de corriente alterna y no contempla sistemas con acumulación de energía. Por su parte, el Instituto Argentino de Normalización y Certificación (IRAM) desarrolló la Norma IRAM 210013 - Parte 21 "Inversores para conexión a la red de distribución - Requisitos generales" (IRAM, 2016), que fija las condiciones que deben cumplir los inversores fotovoltaicos de conexión a red. Ambos organismos, AEA e IRAM, se encuentran trabajando en una nueva edición de la reglamentación y la norma mencionadas, de manera de ampliar su alcance a generadores fotovoltaicos no contemplados previamente, en particular

sistemas con almacenamiento (baterías).

En las próximas secciones se presenta el estado de desarrollo de la generación distribuida en las principales jurisdicciones incluyendo, además de las mencionadas previamente, la Provincia de Córdoba, que aún habiendo establecido la regulación recién en el año 2019 es la que posee la mayor potencia instalada, y San Juan, dada su relevancia en la generación FV en el país y, en particular, su política de desarrollo industrial de la cadena de valor de la tecnología FV.

■ LEY 27.424: RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La Ley 27.424 “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica” fue sancionada por el Congreso de la Nación el 29/11/2017, promulgada mediante el Decreto 1075/2017 y reglamentada por el Decreto Reglamentario 986/2018. La Reglamentación de la Ley se complementa con la Resolución de la Secretaría de Energía 314/2018, que define el procedimiento para la conexión del Usuario-Generador y cuestiones técnico-económicas tales como el método de medición y el esquema de facturación.

La Ley 27.424 se aplica exclusivamente a los usuarios de la red de distribución, a quienes otorga el libre acceso al servicio de transporte y distribución de electricidad. Se trata esencialmente de una ley de autoconsumo con eventual inyección de energía excedente. Fija un modelo de Facturación Neta con un único medidor bidireccional, en el cual la tarifa de inyección está determinada por el precio mayorista que paga la compañía distribuidora al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Cabe

mencionar en este contexto que, al usar un único medidor, se complicaría el seguimiento de la demanda del usuario, dificultando la evaluación/aplicación/seguimiento de las medidas eficiencia que pudieran aplicarse a los consumos.

Se crea un fondo fiduciario público (FODIS) con fondos del presupuesto nacional y otras fuentes de financiación, con el fin de financiar beneficios promocionales previstos en la Ley y su reglamentación. Los beneficios promocionales están disponibles para usuarios-generadores de jurisdicciones que adhieran íntegramente al régimen de la ley, e incluyen bonificación sobre el costo de capital, precio adicional de incentivo a la energía y certificados de crédito fiscal. Asimismo, la ley crea un régimen de fomento de la industria nacional.

La entonces Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética instrumentó, mediante la Disposición N° 48/19, la emisión de los certificados de crédito fiscal y la AFIP reglamentó su utilización a tra-

vés de la Resolución General 4.511. La última actualización de dichos certificados se produjo en julio de 2022, cuando la Subsecretaría de Energía Eléctrica de la Nación elevó el monto por unidad de potencia instalada de \$ 45 a \$ 65 por Watt instalado (equivalente a 0,47 USD/W, a julio de 2022), con un tope máximo a otorgar de \$ 4.500.000 (Medinilla, 2022), equivalente a 32.500 USD en esa fecha.

Hasta fin de 2022, el certificado de crédito fiscal era el único beneficio promocional instrumentado y que solo tiene aplicación para empresas, pero no para usuarios residenciales. Se está avanzando también en la implementación de créditos a tasa subsidiada. A fin de 2022 el régimen nacional de Generación Distribuida (Ley 27.424) contaba con catorce provincias adheridas: Buenos Aires, Catamarca, Chaco, Chubut, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Córdoba, Corrientes, La Pampa, La Rioja, Mendoza, Neuquén, Río Negro, San Juan y Tierra del Fuego. A dicha fecha el programa alcanzó los 1.072 usua-

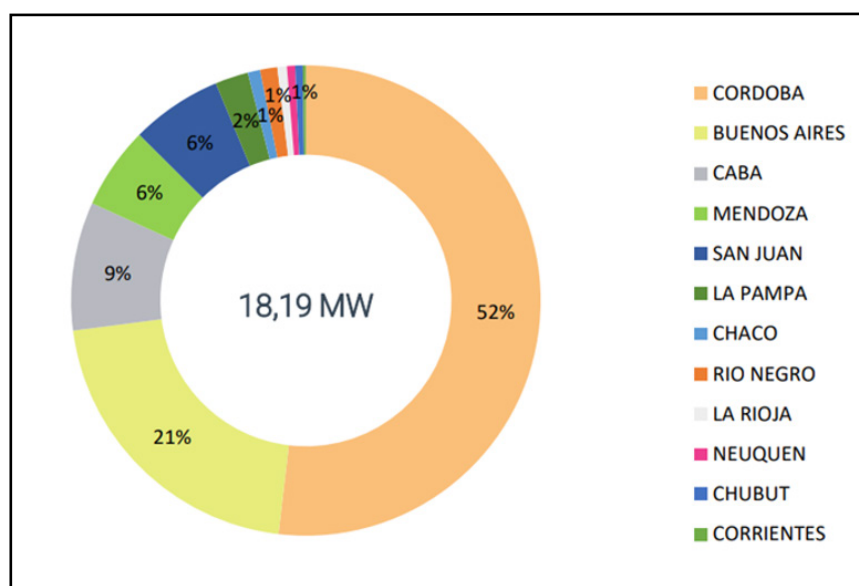


Figura 5: Potencia instalada en Argentina en el marco de la Ley 27.424 a diciembre de 2022, y porcentajes de participación de las distintas provincias (SE, 2022).

rios-generadores con una potencia total instalada levemente superior a 18 MW, estando más de la mitad de la misma ubicada en la Provincia de Córdoba (ver Figura 5; SE, 2022).

■ PROVINCIA DE SANTA FE

En el año 2005, la Provincia de Santa Fe promulgó la Ley 12.503 que declaró de interés la generación y el uso de energías a partir de fuentes renovables. Luego, en el año 2006, la Legislatura de la Provincia sancionó la Ley 12.692 creando un fondo para la promoción y la financiación de proyectos de producción de energías renovables. A partir de esta ley, la Empresa Provincial de Energía (EPE) aprobó el procedimiento para la solicitud de conexión de equipos de generación en paralelo y en isla para clientes residenciales y pequeños comercios e industrias (EPE, 2013), habilitando de esta manera la generación distribuida para usuarios del sistema de distribución.

En el año 2016, la provincia creó el programa Prosumidores Santa Fe (Santa Fe, 2016) para fomentar la instalación de sistemas de generación distribuida mediante el pago de una tarifa diferenciada por la energía generada mediante fuentes renovables, facilitando el repago de la inversión. Los fondos para financiar el programa provenían de un cargo en la tarifa de los usuarios del sistema eléctrico (excluyendo tarifas sociales), destinado a la promoción y financiación de proyectos de producción de energías renovables. La tarifa diferenciada se aplicaba durante 8 años y estaba integrada por dos aportes: el precio de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y la diferencia entre la tarifa promocional y dicho precio mayorista. El programa estuvo activo hasta el año 2020. Según los registros de datos abiertos de Santa Fe (EPE,

2020), la potencia total instalada entre 2015 y 2019 ascendió a 331 kW.

Luego de la finalización del programa Prosumidores, en el año 2020 se creó el programa Energía Renovable para el Ambiente (ERA) con el objetivo de incentivar el uso de energías renovables para generación de energía eléctrica distribuida, impulsar el desarrollo de redes inteligentes y promover el uso eficiente de la energía. Al mismo tiempo, la empresa provincial EPE inició el programa EPE Digital, con el objeto de incorporar la tecnología de telemedición de energía necesaria para la conformación de redes inteligentes.

El programa ERA estableció un esquema de balance neto de facturación equivalente al fijado por la Ley 27.424, en el cual el usuario-generador paga por la energía neta consumida de la red (equivalente al consumo total menos energía generada y autoconsumida) a la tarifa minorista. El excedente de energía generada y no autoconsumida es inyectado a la red y retribuido por la distribuidora al precio mayorista. La pérdida de ingresos de la distribuidora como consecuencia de la energía generada por el usuario-generador y destinada a autoconsumo es compensada con recursos del fondo para la promoción de las energías renovables, creado a partir de un cargo fijo a todos los usuarios de la red (Ley Provincial 12.692). El programa ERA habilita la incorporación de almacenamiento a los sistemas de generación distribuida, permitiendo en consecuencia aumentar el autoconsumo a través de la gestión de la energía. Por su parte, las instituciones sociales pueden acceder a un incentivo económico por la energía inyectada, equivalente al existente previamente en el programa Prosumidores. Este incentivo rige durante 4 años y está compuesto por el valor de la energía inyectada

al precio mayorista y un aporte del Gobierno de la Provincia (Santa Fe, 2020).

En noviembre de 2021, la Resolución 316/2021 del Ministerio de Ambiente y Cambio Climático amplió el programa ERA incorporando la Generación Distribuida Colaborativa con la figura de "Usuarios-Generadores Colaborativos Asociados", que permite a varios usuarios de una misma distribuidora asociarse para adquirir, administrar y mantener una única planta de generación distribuida. El texto de la resolución afirma que "la energía colaborativa permite visualizar la generación de energía bajo la perspectiva de la economía de acceso con una fuerte impronta asociativa". La introducción de la figura de asociatividad entre diferentes usuarios pretende contribuir a que una de cada tres personas en la provincia produzca su propia electricidad renovable para el año 2050.

En instalaciones de Generación Distribuida Colaborativa se aplica un esquema de facturación de balance neto virtual, equivalente al utilizado para usuarios-generadores individuales. A cada usuario se le asigna una cuota-parte de la generación eléctrica inyectada por la instalación. Utilizando el sistema de telemedición se obtienen los datos que permiten calcular el consumo de red, la energía generada y destinada al autoconsumo, y la energía inyectada a la red para cada usuario. La energía eléctrica generada y asignada a cada usuario destinada a autoconsumo se computa al costo evitado, es decir, a la tarifa del servicio eléctrico correspondiente a la cantidad de energía que dejó de tomarse de la red. La energía que se inyecta a la red es reconocida por la distribuidora al valor de la tarifa mayorista más los incentivos monetarios establecidos para instituciones sociales, en caso de corresponder. Al igual que en el caso de instalaciones

individuales, la pérdida de ingresos de la distribuidora es compensada con recursos del fondo creado por la Ley 12.692. Para regular la incorporación de energía distribuida colaborativa, existe un límite máximo de generación colaborativa que se establece en función de la suma del consumo anual de cada uno de los usuarios asociados.

■ PROVINCIA DE SALTA

Salta ha promovido históricamente el uso de energías renovables, en buena medida gracias al trabajo de investigación, desarrollo y difusión del INENCO (UNSa-CONICET). En el marco del "Plan de Energías Renovables" (Ley 7.823), en el año 2014 fue sancionada la Ley 7.824 de Balance Neto de energía y regla-

mentada por el Ente Regulador de los Servicios Públicos mediante la Resolución ENRESP 1.315/14, que estableció las condiciones administrativas, técnicas y económicas para que los usuarios pudieran convertirse en microgeneradores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. En particular, fijó una potencia máxima de 30 kW para sistemas de generación distribuida de usuarios residenciales y de 100 kW para usuarios industriales o productivos, hasta completar un cupo de 1 MW.

Con el fin de promover el desarrollo de la generación distribuida en la provincia, el modelo tarifario adoptado estableció el pago de una tarifa diferencial (FIT) por el total de la energía generada mediante fuentes renovables durante los primeros

dos años de funcionamiento del sistema, lo cual permite reducir el tiempo de repago de la inversión. En ese período, toda la energía consumida por el usuario es abastecida desde la red pública y facturada a la tarifa minorista vigente, mientras que toda la energía generada es inyectada a la red y vendida a la distribuidora a la tarifa diferencial mencionada. A partir del tercer año, el modelo tarifario pasa a ser un modelo de balance neto de energía, facturándose en consecuencia la diferencia entre la energía consumida y la generada.

Otro incentivo fue el otorgamiento de Certificados de Crédito Fiscal por un monto de hasta el 70 % de las inversiones en equipamiento efectivamente realizadas (Ley 7.823, Art. 14). Estos créditos pueden utili-



Figura 6: Instalaciones FV en el campus de la UCASAL - Salta. Se destacan sobre la derecha los refugios para estacionamiento con módulos fotovoltaicos integrados a la arquitectura (BIPV), en el cual se reemplazan las cubiertas metálicas habituales.

zarse para el pago de los impuestos a las actividades económicas, de sellos e inmobiliario rural.

Las excesivas regulaciones técnicas y administrativas establecidas inicialmente dificultaron el comienzo del desarrollo de la GD. Recién en junio de 2016 Salta tuvo su primer sistema conectado a la red provincial. Con el fin de agilizar e incrementar la conexión de sistemas de GD a la red, en mayo de 2017 se modificó la reglamentación a través de la Resolución ENRESP 448/17. Entre otros aspectos técnicos y administrativos, se habilitó la conexión de sistemas de GD a la red de media tensión, se incorporó la nueva normativa pertinente de la AEA, y se incrementó el cupo de conexiones hasta un total de 4 MW en toda la provincia. Corresponden a esta etapa las instalaciones de integración arquitectónica realizadas en la UCASAL (Universidad Católica de Salta). Con un total de 194 kW, constituyen un ejemplo representativo de esta modalidad de instalaciones (ver Figura 6).

A fines del año 2021 Salta contaba con más de 800 kW en instalaciones de sistemas FV conectados a la red de distribución de diferentes localidades de la provincia y disponía de todos los registros de generación y consumo de manera independiente (Salta, 2021). De acuerdo con datos suministrados por la Secretaría de Energía de la Provincia de Salta (Galluci y Giubergia, 2022), la suma de potencias de proyectos existentes vinculados a la ley de Balance Neto - entre ejecutados (ya conectados), en ejecución y proyectados - superó en 2022 los 1,45 MW, lo que representa un 35 % del cupo de 4 MW planteado.

Asimismo, a fin de facilitar la generación de proyectos de energía solar, la provincia ha desarrollado y puesto a disposición pública un sis-

tema de información Web de consulta de datos de radiación solar y temperatura que permite realizar evaluaciones técnicas y económicas de sistemas solares fotovoltaicos y térmicos de calentamiento de agua (SISol, 2023).

■ **PROVINCIA DE MENDOZA**

La Provincia de Mendoza fue la tercera en habilitar la generación distribuida mediante fuentes renovables para usuarios de la red de distribución. En marzo de 2015 el Ente Provincial Regulador Eléctrico (EPRE) reglamentó, mediante la Resolución EPRE 19/2015, las “Condiciones Técnicas de Operación, Mantenimiento, Medición y Facturación” para que un usuario de la red pudiera inyectar a la misma excedentes de energía eléctrica de origen renovable. Dicha resolución se basó en objetivos tales como uso eficiente y racional de la energía, y empleo de fuentes renovables, como parte de la política provincial de sustentabilidad del sistema eléctrico (Ley Nº 6.497 de 1997), y aludiendo paralelamente al cumplimiento de uno de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) del Acuerdo de París ratificado por Argentina, “Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna”. El esquema tarifario adoptado fue el de facturación neta (*net billing*).

En julio de 2018, mediante la Ley 9.084, Mendoza adhirió a la Ley Nacional 27.424, declaró de interés provincial los Recursos de Energía Distribuida (RED), que incluyen los recursos de generación distribuida, almacenamiento energético y gestión de la demanda, y fijó pautas para promover el desarrollo de redes inteligentes en el segmento de distribución. Asimismo, impulsó la elaboración de un Programa de Modernización del Sector Eléctrico, alineado con la descarbonización, digitalización y descentralización

del mismo, que sirva de base para el desarrollo de la regulación de los RED y las redes inteligentes.

Como complemento a la figura de Usuario/Generador, creó nuevos Agentes del Régimen de RED: Usuario/Generador Colectivo, Comercializador, Almacenador Energético y Generador Virtual, refiriéndose este último a un sistema integrado por varios recursos de energía distribuida que actúan como una única planta de generación. Creó asimismo el Mercado a Término Mendoza (MTM) a fin de que los Agentes del Régimen de RED puedan suscribir contratos de venta de energía, capacidad de almacenamiento, servicios auxiliares y otras modalidades (Ley 9.084, Art. 16). En este marco, el Gobierno Provincial aprobó, mediante el Decreto 404/2021, los lineamientos generales del programa de modernización, donde se destacó el cambio de paradigma hacia el usuario y sus derechos resultando, por ejemplo, en la posibilidad de que los Usuarios/Generadores puedan instalar equipamiento de generación en un punto distinto al de suministro.

Las condiciones técnicas, comerciales y legales del Régimen de RED fueron reglamentadas finalmente mediante Resolución EPRE 001/2022 en enero de 2022. La misma incorpora elementos innovadores tales como la posibilidad de que los Agentes del Régimen de RED puedan ceder o comercializar su energía generada, la incorporación de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI, *Advanced Metering Infrastructure*) para dotar al sistema de distribución de mayor flexibilidad y confiabilidad, y la integración de vehículos eléctricos a la red de distribución.

Según el informe de octubre de 2022 del Área de Energías Renovables e Innovación Tecnológica del EPRE (EPRE, 2022), entre marzo de

2015 y octubre de 2022 se registraron en la Provincia de Mendoza 470 Usuarios/Generadores, de los cuales 316 son residenciales, con una potencia total instalada de 1,668 MW, y 154 son comerciales e industriales, con 5,923 MW instalados (incluyendo los que se encontraban en trámite), totalizando cerca de 7,6 MW.

■ PROVINCIA DE CÓRDOBA

La Provincia de Córdoba adhirió a la Ley 27.424 en el año 2019 a través de la Ley Provincial 10.604, dando así comienzo al desarrollo de la generación distribuida mediante fuentes renovables en la provincia. Aunque la provincia tardó en reglamentar la generación distribuida, lidera el ranking de potencia instalada entre las provincias que adhirieron a la ley nacional (ver Figura 5). Mediante el Decreto 132/19 se reglamentó la Ley 10.604 y se establecieron beneficios fiscales que incluyen la exención del pago del Impuesto sobre los Ingresos Brutos a los ingresos provenientes de la venta de energía eléctrica excedente de origen renovable para usuarios-generadores

residenciales, y una reducción de hasta un 20 % en el impuesto inmobiliario del inmueble en donde se instala el equipo de generación distribuida. En la reglamentación se establece el sistema de balance neto de facturación. Además, indica que todos los proyectos de nuevos edificios públicos provinciales deben contemplar la utilización de algún sistema de generación distribuida a partir de fuentes renovables.

En mayo de 2021, la Dirección General de Rentas de la provincia reguló la generación distribuida comunitaria de energía renovable mediante la Resolución 01/2021. El esquema permite que varios usuarios con puntos de suministro independientes pero atendidos por una misma distribuidora conformen una persona jurídica para administrar un sistema de generación distribuida comunitaria. De esta manera, se crea la figura de usuario-generador comunitario y usuario cesionario. Los usuarios cesionarios adquieren una cuota-parte del sistema de generación y establecen de común acuerdo un reglamento de funciona-

miento interno (Figura 7). Además, se permite ceder voluntariamente los créditos obtenidos de inyección de energía a la red eléctrica pública a instituciones sociales.

Uno de los objetivos de la generación comunitaria consiste en aumentar la oportunidad de acceso a la generación distribuida, permitiendo que usuarios que no cuentan con espacio suficiente para la instalación de equipos se asocien y generen créditos para su hogar de manera remota. También permite bajar el costo de instalación respecto de sistemas individuales por el aprovechamiento de economías de escala. Otro de los objetivos que promueve la provincia contempla la diversificación de productos que pueden ofrecer las distribuidoras a sus usuarios a través del servicio de instalación, gestión y mantenimiento de sistemas FV comunitarios conectados a red.

Existen cuatro proyectos piloto de generación distribuida comunitaria funcionando (Figura 8). La potencia total alcanza los 222 kW y fueron desarrollados por cooperativas

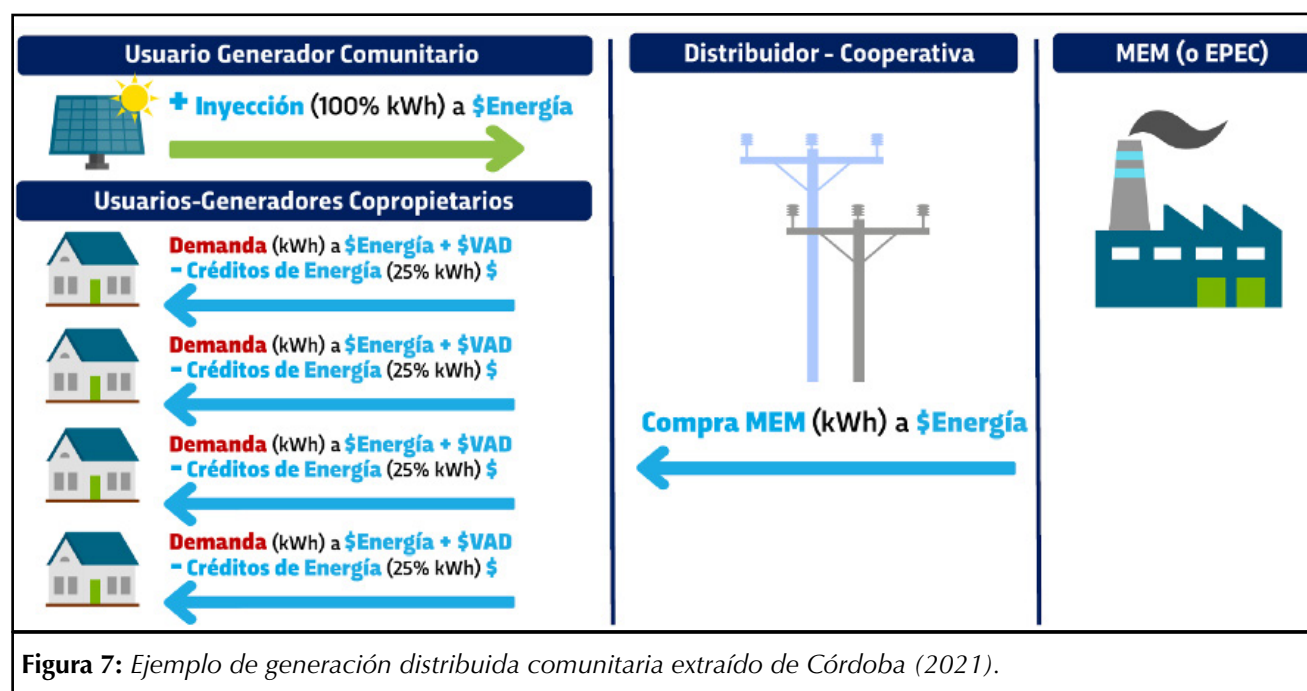


Figura 7: Ejemplo de generación distribuida comunitaria extraído de Córdoba (2021).



en conjunto con el gobierno de la Provincia de Córdoba con financiamiento del Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE).

■ PROVINCIA DE BUENOS AIRES

La Provincia de Buenos Aires impulsa la generación distribuida desde el año 2009 a través del Programa Provincial de Incentivo a la Generación Distribuida (PROINGED, 2023). Este programa se basa en una gestión público-privada coordinada por el Ministerio de Infraestructura y el Foro Regional Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires (FREBA). La financiación de los proyectos se realiza a través del fideicomiso financiero

FITBA (Fondo de Innovación Tecnológica de Buenos Aires), con el aporte de las empresas de distribución de energía eléctrica, distribuidores provinciales y municipales, inversores externos y los usuarios (mediante un cargo específico en las tarifas) (FREBA, 2020). El objetivo principal del programa consiste en mejorar el servicio eléctrico, especialmente en sitios críticos tales como puntas de líneas o sitios de demanda concentrada. Las instalaciones fotovoltaicas del PROINGED son pequeñas plantas solares, habiéndose instalado hasta fin de 2022 un total de 8,7 MW distribuidos en 26 parques, y se encontraban en construcción tres nuevos parques con una potencia

total de 990 kW. La Figura 9 muestra el Parque solar Cazón Saladillo de 330 kW de la Cooperativa Eléctrica de Saladillo y la Escuela N° 2.

A diferencia de las demás provincias, la proliferación de generación distribuida en Buenos Aires se encuentra directamente relacionada con las mejoras en la red de distribución eléctrica. En este caso los principales impulsores son el Ministerio de Infraestructura y las pequeñas empresas distribuidoras de energía eléctrica. Dentro del mismo plan se están llevando a cabo diferentes proyectos piloto, entre ellos un bombeo solar de agua para consumo de ganado bovino en la Chacra Experi-



mental Patagones, y la instalación de un sistema fotovoltaico híbrido en la isla Martín García de 207 kW, cuyo banco de baterías de litio dispone de un almacenamiento de 799 kWh, y un grupo electrógeno diésel de respaldo. En el ámbito de las pequeñas instalaciones existe un programa para escuelas en donde se han instalado 831 kW distribuidos en 128 establecimientos. (FREBA, 2022).

La provincia promulgó la Ley 12.603 en el año 2000 donde habilitaba la incorporación de generación distribuida a partir de fuentes renovables por parte de usuarios particulares, aunque recién en el año 2022 adhirió a la Ley 27.424.

Por otra parte, resulta particularmente relevante la inminente puesta en marcha de UniLIB, la primera Planta Nacional de Desarrollo Tecnológico de Celdas y Baterías de Litio, un proyecto conjunto entre la empresa estatal Y-Tec (YPF-CONICET) y la Universidad Nacional de La Plata (UNLP), con una capacidad anual de producción de 13 MWh (UNLP, 2022). Uno de los primeros proyectos en el que se aplicará la producción de baterías de Li de la

planta, de particular relevancia social, es la provisión de energía eléctrica en la Isla Paulino (Municipio de Berisso) por medio de la instalación de una central FV con acumulación (Garriga, 2023).

Dicha central fue dimensionada para abastecer de energía eléctrica a 60 usuarios potenciales, con previsión del crecimiento de la población y/o de la demanda, considerando el consumo mensual medio actual por usuario y los valores promedio mensuales de irradiación solar en el sitio. A partir de estos datos, fueron evaluados distintos escenarios definiéndose una potencia FV de 133 kW y una capacidad de acumulación de 480 kWh, con distribución en media y baja tensión (Porello, 2022). Esta solución viene a dar respuesta a una población que carece de red para el servicio eléctrico, y que hasta el momento se abastece en casos aislados con equipos Diesel o bien con sistemas FV de baja potencia.

■ PROVINCIA DE SAN JUAN

El caso de la Provincia de San Juan es de particular importancia en el desarrollo de la energía solar FV en

el país, dada la decisión estratégica del estado provincial de desarrollar toda la cadena de valor de la tecnología FV basada en el silicio a través del Proyecto Solar San Juan ejecutado por la empresa provincial de energía EPSE (EPSE, 2023a). Más allá del importante desarrollo de centrales de potencia FV en la provincia (con 322,8 MW es la primera en términos de potencia FV instalada en el país; ver CAMMESA, 2023), parte de los objetivos del Proyecto están dirigidos a la GD: “Promover la instalación de paneles fotovoltaicos en el sector residencial, comercial e industrial y la instalación de centrales de generación fotovoltaica para la provisión de energía y bombeo de agua”.

En este sentido, aunque desde el punto de vista del desarrollo de GD es incipiente, EPSE tiene en ejecución pruebas piloto de generación distribuida en la localidad de Caucete dirigidas a la “evaluación del desempeño del sistema Fotovoltaico ante distintos escenarios de consumo, generación y modalidades de inyección a la red, en conjunto con condiciones meteorológicas ambientales” (EPSE, 2023b), así como

aplicaciones del mismo tipo en el riego agrícola, cuyo objetivo es “plantear el estudio, análisis, ensayos, pruebas y mediciones en la temática de extracción de agua para riego agrícola utilizando energía solar Fotovoltaica conectada a la red eléctrica como Generación Distribuida” (EPSE, 2023c).

■ CONCLUSIONES

La humanidad ha tomado conciencia de la necesidad de producir una transición energética hacia tecnologías de menor emisión de gases de efecto invernadero a fin de mitigar los efectos catastróficos del cambio climático causado por dichas emisiones. La Argentina, firmante del Acuerdo de París de 2015, ratificado mediante la Ley 27.270/16, se ha comprometido consecuentemente fijando metas de reducción de las emisiones de GEI, las cuales fueron ulteriormente ratificadas y fortalecidas en 2020 en el marco de la Ley 27.520 de Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global.

La tecnología solar FV emerge como una de las principales alternativas para contribuir a la transición energética, tal como se muestra en los escenarios prospectivos mencionados en la introducción del presente artículo. En Argentina la participación de la generación solar FV y otras fuentes renovables en la matriz energética comienza a ser significativa.

Mientras que un importante grupo de países (China, Alemania, Estados Unidos, Japón, India y Australia, entre los principales) han tenido políticas estratégicas que implicaron un fuerte impulso al desarrollo de la tecnología solar FV, en Latinoamérica se observa un desarrollo incipiente. En términos de potencia instalada, este desarrollo es liderado por Brasil, México, Chile y Argentina.

A pesar de los problemas recurrentes de inestabilidad macroeconómica del país, se han observado desarrollos de la GD utilizando la tecnología solar FV en varias provincias, haciendo uso de instrumentos legales, regulatorios y de promoción apropiados según la decisión política de cada jurisdicción. En el presente artículo se pasó revista a los casos más importantes, sea por razones históricas, por potencia instalada, o bien por la generación de proyectos que hacen al desarrollo de la GD FV.

En el marco de tarifas eléctricas que continúan siendo mayormente subsidiadas y entendiéndose que la primera prioridad es el acceso universal a la energía, resulta necesario considerar incentivos económicos particulares para la generación FV, de tal manera que pueda competir en condiciones más favorables con las fuentes de generación convencionales. En el mismo sentido, serían extremadamente necesarias líneas de crédito preferenciales para la financiación de los equipos que constituyen las instalaciones en GD, de manera que se estimule su proliferación.

Una de las principales virtudes de la GD FV es su modularidad, que abre un abanico de opciones de aplicación. Algunas de ellas fueron mencionadas anteriormente en este artículo: generación comunitaria, fortalecimiento de la red eléctrica, pequeñas centrales asociadas a la oferta de cooperativas eléctricas, instalaciones domiciliarias, bombeo de agua para aplicaciones agrícolas, etc.. Cada una de estas opciones requiere un tratamiento económico, legal y regulatorio que haga posible su desarrollo.

Entre las numerosas ventajas de las energías renovables cabe destacar el aumento de la seguridad energética, la disminución de costos de

generación, el ahorro de divisas, el desarrollo de industria nacional, la generación de empleo y la mitigación del cambio climático, lo cual demuestra claramente la necesidad de profundizar políticas de estado que impulsen el desarrollo y la utilización en la Argentina de este tipo de fuentes.

La generación de energía proveniente de fuentes renovables (las fuentes de generación eléctrica más económicas a nivel mundial) y la reducción de gases de efecto invernadero deben jugar un rol fundamental en esta coyuntura. Estas tecnologías aportan al desarrollo social y pueden constituir una herramienta para fomentar un orden económico comunitario, en línea con la idea de soberanía energética en el sentido más amplio: no solo nacional sino también ciudadana. La generación de energía por parte de los propios usuarios resulta un cambio de paradigma respecto de la propiedad de las fuentes de generación de energía, dejando de ser la comunidad, las cooperativas o asociaciones y los ciudadanos meros usuarios para transformarse en productores de la energía que consumen.

La sanción de las Leyes 26.190, 27.191 y 27.424 por el Congreso Nacional con el apoyo de todos los bloques parlamentarios, los programas GENREN y RENOVAR, las convocatorias específicas para la financiación de proyectos de energías renovables de la Agencia Nacional de Promoción de la Investigación, el Desarrollo Tecnológico y la Innovación, y las múltiples leyes y políticas provinciales de promoción de las energías renovables parecen indicar que la Argentina ha comenzado a transitar la transición hacia una matriz energética más limpia, económica y segura. Las condiciones están dadas para dar un salto de calidad en esta dirección, que excede el tema energético por sus implican-

cias en el cuidado del medio ambiente y en el desarrollo económico y social del país. La tecnología solar FV, y particularmente en GD, tiene un enorme potencial y debe ser un actor de importancia en la transición energética Argentina.

■ REFERENCIAS

- Ackerman T., Andersson G., Söder L. (2001). "Distributed Generation: A Definition", *Electric Power Systems Research* 57, pp. 195-204. [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(01\)00101-8](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(01)00101-8)
- AEA (2015). AEA 90364 - Parte 7 - Sección 712, "Sistemas de suministro de energía mediante paneles solares fotovoltaicos", Asociación Electrotécnica Argentina. <https://aea.org.ar/wp-content/uploads/2017/10/90364-7-712-1.pdf>
- BloombergNEF (2022). Cost of New Renewables Temporarily Rises as Inflation Starts to Bite, Bloomberg New Energy Finance; 30 de junio de 2022. <https://about.bnef.com/blog/cost-of-new-renewables-temporarily-rises-as-inflation-starts-to-bite/>
- Borenstein, S. (2020). What Can Distributed Generation Do For the Grid? Energy Institute Blog, UC Berkeley; 28 de septiembre de 2020. <https://energyathaas.wordpress.com/2020/09/28/what-can-distributed-generation-do-for-the-grid/>
- CAMMESA (2022a). Informe Anual 2021. Mercado Eléctrico Mayorista. Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico; mayo de 2022. <https://cammesa-web.cammesa.com/informe-anual/>
- CAMMESA (2022b). Informe Mensual Diciembre 2022. Mercado Eléctrico Mayorista. Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico. <https://cammesa-web.cammesa.com/informe-sintesis-mensual/>
- CAMMESA (2023). Informe Mensual Enero 2023. Generación Renovable Variable. Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico. <https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/RenovablesIMGRV/Informe%20Mensual%20de%20Generaci%C3%B3n%20Renovable%20Variable%20-%20Enero%202023%20-%20CAMMESA.pdf>
- Colthorpe, A. (2021). BloombergNEF: Average battery pack prices to drop below US\$100/kWh by 2024 despite near-term spikes; 1 de diciembre de 2021. <https://www.energy-storage.news/bloombergnef-average-battery-pack-prices-to-drop-below-us100-kwh-by-2024-despite-near-term-spikes/>
- Córdoba (2021). Futuro Córdoba Sostenible, Ministerio de Servicios Públicos, Gobierno de la Provincia de Córdoba. <https://ministeriodeserviciospublicos.cba.gov.ar/wp-content/uploads/2021/07/generacion-distribuida-comunitaria.pdf>
- DNP (2022). "Población urbana en Argentina – Evolución y distribución espacial a partir de datos censales", Dirección Nacional de Población. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/poblacion_urbana_dnp.pptx.pdf
- Enkhardt, S. (2022). "Global solar capacity additions hit 268 GW in 2022, says BNEF". PV-Magazine, 23 de diciembre de 2022. <https://www.pv-magazine.com/2022/12/23/global-solar-capacity-additions-hit-268-gw-in-2022-says-bnef/>
- EPE (2013). Resolución 442/13 Generación en isla o en paralelo, Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe. <https://www.epe.santafe.gov.ar/index.php?id=resolucion442>
- EPE (2020). Prosumidores EPE, Datos Abiertos Santa Fe. <https://datos.santafe.gob.ar/dataset/prosumidores-epe>
- EPRE (2022). Recursos Energía Distribuida, Octubre 2022. Ente Provincial Regulador Eléctrico (EPRE). Provincia de Mendoza. <https://www.epremendoza.gov.ar/2019/usuariogenerador/>
- EPSE (2023a). Proyecto Solar San Juan. Energía Provincial Sociedad del Estado. Provincia de San Juan. <https://www.epse.com.ar/web/proyecto/proyecto-solar-san-juan-5>
- EPSE (2023b). Pruebas Piloto Generación Distribuida. Energía Provincial Sociedad del Estado. Provincia de San Juan. <https://www.epse.com.ar/web/proyecto/pruebas-piloto-generacion-distribuida/4>
- EPSE (2023c). Pruebas Piloto Generación Distribuida, Riego Agrícola. Energía Provincial Sociedad del Estado. Provincia de San Juan. <https://www.epse.com.ar/web/proyecto/pruebas-piloto-generacion-distribuida-riego-agricola/10>
- Eyras, R. y Durán, J.C. (2014). Proyecto IRESUD: "Interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica en ambientes urbanos", Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente. Seleccionado del 1° Encuentro

- Latinoamericano de Uso Racional y Eficiente de la Energía - ELUREE2013, pp. 159-165. <https://www.mendoza-conicet.gob.ar/asades/modulos/averma/trabajos/2013/2013-t013-a017.pdf>
- Fitzgerald, G., Mandel, J., Morris, J., Touati, H. (2015). The Economics of Battery Energy Storage: How multi-use, customer-sited batteries deliver the most services and value to customers and the grid. Rocky Mountain Institute, September 2015. <https://rmi.org/wp-content/uploads/2017/03/RMI-TheEconomicsOfBatteryEnergyStorage-FullReport-FINAL.pdf>
- Fortune Business Insights (2022). Battery Energy Storage Market, informe generado por Fortune Business Insights; ID: FBI100489. www.fortunebusinessinsights.com/industry-reports/battery-energy-storage-market-100489
- FREBA (2020). Informe Institucional, Año 2020. Foro Regional Eléctrico de Buenos Aires. <https://www.freba.org.ar/wp-content/uploads/2020/02/INFORME-INS-TITUCIONAL-ENE-2020-FREBA.pdf>
- FREBA (2022). Informe asamblea anual FREBA. Mayo 2022. <https://www.freba.org.ar/wp-content/uploads/2022/05/PROINGED-Asamblea-FREBA-2022.pdf>
- Galluci, G. y Giubergia, J. (2022). Realidad Energética Provincial Salta. Secretaría de Energía, Ministerio de Producción, Trabajo y Desarrollo Sustentable, Gobierno de la Provincia de Salta. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/secretaria_de_energia_salta.pdf
- Garriga, G. (2023). Todo listo en Berisso para fabricar baterías. Página12, 14 de enero de 2023. <https://www.pagina12.com.ar/515617-todo-listo-en-berisso-para-fabricar-baterias>
- Godfrin, E.M., Krautner, A., Durán, J.C. (2022). Análisis de un sistema fotovoltaico con almacenamiento conectado a red en una vivienda unifamiliar en la Ciudad de Buenos Aires: autoconsumo, inyección a red y ahorros en la factura del servicio eléctrico, AVERMA 2022, en prensa.
- Green, M.A. (2019). How did solar cells get so cheap? Joule 3 (3), 631-633. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2019.02.010>
- IEA (2022a). World Energy Outlook 2022. International Energy Agency, Paris. Octubre de 2022. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>, License: CC BY 4.0 (report).
- IEA (2022b). 2022 Snapshot of Global PV Markets. International Energy Agency. Abril de 2022. <https://iea-pvps.org/snapshot-reports/snapshot-2022/>
- IEA (2022c). Grid-Scale Storage, International Energy Agency (IEA). Septiembre de 2022. <https://www.iea.org/reports/grid-scale-storage>
- IRAM (2016). Norma IRAM 210013 Parte 21 "Inversores para conexión a la red de distribución - Requisitos generales". <https://catalogo.iram.org.ar/#/normas/detalles/12398>
- Lazard (2021). Levelized Cost Of Energy, Levelized Cost Of Storage, and Levelized Cost Of Hydrogen, Lazard Financial Advisory and Asset Management. 28 de octubre de 2021. <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen/>
- Medinilla, M. (2022). "El gobierno actualizó el Certificado de Crédito Fiscal para la distribuida en Argentina", Energía Estratégica, 19 de julio de 2022. <https://www.energiaestrategica.com/el-gobierno-actualizo-el-certificado-de-credito-fiscal-para-la-distribuida-en-argentina/>
- Porello, N. (2022). "Desarrollo de un sistema de abastecimiento para demandas aisladas de la red eléctrica - Caso Isla Paulino", Documento Interno, Y-TEC.
- PROINGED (2023). Programa Provincial de Incentivos a la Generación de Energía Distribuida. Energías Renovables, Provincia de Buenos Aires. <https://www.freba.org.ar/proinged/>
- REN21 (2013). Renewables 2013 Global Status Report, editado por REN21, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, ISBN 978-3-9815934-0-2. <https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2013-Full-Report-English.pdf>
- REN21 (2017). Renewables 2017 Global Status Report, editado por REN21, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, ISBN 978-3-9818107-6-9. <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>
- REN21 (2022). Renewables 2022 Global Status Report, editado por REN21, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, ISBN 978-3-948393-04-5.

<https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>

Salta (2021). Salta expuso las fortalezas de la ley de Balance Neto de energía eléctrica con fuentes renovables. Ministerio de Producción y Desarrollo Sustentable, Gobierno de Salta, 27/10/2021. <https://www.salta.gob.ar/prensa/noticias/salta-expuso-las-fortalezas-de-la-ley-de-balance-neto-de-energia-electrica-con-fuentes-renovables-78808>

Santa Fe (2016). Programa "Prosumidores Santa Fe", Decreto N° 1565, Gobierno de la Provincia de Santa Fe. <https://www.santafe.gov.ar/boletinoficial/ver.php?seccion=12-07-2016decreto1565-2016.html>

Santa Fe (2020). Decreto 1098/2020. Provincia de Santa Fe. <https://epe.santafe.gov.ar/programa-era/wp-content/themes/prosumidores/documentos/2020%20-%20Decreto%201098%20-%20Programa%20ERA%20-%20Rev.2.pdf>

SE (2022). Generación Distribuida en Argentina, Reporte Anual

2022, Secretaría de Energía. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/reporte-anual_202226012023.pdf

SISol (2023). Sistema de Información Solar Salta. <http://sisol.salta.gob.ar/>

SMA (2017). Ventajas de la batería de alta tensión conectada en CA sobre otras soluciones alternativas. <https://www.sma-sunny.com/es/ventajas-de-la-bateria-de-alta-tension-conectada-en-ca-sobre-otras-soluciones-alternativas/>

UNLP (2022). Ya instalan el equipamiento y es inminente la puesta en marcha de la primera Planta de Baterías de Litio de Latinoamérica. 9 de diciembre de 2022. <https://unlp.edu.ar/institucional/ya-instalan-el-equipamiento-y-es-inminente-la-puesta-en-marcha-de-la-primera-planta-de-baterias-de-litio-de-latinoamerica-55243/>

Victron (2022). Manual de diseño es instalación de ESS, Rev 06 09/2022, Victron Energy. https://www.victronenergy.com/upload/documents/Energy_Storage_System/6292-ESS_design_and_installation_manual-pdf-es.pdf

[System/6292-ESS_design_and_installation_manual-pdf-es.pdf](https://www.victronenergy.com/upload/documents/Energy_Storage_System/6292-ESS_design_and_installation_manual-pdf-es.pdf)

■ NOTAS

1 La potencia FV se expresa habitualmente en Wp (Watt pico) y corresponde a la potencia eléctrica generada por un elemento FV (celda solar, módulo fotovoltaico o sistema fotovoltaico) en condiciones normalizadas: irradiancia solar de 1 kW/m², espectro de radiación solar AM1.5G y temperatura de operación de 25 °C.

2 La Ley 27.191 no considera fuente renovable a la energía hidráulica de potencia superior a 50 MW.