



OBSERVATORIO LATINOAMERICANO Y CARIBEÑO

Revista

OBSERVATORIO LATINOAMERICANO Y CARIBEÑO

Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe · IEALC

ISSN 1853-2713

<https://publicaciones.sociales.uba.ar/observatoriolatinoamericano/>

Volumen 5 · Número 2 (julio-diciembre, 2021)

Generación distribuida de energía renovable ¿una oportunidad para la desconcentración del sistema energético argentino?

Martín Ariel Kazimierski

RECIBIDO: 27 de julio de 2021

APROBADO: 19 de noviembre de 2021

Generación distribuida de energía renovable ¿una oportunidad para la desconcentración del sistema energético argentino?

Martín Ariel Kazimierski
IEALC-CONICET
martin.kazimierski@gmail.com

Resumen

En el último tiempo, las energías renovables en Argentina han proliferado con una lógica centralizada, con proyectos de gran potencia conectados a la red de transmisión y modelos de negocio que beneficiaron a grandes corporaciones. No obstante, estas fuentes energéticas también dieron lugar a modelos más de tipo locales o comunitarios a través de la generación distribuida. A partir del análisis de tres actores clave (empresas públicas provinciales, cooperativas y ciudadanos), el artículo explora la potencialidad de esta opción tecnológica para consolidar un sistema más descentralizado, desconcentrado y democrático. El trabajo evidencia como su desarrollo se muestra atrayente, no sólo en términos políticos, ante la posibilidad de reducir la vulnerabilidad energética de las provincias, potenciar el rol de los actores territoriales y brindarles mayor autonomía a los usuarios, sino también en términos económicos, potenciando los circuitos financieros locales.

Palabras clave: *energía renovable - generación distribuida - transición energética - políticas públicas*

Abstract

In recent times, renewable energies in Argentina have proliferated with a centralized logic, with high-power projects connected to the transmission grid and business models that benefited large corporations. However, these energetic sources also gave rise to more local or community-type models through distributed generation. Based on the analysis of three key actors (provincial public companies, cooperatives and citizens), the article explores the potential of this technological option to consolidate a more decentralized, deconcentrated and democratic system. The work shows how its development is attractive, not only in political terms, given the possibility of reducing the energy vulnerability of the provinces, enhancing the role of territorial actors and providing greater autonomy to users, but also in economic terms, enhancing local financial circuits.

Keywords: *renewable energy - distributed generation - energy transition - public policy*

Introducción

En fecha reciente, en el mercado eléctrico argentino la participación de la generación renovable ha avanzado de manera acelerada desde de apenas el 1,9% en 2018 al 12% a finales de 2020. La política comercial y energética establecida por el gobierno presidido por Mauricio Macri (2015-2019) y, en 2016, la puesta en marcha del programa RenovAr, que abarcaba procesos licitatorios de carácter público, fueron las claves de su desarrollo, ya que sentaron las bases para la proliferación de proyectos de gran potencia conectados a la red de transmisión, con modelos de negocio que beneficiaron a las grandes empresas nacionales y transnacionales, pero que excluyeron a actores más pequeños.

Ahora bien, la transición hacia estas energías no sólo tiene el potencial de transformar la matriz, sustituyendo fuentes contaminantes y finitas por otras limpias y renovables, sino que también podría promover un desplazamiento en la concepción de la energía en general, induciendo modelos más de tipo locales o comunitarios. Concretamente, el aprovechamiento de los vientos, radiación solar y residuos biomásicos remite a la posibilidad de poner en debate la posibilidad de fortalecer las opciones de generación más cercanas al consumo y de pensar el pasaje de una dimensión societal pasiva respecto de la cuestión energética a una activa (Fornillo, 2017; Bertinat, 2013).

En esta línea, las energías renovables están cada vez más asociadas a un modelo basado en la denominada Generación Distribuida (GD). Este concepto no es en absoluto nuevo, y aunque no existe una única definición, en general se asocia a la generación que se ubica más próxima a los puntos de consumo, opuesto a lo que hoy sucede con los mega parques eólicos y fotovoltaicos que responden a una lógica más centralizada y a una escala de generación similar a la energía termoeléctrica, nuclear o hidroeléctrica. Su definición puede variar, también, según el tipo de tecnología, la capacidad instalada, el impacto ambiental o la titularidad. La Agencia Internacional de Energía (IEA) considera como GD únicamente a la que se conecta a la red de distribución de baja tensión y la asocia a determinadas tecnologías; para los Organismos Europeos de Normalización, es aquella generación producida por instalaciones de menor tamaño que las centralizadas - habitualmente inferiores a 10 MW-; mientras que para el Departamento de Energía de EE. UU. (DOE) se extiende a varias decenas de MW de potencia (IEA, 2019). A pesar de que la GD es independiente del tipo de tecnología, en este trabajo la concebimos como instalaciones de energía renovable que se ubican próximos a los puntos de consumo, y que se conectan exclusivamente a la red de distribución, pudiendo ser su potencia de unos pocos kilowatts (kW) hasta decenas de MW.

En Argentina, esta tecnología ha avanzado históricamente en zonas aisladas sin conexión a la red *-off grid-*, a través de programas nacionales como el Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER), siendo que esta representa una posibilidad de acceso a la energía eléctrica para los pobladores¹. Pero para que su participación en el mercado sea relevante, la GD debe llegar donde los consumos son más importantes, es decir, los centros urbanos.

¹ PERMER se constituyó en el año 2000 con el objetivo de facilitar el acceso a la energía en poblaciones rurales dispersas, alejadas de las redes de distribución. El programa subsidia la provisión e instalación para el suministro de energía eléctrica y comunicación, sobre todo sistemas solares para fines térmicos (cocinas parabólicas, hornos solares, termotanques solares), para bombeo de agua potable y para generar mayor potencia para proyectos productivos. Los proyectos se llevan adelante de manera articulada entre la Unidad de Coordinación del Proyecto (UCP) de la Secretaría de Energía de Nación y las provincias, garantizando su implementación federal.

Este artículo propone abordar las incipientes pero disruptivas experiencias de transición hacia modelos locales de generación eléctrica en Argentina, a partir de destacar la centralidad de tres actores clave: (1) los rangos gubernamentales más bajos -provinciales y municipales-, (2) las cooperativas eléctricas, y (3) los propios usuarios de la red. Una anticipación de sentido es que estos actores subnacionales constituyen potenciales agentes de cambio y desestructuración del sistema energético. Las *provincias*, porque desde la reforma constitucional de 1994 poseen el control de las reservas energéticas, lo que ha sido acompañado por la creación de empresas públicas y mixtas para explotarlos, en algunos casos con especial énfasis en el recurso solar y eólico. También son quienes tienen la potestad sobre sus redes de distribución eléctrica, aspecto clave para regular la conexión de la generación en baja tensión. Las *cooperativas* eléctricas, por su parte, porque una gran cantidad de ellas planea ampliar su participación en el mercado eléctrico -hoy como meros agentes de la distribución eléctrica-, reapropiándose de la generación a través de proyectos renovables y distribuidos. Y, por último, los *usuarios de la red*, porque desde la reglamentación de la Ley N°27.424 en 2018 tienen la posibilidad de convertirse en prosumidores, es decir, usuarios productores-consumidores de energía. A continuación, se presenta un análisis pormenorizado de estos tres actores y sus potencialidades para modelar un sistema alternativo.

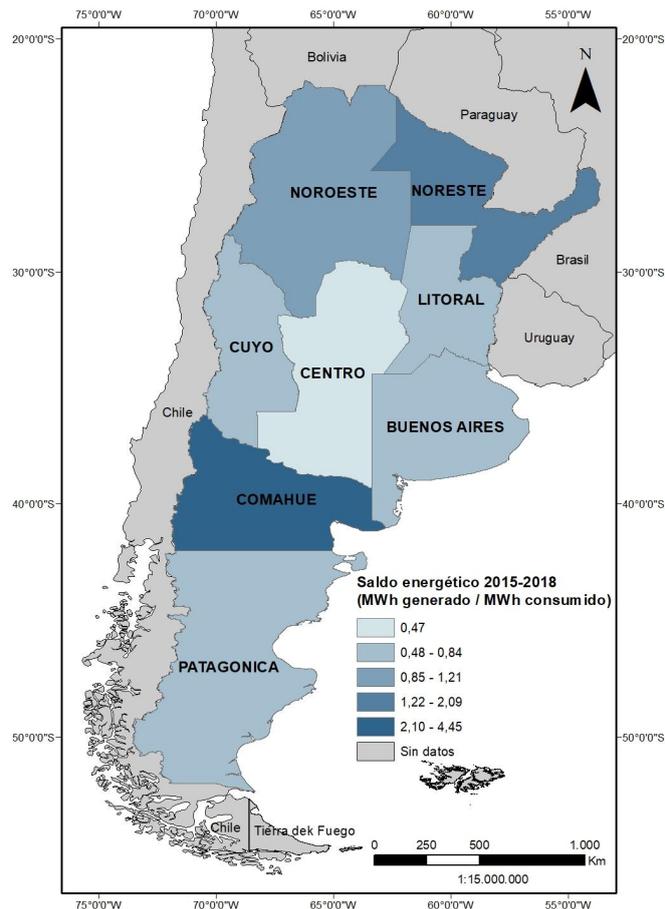
Una generación pública

La evolución histórica del sistema eléctrico nacional, sumado al control provincial de las reservas energéticas desde la reforma constitucional de 1994, ha consolidado grandes desigualdades regionales en la dotación de la infraestructura básica de generación y transmisión, potenciando la competencia interna por el aprovechamiento de los recursos energéticos hídricos e hidrocarburíferos, y la instalación de grandes centrales de generación termoeléctrica y nuclear. En consecuencia, el escenario actual presenta fuertes contrastes, observándose provincias y regiones ostensiblemente importadoras de energía, y otras largamente exportadoras. Por caso, existe una fuerte demanda concentrada en el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) que, junto a otras aglomeraciones urbanas en las provincias de Santa Fe y Córdoba, representan dos tercios (66%) de la demanda nacional (CAMMESA, 2019). Estas son abastecidas por regiones productivas relativamente distantes, lo que implicó, a lo largo del siglo XX, grandes inversiones en la construcción de infraestructura de gran escala, plazos extensos de trabajo y menor eficiencia del sistema.

Ya en los inicios del milenio esto representaba un problema, cuando la potencia de generación de Comahue (5.327 MW) y el NOA (1.713 MW) sobrepasaba la capacidad de

transmisión a los puntos de consumo (4.600 y 600 MW, respectivamente) (El Día, 2004)². El Mapa 1 da cuenta de estas disparidades energéticas regionales para el período 2015-2018³. Según datos provistos por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), regiones como Comahue y Noreste ostentan un saldo energético ampliamente superavitario: el primero generó cuatro veces más energía de la que consumió, en tanto la región Noreste duplica esa relación. Al contrario, la región Centro apenas genera la mitad de lo que consume, seguido de Cuyo que cubre el 75% de su demanda. Las regiones Patagónica y Litoral, junto a la provincia de Buenos Aires, ostentan un saldo negativo, aunque alcanzan más del 80% de cobertura, mientras que la región Noroeste es la única cuyo consumo es análogo a su generación.

Mapa 1. Saldo energético por región (2015-2018)



Fuente. Elaboración propia con datos de CAMMESA (2019)

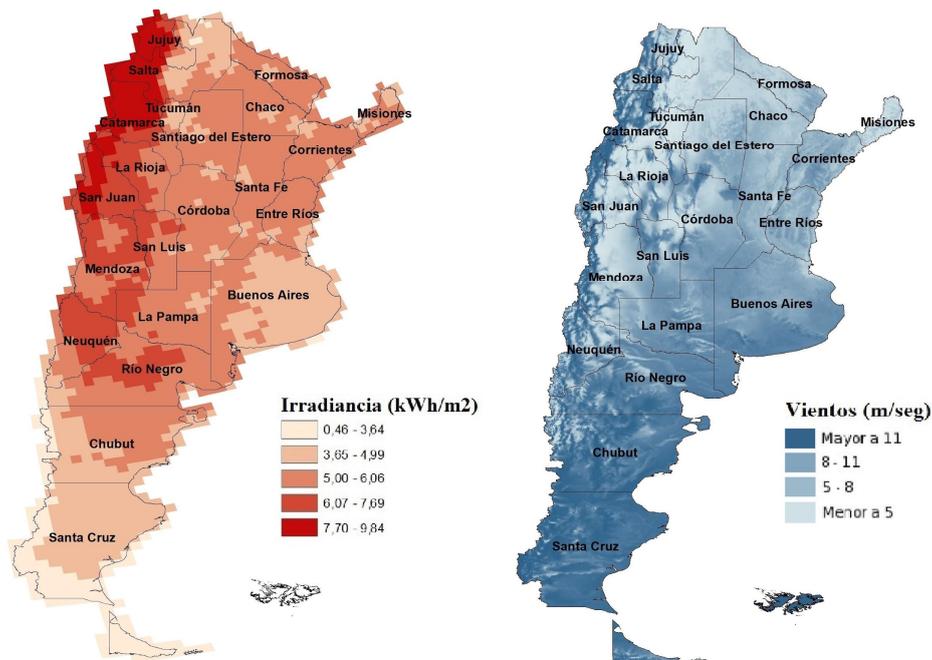
² Más cercano en el tiempo, el histórico apagón del 16 de junio de 2019, que afectó a todo el territorio nacional y países limítrofes, expuso los riesgos que conlleva un sistema eléctrico fuertemente dependiente de su capacidad de transporte y de los corredores que conectan los grandes centros de generación con los de consumo.

³ El Mapa 1 resalta en tonos claros las regiones con saldo energético negativo, es decir, que consumieron más de lo que generaron, mientras que las regiones superavitarias, que generaron más de lo que consumieron, se representan en tonos más oscuros. El cálculo se realizó dividiendo los MWh generados por los MWh consumidos para el período comprendido, siendo que el valor "1,00" representa el punto de equilibrio.

En consecuencia, provincias netamente deficitarias como Córdoba, San Juan y La Pampa, se ven subordinadas a la capacidad de transporte y a las decisiones que exceden a su jurisdicción, mientras que las provincias exportadoras como Neuquén y Río Negro han de beneficiarse de la actividad energética, aunque no sin escollos. La construcción de mega-represas que alimentan el sistema nacional comprendieron la intervención radical del ciclo biológico natural de sus cuencas hídricas, con consecuencias sociales y geopolíticas considerables (afectación del hábitat, desplazamientos de comunidades, conflictos interjurisdiccionales, entre otros) (Svampa y Viale, 2014). Un caso icónico se presenta en la demanda histórica iniciada por el Estado provincial de La Pampa hacia su par mendocino, vinculada al aprovechamiento hidroeléctrico del río Atuel. En esta línea, la instalación de centrales nucleares en la localidad de Lima en Buenos Aires, cuya participación es significativa en la matriz nacional y provincial, ha encontrado fuertes resistencias en la población y grupos ambientalistas. Y más allá del sistema eléctrico, las apuestas por actividades extractivas que refuerzan el paradigma fósil, como la explotación de hidrocarburos no convencionales en Neuquén a través del fracking, implican una utilización intensiva del territorio y el agua, y el consecuente desplazamiento de otras economías o formas de apropiación del territorio (Acacio y Wyczykier, 2019).

Contrario a lo descrito anteriormente, las energías renovables se benefician de una distribución geográfica más equitativa del recurso, cuyo aprovechamiento, dependiendo del abordaje socio-técnico, podría implicar una menor intervención del territorio y una reducción de la infraestructura de transporte, es decir, menor pérdida de energía en las redes -estimadas entre el 8% y el 15%-. Esto configura una fuerte sinergia con las propuestas de desarrollo de GD. A favor, la mayoría de las provincias argentinas presentan condiciones óptimas para el desarrollo de algún tipo de fuente. Por ejemplo, la región patagónica, en las provincias de Santa Cruz, Chubut y Río Negro, además de Buenos Aires, concentran el mayor potencial eólico, con vientos de calidad internacional de hasta 9-12 m/s. En el caso de la energía solar fotovoltaica, su potencial es aprovechable a lo largo de todo el territorio argentino, a excepción de las provincias más australes, presentando valores por encima de los 1,5 MW h/m²/año (Secretaría de Energía, 2019). Se destacan las regiones Noroeste y Cuyo, en las provincias de San Juan, La Rioja, Catamarca, Tucumán, Salta y Jujuy (ver Mapa 2). Además, existe un potencial sin explotar de la biomasa y el biogás, a partir de la actividad agropecuaria en las extensas y fértiles tierras de las regiones Centro y Pampeana.

Mapa 2. Distribución del recurso solar y eólico en Argentina



Fuente. Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía

No obstante, la existencia de condiciones propicias o habilitantes para la penetración de las energías renovables va más allá de la simple calidad del recurso. En comparación con la generación fósil, las renovables tienen una alta incidencia de costos de capital iniciales por sobre los costos de operación, haciendo la viabilidad de tales proyectos particularmente sensibles al costo del capital (Pendón et al, 2017). Esto provoca que su desarrollo tenga un estrecho vínculo con el acceso al financiamiento y la calidad institucional nacional y provincial.

La particularidad del mercado energético contemporáneo es que algunos Estados provinciales tienden a fomentar autónomamente la incorporación de fuentes renovables, a través de un número significativo de empresas de energía público-provinciales, entre las que se destacan: Servicios Energéticos del Chaco Empresa del Estado Provincial (SECHEEP), Empresa Provincial de la Energía (EPE) de la provincia de Santa Fe, Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC), Empresa Provincial de Energía del Neuquén (EPEN), Jujuy Energía y Minería Sociedad del Estado (JEMSE), y la Empresa Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE) en San Juan. El propósito de estas empresas públicas podría asociarse no solo a intereses económicos, sino también a necesidades sociales y estratégicas como, por ejemplo, la política industrial, el desarrollo regional y el suministro de bienes públicos. A diferencia de las empresas privadas, que se caracterizan por la implacable búsqueda de la maximización de los beneficios y del valor para sus

accionistas, de la propiedad pública se espera maximizar el beneficio para la sociedad mediante una asignación eficiente de recursos.

Las provincias que buscan salir del presente estado de vulnerabilidad energética y garantizar la seguridad en el servicio apuestan al aprovechamiento de los recursos renovables locales e incentivar y respaldar iniciativas descentralizadas. Para ello promueven normas, medidas, programas y proyectos que estimulen o exijan el uso de energías renovables. Por ejemplo, en Santa Fe la Empresa Provincial de la Energía (EPE) propuso licitar 50 MW de energía solar y eólica para reforzar los puntos débiles de su infraestructura, aunque no terminó prosperando (Torres, 2019). En esta misma línea, la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC) también avanzó en proyectos solares y de biomasa, este último a partir de cáscara de maní y residuos de poda, incluyendo a los propios municipios en el plan, a modo de asegurarse esos recursos (Singh, 2018a) -en un caso más que elocuente, la localidad de Ticino, de 3 mil habitantes, logró quedar al margen del apagón que alcanzó a 50 millones de usuarios el 16 de junio de 2019 gracias a su central de 5 MW que procesa los residuos de su industria manicera-. En Chaco, SECHEEP prevé licitaciones para el desarrollo de parques fotovoltaicos que reemplacen los generadores diésel altamente contaminantes (Singh, 2018b). Estos casos se replican de manera diferenciada también en provincias como Buenos Aires, Entre Ríos y San Juan. En Mendoza, el Estado local ha creado un Mercado a Término provincial, es decir, un espacio donde la provisión de energía se puede comercializar entre privados dentro del entorno provincial, sin necesidad de participar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), de competencia nacional (Singh, 2019a).

Por otra parte, algunos municipios también han traccionado sus propios proyectos a través de desarrollos propios o mediante licitaciones. En la localidad entrerriana de Cerrito, y a través del programa PROBIOMASA, el municipio ha encarado la construcción de biodigestores para transformar los residuos sólidos orgánicos urbanos en biogás -para generación eléctrica y para su combustión en cocinas- y biofertilizante (Carrizo et al, 2014). En la misma provincia, la localidad de Gualeguaychú impulsa un parque solar fotovoltaico de 50,2 kW (Singh, 2019b).

Este marco, sin embargo, contrasta fuertemente con la participación directa de estas empresas públicas en el programa RenovAr, donde su rol ha sido más bien marginal, limitado a la cesión de terrenos, sin ningún tipo de control sobre la planta una vez operativa. En definitiva, se adjudicaron sólo 13 proyectos de propiedad pública: 10 solares (JEMSE, EPEC, y EMESA, de Mendoza) y 3 pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (EPEC). Algunos desarrollos han experimentado una fuerte oposición, alegando que no reeditúan beneficios a las localidades en donde se instalan, e incluso las afectan de manera directa. Casos como el de JEMSE en Jujuy, con los mega-parques fotovoltaicos Cauchari

I, II y III, con un total de 300 MW de potencia, se desarrollaron con un profundo endeudamiento y acuerdos inusitados con el Gobierno Nacional⁴. En La Rioja, la construcción del Parque Solar Nonogasta, de la empresa 360 Energy y Fides Group, trajo aparejado cuestionamientos desde algunos sectores políticos, quienes alegaron que la autorización por parte del gobierno provincial a su conexión sin costo con la línea de alta tensión La Rioja-Nonogasta, limitaría la capacidad de explotación futura por parte de la provincia (Energías Renovables, 2017).

Entonces, un adecuado planteamiento de la política energética en el ámbito provincial supone disminuir la dependencia a través de una gestión de provisión eficiente de energía renovable, basada en la participación inclusiva y proactiva de todos los actores del territorio y la sostenibilidad del ecosistema. Más aún, en la dimensión económica, las provincias están ante la posibilidad de saldar las disparidades energéticas que afectan sus balanzas fiscales, generando su propia energía y de este modo ahorrando en importarla de otras jurisdicciones. Incluso podría pensarse en programas públicos donde el ahorro de la importación de energía se reinvierte en nueva generación. Esto refuerza el abastecimiento local, incrementa los recursos “exportables” y disminuye los impactos ambientales, además de significar un ahorro en el gasto en transporte y un incremento en la capacidad de planificación autónoma. Se trata de avanzar hacia la denominada seguridad energética, término que alude al autoabastecimiento o, más aún, a cierta idea de soberanía energética de tinte local. En definitiva, si mencionamos estos puntos es porque el actor provincial, o la escala subnacional, posee múltiples posibilidades y guarda diversas razones para convertirse en un agente que promueva la transición.

Una generación comunitaria

Hasta aquí, la GD se ha destacado por su potencialidad para descentralizar el sistema energético, atribuyendo un mayor poder de decisión a las escalas de gobierno intermedias y bajas, y permitiendo el aprovechamiento in situ de los recursos locales. Empero, poco ha aportado a su desconcentración. El mismo concepto “distribuido” remite al supuesto de que la energía en el paradigma fósil es naturalmente centralizada y, por ende, de manejo concentrado, un atributo por demás engañoso. Desde la primera mitad del siglo XX existen ejemplos que nos permiten hablar de una generación autónoma y comunitaria

⁴ La polémica del proyecto Cauchari radicó en que los costos de las nuevas líneas de transmisión requeridas para despachar lo generado por el parque, estimados en US\$50 millones, serían asumidas por el Estado Nacional en lugar de la provincia. Asimismo, el proyecto, donde JEMSE posee una participación del 80% (el 20% restante es propiedad de Power China, Shanghai Electric y Talesun), implicó un aporte del 85% por parte del banco chino Eximbank, mientras que la provincia aporta el 15% restante financiado a través de bonos provinciales “verdes”, que significaron un endeudamiento por US\$210 millones (Porcelli y Martínez, 2018).

de energía, desvinculada del ámbito nacional, provincial y de los sectores hegemónicos, participando de manera representativa en el total de la potencia instalada del país.

Según datos provistos por la Secretaría de Energía, en la década del 60 la potencia instalada de autoproducción representaba alrededor del 30% del total, protagonizado mayormente por cooperativas eléctricas que surgieron en pequeñas localidades. Pero su participación entraría en franco declive en las décadas siguientes, conforme se expandía el Sistema Interconectado Nacional (SIN): a fines de los 70 la participación sería de 20%; 10% en los 80; hasta llegar al mínimo de 7% en los 90 (Furlán, 2017). No obstante, desde entonces, la autoproducción ha recuperado terreno de la mano de cooperativas, las cuales han desplegado estrategias que reorientan su campo de acción en la generación eléctrica.

En la actualidad funcionan casi 600 cooperativas que brindan el servicio eléctrico a lo largo del territorio nacional, aunque localizadas mayormente en Santa Fe, Córdoba y Buenos Aires (Vitale, 2010). Estas representan el 11,64% del consumo nacional, 30% del mercado si se descuenta el AMBA, y 58% tomando solo las zonas rurales (Garrido et al, 2013). Aunque su rol se limita a la distribución, hasta mediados de la década de 1960 tenían una participación preponderante en la generación eléctrica, ya que operaban en territorios desconectados del sistema. La posterior extensión de la red de transmisión nacional, y el levantamiento de una infraestructura de mayor capacidad y potencia de generación significó la caída en los volúmenes de energía producidos por las cooperativas, principalmente por el incremento de los costos de generación y mantenimiento de los equipos, así como el aumento de las erogaciones por la compra de energía al sistema (Carrizo et al, 2014). Esta situación debilitó la autonomía de las cooperativas, quienes debieron abandonar su actividad en la producción, para limitarse a la distribución, además de una gama amplia de servicios comunitarios alternativos⁵.

A pesar de ello, hoy en día existe una gran cantidad de cooperativas que apuestan por reapropiarse de su generación a través de proyectos renovables, principalmente eólicos, solares y de biomasa. Ya desde la década de 1990 habían demostrado su interés, desarrollando los primeros parques eólicos del país en el sur de Buenos Aires y Chubut (Carrizo et al, 2014), aunque luego entrarían en una etapa de estancamiento⁶. Para el año 2008 sólo 10 cooperativas eléctricas distribuidas en 4 provincias (Buenos Aires, Chubut, La Pampa y Neuquén) explicaban el 100% de la potencia renovable instalada en el país (Garrido et al, 2013). Pero desde el año 2007 la Federación Argentina de Cooperativas

⁵ Algunas cooperativas fueron absorbidas por empresas públicas nacionales y provinciales, mientras que otras se expandieron para brindar servicios alternativos: agua corriente, cloacas, pavimentación, funeraria, telefonía, televisión por cable, internet, entre otros.

⁶ Las condiciones macroeconómicas del país harían que de los 10 proyectos desarrollados entre 1994 y 2001 (24.700 kW), se sumaran solo 3 en el nuevo milenio, mientras que los existentes empezarían a sufrir problemas en su operación (Garrido et al, 2013).

Eléctricas (FACE) ha retomado con fuerza la senda de desarrollar proyectos renovables, impulsando para ello el proyecto Generación Eléctrica de Cooperativas Integradas (GECI), a la que se han sumado algunas federaciones regionales como las de Buenos Aires (FEDECOBA), Córdoba (FECESCOR), Santa Fe (FESCOE), Misiones (FECM), entre otras.

Un aspecto para destacar de esta iniciativa es la alta participación de cooperativas en proyectos de generación a partir de biomasa y biogás, aprovechando los residuos que genera la actividad agropecuaria en zonas predominantemente rurales. Por ejemplo, hasta 2015, el Programa Provincial de Incentivos a la Generación de Energía Distribuida (PROINGED) de Buenos Aires financiaba 15 proyectos de GD, de los cuales 11 estaban impulsados por cooperativas eléctricas: 8 de biomasa, 2 eólicos y un pequeño aprovechamiento hidroeléctrico (Castelao Caruana, 2016). En el caso de la cooperativa de Rojas CLYFER, la entidad logró adjudicar en RenovAr (Ronda 2) su proyecto de biomasa a partir del residuo del marlo y la chala del maíz de 7 MW, y apunta a expandirse hacia la generación solar y eólica. En esta línea, la FECESCOR junto con la EPEC apuestan por un desarrollo regional del biogás en el sector rural cordobés, para lo que han lanzado un plan para que más de 3.000 tambos generen su propia energía bajo el Programa de Servicios Agrícolas Provinciales (PROSAP).

Más allá de que los proyectos de biomasa y biogás forman parte de la transición hacia un sistema más descentralizado, estos se inscriben en una agenda superadora que busca crear valor agregado en origen e impulsar lo que se denomina la *economía circular*, una estrategia que tiene por objetivo reducir tanto la entrada de los materiales como la producción de desechos vírgenes, cerrando los flujos económicos y ecológicos de los recursos. Así, se industrializa la ruralidad y se empoderan los actores locales, es decir, la decisión se traslada a la comunidad, las cooperativas y los municipios.

En cuanto a iniciativas de energía solar y eólica, vale mencionar el desarrollo del parque eólico Antonio Morán, inaugurado en 1994 con una potencia instalada de 16 MW, perteneciente a la Cooperativa de Comodoro Rivadavia. Este fue el parque más grande de América Latina durante varios años y el más grande de Argentina hasta la puesta en marcha del Parque eólico Arauco en La Rioja en el año 2011. En la actualidad, existen proyectos avanzados e integrales como el que lleva a adelante la Cooperativa de Armstrong, en Santa Fe. Este consiste en un proyecto piloto que involucra un parque solar, microgeneración y desarrollo de una red eléctrica inteligente. Otras experiencias similares son impulsadas por las cooperativas de Trenque Lauquen y Godoy Cruz que, junto con la Empresa Mendocina de Energía S.A. (EMESA), desarrollaron el parque solar PASIP de 1,5 MW en la localidad de San Martín (Guido y Carrizo, 2016). También hay iniciativas incipientes como el de la cooperativa de Rojas CLYFER, que procura la instalación de paneles solares fotovoltaicos donados por la Universidad Nacional de San

Martín y de dos aerogeneradores (Carrizo et al, 2014); el de la Cooperativa de Río Grande, que lleva adelante el proyecto experimental “Energía Eólica en Tierra del Fuego” junto a la Universidad Nacional de Tierra del Fuego (Singh, 2019c); o el de la Cooperativa de Electricidad Bariloche Ltda. (CEB) (Singh, 2019d).

En general, el programa RenovAr les brindó reducidas oportunidades a las cooperativas, siendo que sólo 7 han recibido proyectos en las diferentes rondas de licitación -con capacidades que van desde 1.2 hasta 7 MW-. La importación de componentes, repuestos y recursos para el mantenimiento significó un importante aumento del presupuesto operativo, recursos económicos del que la mayoría de las cooperativas eléctricas no disponen. Esto deja al descubierto las limitaciones que presentan este tipo de programas cuando no se desarrollan políticas para generar capacidades técnicas locales (Garrido et al, 2013). Un informe publicado por IRENA (2018, p. 5) concluyó que las políticas podrían tratar de "evitar la discriminación contra los inversores más pequeños y basados en la comunidad, e idealmente podrían crear un acceso equitativo al mercado para todos los participantes del mercado".

En la búsqueda de potenciar esta alternativa energética hacia el conjunto de la población, provincias como Mendoza y Córdoba han avanzado en programas de generación distribuida comunitaria (GDC), las cuales dan la posibilidad de sumar inversiones individuales para asociarse en un proyecto de generación de escala media (Medinilla, 2021). Este mecanismo amplía las oportunidades de acceso a energías limpias para todo tipo de usuarios (residenciales, comerciales, industriales, municipios, usuarios rurales, etc.) y reduce el monto de las facturas eléctricas a través de la autogeneración. Por su parte, otra opción que se encuentran estudiando las cooperativas es la posibilidad de entrar en el Mercado a Término, es decir, vender energía limpia a aquellos Grandes Usuarios (consumo igual o mayor a 300 kW), quienes, de acuerdo a la Ley N°27.191, deberán utilizar en forma creciente energías limpias, hasta alcanzar un 20% en 2025⁷.

De esta manera, en un contexto de déficit energético, en el que los proyectos provinciales y nacionales tardan en ejecutarse, actores locales desarrollan iniciativas y proyectos innovadores, lo cuales abren las puertas a un nuevo debate asociado a la problemática energética local y la construcción de políticas. Las tecnologías de energía distribuida y su gestión comunitaria, tienen la potencialidad de crear las condiciones materiales que permitan el surgimiento de los bienes comunes de energía, en contraste con los modelos tradicionales centralizados de generación energética que se han desarrollado y

⁷ Hasta ahora solo empresas privadas han entrado en este negocio. Incluso existen casos de grandes compañías ajenas al sector renovable que han desarrollado sus propios parques eólicos para autoconsumo y venta de energía, como Aluar I (50,4 MW) en Buenos Aires, propiedad de la compañía de aluminio, y Manantiales Behr (99 MW) de YPF.

consolidado en el transcurso del siglo XX. Esto no sólo favorece al ambiente, sino sobre todo a la comunidad, dinamizándola e incrementando la generación de valor agregado y los ingresos tributarios locales. También fomenta la participación de los usuarios en la construcción de las tecnologías y las decisiones energéticas. La generación cooperativa o comunitaria, por tanto, puede ser un camino en la desconcentración de las políticas energéticas, arrebatando la cuestión de la mano de los especialistas y los negocios para pasarlo a manos de la gente. Así, estaríamos ante una transición que, más que energética, es socio-energética, un pasaje hacia una sociedad autónoma y autoorganizada.

Una generación ciudadana

Para una verdadera revolución energética, no basta con la proliferación de parques eólicos y solares distribuidos en el sistema energético, sino que requiere de una verdadera participación popular en el mismo. En este sentido, hasta ahora el usuario final ha desempeñado un papel pasivo en el sistema energético, cautivo de las empresas distribuidoras y las oscilaciones tributarias para poder acceder a un servicio que hoy se presenta imprescindible. Sin embargo, en los últimos años se han consolidado numerosos hitos que propugnan un cambio de paradigma energético y un empoderamiento de la masa societaria.

La sanción de la Ley N°27.424, en diciembre de 2017, constituye el primer paso regulatorio a nivel nacional hacia nuevos modelos energéticos descentralizados. Esta establece las condiciones jurídicas y contractuales para que los usuarios residenciales de la red puedan generar su propia energía para autoconsumo, lo que se denomina *microgeneración*, e inyectar los excedentes a la red. Obliga a los distribuidores a facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, y crea la figura del *usuario-generador*, excluyendo expresamente a los grandes usuarios y autogeneradores -estos están comprendidos por la Ley N°27.191-. También crea el Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables (FODIS), destinado al otorgamiento de préstamos, incentivos, garantías, la realización de aportes de capital y adquisición de otros instrumentos financieros, con el Estado nacional como autoridad de aplicación.

Paralelamente, en algunas provincias se ha avanzado en legislaciones locales de microgeneración, o se encuentran elaborando las normativas correspondientes. Un caso paradigmático es la provincia de Santa Fe, que fue pionera en habilitar la conexión a la red de sistemas residenciales en 2013. Desde 2016 a 2020 llevó adelante su propio programa de incentivos denominado “Prosumidores”, el cual buscó fomentar la adopción de soluciones fotovoltaicas de generación distribuida para los clientes de las compañías eléctricas. A esta experiencia lo siguieron numerosas provincias, aunque bajo diversas

estructuras y condiciones normativas: Mendoza, Ley 7.822; Salta, Ley 7.824; San Luis, Ley 921; Neuquén, Ley 3.006; Misiones, Ley 118; y Jujuy, Ley 6.023, lo que muestra el interés por esta opción.

Cabe señalar que la generación de energía eléctrica, cualquiera sea su fuente, su transformación y transmisión, es de jurisdicción nacional -Ley N°15.336-. Por el contrario, la distribución y el cobro corresponde a la jurisdicción provincial, remitiendo a la distribución de competencias entre el Estado Federal y los Estados Provinciales sobre los servicios públicos⁸. Esto ha generado, por ejemplo, que, en algunas provincias, la ineficiencia en la prestación del servicio, o diferentes regulaciones, hayan conformado tarifas dos a tres veces superiores a las vigentes en el ámbito nacional o en otras provincias. De lo anteriormente expuesto resulta que la microgeneración, en la medida que se conecta a la red de distribución para inyectar la energía excedente a la red, pertenece a la jurisdicción provincial, esto es, no participa de la interconexión interjurisdiccional ni interviene en los intercambios de energía eléctrica que se dan al nivel del SIN. Por ello, para que la Ley nacional sea efectiva en cada jurisdicción, esta debe ser suscripta por los Estados provinciales, lo que ha despertado ciertos debates al interior del país.

Desde diversos sectores políticos se argumenta que algunas de sus disposiciones exceden a la jurisdicción federal, en particular la tarifa de incentivo y la autorización de conexión (Porcelli y Martínez, 2018), lo que ha llevado a que al 2021 tan solo sean 15 de las 24 jurisdicciones las que adhieren plenamente: Buenos Aires, Catamarca, Chaco, Chubut, Ciudad de Buenos Aires, Córdoba, Corrientes, Entre Ríos, La Pampa, La Rioja, Río Negro, San Juan, San Luis, Tierra del Fuego y Tucumán. Esto les brinda acceso a los fondos de incentivos creados por la ley: FODIS, FANSIGED (fondo de promoción industrial) y exenciones impositivas (IVA, Ganancias, entre otros).

Los lineamientos técnicos y administrativos desglosados para el tipo de tarifa de inyección y la forma de medición no son sólo puntos técnica y políticamente controversiales, sino también económicos. Aunque existen numerosas experiencias a nivel global, los instrumentos más aceptados se resumen en tres esquemas tarifarios. El más eficiente respecto a la divulgación rápida de estas energías, por reducción de costos y los incentivos que ofrece a los inversionistas, es el instrumento de las tarifas incrementadas del modelo alemán denominado *feed in tariff*, donde el usuario-generador cobra un incentivo extra por cada kW inyectado. Otro es el balance neto -o *net metering*-, donde el reconocimiento se deduce de la diferencia entre lo que se ha producido y lo que se ha consumido de la

⁸ La Constitución de la Nación Argentina, en los artículos 1, 5, 121 y 122, establece que las provincias conservan todo el poder no delegado al Poder central. En este sentido, los servicios públicos son competencia de las provincias, aunque pueden ser excepcionalmente nacionales cuando presenten caracteres interprovinciales o internacionales. La determinación y fijación de tarifas en sus jurisdicciones se definen a través de sus Direcciones Provinciales de Energía.

red de manera equitativa. El tercero es el esquema de balance neto de facturación -o *net billing*-, que difiere del balance neto en cuanto a que la energía inyectada por un particular y la comprada a la red tienen precios diferentes, establecidos por el precio estacional mayorista que deben pagar los distribuidores en el MEM y los precios minoristas que pagan los usuarios cautivos, respectivamente. Mientras que este último es el adoptado por la Ley nacional, algunos regímenes provinciales han optado por el instrumento tarifario del balance neto. Santa Fe y Salta reorientaron su estrategia hacia un sistema de feed in tariff, y la legislación neuquina autoriza a la Autoridad de Aplicación a establecer precios diferenciales durante distintos plazos (Sosa, 2017).

Estas diferencias son indisociables de los costos de la energía y la paridad de red en cada provincia, es decir, de las capacidades que tiene una instalación de GD para amortizar la inversión en un plazo corto. Por ejemplo, un estudio de Sargent (2018) afirma que una reglamentación de balance neto en Buenos Aires podría ser amortizada en 21 años, a comparar con una vida útil promedio de los equipos de 20 años. En el caso de un usuario de Santa Fe, que se beneficia de una radiación apenas mayor a Buenos Aires, esta amortización baja a los 12 años. Esta diferencia se explica por dos razones: el tipo de tarifa aplicado y la fuerte disparidad que persiste en las tarifas de luz entre provincias. Los prosumidores santafesinos se beneficiaron de un modelo feed in tariff que les ahorra el consumo de energía de red, más cara que la de su par en Buenos Aires. A futuro, esto podría ser contrarrestado con el FODIS, que al financiar las instalaciones permitiría reducir los plazos de amortización y aumentar así los casos de paridad de red.

No obstante, desde algunos actores privados y regulatorios se argumenta que una cantidad exagerada de incentivos monetarios supone que los usuarios cautivos subsidien parte del costo de distribución a los usuarios microgeneradores, derivando en lo que en la jerga del sector se denomina "espiral de la muerte". Esto es, cuando los costos necesarios para operar y mantener las redes, se distribuyen entre, cada vez, una base menor de consumidores y una cantidad menor de kWh -kilowatt hora- consumidos. Claro está, se debe pensar en mecanismos donde el costo de la política pública no recaiga en los consumidores.

Más allá de los cuestionamientos de índole político, económico, legal y técnico, cabe destacar que hoy existe un debate abierto sobre la microgeneración, en algunos casos con una fuerte decisión política. Pese a que la Ley nacional propone una meta sumamente conservadora de 1000 MW de potencia instalada para 2030 (5% de las fuentes renovables si se toma el escenario tendencial para cumplir con la Ley N°27.191), la contribución de esta tecnología en las provincias es incipiente, y el grado de participación ciudadana necesariamente será resultado de una efectiva difusión en todos los niveles de gestión: federal, provincial y municipal, sobre todo si tenemos en cuenta que solo una porción

menor de la población tiene capacidad de ahorro para invertir autónomamente en ella. Aun cuando la distribución de la energía es potestad de las provincias, una regulación nacional consensuada es necesaria para consolidar lineamientos técnicos y administrativos comunes, que integren políticas energéticas de largo plazo y con un objetivo estratégico. Además, una vez adecuada la regulación, será un desafío central para las distribuidoras tomar la responsabilidad de poner en marcha nuevos modelos de negocio.

Bajo este paradigma energético, la dimensión social cobra un papel fundamental, ya que incluye a la ciudadanía en la transición energética ocupando un rol decisivo. Otorga la facultad a los usuarios de elegir y de tomar decisiones libremente, y de independizarse tanto de la intervención estatal como del monopolio privado. Asimismo, se fomenta la competencia local a través de un círculo virtuoso: el usuario compra e instala equipos de generación, percibiendo menores gastos en sus tarifas eléctricas, lo que a su vez genera un movimiento de mercado que involucra tanto a fabricantes nacionales como proveedores e instaladores locales, una red que podría crear grandes cantidades de puestos de trabajo, no solo de forma directa, sino también por el efecto sobre las distintas cadenas de valor locales. El hecho de que en la generación ciudadana la toma de decisiones se traslade a los grupos sociales más amplios, empodera a los ciudadanos y las comunidades, convirtiendo todo el ciclo de la energía en uno más transparente, distributivo y democrático.

Reflexiones finales: motivaciones políticas, estímulos económicos y diálogo social

Actualmente, la forma en que se produce y consume la energía no es sostenible. En el lapso de la última centuria, el sistema energético argentino se fortaleció de la explotación de sus más asequibles y rentables recursos fósiles, apoyado en un proceso de centralización y concentración de la generación y distribución eléctrica no sólo en sus aspectos técnicos, sino también económicos, políticos y de propiedad.

Ahora bien, el impulso internacional que alienta un cambio de matriz a partir de tecnología de energía renovable se presenta no solo como una oportunidad para sustituir las energías fósiles contaminantes y mitigar las causas del calentamiento global, sino que se muestra también atrayente para avanzar hacia una transformación radical del sistema energético en su conjunto. La aplicación de las energías renovables de forma distribuida es un campo inmenso que aún no se ha explotado en Argentina, fundamentalmente porque, hasta hace poco, la mayoría de las reglamentaciones provinciales no permitían a un particular tener una instalación de este tipo y porque no ha habido una fuerte vocación por diversificar la matriz energética.

Actualmente, su desarrollo se muestra atrayente no sólo en términos políticos, ante la posibilidad de reducir la vulnerabilidad energética de las provincias, potenciar el rol de los actores territoriales y brindarles mayor autonomía a los usuarios, sino también en términos económicos. Iniciativas locales son capaces de proliferar porque la reproducción de la lógica económica corriente no la inhibe, sino que la estimula: los recursos financieros que tradicionalmente se externalizan del territorio o la localidad podrían permanecer allí, potenciando el circuito financiero local. Al mismo tiempo, constituye un capital que tampoco se iría de la provincia, y ello es importante en aquellas que cuentan con el mayor número de cooperativas, que además son las que ostentan un saldo energético negativo: Buenos Aires, Santa Fe, Córdoba y Mendoza.

En esta nueva coyuntura, sostenemos que son las empresas públicas, las cooperativas eléctricas y los propios ciudadanos quienes se posicionan al frente de modelos creativos de gestión de la energía. Ahora, cabe preguntarse ¿quiénes más podrían beneficiarse de este proceso descentralizador? ¿Qué pasaría con los tradicionales usuarios que no participan de este proceso? ¿Serían ellos los encargados de financiar la transición energética? ¿Transición energética para quién y para qué? ¿Es posible que se produzcan nuevos procesos de marginalidad energética por fuera de la actual dinámica corporativa? Experiencias no muy distantes en Brasil, Chile y Uruguay dan cuenta de la potencialidad de este paradigma, al menos desde lo técnico, pero donde el estímulo económico ha resultado ser más sostenible que cualquier motivación política, lo que limita en cierto punto las promesas democratizadoras (Garrido, 2019). Brasil ya supera los 500 MW de potencia instalada (Aneel, 2019), mientras que en Uruguay y Chile alcanzan los 16 MW y 24 MW respectivamente (UTE, 2019; Systep, 2019). Más allá del éxito que pudieron tener los programas nacionales en términos cuantitativos, un análisis más detallado de estos procesos evidencia un aspecto no menor, que es el protagonismo de las empresas industriales, establecimientos comerciales y emprendimientos inmobiliarios en la proliferación de estas tecnologías. En Uruguay, si para el 2012 el 5% de la energía eléctrica provenía de generadores privados, en 2016 este guarismo trepó hasta el 28%, donde la energía eólica representa el 72% del total (Fornillo, 2021). Es decir, la generación distribuida no fue otra cosa que la forma en que el país adquirió la privatización parcial de la generación. Resulta menester, entonces, revisar otros tipos de modelos que superen a los basados en incentivos de mercado, los cuales contemplan múltiples actores y escalas imbricadas entre sí.

Dentro de las visiones nacional-desarrollistas empiezan a despuntar iniciativas vinculadas a la potencia que comporta pensar en un control técnico-público de las nuevas energías. En los hechos, la petrolera estatal YPF ha creado la empresa eléctrica YPF Luz que, bajo un parámetro economicista, busca constituirse en un actor importante de la nueva

generación renovable, compitiendo con los grandes grupos transnacionales. Asimismo, la propuesta de convertir a la tradicionalmente nuclear CNEA en una “Comisión Nacional de Energías Alternativas” por parte de Diego Hurtado -actual Secretario de Planeamiento y Políticas en Ciencia, Tecnología e Innovación del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación- es otra expresión de ello, pese a que no es una visión extendida ni hegemónica. Precisamente, a raíz de la tradición que en el país guardan estas instituciones, es que sería interesante generar instancias de articulación general y espacios de discusión y elaboración compartida en torno a la idea de transición energética, hecho que actualmente no se da de manera fluida. Estas premisas no son antagónicas, sino que pueden dialogar con aquellos espacios que propugnan por crear alternativas al desarrollo, pues, por características propias de las energías renovables, hay ciertos grados de descentralización que se van a mantener.

La diversidad de los subsistemas sociales en el territorio nacional reclama la necesidad de desplegar una transición articulada entre procesos locales y nacionales, y entre lógicas de acción políticas y económicas. Más allá de que la Ley N°27.424 ayuda a cerrar una brecha jurídica que tenía Argentina respecto a otros países de la región, todavía persiste una opacidad en el sistema que obtura la posibilidad de una transición integral. Son necesarias, entonces, ideas innovadoras, sea que partan de la sociedad política o de la sociedad civil, que incorporen de manera decidida la problemática ambiental y la desconcentración del sistema. El modelo de energía distribuida, aunque muy poco conocido por la población dentro de la cada vez más amplia gama de las energías renovables, permite identificar un conjunto de condiciones facilitadoras y potenciadoras para guiar los esfuerzos de formulación de políticas integrales, involucrar a la sociedad civil para que tomen las riendas de la cuestión energética y reforzar un metabolismo social basado en combustibles post-fósiles, que respete los derechos de la naturaleza y la sociedad.

Bibliografía

- Acacio, J. A., y Wyczykier, G. (2019). Vaca Muerta en debate. *Bordes*, (14), 93-101.
- Bertinat, P. (2013). Un nuevo modelo energético para la construcción del buen vivir. *Alternativas al capitalismo/colonialismo del siglo XXI*. Quito: Abya Yala, 161-188.
- CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A.) (2019). Informes Mensuales del MEM y del MEMSP (enero de 2003 a noviembre de 2019). <http://portalweb.cammesa.com>
- Carrizo, Silvina; Jacinto, Guillermina y Clementi, Luciana (2014). Un siglo de desafíos, realizaciones y proyectos para las cooperativas eléctricas en la Provincia de Buenos Aires. *Mundo Urbano*, núm.43, Buenos Aires, Universidad Nacional de Quilmes, pp.1-16
- Castelao Caruana, María (2016). Impacts of bioenergy projects through Electrical cooperatives in Argentina. *Sexta Cumbre Internacional de Cooperativas*, 11 al 13 de octubre, Quebec, Canadá.
- El Día (20 de enero de 2004). Un informe oficial advierte que puede faltar luz y agua. *El Día*.
<https://www.eldia.com/nota/2004-1-20-un-informe-oficial-advierte-que-puede-faltar-luz-y-agua>
- Energías Renovables (9 de septiembre de 2017). La justicia de La Rioja paralizó las obras del parque solar fotovoltaico Nonogasta y 360Energy muestra sus argumentos. *Energías Renovables*.
<https://energiasrenovables.com.ar/2017/09/09/la-justicia-de-la-rioja-paralizo-las-obras-del-parque-solar-fotovoltaico-nonogasta-y-360energy-muestra-sus-argumentos/>
- Fornillo, Bruno (2017). Hacia una definición de transición energética para Sudamérica: Antropoceno, geopolítica y poder. *Prácticas de Oficio*, 2(20), Los Polvorines, Universidad Nacional de General Sarmiento. Instituto de Desarrollo Económico y Social. Programa de Posgrado en Ciencias Sociales, 46-53
- Fornillo, Bruno (2021). Transición energética en Uruguay: ¿dominio del mercado o potencia público-social?. *Ambiente & Sociedade*, 24. Brasil.
- Furlán, Adriano (2017). La transición energética en la matriz eléctrica argentina (1950- 2014). Cambio técnico y configuración espacial. *Revista Universitaria de Geografía*, 26 (1), Bahía Blanca, Universidad Nacional del Sur, 97-133.
- Garrido, Santiago (2019). Desarrollo de sistemas de Generación Distribuida con Energías Renovables (GDER) en América del Sur. Alternativas para la Transición energética justa. *X Jornadas de Sociología*, 30 y 31 de mayo, Los Polvorines, Universidad Nacional de General Sarmiento.
- Garrido, Santiago, Lalouf, Alberto y Moreira, Josefina (2013). Implementación de energías renovables como estrategia para modificar la matriz energética en argentina. De las políticas puntuales a las soluciones sistémicas. *Avances en Energías renovables y Ambiente*, vol. 17, San Miguel, Asociación Argentina De Energía Solar, 1235-1241.
- Guido, Luciana, y Carrizo, Silvina (2016). Innovaciones tecnológicas en 'redes eléctricas inteligentes': políticas públicas y experiencias locales en Argentina. *L' Ordinaire des Amériques*, núm. 221, Toulouse, Université Toulouse.
- IEA (International Energy Agency) (2019). World Energy Outlook. Resumen ejecutivo. OCDE/AIE, Paris.
- IRENA (International Renewable Energy Agency) (2018). Community energy: broadening the ownership of renewables. IRENA, Abu Dabi.
- Medinilla, Matías (23 de julio de 2021). Córdoba presentó el programa de generación distribuida comunitaria. *Energía Estratégica*. <https://www.energiaestrategica.com/cordoba-presento-el-programa-de-generacion-distribuida-comunitaria/>
- Pendón, Manuela; Williams, Eduardo; Cibeira, Natalia; Couselo, Romina; Crespi, Gabriel y Tiltonel, Marcelo (2017). Energía renovable en Argentina: cambio de paradigma y oportunidades para su desarrollo. *IV*

- Jornadas de Investigación, Transferencia y Extensión*, 4-6 de abril, La Plata, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de La Plata.
- Porcelli, Adriana, y Martínez, Adriana (2018). Una inevitable transición energética: el prosumidor y la generación de energías renovables en forma distribuida en la legislación argentina nacional y provincial. *Actualidad Jurídica Ambiental*, núm. 75, Madrid, 4-49.
- Sergent, Adrien (2018). Generación distribuida: ¿en vísperas de una revolución copernicana?. *Revista argentina de derecho de la energía, hidrocarburos y minería (RADEHM)*, núm. 17, Editorial Ábaco de Rodolfo Depalma, Buenos Aires, 187-196.
- Singh, Nanda (29 de abril de 2019a). Empresarios y funcionarios en debate: cómo desarrollar la industria nacional en la generación distribuida. *Energía Estratégica*.
<https://www.energiaestrategica.com/empresarios-y-funcionarios-en-debate-como-desarrollar-la-industria-nacional-en-la-generacion-distribuida/>
- Singh, Nanda (24 de mayo de 2019b). Intermepro inaugura hoy el parque solar más importante de Entre Ríos. *Energía Estratégica*. <http://www.energiaestrategica.com/intermepro-inaugura-hoy-el-parque-solar-mas-importante-de-entre-rios/>
- Singh, Nanda (10 de junio de 2019c). Instalaron una turbina eólica experimental en Tierra del Fuego. *Energía Estratégica*. <http://www.energiaestrategica.com/instalaron-turbina-eolica-experimental/>
- Singh, Nanda (15 de agosto de 2019d). La Cooperativa de Electricidad Bariloche suma en su cartera tres proyectos renovables y avanza con conexiones de prosumidores. *Energía Estratégica*.
<http://www.energiaestrategica.com/la-cooperativa-de-electricidad-bariloche-suma-en-su-cartera-tres-proyectos-renovables-y-avanza-con-conexiones-de-prosumidores/>
- Singh, Nanda (27 de diciembre de 2018a). EPEC define proyectos de renovables en Córdoba: ahora negocia precios con proveedores para desarrollar parques solares. *Energía Estratégica*.
<http://www.energiaestrategica.com/epec-define-proyectos-de-renovables-en-cordoba-ahora-negocia-precios-con-proveedores-para-desarrollar-parques-solares/>
- Singh, Nanda (4 de diciembre de 2018b). Es oficial: el Gobierno de Chaco lanza una nueva licitación llave en mano para la construcción de un parque solar fotovoltaico. *Energía Estratégica*.
<http://www.energiaestrategica.com/es-oficial-el-gobierno-de-chaco-lanza-una-nueva-licitacion-llave-en-mano-para-la-construccion-de-un-parque-solar-fotovoltaico/>
- Sosa, María Isabel (2017). Cogeneration within the New Regulations on Distributed Generation. *XII Latin-american congress on electricity generation and transmission*, 12-15 of november, Mar del Plata, Argentina.
- Svampa, M. y Viale, E. (2014). Maldesarrollo. La Argentina del extractivismo y el despojo. Editorial Katz.
- System (2019). Reporte mensual del sector eléctrico. System, Santiago de Chile.
http://www.system.cl/documents/reportes/042019_System_Reporte_Sector_Electrico.pdf
- Torres Cabrerros, Delfina (12 de febrero de 2019). Santa Fe toma la delantera en energías renovables y lanza su propia licitación. *Diario La Nación*. <https://www.lanacion.com.ar/economia/con-licitacion-historica-santa-fe-busca-inversiones-nid2219453>
- UTE (Usinas y Trasmisiones Eléctricas) (2019). Consulta geográfica por fuentes de generación. UTE, Montevideo. <https://portal.ute.com.uy/institucional/infraestructura/fuentes-de-generacion>
- Vitale, Mario (2010). La problemática de las cooperativas prestadoras del servicio eléctrico en la Argentina. *Seminario de Actualización de Políticas Públicas*, Buenos Aires.
- Verbitsky Horacio (20 de enero de 2019). Agua para sus molinos. *El cohete a la luna*.
<https://www.elcohetelaluna.com/agua-para-sus-molinos/>