



Universidad Nacional del Noroeste de la Provincia de Buenos Aires

Instituto de Posgrado

Maestría en Energías Renovables y su Gestión Sustentable

Hacia la sostenibilidad energética en la Argentina del siglo XXI.

Proyectos fotovoltaicos en territorios pampeanos.

Maestranda: Lic. María Alejandra Ise

Directora: Dra. Silvina Carrizo

Co-directora: Dra. Luciana Clementi

Abril, 2021

RESUMEN

En las primeras décadas del siglo XXI, Argentina recorre un camino de transición hacia la sostenibilidad energética. En consonancia con tendencias globales, los aportes de las energías renovables crecen, y un sistema menos centralizado empieza a gestarse. La energía solar fotovoltaica se expande y gana terreno en distintas geografías. Ha pasado por sucesivas fases de avance, que corresponden a formas distintas de aprovechamiento. Los territorios pampeanos de Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe, son testigos y artífices de la transición. Intentan sumarse a esquemas y marcos legales nacionales, mientras desarrollan programas propios, en pos de ganar autonomía y procurar el bienestar de sus poblaciones. Proyectos a distintas escalas, para abastecer a poblaciones aisladas, para inyectar al Sistema Interconectado, o bien para reforzar redes locales o autogenerar energía se despliegan, con distintos grados de avance. Se identifican estímulos, que actúan como motores para su desarrollo, y obstáculos, que los frenan y paralizan. Actores públicos y privados se movilizan y articulan, detrás de iniciativas diversas con eje en el aprovechamiento del recurso fotovoltaico y las posibilidades de generación descentralizada. Este Trabajo Final de Maestría pretende dar cuenta del proceso de transición hacia la sostenibilidad energética en Argentina, a través del análisis de proyectos solares fotovoltaicos en territorios pampeanos. Trata tres casos de estudio, de distintas características, reconociendo los estímulos con los que cuentan -surgidos de impulsos estatales y la articulación de actores diversos-, y los obstáculos que enfrentan –principalmente financieros, político-institucionales y regulatorios-, así como los actores que intervienen y sus motivaciones. Diferentes modalidades de transición energética se identifican en los territorios pampeanos, observándose la tendencia hacia un sistema más distribuido, democrático e inclusivo.

ABSTRACT

In the first decades of the 21st century, Argentina is on a transition path towards energy sustainability. In line with global trends, the share of renewable energies in the generation mix increases, and a less centralized system begins to take shape. Harnessing of photovoltaic solar energy expands and gains ground in different geographies. It has gone through successive phases of advance, each of which corresponds to different forms of using the technology. The Pampean territories of Buenos Aires, Córdoba and Santa Fe are witnesses and architects of the transition. They attempt to join national legal frameworks and schemes, while developing their own programs, in order to gain autonomy and tend to the well-being of their populations. Projects at different scales, either oriented towards isolated population, or to supply the Interconnected System, solve local energy problems, or for self-generation are beginning to be deployed, with different degrees of progress. Stimuli, which act as engines for the development of solar projects, as well as obstacles, which slow down and paralyze them, are identified. Public and private actors mobilize and articulate behind various initiatives, focusing on the use of photovoltaic energy and the possibilities of decentralized generation. This dissertation aims to give an account of the transition process towards energy sustainability in Argentina, through the analysis of photovoltaic solar projects in Pampean territories. Three case studies, of different characteristics, are taken in order to identify the stimuli that encourage them –derived from State policies and the articulation of different actors-, and the obstacles that hinder them –mostly financial, political-institutional and regulatory-, as well as the actors involved in them and their motivations. Different modalities of energy transition are identified in the Pampean territories, in which the tendency is towards a more distributed, democratic and inclusive system.

AGRADECIMIENTOS

A mi familia, por apoyarme incondicionalmente y motivarme a seguir adelante.

A mi directora, por su guía, inspiración y vocación de excelencia.

A mi co-directora, por acompañarme y alentarme en este proceso.

A los equipos de investigación que integro, por permitirme espacios de reflexión e intercambio.

Al Centro de Estudios en Territorio, Energía, y Ambiente, por abrirme las puertas a la investigación.

A la Universidad Nacional del Noroeste de la Provincia de Buenos Aires, por el espacio para mi formación de posgrado.

Al Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas, por financiar los estudios doctorales en los que se inserta este Trabajo Final de Maestría.

ÍNDICE DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	9
PROBLEMÁTICA.....	10
OBJETIVOS E HIPÓTESIS	13
ESTADO DEL ARTE	15
MARCO TEÓRICO	19
CONSIDERACIONES METODOLÓGICAS	25
JUSTIFICACIÓN.....	27
PRIMERA PARTE: EN POS DE UN SISTEMA SOSTENIBLE.....	29
CAPÍTULO 1: LA ALTERNATIVA RENOVABLE EN ARGENTINA	32
1.1 Frente a una preocupación global.....	33
1.2 Una tecnología en auge.....	38
1.3 Para un sistema eléctrico deficitario	44
CAPÍTULO 2: TRES FASES FOTOVOLTAICAS	54
2.1 Para poblaciones aisladas, desde 1999	55
2.2 Para el sistema interconectado nacional, desde 2006	63
2.3 Hacia la autogeneración con conexión a red, desde 2017	73
CAPÍTULO 3: AMANECER SOLAR PAMPEANO.....	86
3.1 Realidades disímiles en el acceso al servicio	87
3.2 Sistemas eléctricos diversos, mismos desafíos.....	93
3.3. Recurso disponible, subexplotado	100
CONCLUSIONES A LA PRIMERA PARTE: SISTEMA ELÉCTRICO EN TRANSICIÓN, FOTOVOLTAICA EN EXPANSIÓN	111
SEGUNDA PARTE: DESAFÍOS Y PROYECTOS	113
CAPÍTULO 4: ESTÍMULOS A LA GENERACIÓN.....	115
4.1 Promoción nacional a las inversiones.....	116
4.2 Territorios mirando al sol	120
4.3 Entramado tecnología-sociedad.....	125

CAPÍTULO 5: OBSTÁCULOS POR SORTEAR	131
5.1 Financiamiento, el Goliat de los proyectos	133
5.2- Inestabilidad político-institucional, vaivenes en materia energética.....	140
5.3 Debilidades regulatorias, reglas de juego que desincentivan	144
CAPÍTULO 6: MODALIDADES DE TRANSICIÓN	148
6.1 Arroyo Cabral, proyecto cordobés para el sistema nacional	150
6.2 El Triunfo, parque bonaerense co-construido.....	157
6.3 Armstrong, generación santafesina comunitaria e inteligente.....	163
CONCLUSIONES A LA SEGUNDA PARTE: PROYECTO A PROYECTO, TRANSICIÓN QUE AVANZA.....	171
REFLEXIONES FINALES: BRILLA EL SOL EN LOS TERRITORIOS PAMPEANOS.....	173
BIBLIOGRAFÍA.....	179
ANEXOS.....	196

ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

Figura 1: Potencia instalada en el mundo	39
Figura 2: Tres generaciones de celdas fotovoltaicas.	41
Figura 3: Seguidor, modelo “Vanguard” de Trina Solar.	42
Figura 4: Módulo bifacial, modelo “TigerPro” de Jinko Solar.	42
Figura 5. Evolución de la matriz de generación eléctrica argentina 1970-2010.	46
Figura 6: Evolución de la potencia instalada (MW).....	50
Figura 7: Potencia instalada para generación eléctrica por fuente.	51
Figura 8: Generación eléctrica por fuente.	52
Figura 9: Composición de los fondos del PERMER.	57
Figura 10: evolución de la potencia instalada en fotovoltaica.....	66
Figura 11: Proyectos fotovoltaicos adjudicados, por programa en el que se insertan....	68
Figura 12: proyectos fotovoltaicos en el total de adjudicados.....	69
Figura 13: Participación de empresas nacionales y extranjeras	71
Figura 14: Evolución potencia instalada fotovoltaica, por mes.....	72
Figura 15: Comparación sistema centralizado y autogeneración con conexión a red....	75
Figura 16: evolución de la cantidad de usuarios-generadores.....	82
Figura 17: Capacidad instalada en autogeneración (kW).....	83
Figura 18: Distribución de fábricas y asentamientos urbanos en el territorio nacional.	89
Figura 19: Participación de Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe en total de la demanda eléctrica nacional.	90
Figura 20: Participación en la demanda eléctrica, por tipo de usuario.....	91
Figura 21: Distribución eléctrica en Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe	95
Figura 22: Infraestructura en redes de transporte eléctrico,	97
Figura 23: Distribución espacial del promedio de la irradiación solar global diaria....	102
Figura 24: Distribución del recurso y proyectos en territorios pampeanos.	108
Figura 25. Proyectos fotovoltaicos pampeanos, construidos y proyectados	109

Figura 26: Localización de proveedores vinculados a la industria fotovoltaica.....	126
Figura 27: Empresas del rubro fotovoltaico por tipo de producto que comercializan.	126
Figura 28: Flyer publicitario.....	128
Figura 29: Obstáculos a los proyectos fotovoltaicos.....	133
Figura 30: costo unitario instalado de proyecto fotovoltaico de gran escala.....	134
Figura 31: Estructura de costos de inversión de un proyecto fotovoltaico.....	135
Figura 32: Estructura de costos de un proyecto fotovoltaico para Argentina en 2018.	136
Figura 33: participación de empresas de capitales nacionales y extranjeros.....	139
Figura 34: Localización de proyecto fotovoltaico Arroyo Cabral.....	153
Figura 35: ubicación proyectada para la planta fotovoltaica Arroyo Cabral.....	154
Figura 36: Localización de El Triunfo.	158
Figura 37: Tendido eléctrico Lincoln y El Triunfo.	159
Figura 38: Ubicación del parque fotovoltaico El Triunfo.	160
Figura 39. Planta solar El Triunfo, Lincoln.....	161
Figura 40: Actores detrás del proyecto El Triunfo.	162
Figura 41: Localización de Armstrong.....	164
Figura 42: Localidad de Armstrong y área industrial.....	165
Figura 43: Componentes del proyecto de Armstrong.....	167
Figura 44. Actores detrás del proyecto de Armstrong.....	167
Figura 45: ciudadanos de Armstrong, firmando la carta de pioneros.....	168
Tabla 1: Dos versiones del PERMER.....	59
Tabla 2: Proyectos adjudicados en licitaciones GENREN y Renovar.	69
Tabla 3. Mecanismos de compensación a la autogeneración	77
Tabla 4: Provincias con normativa en pos de la autogeneración con conexión a red. ...	78
Tabla 5: Características del sistema de autogeneración	79
Tabla 6: Potencia instalada para generación eléctrica, por provincia y tecnología.	99
Tabla 7: Indicadores para evaluar recurso fotovoltaico y potencial de generación.....	100

Tabla 8: Plantas fotovoltaicas de PROINGED.....	107
Tabla 9: Estímulos del Estado Nacional a la generación fotovoltaica, desde 2016.	118
Tabla 10: Normativa provincial.....	121
Tabla 11: Costo de instalación fotovoltaica de 1.5 kW, sin mano de obra.	140
Tabla 12: Tarifas eléctricas en Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe	147
Tabla 14: Principales características previstas para el proyecto Arroyo Cabral	155

INTRODUCCIÓN

La energía se encuentra en la base de las actividades humanas. En pos de la satisfacción de sus necesidades, a lo largo de la historia, las sociedades han configurado sistemas de aprovisionamiento energético, cuyas actividades de producción, transformación, y transporte, se han caracterizado por una tendencia hacia el aumento de escala y la centralización geográfica.

Esa tendencia comienza a ser revertida de la mano del reaprovechamiento de recursos renovables locales. Desde mediados del siglo XX, las problemáticas del cambio climático de origen antropogénico, y el creciente uso de los recursos naturales, motivaron a la comunidad internacional a orientarse hacia una transición energética, apostando por un sistema sostenible. Lineamientos, acuerdos y convenciones se suscribieron, instaurando compromisos con el cuidado del ambiente y la reducción de emisiones contaminantes. Las energías renovables -aquéllas susceptibles de recuperarse en forma natural, tales como el sol, el viento, la biomasa, la geotermia y la energía cinética de las olas marinas- comenzaron a desplegarse y ganar terreno. Avances tecnológicos para su aprovechamiento, instrumentos y programas de política pública, impulsaron su despegue.

En el mundo, crece el uso de las renovables para generación eléctrica. En 2018, generaron 6.500 TWh, de los cuales, un 9% provino de energía solar fotovoltaica¹. Su tasa de crecimiento sobrepasa al resto de las tecnologías: de 2017 a 2018 la generación de origen fotovoltaico aumentó en un 28,3%, frente al 11,4% experimentado por la eólica (IRENA, 2020). Por su escalabilidad y posibilidad de ser aprovechada en el lugar de consumo, la fotovoltaica se adapta a proyectos en una gran variedad de geografías. Conlleva además, la capacidad de alterar la centralización que caracteriza a los sistemas energéticos en red, impulsando un sistema más distribuido -en el que generación y consumo ocurren en el mismo lugar- a la vez que más inclusivo y democrático, que empodera a los territorios y las poblaciones.

¹ Cuando la energía del sol se aprovecha para producir electricidad se habla de conversión fotovoltaica. También puede hablarse de conversión fototérmica, cuando se utiliza la energía del sol para producir calor, y aprovecharlo, por ejemplo, para calentamiento de agua. Otra tecnología que comienza a ser utilizada, aunque aún altamente costosa, es la solar térmica de concentración, que permite transformar la energía térmica concentrada, en eléctrica.

En Argentina, desde 1980 se impulsa la diversificación de la matriz energética. La energía solar fotovoltaica, junto con la eólica y los biocombustibles, dominan el escenario nacional de incorporación de fuentes renovables. Diversas fases, que responden a distintos objetivos y usos de la tecnología, se identifican en la evolución del aprovechamiento fotovoltaico. En los territorios pampeanos, cambios normativos en pos de la generación renovable y estímulos provenientes de diversas escalas estatales – nacional, provincial, municipal-, alientan proyectos fotovoltaicos. Éstos son, al mismo tiempo, traccionados por actores, públicos y privados, motivados por lograr proyectos sostenibles. A través de los proyectos, distintas modalidades de transición se vislumbran, abriendo el abanico de caminos posibles hacia la sostenibilidad energética.

PROBLEMÁTICA

Desde fines del siglo XX, el aprovechamiento de recursos renovables no convencionales crece en el mundo. Las problemáticas del cambio climático, y el acceso a los recursos energéticos impulsan un proceso de transición, hacia un sistema sostenible. Éste ha sido definido como un proceso a largo plazo que involucra transformaciones estructurales, en múltiples dimensiones. A través de ellas, los sistemas socio-técnicos establecidos redefinen los modos de producción y consumo, valorizando recursos locales y renovables, anclados en el territorio, y en cuyo aprovechamiento participan actores variados. Estas transformaciones implican, no solamente el paso de una tecnología dominante a otra, sino también cambios en las prácticas de los usuarios, las pautas culturales y los marcos regulatorios (Markard et al., 2012).

Entre las fuentes renovables, gana terreno la energía solar fotovoltaica. El sol es fuente de vida y origen de las demás fuentes de energía. La cantidad de energía que llega a la Tierra desde el Sol en una hora es mayor a toda la producción de energía fósil. Aprovechar la energía solar, permitiría satisfacer las necesidades energéticas de la humanidad durante millones de años. Sin embargo, dada su naturaleza “diluida” sólo una pequeña fracción de esa energía puede ser convertida a una forma socialmente útil (Grandell y Höök, 2015). Desde la antigüedad el hombre ha aprovechado la radiación solar de manera directa para diversas actividades como la calefacción, el secado de alimentos, y el cultivo de vegetales (Durán & Godfrin, 2004). De manera intensiva, la radiación puede ser aprovechada con el uso de tecnología –colectores solares- que

permite captar los rayos del sol y convertirla en alguna forma de energía, por ejemplo, en energía eléctrica.

En Argentina, a las preocupaciones ambientales y de aprovisionamiento energético, se suman los desafíos eléctricos de diversificar la matriz de generación, paliar situaciones de déficit y asegurar el acceso a servicios energéticos adecuados. Una parte de la población, mayoritariamente pobladores rurales dispersos, no cuenta con servicios por red. Ante los altos costos que implicaría la extensión de las redes a lugares distantes y de baja densidad poblacional, la energía solar ofrece soluciones variadas que atienden a una multiplicidad de necesidades energéticas. Al generar energía en los territorios que la requieren, contribuiría a lograr “un país equilibrado, integrado, sustentable y socialmente justo” (Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, 2016).

Si bien la participación de la solar fotovoltaica en la matriz eléctrica nacional es aún baja en relación a otras fuentes, el Estado Nacional impulsa su aprovechamiento desde la década de 1990: para poblaciones dispersas (Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales –PERMER-); para abastecer al Sistema Interconectado Nacional (Leyes 26.190/2006 y 27.191/2015); y para instalaciones de autogeneración con conexión a red (Ley 27.424/2017). El aprovechamiento del recurso fotovoltaico comienza en las regiones Noroeste y se expande a Cuyo y los territorios pampeanos.

Ubicados dentro de la región pampeana², los territorios que forman parte de este estudio son aquéllos que se localizan en las tres provincias más pobladas, de mayor peso económico y mayor consumo eléctrico: Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe. Éstas concentran 62% de la población nacional, principalmente nucleada en grandes aglomerados urbanos, suburbanos y ciudades intermedias. Un 4.8% es población rural. (INDEC, 2010). Se destaca en estos territorios un elevado nivel de consumo eléctrico, asociado a las demandas del tejido industrial existente. En 2019, Buenos Aires, Córdoba

²Según la división administrativa del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, la región pampeana es integrada por las provincias de Buenos Aires, Córdoba, Santa Fe, Entre Ríos y La Pampa (INDEC, 2017).

y Santa Fe fueron responsables del 66% del total de la demanda eléctrica del país (ADEERA, 2019)³.

El abastecimiento energético de estos territorios proviene mayoritariamente de regiones relativamente distantes, lo que implica costos y pérdidas por transporte. Gran parte del servicio eléctrico depende de líneas que los conectan con grandes centrales, como las represas hidroeléctricas del Comahue y Yacretá, y grandes centrales térmicas a gas. Se trata de un sistema centralizado, con gran predominancia de fuentes hidrocarburíferas - el gas constituye el principal combustible para la generación eléctrica, contribuyendo en más de un 60% (CAMMESA, 2020)-, y en el que los consumidores tienen un rol pasivo, con restringida participación en la toma de decisiones en materia energética.

En las tres provincias, la disponibilidad de recurso fotovoltaico –con valores promedio de irradiación global diaria entre 2 kWh/m² y 6.5 kWh/m² (Grossi Gallegos y Righini, 2007)-, y la existencia de un marco normativo de fomento al desarrollo renovable, permiten el despliegue de proyectos de generación más limpia y distribuida. Se encuentran proyectos que responden a tres escalas⁴ de aprovechamiento fotovoltaico. De gran escala, cinco proyectos fotovoltaicos han resultado adjudicados en las sucesivas rondas de licitaciones Renovar para generar energía eléctrica y abastecer al Sistema Interconectado. De mediana escala, una veintena de proyectos, que se ubican en localidades bonaerenses en punta de línea y que abastecen a redes locales, están en funcionamiento o en proceso de construcción, enmarcados en el Programa Provincial de Incentivos a la Generación de Energía Distribuida -PROINGED-. A baja escala, se buscan caminos diversos para incentivar los proyectos de autogeneración con conexión a red, adhiriendo al marco legal nacional o por medio de programas provinciales. Proyectos de las tres escalas de aprovechamiento cuentan con estímulos que los promueven y enfrentan obstáculos que los frenan. El despliegue de la energía solar

³Este porcentaje se explica en gran parte por los consumos concentrados de Ciudad de Buenos Aires y Gran Buenos Aires, aunque sin considerar esos centros urbanos la participación en la demanda eléctrica nacional de las tres provincias son los mayores del país: 11.37%; 9.54%; 7.6%, para Buenos Aires, Santa Fe y Córdoba, respectivamente (ADEERA, 2019).

⁴ Se consideran proyectos de gran escala, aquellos que superan el MW de potencia, que se instalan en grandes predios centralizados y se conectan a líneas de alta tensión que inyectan al Sistema Interconectado Nacional SIN. La escala media incluye plantas de potencia inferior al MW que inyectan energía a las redes de distribución local, mientras que la menor escala corresponde a sistemas domésticos o comerciales, para autogeneración, entre 1 y 3 kW de potencia.

fotovoltaica responde a necesidades locales y regionales, pero también apunta a contribuir al sistema nacional.

De manera progresiva, el aprovechamiento y valorización de un recurso local abre nuevas oportunidades en los territorios, y surgen proyectos de características diversas, que merecen ser analizados. A través de ellos, actores del territorio, tales como cooperativas eléctricas, ciudadanos y organizaciones, se (re)posicionan en el sector energético. Formas descentralizadas de producción de energía, en las que predomina la cooperación, participación e innovación socio-técnica comienzan a surgir.

En la transición argentina, los territorios pampeanos buscan valorizar sus recursos, generar nuevos vínculos entre los actores y lograr un sistema energético más participativo y descentralizado. La concreción de distintos proyectos señala distintos caminos tomados, que muestran modalidades diversas de transición: desde grandes proyectos que reemplazan los recursos fósiles por renovables, hasta proyectos locales y colectivos, que surgen de la innovación y cooperación entre diferentes actores. Estas experiencias muestran el potencial de la energía solar para abrir oportunidades de mayor protagonismo de los territorios en la generación y gestión de la energía.

OBJETIVOS E HIPÓTESIS

Objetivo general:

Comprender el proceso de transición hacia la sostenibilidad energética en Argentina, a través del estudio de proyectos solares fotovoltaicos en territorios pampeanos, los estímulos con los que cuentan y los obstáculos que enfrentan.

Objetivos específicos:

1. Analizar la evolución del aprovechamiento del recurso solar fotovoltaico y su rol en la transición sostenible argentina, considerando el avance de sus usos, a distintas escalas.

2. Identificar y describir los estímulos y los obstáculos que se presentan al despliegue de la energía solar fotovoltaica en territorios pampeanos.
3. Relevar proyectos de generación fotovoltaica en territorios pampeanos y analizar su proceso de origen e implementación, los actores que los promueven y los fines que persiguen.

Los objetivos planteados se vinculan a las siguientes hipótesis:

1. El aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica ha atravesado tres fases sucesivas, que se superponen unas a otras: una para abastecimiento de poblaciones aisladas; una para cubrir demandas del Sistema Interconectado Nacional; y una fase que comienza, que promueve la autogeneración con conexión a la red por parte de usuarios de la red de distribución eléctrica. La continuidad y superposición de las fases demuestra la diversidad de usos de la tecnología fotovoltaica, y su creciente difusión en la transición energética argentina.
2. La energía solar fotovoltaica progresivamente se despliega a través de proyectos diversos, estimulados por programas públicos a distintas escalas, y traccionados por diferentes actores. Los principales obstáculos para instalaciones de baja potencia están dados por los altos costos iniciales y la falta de incentivos financieros adecuados, mientras que a mediana y gran escala los proyectos se ven favorecidos por estímulos económicos y garantías legales. El involucramiento y la participación ciudadana, en pequeños proyectos, retroalimentan las iniciativas y permiten innovar en la generación y gestión de la energía.
3. Los proyectos fotovoltaicos en territorios pampeanos se desarrollan, con distintos grados de avance, promovidos por actores diversos, públicos y privados, y a distintas escalas, contribuyendo a objetivos variados: la diversificación de la matriz eléctrica nacional, el abastecimiento de redes locales, y la autogeneración por parte de usuarios conectados a las redes de distribución. Los proyectos que emergen y se desarrollan permiten vislumbrar caminos de transición que se abren hacia el establecimiento de un vínculo social estrecho con la energía, que posibilita la participación ciudadana y la gestión democrática.

ESTADO DEL ARTE

Como objeto de estudio, la energía es estudiada desde múltiples disciplinas. Predominan los abordajes desde las ciencias duras, incluyendo estudios técnicos sobre el diseño y la implementación de equipos para producirla, transformarla y gestionarla. La eficiencia en estos procesos también es materia de estudio desde una perspectiva física. Sin embargo, tanto en el mundo como en Argentina, existen trabajos desde las Ciencias Sociales que estudian a la energía focalizando sobre su dimensión social, cultural, económica y política (Bouille, 2004; Pardo Buendía 2006; Guzowski, 2010; Furlán, 2017; Blanco Wells, 2019). Coincidiendo con esta línea de trabajo, se destacan algunos aportes.

Una de las grandes perspectivas desde la que se desarrollan estudios sobre la energía, y en especial sobre las fuentes renovables, es la de las transiciones energéticas. La transición hacia sistemas energéticos sostenibles no involucra solamente innovaciones tecnológicas o cambios en el tipo de recurso energético utilizado, sino que supone adaptar las formas en que las poblaciones habitan, producen y consumen. Para estos trabajos, la transición, como fenómeno temporal y espacial, involucra transformaciones sistémicas: cambios a nivel social, cultural, tecnológico, político, económico y legal (Brooks et al, 2011; Pelling, 2011; Bridge et al, 2012; Mathieu, 2015; O'Brien et al, 2015, Theys, 2017). En la transición, algunos autores destacan en un lugar central a las prácticas sociales (Lorrain, 2005; Marvin y Perry, 2005). Los usuarios son capaces de adaptarse e innovar a través de nuevos patrones de conducta, respondiendo, y al mismo tiempo impulsando, los cambios en las redes. En otros estudios, el rol de los territorios y las comunidades locales comienza a ser abordado (Emelianoff, 2013; Landel et al., 2016; Bailleul, 2019). Proyectos ciudadanos y metodologías participativas son puestos en valor (Ballan, 2016; Pellemeulle, 2016).

En las transiciones sostenibles, la adopción de la tecnología solar como fuente de energía presenta estímulos que la impulsan y obstáculos que la frenan. Impulsos frecuentes se asocian a objetivos políticos -incluir energéticamente a poblaciones aisladas, proveer servicios de calidad a costos accesibles, crear puestos de trabajo- y ambientales, ligados a la diversificación de las matrices y el cuidado del ambiente. En cuanto a mecanismos para estimular el desarrollo de las renovables, Molina y Rudnick

(2011) identificaron, en lo económico-financiero: los contratos con tarifa especial, el otorgamiento de una prima por riesgos, obligaciones de participación, subsidios a la inversión, exenciones de impuestos e incentivos fiscales. Además, encontraron relevante: el rol del Estado, legislando y estableciendo metas a cumplir; el libre acceso a las redes y prioridad de despacho; y la creación de zonas estratégicas para construir los proyectos y formas de compensación a la ciudadanía para reducir el rechazo social, en caso de que lo hubiera. En cuanto a los obstáculos, los más frecuentes fueron descritos, desde los Estados Unidos, por Beck y Martinot (2004). Destacan los altos costos iniciales, la falta de normativa de fomento, y el desconocimiento por parte de la población. También se han mencionado como motivos de oposición por parte de las comunidades: la modificación del paisaje e impactos en la flora y fauna, así como inconvenientes burocráticos y una inercia inicial al cambio (Stigka et al, 2014). Estos trabajos coinciden en que la aceptación social de la tecnología es un factor decisivo para su introducción en los territorios (Batel et al., 2013); (Gupta et al., 2011). Actuando tanto como estímulos, como en forma de obstáculos, los factores mencionados pueden englobarse bajo el concepto de “condiciones de borde” (Guzowski, 2007), que alude a condiciones del ambiente institucional, político, y económico que inciden positiva o negativamente en la adopción de la tecnología.

Ligados a los estudios sobre la aceptación social de grandes proyectos energéticos, se identifica, en la literatura sobre las transiciones, aquéllas que focalizan sobre los procesos de innovación. Las transiciones son terreno fértil para el surgimiento de experiencias de innovación social: proyectos renovables surgidos desde o posibilitados con participación de la ciudadanía son conocidos como proyectos de “energía comunitaria”, los cuales, dialécticamente, refuerzan los procesos de transición. Subyace a los proyectos energéticos comunitarios la idea de “reconfiguración creativa” de las relaciones sociales en torno a la energía (Hewitt et al., 2019). Muchos concluyen que la aceptación social es mayor allí donde los proyectos conllevan beneficios para el conjunto de la comunidad (Rogers et al., 2008; Warren and McFadyen, 2010). Ligado al concepto de innovación social, algunos autores hablan de emprendedorismo social, al analizar iniciativas energéticas de escala reducida y surgida desde la comunidad. Proponen un marco de análisis que incluye: el propósito de la iniciativa, su forma de organización y propiedad, y su imbricación en la comunidad local (Becker et al., 2017).

Otra línea de trabajo aborda las energías renovables desde las posibilidades de universalización del acceso a los servicios. Se han desarrollado una variedad de estudios centrados sobre las necesidades energéticas de poblaciones aisladas y vulnerables y cómo facilitar su acceso a servicios de calidad (Tessama et al, 2013; Schwarz y Glemarec, 2009). Algunos autores señalan a la energía solar fotovoltaica como la más apropiada para ofrecer una solución técnica para la electrificación de comunidades rurales aisladas, donde el tendido de redes convencionales no resulta sostenible (Eisman, 2017; Couture et al., 2019). Estudios sobre la adaptación de la energía solar en experiencias de autogeneración con inyección a la red, señalan su escalabilidad como una de las principales ventajas y su potencial para cambiar el rol de los usuarios, desde uno pasivo a otro activo (Juntunen, 2014). Se destaca a los usuarios-generadores como actores clave en un sistema energético sostenible (Brown et.al, 2019; Kotilainen, 2020).

Como una tercera vertiente en la literatura, se destacan estudios sobre justicia y democracia energética, temas de creciente interés por parte de la ciudadanía (Szulecki, 2018). La incorporación de energías renovables, al permitir la generación a baja escala e *in situ*, conduce a sistemas más distribuidos e inclusivos. La participación ciudadana en la toma de decisiones, y en las formas de generación, permite hablar de democracia energética (Kunze y Becker, 2014; Ballan, 2016). El acceso equitativo a los servicios energéticos y la posibilidad de incidir en las decisiones se incluyen en el concepto de justicia energética (Cowell et al., 2011; Sovacool, 2017). La interrelación entre actores diversos comienza a configurar lo que algunos autores identifican como una nueva forma de gobernanza, caracterizada por el predominio de relaciones horizontales, informales y descentralizadas. Los estados y las organizaciones gubernamentales, si bien conservan un rol importante, comparten con actores de la sociedad civil, la conducción de los procesos de cambio (Adam y Kriesi, 2010).

Específicamente en Argentina, la energía solar ha sido principalmente estudiada, desde el plano de la implementación técnica de los sistemas para cocción, calentamiento de agua y generación eléctrica (Cadena et al, 2000; Garreta et al, 2000; San Juan et al, 2010; Tilton et al, 2015). Otros trabajos tratan la energía solar en el marco de la diversificación de la matriz e incorporación de fuentes renovables y señalan sus ventajas (Durán y Godfin: 2004; Saravia: 2007; Gil y Prieto: 2012; Villalonga: 2013).

Desde la perspectiva del acceso universal a la energía, y específicamente sobre la pobreza energética, el trabajo de Durán y Condori (2019) resulta relevante. Allí definen como hogar pobre energéticamente a aquél que destina más del 10% de sus ingresos para acceder a la energía. En otros estudios se ha tratado la actividad de cooperativas y micro emprendimientos que buscan facilitar el acceso a la energía a poblaciones dispersas (Garrido et al, 2012; Belmonte, 2013; Biloni et al., 2016). Otros trabajos refieren al estudio de procesos de adecuación socio-técnica y análisis de políticas públicas hacia las energías renovables, y la percepción de los diversos actores involucrados, públicos y privados, a distintas escalas (Belmonte et al., 2012; Belmonte et al., 2014; Garrido et al., 2016; Franco et al, 2017). Otras líneas de investigación consideran los factores que determinan el éxito o fracaso de la implementación de sistemas fotovoltaicos en zonas rurales (Bello et al., 2010), así como la importancia que tienen la capacitación y transferencia en este proceso (Morante et al, 2006; Cadena, 2006).

Otra línea de abordaje incluye el estudio de las transformaciones territoriales, vinculadas a cambios en las redes energéticas (Carrizo y Forget, 2016; Carrizo et al., 2019). Se ha estudiado el marco normativo y las iniciativas en curso en pos del desarrollo de redes inteligentes (Guido y Carrizo, 2015) y se ha analizado el despliegue de proyectos renovables en Argentina, considerando la tendencia a la especialización territorial en el aprovechamiento de los recursos (Clementi et al., 2019a). También se han estudiado desafíos de la transición, tanto en Argentina como en Sudamérica, con eje en las posibilidades de integración, la generación distribuida y la eficiencia energética (Ise et al., 2020) y experiencias renovables en regiones bonaerenses (Carrizo et al., 2016a; Clementi et al, 2019b). Iniciativas de generación distribuida, local y democratizante, comienzan a ser estudiadas (Bertinat, 2018; Fornillo, 2018a). La incorporación de la energía fotovoltaica para la autogeneración por parte de los usuarios de la red de distribución es analizada como una vía hacia la transformación del sistema eléctrico, posibilitada fundamentalmente desde el ámbito local (Kazimierski, 2020).

MARCO TEÓRICO

Este Trabajo Final de Maestría se ha construido desde una perspectiva teórica multidisciplinar, con un abordaje multidimensional. La energía, en tanto bien que permite satisfacer necesidades (Bouille, 2004) presenta múltiples dimensiones –física, social, tecnológica, económica, política, legal y ambiental-, que se interrelacionan (Guzowski, 2010). Por ello, el trabajo se basa en teorías y conceptos que provienen de diferentes disciplinas, entre ellas, la Sociología, la Geografía de la Energía, las Relaciones Internacionales, la Geopolítica y el Ordenamiento Territorial.

En primer lugar, los **recursos naturales** -entre ellos las fuentes de energía- se definen como recursos minerales o biológicos necesarios para la vida del hombre y sus actividades económicas, siempre y cuando así sean valorizados por una sociedad (Deshaies & Mérenne-Schoumaker, 2014). **La energía** constituye un bien esencial para la vida de las personas y un insumo básico para realizar la mayoría de las actividades diarias. La producción, el comercio, el transporte, la iluminación, la calefacción, cocción y conservación de alimentos resultan impensables sin recurrir a algún tipo de energía. Entendida así, la energía no es un fin en sí mismo sino un medio para obtener un servicio energético (Tanídes, 2013).

Desde la **Sociología**, se entiende a la energía como un **objeto socio-técnico**, es decir, como un fenómeno que exige una explicación tanto técnica y material, como social, política y cultural (Akrich, 1989). Hugues (1986) expresó la idea de interacción entre lo técnico y lo social mediante el concepto de “tejido sin costuras” (*seamless web*), refiriéndose a cómo cuestiones de índole económica, política, social, cultural, técnica y científica se interrelacionan. Desde una concepción socio-técnica (Thomas, 2008), otros autores desdibujan la línea que separa los problemas sociales de los problemas tecnológicos, reconstruyendo la complejidad que caracteriza a la relación sociedad-tecnología (Moreira y Garrido, 2013; Garrido et al., 2014). Para Smith y Stirling (2010), la difusión de tecnologías más limpias y sostenibles queda sujeta a cambios en el sistema socio-económico y político.

Desde la **Geografía de la Energía**, Mérenne-Schoumaker (1997) identifica, además de las dimensiones técnica, económica y ambiental, una dimensión *política* -vinculada a la diversidad de actores nacionales e internacionales que imponen sus agendas y trazan

estrategias-, y una dimensión, *geográfica*, dada por los múltiples lazos energía-espacio: la localización de los recursos determina su producción, la distancia entre los lugares de producción y de consumo implica la previsión de transporte, y la actividad energética influye sobre la organización espacial de los territorios.

Desde la disciplina de las **Relaciones Internacionales**, los Estados toman decisiones movidos por un interés definido en términos de **poder** (Morgenthau, 1986). La energía es considerada como un recurso estratégico, fuente de poder para los Estados. Ella les permite proteger sus intereses nacionales y ejercer influencia en sus relaciones internacionales. Los Estados procuran controlar aquello de lo que dependen, o disminuir el grado de dependencia (Waltz, 1988). La transición energética –al valorizar recursos locales- es capaz de incidir en la configuración de poder en el sistema internacional, así como sobre la interdependencia entre los Estados.

Desde la **Geopolítica**, definida como la competencia por el poder sobre territorios o poblaciones (Subra, 2012) el concepto clave es el de **seguridad energética**, entendida como la condición en la que un país dispone de energía suficiente para mantener tasas razonables de crecimiento, manteniendo, o preferentemente mejorando, las condiciones de vida de su población (Oliveira, 2015). La mayor injerencia de los territorios en la gestión de los recursos energéticos, redefine la geopolítica de la energía (Emelianoff y Wernert, 2019). La transición energética altera las relaciones de fuerza entre los países, dado que todos disponen de al menos un recurso renovable abundante, y la mayoría disponen de una variedad de ellos. De hecho, desde 2014 las inversiones en materia de energías renovables provienen mayoritariamente de países asiáticos (Hache et al, 2019; Jäger, 2019). Inclinan la balanza, el acceso a las materias primas y patentes tecnológicas. Destacan en el mundo, por su liderazgo en materia renovable, los países asiáticos. China sobresale en el rubro fotovoltaico, por su veloz aumento en la capacidad instalada y su industria manufacturera. En 2019, más del 80% de la producción mundial de celdas fotovoltaicas se concentró en ese país (Jäger-Waldau, 2019).

Nutren la investigación, los estudios sobre las **transiciones energéticas y sostenibles** (Smil, 2010 Geels, 2002; Markard, 2012; Jaglin y Verdeil, 2013; Duruisseau, 2014). El concepto de **sostenibilidad** ha mutado en su significado. Desde las primeras conferencias en materia de conservación del ambiente de la década de 1970, hasta los

acuerdos internacionales del siglo XXI, se plasma la preocupación climática y ambiental, y se instala la necesidad de un uso sostenible de los recursos naturales: que satisfaga las necesidades del presente sin comprometer la satisfacción de necesidades de las generaciones futuras (Informe Brundtland, 1987). Luego, a las preocupaciones ambientales se sumaron las de orden social y económico, dando forma a un concepto de sostenibilidad basado en tres pilares (Kozak y Romanello, 2012). Para Mérenne Schoumaker (2013), son desafíos tales como el agotamiento de recursos fósiles, la pobreza energética y los riesgos para el ambiente, los que justifican la transición energética.

Los cambios tecnológicos y sociales propios de la transición, concebida como el paso de un sistema socio-técnico a otro, pueden analizarse a través de tres esferas de transformaciones: práctica, política y personal (O'Brien et al., 2015). La primera implica la adopción de nuevas tecnologías y el desarrollo de prácticas sostenibles; la segunda, conformada por reglas, incentivos y prioridades, es la que posibilita, estimula u obstaculiza los cambios en la esfera práctica; la tercera influencia las dos anteriores a través de valores, ideas y creencias personales y colectivas, que moldean social y culturalmente la construcción de reglas. Así, los avances tecnológicos logran ser exitosos si consiguen integrarse a los marcos regulatorios y a las prácticas sociales y culturales de los territorios (Pont et al., 2016). En la interrelación entre la esfera personal y la política, las necesidades logran convertirse en problemas a ser incluidos en la agenda de política pública (Bitar, 1999).

Desde este trabajo se entiende que las transiciones, procesos lentos y graduales, adquieren modalidades diferentes en función de los territorios donde se despliegan. Una modalidad se caracteriza por una mayor participación e involucramiento de actores distribuidos, otra se focaliza en el uso de energías alternativas como reemplazo de los combustibles fósiles (Bridge et al., 2013). Otros autores señalan que estas modalidades están dadas por la naturaleza de los recursos de los que los territorios disponen, las demandas de las poblaciones y sus actividades, la sensibilidad de su ambiente y las formas de gobernanza (Prévôt-Schapira y Velut, 2013, Broggio et al., 2014).

Algunos autores resaltan la tendencia a la “fossilización de las renovables” destacando la permanencia de elementos y características propias del sistema energético que se pretende dejar atrás (Raman, 2013). El término alude también a la problemática de la

contaminación asociada a la fabricación de tecnologías renovables, como los módulos fotovoltaicos, y a la distancia que separa a la producción del consumo (siendo que las actividades de extracción de minerales y metales se concentran en pocos sitios del planeta). Se rescata el carácter conservador de rasgos del sistema fósil-dependiente donde se refuerza el “esquema concentrado y centralizado fosilista”, pero confluyen fuentes renovables (Kazimierski, 2020). En ese sentido se puede hablar de una transición conservadora.

En otra línea, otros autores destacan la creciente participación, cooperación e integración de las instituciones y organizaciones locales para responder de manera integral a las demandas y necesidades de la comunidad (Suárez et al., 2015). Allí es posible identificar una modalidad de transición de base local, surgida en respuesta a problemáticas situadas.

Bailleul (2019) encuentra que la implementación de la transición energética, como proceso territorial y multi-actoral, requiere movilizar los medios, competencias y actores del territorio. Bajo el término de “energía ciudadana” se conoce en Francia a la organización de una iniciativa colectiva, surgida de habitantes, colectividades y empresas locales que aúnan sus fuerzas para crear proyectos de generación renovable (Pellemeulle, 2016). En consonancia, Landel, Durand y Régner (2016) analizan los proyectos energéticos que surgen desde actores locales, posibilitados por la movilización de una inteligencia territorial, a través del concepto de “proyectos de territorio”. Éste se contrapone al de “territorios de proyectos”, entendidos como aquellos que funcionan como recipientes o base material para la localización de proyectos que surgen y son conducidos por actores externos, y cuyos beneficios dejan la región. Así, nuevas posibilidades se abren ante los territorios, quienes “co-construyen” proyectos (Carrizo y Jacinto, 2018) y redibujan la geografía local. Esta modalidad de transición, de base territorial, desafía las reglas establecidas y sienta las bases de una transformación integral de la sociedad y su vínculo con la energía.

Los cambios en el sistema energético llevan a modificaciones profundas en el sistema social. La transformación de las redes conduce a estrategias innovadoras de adaptación, que tienen el potencial de reconfigurar la relación del usuario con la red (Marvin y Perry, 2005). El protagonismo creciente de los ciudadanos a partir de las posibilidades de generación renovable *in situ*, pero también desde la implementación de proyectos

colectivos basados en la innovación socio-técnica, lleva a una mayor participación en la toma de decisiones, favoreciendo la construcción de una **democracia energética** (Angel, 2016; Chávez y Kishimoto, 2016; Varo, 2018). Este concepto alude no solamente a la participación ciudadana activa en todas las operaciones del sector energético, sino también al acceso universal a los servicios, tendiendo a sobrepasar la problemática de exclusión, absoluta y relativa (Pérez, 2000).

En este trabajo se estudia el proceso de transición energética a través del análisis del desarrollo de proyectos fotovoltaicos en territorios pampeanos, donde actores públicos y privados intervienen, y, de formas diversas, estimulan y/u obstaculizan su progreso. Para ello se adopta una **perspectiva territorial** que implica concebir al **territorio** como un espacio socialmente apropiado, y transformado por las redes, circuitos y flujos instalados en él, y en el que se dan relaciones de poder (Raffestin, 2011). El término territorio se ha trabajado desde diversas disciplinas, principalmente la **Geografía** y otras Ciencias Sociales, evocando ideas diferentes pero a la vez conexas. Desde la Geografía se lo considera un espacio situado al interior de fronteras naturales, donde vive un grupo humano (Pesqueux, 2010). El diccionario de Geografía Humana define al territorio como un espacio usado, organizado y manejado por un grupo social, individuo o institución para restringir y controlar el acceso a las poblaciones y lugares (Gregory et al, 2009). El territorio incluye concepciones de apropiación, dominio, y control de un espacio dado, pero también de pertenencia y de proyectos que una sociedad diseña y realiza (Furlán, 2011). El territorio es apropiado por una sociedad, que elabora estrategias para disponer de los recursos y aprovecharlos en pos del bienestar de las poblaciones. Los proyectos surgen de la acción combinada de **actores** diversos: “los actores dependen unos de otros, ya que necesitan de los recursos de cada uno para poder alcanzar sus objetivos” (Adam y Kriesi, 2010, p. 139). Según Blanco (2007) los actores sociales llevan a la práctica sus proyectos, por medio de acciones. Éstas son condicionadas por la materialidad existente y los proyectos de otros actores, con los que se da un diálogo que las estimula u obstaculiza. Entre la variedad de actores, Blanco destaca: individuos, empresas, organizaciones sociales, instituciones de distinto tipo, dependencias estatales y diferentes escalas del Estado –municipal, provincial, nacional-.

En el aprovechamiento que la sociedad hace de sus recursos, resultan clave las redes técnicas, entendidas como “la forma de organización de la relación de una sociedad con su territorio” (Dupuy, 1998). En la fase urbana en que se encuentra la humanidad, las

redes tecnológicas—el ambiente construido, resultado de un proceso largo de desarrollo y difusión—adquieren un rol cada vez más importante, clave para la vida moderna (Lorrain, 2005). Las redes de energía constituyen un sistema complejo, en el que se incluyen los flujos (personas, bienes, información, energía y capitales), la infraestructura (conjunto de elementos materiales) y los actores intervinientes (que hacen funcionar la red) (Carrizo, 2003). El concepto de redes, también utilizado en otras disciplinas (mayormente vinculadas a la ingeniería), tiene su acepción política: “la comunicación regular y el intercambio frecuente de información conllevan al establecimiento de relaciones estables entre los actores y a la coordinación de sus intereses mutuos” (Adam y Kriesi, 2010, p. 139). Los cambios que se producen en las redes, ante la expansión del aprovechamiento de un recurso poco o no explotado previamente, la entrada de nuevos actores al sistema, y/o la mutación en los roles de los actores tradicionales, generan transformaciones en los territorios. En los procesos de cambio, los territorios intentan valorizar sus potencialidades, y crear nuevas, para atraer oportunidades de empleo y riqueza a sus poblaciones (Santos, 2000).

En la interrelación entre diversos actores del territorio, y la coordinación de sus intereses, aparecen procesos de **innovación social**. Éstos surgen en condiciones adversas, frente a vacíos de alternativas ofrecidas por el mercado y en contextos en los que el sector público no ha logrado dar respuesta a las necesidades y reclamos de la población. La innovación social se refiere a nuevas políticas y estrategias, conceptos, ideas, iniciativas y organizaciones que responden a necesidades sociales de distinto tipo, que buscan empoderar y fortalecer a la sociedad civil para mejorar la calidad de vida. Implica una reconfiguración de las prácticas sociales, en la que prima la acción de actores de la sociedad civil, que se relacionan e interactúan, con la finalidad de atender las necesidades sociales, más allá de las individuales (Polman et al., 2017). Además, “el proceso innovador no es unidireccional: es cíclico, no lineal, provocado por variadas causas y productor de múltiples y diversos efectos. Recorre progresos y retrocesos, e incluye la participación de agentes externos, así como la de los agentes internos y los beneficiarios del mismo” (Finquelievich et al., 2014, p.237). En este sentido puede afirmarse que la innovación social, y principalmente la relativa a la adopción de nuevas tecnologías, es resultado de un proceso complejo, no exento de las características propias de los actores intervinientes, y los territorios involucrados.

Es en este sentido que la **planificación del territorio** en relación al aprovechamiento de los recursos cobra relevancia. “El diseño de una política energética implica la capacidad de planificar, operar, modificar e implementar una estrategia para el desarrollo completo e integrado de diferentes actores de la sociedad que dependen o están relacionados con la generación, distribución y consumo de energía” (Oliveira, 2015). Estudiar el aprovechamiento fotovoltaico desde una óptica territorial, que incorpora la perspectiva de los actores, resulta fundamental para comprender las interacciones entre la energía y el espacio geográfico.

CONSIDERACIONES METODOLÓGICAS

Este Trabajo Final de Maestría ha sido realizado en el marco de estudios doctorales con eje en las transiciones sostenibles y los proyectos fotovoltaicos pampeanos. Se enmarca también en equipos de investigación, que colectiva e interdisciplinariamente, trabajan en temáticas vinculadas a la energía, la sostenibilidad e inclusión social. La inserción en ellos, desde el año 2018, ha resultado fundamental, no sólo para la maduración de ideas y el intercambio de reflexiones, sino para la recopilación de información, en base a visitas a plantas, realización de entrevistas y el acceso a fuentes documentales.

Para llevar adelante el Trabajo Final de Maestría, se recurrió a datos primarios y secundarios. Los primeros fueron recolectados en contexto de trabajos de campo y entrevistas semi-estructuradas con informantes clave. Los segundos surgen del análisis de bibliografía especializada -nacional e internacional-, documentos públicos e instrumentos legales.

De corte cuanti-cualitativo, este trabajo final se diseñó desde la metodología de casos de estudio, como medio de aproximación a la realidad. Se seleccionaron tres proyectos de aprovechamiento fotovoltaico en territorios pampeanos, y se analizaron en forma individual y global. El establecimiento de distinciones entre los casos seleccionados, permitió analizar su especificidad e identificar modalidades diversas de transición en los territorios pampeanos.

Se siguió un esquema de trabajo organizado en tres etapas complementarias. Cada una incluyó las siguientes técnicas de recolección y análisis de la información:

1. Etapa documental

Se analizó bibliografía teórica y metodológica, para trabajar cuestiones conceptuales referidas a la forma de abordar las transiciones energéticas y la adopción de nuevas tecnologías.

Se analizaron documentos públicos, tales como informes de organismos internacionales especializados en energía – Agencia Internacional de la Energía IEA, Agencia Internacional de Energías Renovables IRENA, Organización Latinoamericana de la Energía OLADE- e informes de organismos nacionales y provinciales: Instituto Nacional de Estadísticas y Censos INDEC, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA CAMMESA, Secretaría de Energía, Entes reguladores provinciales-.

A través de fuentes secundarias variadas, incluyendo artículos de prensa y divulgación, se relevaron: i) normas a nivel nacional, provincial y local (leyes nacionales y provinciales, resoluciones, ordenanzas y decretos), en materia de energías renovables, energía solar fotovoltaica y autogeneración; ii) proyectos públicos y privados de generación de energía solar; iii) actores claves en política, planificación y regulación energética, así como grandes actores del mercado (empresas y consumidores del sector), y agentes de la sociedad civil.

2. Etapa de trabajo de campo

Se seleccionaron como casos de estudio tres proyectos de aprovechamiento fotovoltaico en conexión con la red, de distintas características (escala de aprovechamiento, actores participantes, destino de la generación), ubicados en cada provincia del recorte espacial propuesto: el proyecto de Arroyo Cabral (Córdoba); la planta fotovoltaica de El Triunfo (Buenos Aires) y el caso de Armstrong (Santa Fe). La selección de los proyectos a estudiar apuntó a mostrar la diversidad de casos existentes.

Como técnica de recolección de datos primarios se utilizó la entrevista semi-estructurada. La misma resulta clave para acceder a la perspectiva de los actores y conocer su interpretación de las experiencias, además de permitir adquirir información rica y profunda (Marradi et al., 2007). Para la selección de los entrevistados se realizó un muestreo de tipo intencional, atendiendo a la heterogeneidad de los mismos y a su rol en los proyectos fotovoltaicos. Entre los más de 30 entrevistados se cuentan:

autoridades provinciales y locales, responsables de la gestión, informantes calificados de empresas distribuidoras de energía eléctrica; referentes de cooperativas eléctricas; impulsores de proyectos; actores tecnológicos vinculados al sector; usuarios y usuarios-generadores.

Las entrevistas se realizaron en contexto de trabajos de campo iniciados en el año 2018, incluyendo, además, observación en terreno. La recolección de información continuó, en forma presencial, durante 2019 y principios de 2020. Entre los meses de abril y agosto de 2020, la pandemia por COVID-19 obligó a la realización de entrevistas en forma virtual. En el anexo 1, se presentan preguntas que sirvieron de guía para la realización de las entrevistas.

3. Etapa de análisis, elaboración de resultados y síntesis

Se procedió a organizar, procesar y analizar la información obtenida. Se elaboraron tablas, mapas y gráficos para mostrar los resultados en forma clara y ayudar a su lectura e interpretación. Algunos forman parte de artículos que han sido publicados en revistas con referato. Para la elaboración de cartografía se recurrió a Sistemas de Información Geográfica (QGIS 3.10). Finalmente se elaboraron conclusiones, que tienden a poner en valor los datos recolectados y el análisis efectuado, aportando a los objetivos originalmente planteados.

JUSTIFICACIÓN

Estudiar la transición energética argentina con foco en los proyectos fotovoltaicos en territorios pampeanos se revela de importancia mayor para los ámbitos de planificación de políticas públicas y ordenamiento del territorio. El aprovechamiento de un recurso disponible puede constituir una herramienta para potenciar los servicios y las posibilidades de desarrollo de las poblaciones. En ese marco, este Trabajo Final de Maestría pretende aportar conocimientos y reflexiones que sirvan de insumo para los procesos de toma de decisiones.

En Argentina, la población urbana llega al 92% (INDEC, 2010). De la población rural, una gran parte vive aislada de redes convencionales. Ante situaciones de déficit, en 2015 se declaró la emergencia del sistema eléctrico (Decreto 134). En este contexto, un

recurso local, y renovable, como el fotovoltaico, toma valor. Su aprovechamiento es incentivado desde lo normativo a partir de 1998 (Ley 25.019). A nivel nacional, se sancionaron leyes con objetivos de participación renovable en la matriz de generación (8% al 2017 y 20% al 2025). También se incentiva la autogeneración, con posibilidad de inyectar los excedentes a la red (Ley 27.424/17). El sistema eléctrico comienza así a descentralizarse y a diversificar sus fuentes.

A este contexto nacional, se suman los desarrollos realizados por los propios territorios pampeanos, quienes encuentran en el recurso fotovoltaico una alternativa local a la generación eléctrica convencional y una oportunidad para reposicionarse en la generación y gestión de la energía. Progresivamente, surgen iniciativas de aprovechamiento fotovoltaico, a distintas escalas. Actores diversos, públicos y privados, los promueven. Empresas provinciales de energía, grandes distribuidores y cooperativas locales, así como actores del sector productivo, realizan acciones en pos de una transición energética. Municipios, ciudadanos y organizaciones de la sociedad civil también se involucran buscando aprovechar un recurso local, y favorecer nuevas oportunidades socio-económicas.

El presente Trabajo Final se justifica desde la necesidad de contar con análisis que aborden los proyectos energéticos que emergen en torno al recurso fotovoltaico. El análisis de las políticas nacionales, provinciales y locales y de los proyectos estudiados, buscará sistematizar información y generar conocimiento que contribuya a los procesos de toma de decisiones en materia de proyectos energéticos en los territorios.

PRIMERA PARTE: EN POS DE UN SISTEMA SOSTENIBLE

La transición o el paso de un sistema energético hacia otro, con base en otros recursos predominantes, no es un fenómeno novedoso en la historia. Otras transiciones, o más bien, “adiciones” energéticas, se basaron en el agregado de una nueva fuente a la matriz (Fressoz, 2014; Fornillo, 2017). Así, a la fuerza muscular se le agregaron herramientas y armas capaces de concentrar la energía y usarla de manera más eficiente, luego al uso del carbón se le sumó el empleo del petróleo y a éste la energía nuclear. La transición energética de principios del siglo XXI, viene a (re)valorizar fuentes renovables.

Transitar desde un sistema energético basado en hidrocarburos, y con producción centralizada, a otro donde tomen protagonismo las fuentes renovables y formas distribuidas de producción y consumo implica cambios mayores. Éstos no son solamente de índole técnica, sino que se modifican: las prácticas de los consumidores, las formas de aprovisionamiento energético, las normas que regulan actividades y roles, los conocimientos y capacidades y el valor que a ellos se asigna. En esa transición, resulta clave la interrelación entre actores diversos. A partir de ella, una innovación, además de tecnológica, social, se despliega.

En Argentina, se impulsa la diversificación de la matriz energética desde 1980. El bioetanol -como combustible automotor- es el primero que recibe promoción estatal (*Plan Alconafta*, Ley 23.287/85). Posteriormente se crearon centros de investigación y desarrollo de fuentes renovables, mediante el *Programa de Uso Racional de la Energía* (Decreto Nacional N° 2.247/1985), y se incentivó la generación eléctrica con fuentes renovables (Leyes 26.190/2006, 27.191/2015). Ello se explica, desde lo internacional, dadas las preocupaciones globales por el cambio climático y la necesidad de cuidar el ambiente, y desde lo nacional, en tanto el sistema eléctrico presenta déficits, ante una demanda creciente y dimensiones geográficas considerables.

La energía solar fotovoltaica, tecnología en expansión en el mundo, ha seguido en Argentina una evolución en la que se identifican tres fases, superpuestas entre sí, que marcan el camino del empleo que se hace del recurso. Su aprovechamiento no escapa a los territorios pampeanos, que, se suman a la transición energética argentina de diversas maneras. Dado su elevado nivel de demanda eléctrica, la dependencia de regiones distantes para su aprovisionamiento y la disponibilidad de recurso fotovoltaico, en estos territorios, diversos actores –cooperativas eléctricas, empresas, industrias, ciudadanos-,

se organizan y colaboran para valorizar el recurso, ganar autonomía y mejorar el acceso a servicios energéticos.

Esta primera parte se estructura en tres capítulos. El primero analiza a Argentina frente a la alternativa de las energías renovables, en tres apartados que dan cuenta: de la tendencia hacia la sostenibilidad como preocupación global, del auge de la tecnología fotovoltaica en el mundo y del sistema eléctrico argentino y sus desafíos en materia de infraestructura y diversificación. El segundo, da cuenta de las tres fases que pueden identificarse en el aprovechamiento fotovoltaico argentino: en su versión *off grid* para poblaciones dispersas; como alternativa para abastecer al Sistema Nacional; y a menor escala, como autogeneración con conexión a red. En el tercer capítulo, se analizan los territorios pampeanos, su condición de grandes núcleos de consumo, con disponibilidad de infraestructura y dotados de recurso fotovoltaico, que comienza a ser aprovechado.

CAPÍTULO 1: LA ALTERNATIVA RENOVABLE EN ARGENTINA

En su historia, Argentina ha demostrado ser pionera en materia de introducción de nuevas fuentes energéticas. Su explotación de hidrocarburos a principios del siglo XX, y su apuesta al gas natural lo demuestran. En energías renovables, el país está dotado de abundantes recursos: solar, eólica, hidráulica, residuos agropecuarios, y, en menor medida, fuerza de las mareas o del oleaje. Si bien es aún minoritaria la participación de las renovables en la matriz eléctrica nacional, progresivamente aumenta el empleo de estas fuentes, en consonancia con objetivos políticos nacionales e internacionales.

La alternativa renovable surge de la mano de un contexto global que tiende hacia un sistema descarbonizado y distribuido. En él, las fuentes renovables toman protagonismo, entre las cuales, la fotovoltaica ha pasado a ser aprovechada intensamente por algunos países. Como parte del concierto internacional, Argentina suscribe compromisos que implican bajar emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y cuidar el ambiente. Asimismo, la alternativa renovable surge en respuesta a desafíos del sistema eléctrico, entre los que se encuentran la necesidad de diversificar las fuentes energéticas ante la alta dependencia con respecto a los hidrocarburos, la urgencia de mejorar situaciones de déficit del sistema y el deber de atender demandas de poblaciones vulnerables.

Este capítulo se compone de tres apartados que dan cuenta: de las tendencias y objetivos globales hacia la sostenibilidad, de la expansión del aprovechamiento fotovoltaico mundial y de los déficits del sistema eléctrico.

1.1 Frente a una preocupación global

Los problemas globales, aquéllos que aquejan al mundo en su conjunto, tienen la particularidad de que no pueden ser resueltos por ninguna nación en forma aislada, sino por un número de naciones actuando colectivamente (Waltz, 1988). Desde mediados del siglo XX, la comunidad internacional ha puesto en agenda el lograr que las acciones en materia de preservación de los recursos naturales y cuidado del ambiente se lleven a cabo en conjunto y en forma concertada. Los problemas globales requieren soluciones globales pero desde acciones locales.

En torno a la década de 1960, en el mundo, la energía se instaló en el centro de tres grandes debates, fuertemente relacionados entre sí: uno ligado al crecimiento

demográfico y la urbanización extrema y acelerada; otro vinculado al acceso a recursos no renovables; y un tercero asociado al cambio climático.

Con respecto al primero, la población mundial ha crecido exponencialmente desde la década de 1950 (de 1.600 millones de habitantes en el año 1900 pasó a 3.000 millones en 1960 y a más de 6.000 millones en el año 2000) y, en particular, ha aumentado su concentración en ciudades. Desde 1950, la población urbana mundial ha crecido de manera sostenida hasta llegar, en 2016, al 54%. Se espera que para el 2050 llegue al 70% (Martino, 2018). Junto con la rápida urbanización mundial aumentó también la importancia de las grandes ciudades⁵. Con el aumento demográfico, el consumo de bienes y servicios es mayor, con el consiguiente aumento de las actividades productivas y extractivas. Estas problemáticas comienzan a ser abordadas en sucesivas instancias internacionales:

1. El Club de Roma, creado en 1968 por políticos, empresarios y científicos, alertaba sobre los problemas asociados al aumento poblacional y de consumo, en el informe *Los Límites del Crecimiento*, (Meadows et al., 1972).
2. Naciones Unidas abordó la misma problemática en las conferencias sobre Medio Ambiente y Desarrollo (Estocolmo, 1972) y sobre Asentamientos Humanos (Vancouver, 1976), denominadas Cumbre de la Tierra y Hábitat I, respectivamente.
3. el informe *Nuestro futuro común* (Informe Brundtland, 1987) de la Comisión Mundial de Medio Ambiente y Desarrollo introdujo lineamientos para el desarrollo sostenible. El objetivo era crear una “agenda global para el cambio”, rescatando el multilateralismo en las acciones de los países. El informe definió el desarrollo sostenible como aquél que limita las acciones humanas sobre el ambiente, de manera de que la satisfacción de las necesidades del presente no comprometa la satisfacción de necesidades futuras. En cuanto a la energía, el informe hacía hincapié en la eficiencia y el uso de recursos renovables.

Con respecto al segundo de los debates, la inquietud por la disponibilidad de combustibles fósiles se ve acentuada tras el *shock* petrolero de 1973 y la volatilidad en los precios del combustible. La creación de la Organización de los Países Exportadores

⁵Mientras en 1950 había en el mundo solamente 2 megaciudades (Nueva York y Tokio), en 2017 se contaban 37, entre las que se destacan: San Pablo, Ciudad de México, Río de Janeiro, Lima y el Área Metropolitana de Buenos Aires, en América Latina; y París y Londres en Europa (Martino, 2018).

de Petróleo (OPEP), y su capacidad de tomar decisiones que afectaban el acceso mundial al crudo, puso en jaque a la mayoría de las economías del mundo que dependían de este recurso para desarrollar sus actividades industriales. Hacia fines de la década de 1990, se alertaba sobre el inminente “pico” en la producción de petróleo y su abrupto decrecimiento (Campbell y Laherrère, 1998; Deffeyes, 2005).

En relación al tercer debate, el cambio climático⁶ es relacionado al impacto de las actividades productivas y especialmente al uso de los hidrocarburos, en el informe de 1990 del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés). El mismo predijo un aumento de 3° C en la temperatura terrestre, producto del “efecto invernadero”, para fines del siglo XXI (IPCC, 1990) y destacó que sus consecuencias, transfronterizas, deben ser abordadas desde instancias colectivas. Quedaba plasmada así la preocupación global por la cuestión climática y sus efectos adversos sobre la vida en el planeta.

En la segunda Cumbre de la Tierra, también llamada Cumbre de Río (Río de Janeiro, 1992), se firmó la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC, luego complementada por el Protocolo de Kyoto⁷ -1997-), dirigida a estabilizar las emisiones de gases de efecto invernadero. Allí, se aprobó la llamada Agenda 21, plan de acción global a ser implementado a nivel nacional y local. El rol de las autoridades locales es destacado en su capítulo 28, en el que se llama a cada municipio o autoridad local a iniciar un diálogo con sus ciudadanos, organizaciones y empresas privadas para diseñar su propia versión de la agenda. De la Conferencia Hábitat II (Estambul, 1996), surgió la Agenda Hábitat, otro impulso para las iniciativas locales en la búsqueda de un modelo sostenible, reelaborado en la Nueva Agenda Urbana, surgida de Hábitat III (Quito, 2016).

En el mismo marco en que surgió el Acuerdo de París (2015) (llamando a limitar las emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes y velar por mantener estable el aumento

⁶Así es denominada la variación global del clima de la tierra como consecuencia de una creciente retención del calor del sol en la atmósfera conocida como ‘efecto invernadero’ (CEPAL 2017). Esta retención de calor es producto de la concentración de gases de efecto invernadero (GEI), entre los cuales el dióxido de carbono (CO₂), liberado, por ejemplo, en la combustión de hidrocarburos, es el más importante.

⁷ Éste introdujo, entre otros mecanismos, los mercados de carbono. En ellos se comercializan bonos que representan emisiones evitadas, simulando un “derecho de emisión” para quienes no alcanzaron a cumplir la meta de reducción.

de la temperatura de la tierra), se aprobaron los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), reformulación de los Objetivos de Desarrollo del Milenio, asumidos en el año 2000. En ellos se consagraron 17 Objetivos, integrados entre sí, que apuntan a poner fin a la pobreza, proteger el planeta y garantizar la paz y prosperidad, reconociendo que el desarrollo debe equilibrar la sostenibilidad ambiental, económica y social. En ellos la energía es tema recurrente. Se destacan el ODS 7: “Energía asequible y no contaminante”, y el ODS 11: “Ciudades y Comunidades sostenibles”, que apunta a lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles. En este sentido, el acceso universal a la energía -13% de la población mundial carece de energía eléctrica (Banco Mundial, 2018)-, es un motor adicional que impulsa una transición sostenible. El concepto de sostenibilidad adquirió así una triple dimensión: a las preocupaciones ambientales se le sumaron las de orden social y económico. Además, las problemáticas globales pasaron a considerarse de resolución local. Adicionalmente, gana terreno el involucramiento y la participación ciudadana en el proceso de toma de decisiones (Convenio de Aarhus⁸, 1998).

Argentina no desconoce las consecuencias del cambio climático⁹. El imperativo de hacer un uso racional de los recursos naturales y el derecho de la población a un ambiente “sano, equilibrado y apto para el desarrollo humano” se encuentran consagrados en el artículo 41 de la Constitución Nacional. Además, el país ha suscrito a los principales acuerdos: la CMNUCC, el Protocolo de Kyoto, el Acuerdo de París y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (Carrizo et al., 2015). Con respecto a estos últimos, el organismo a cargo de propiciar su alcance es el Consejo Nacional de Coordinación de Políticas Sociales. El mismo se ocupa de guiar y apoyar a los gobiernos provinciales y locales en la adecuación e implementación de los ODS.

En 2016, Argentina presentó su Contribución Determinada a Nivel Nacional al Acuerdo de París, en la que fijó el objetivo a 2030 de limitar las emisiones netas de dióxido de carbono a 483 millones de toneladas equivalentes. Para lograrlo, el Plan de Acción

⁸ Sobre el acceso a la información, la participación del público en la toma de decisiones y el acceso a la justicia en materia de medio ambiente.

⁹ En la Tercera Comunicación Nacional de la República Argentina a la CMNUCC (Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, 2015), se presenta un análisis de los impactos, observados y proyectados, del cambio climático en gran parte de las regiones de Argentina. Se destacan, producto del aumento de la temperatura media, las problemáticas relacionadas al estrés hídrico en el Norte, Cuyo y Comahue, el aumento de las precipitaciones e inundaciones en el NEA, el aumento del nivel del mar y el retroceso de los glaciares.

Nacional de Energía y Cambio Climático¹⁰ plantea medidas para el sector energético, tales como eficiencia energética, generación renovable y generación distribuida. Dentro de la primera se incluyen acciones como la mejora de la envolvente térmica en viviendas y el reemplazo de estufas de tiro balanceado por bombas de calor. Con respecto a la generación renovable, el plan plantea el objetivo de alcanzar 33.000 GWh de generación eléctrica con fuentes renovables en 2030. En cuanto a la generación distribuida, es decir, la que se produce cerca de o en los puntos de consumo, el objetivo propone alcanzar los 56.000 usuarios-generadores en 2030 (MINEM, 2017). Adicionalmente, en el Plan Estratégico Territorial (PET, 2018) se hace referencia a la iniciativa de generar “prácticas sustentables” que incluyan la reducción de emisiones mediante la diversificación de la matriz y la eficiencia energética.

Numerosas autoridades locales argentinas -de provincias, municipios, empresas y organizaciones sociales- participan de redes internacionales de intercambio de conocimiento, experiencias y apoyo en el camino de la transición. Redes globales (anexo 2), como Ciudades y Gobiernos Locales Unidos (CGLU), Gobiernos Locales por la Sostenibilidad (ICLEI), Pacto Global de los Alcaldes por el Clima y la Energía (GCoM), y el Grupo Ciudades C40 (Cities Climate Leadership Group), hacen eco en el país, y llaman a la acción de organizaciones locales.

El C40, la Organización Mundial de Conservación (WWF), y Fundación Avina promueven las “Alianzas para la Acción Climática” para articular y fortalecer a los actores locales en la búsqueda de una transición baja en carbono. En Argentina se conformó en 2018, integrada por actores del sector público, empresarial, académico, y la sociedad civil¹¹. Por su parte, la Red Argentina de Municipios frente al Cambio Climático (RAMCC), creada en 2010 y con sede en Rosario, nuclea a 214 municipios y comunas del país. A través de ella, 120 municipios argentinos participan del GCoM y 32 han elaborado su Plan de Acción Climática. Por su trabajo en pos de la sostenibilidad, en 2019, 9 municipios argentinos de las provincias de Córdoba (Monte Buey, Camilo Aldao, Bell Ville; Villa General Belgrano), Buenos Aires (Caseros, San

¹¹ Entre los integrantes se destacan la Cámara de Energías Renovables (CADER), las empresas Natura, Danone, y Galicia (Ensinck, 2020).

Antonio de Areco, Chacabuco), y Santa Fe (Venado Tuerto, Arteaga) fueron destacados por la Comisión Europea.

La transición energética argentina se inserta en las tendencias globales, de atender a las preocupaciones compartidas internacionalmente y los compromisos asumidos en pos de disminuir emisiones contaminantes y cuidar el ambiente. En su trayectoria quedan delineadas búsquedas nacionales y locales por diversificar la matriz, satisfacer necesidades de población rural, poner en valor los recursos territoriales y cuidar el aprovisionamiento energético.

1.2 Una tecnología en auge

Dado el lugar preponderante que, en los acuerdos y objetivos internacionales, se le da a la cuestión energética, progresivamente los países elaboran políticas públicas que promueven el aprovechamiento de recursos renovables locales. En 2019, 172 países contaban con metas de energías renovables, 61 de los cuales incluían la meta de energía eléctrica de base 100% renovable (REN 21, 2020).

De acuerdo a datos de informes globales de REN 21, en 2019, existía en el mundo una potencia instalada para generación eléctrica de fuente renovable de 1437 GW¹², lo que, en comparación con 2018, muestra un aumento del 14%. Si se lo compara con el año 2010, el aumento ha sido del 360%. En el mismo período, la energía solar fotovoltaica fue una de las fuentes renovables que mayor crecimiento experimentó (Figura 1). En 2019, la potencia instalada en el mundo, 627 GW, fue la responsable del 2.8% de la generación de energía eléctrica global (REN 21, 2020).

¹² Sin contabilizar la potencia instalada en hidroelectricidad.

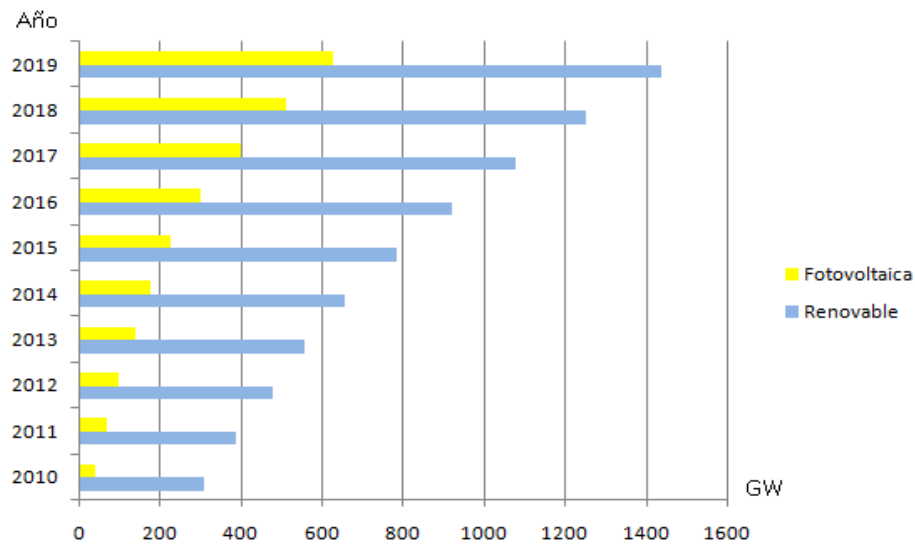


Figura 1: Potencia instalada en el mundo, renovable y fotovoltaica, para el período 2010-2019. Fuente: Elaboración propia en base a datos de REN 21, 2020.

Como tecnología, la energía solar fotovoltaica ha recorrido un proceso gradual de desarrollo. El efecto fotovoltaico -la emisión de electrones por parte de un material expuesto a radiaciones electromagnéticas- fue descubierto en Francia, en 1839. Sin embargo, si bien se había descubierto el fenómeno, aún se desconocía cómo aprovecharlo. A mitad del siglo XX, en Estados Unidos, investigadores de los laboratorios Bell descubrieron que el silicio era sensible a la luz del sol y construyeron la primera celda fotovoltaica, con una eficiencia del 6%. Sus primeros usos fueron como apoyo para los satélites de Rusia y Estados Unidos (Sivaram, 2018). La crisis del petróleo de la década de 1970 motivó la inversión en investigación y desarrollo en materia de energía solar. A mediados de 1980 la industria solar fotovoltaica mundial comenzó a mejorar sus procesos de fabricación, orientándose al mercado de iluminación pública y electrificación rural. En ese decenio se construyeron, en Estados Unidos, los primeros parques solares, de alrededor de 1MW de potencia instalada (Grupo NAP, 2007).

En 2019, entre los países que lideran en energía solar fotovoltaica, se encuentran: China, Estados Unidos, Japón, Alemania e India. A pesar de un relativo desaceleramiento (incrementó la potencia instalada en un 26% frente a un aumento del año previo del 44%), China lidera las nuevas adiciones en potencia, y se encuentra en proceso de pasar a un mercado libre de subsidios (REN 21, 2020).

En América Latina, si bien la potencia instalada en solar fotovoltaica es aún marginal en comparación con la potencia total -1.13%-, la tecnología gana terreno. En particular, se destaca Chile como el país con mayor proporción de fotovoltaica en su mix de capacidad instalada -9.17%-, (OLADE, 2020). En cantidad de generación eléctrica de fuente fotovoltaica, Brasil lideró en 2019 con 6.655 GWh, seguido por México, con 6.591 GWh, y Chile, con 6.304 GWh (IEA, 2020).

La demanda mundial de equipamiento vinculado a la fotovoltaica (paneles, inversores, baterías) crece, asociada a la generación eléctrica para uso residencial y comercial y para proyectos de gran escala destinados al abastecimiento de las redes. Estos últimos se multiplican, en consonancia con la disminución en los costos de la tecnología, y asociados al aprovechamiento de las economías de escala. Algunas plantas fotovoltaicas superan el GW instalado en un mismo sitio, por ejemplo, las plantas Bhadla y Pavagada (de más de 2 GW cada una), en India; la planta Benban (1.6 GW), en Egipto; y la planta del Desierto de Tengger (1.5 GW), en China. Paralelamente, en algunos países (Estados Unidos, Alemania, Japón) son cada vez más frecuentes los proyectos que se plantean la generación fotovoltaica con acumulación, es decir, incorporando dispositivos de almacenamiento y aprovechando la posibilidad de guardar la energía generada y disponer de ella en el momento oportuno. En algunos países, comienzan a considerarse proyectos solares flotantes. En 2019, China, India, Portugal y Vietnam anunciaron, y en algunos casos concretaron, este tipo de iniciativas. Algunos incluso aventuran en proyectos *offshore*, como la planta fotovoltaica holandesa instalada en el Mar del Norte (proyecto “Solar at Sea”).

La solar fotovoltaica es una tecnología en auge en el mundo. Si bien su participación en la matriz eléctrica mundial es aún relativamente baja, ésta comienza a aumentar, ligada a la disminución de los costos de la tecnología.

En función de los materiales utilizados para las celdas fotovoltaicas, se habla de tres “generaciones” de tecnología (Figura 2). La primera generación se basó en las celdas de silicio, monocristalino y policristalino. Su eficiencia varía entre el 14% y el 24% y su uso aún es dominante de gran parte del mercado (Zhang et al., 2018). Una segunda generación es la que utiliza los llamados módulos fotovoltaicos de “película delgada”. Estos cuentan con la ventaja de utilizar cantidades muy bajas de material absorbente, lo que se asocia a una menor cantidad de energía para su fabricación. Tanto las celdas de

primera generación como las de segunda, al basarse en celdas de unión única¹³, no podían superar el límite de eficiencia de un 34% (Benda y Cerná, 2020). Se busca pasar ese límite con la tecnología de tercera generación, aún en condiciones de desarrollo en laboratorio. En ella se incluyen las celdas orgánicas, celdas de perovskita (un mineral compuesto, relativamente raro en la corteza terrestre), y celdas sensibilizadas por colorante. Además, en la tercera generación se producen celdas de unión multijuntura.

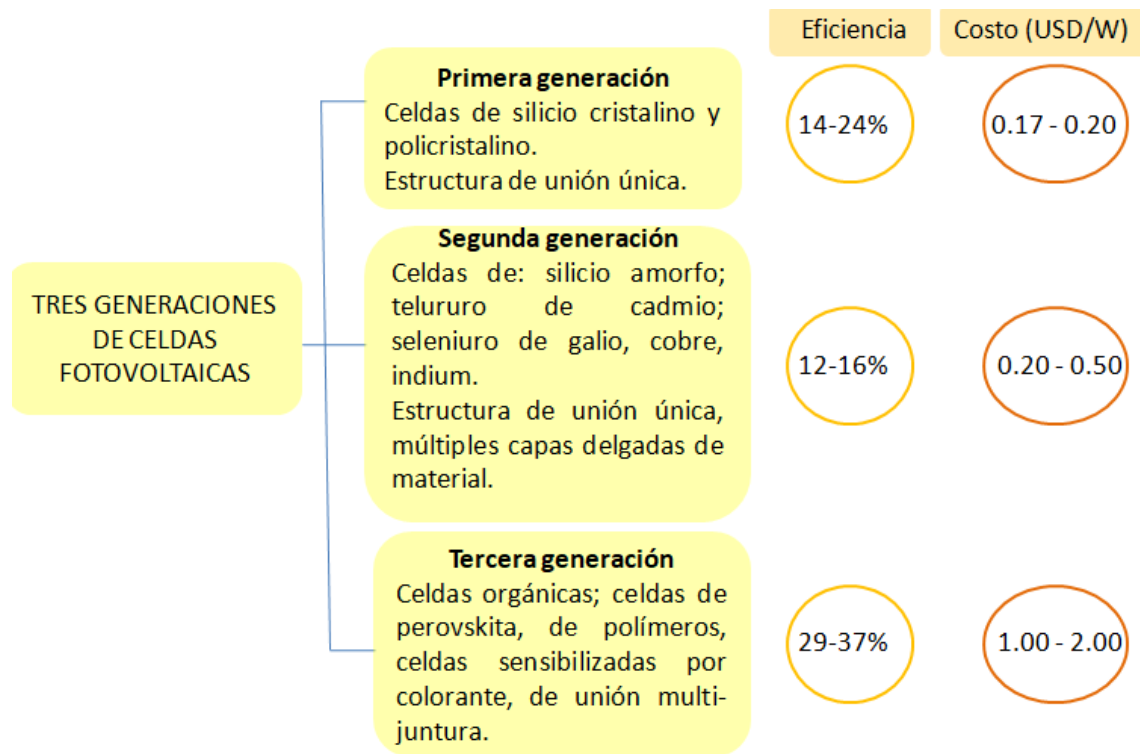


Figura 2: Tres generaciones de celdas fotovoltaicas. Elaboración propia en base a Zhang et al., 2018; Benda y Cerná, 2020.

Adicionalmente, avances tecnológicos han confirmado la utilidad de los seguidores o *trackers*¹⁴ (sistemas que posicionan al panel en un ángulo relativo al sol) (figura 3) y llegaron a concebir módulos fotovoltaicos bifaciales (figura 4): permiten captar energía en la cara frontal y posterior del panel, alcanzando una ganancia bifacial en el rendimiento (*bifacial gain*) de entre el 10 y el 20% (Sun et al., 2017; Energética, 2018).

¹³ Celdas conformadas por una única unión PN (estructura fundamental de los componentes electrónicos), de un único material absorbente. En cambio, las celdas multijuntura, o *multi-junction cells*, poseen múltiples uniones, de diferentes materiales semiconductores. Esto permite producir corriente eléctrica en respuesta a diferentes longitudes de onda de luz.

¹⁴ Los sistemas fotovoltaicos con seguimiento pueden ser de un eje, o de dos ejes. Éstos últimos se mueven en dirección a todos los puntos cardinales, por lo que logran aumentar el rendimiento en un 30-40 % (Secretaría de Energía, 2019).

Los módulos bifaciales son más costosos, con precios entre un 19% y 56% mayores (IRENA, 2020).



Figura 3: Seguidor, modelo “Vanguard” de Trina Solar. Fuente: Trina Solar, 2020.

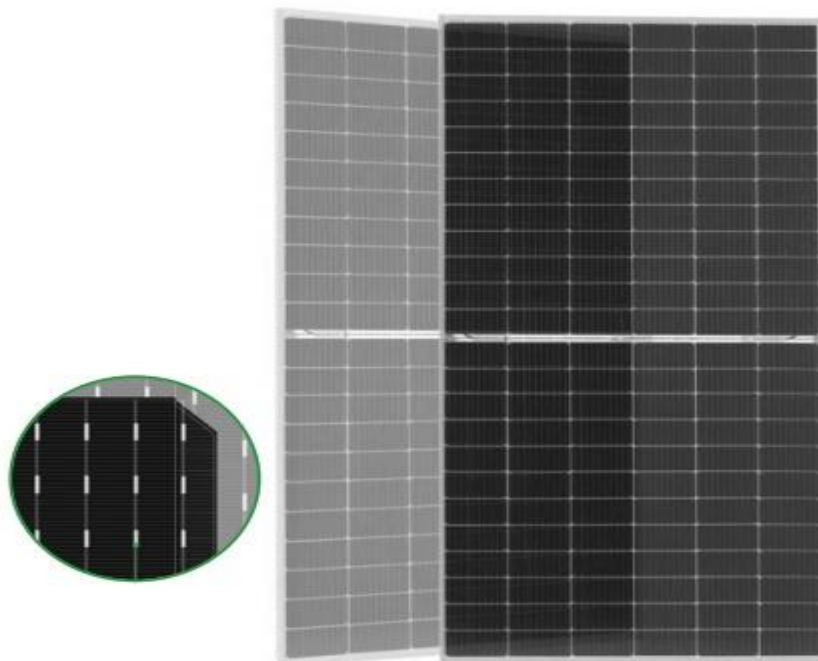


Figura 4: Módulo bifacial, modelo “TigerPro” de Jinko Solar. Fuente: Jinko Solar, 2020.

El mercado fotovoltaico mundial demanda, en general, módulos con una eficiencia superior al 14% y un precio inferior a 0.4 USD/W, lo cual explica la dominancia de los módulos de silicio cristalino (Benda y Cerná, 2020). Éstos llegaron en 2019 a un precio global promedio de USD 0.36 por Watt. Los precios globales promedio por la energía generada, ofertados en licitaciones, llegaron a USD 30 por MWh, con algunos precios ofertados en torno a los USD 20 por MWh (REN 21, 2020). La disminución en los precios, asociada al crecimiento de la industria, ha llevado a que la tecnología sea cada vez más accesible.

La industria manufacturera fotovoltaica se concentra en China y Asia-Pacífico. En la fabricación de módulos, China ha liderado durante más de una década. En 2019, fue responsable de la producción de más de 90 GWpico en módulos fotovoltaicos -más del 66% de la producción global- (Fraunhofer, 2020). Entre los fabricantes líderes en el mundo se destacan ocho de origen chino -Jinko Solar; Trina Solar; JA Solar; Longi; GCL S.I., Risen Energy, Yingli Green Energy; y Talesun Solar-, una empresa canadiense –aunque fundada por un empresario oriundo de China, y con gran parte de la industria emplazada en ese país, Canadian Solar- y una empresa coreana -Hanwha Q Cells-.

La importancia de China en el mercado fotovoltaico –y renovable- es de tal magnitud y relevancia geopolítica, que algunos autores hablan de un “nuevo sistema solar con centro en China” (Ball et al., 2017). En ese sistema, mientras otros países se suman a la industria fotovoltaica, perdura la presencia de China como líder global. Lo posibilita su experiencia y *know-how* adquirido, desde la conformación de industrias públicas, así como ventajas naturales: en China se produce más del 85% de “tierras raras¹⁵” – minerales utilizados en la fabricación de equipamiento para aprovechamiento fotovoltaico y eólico- (Hache et al., 2019). El control del gobierno central chino sobre el sector minero y la estrategia de sujetar el acceso extranjero a las tierras raras a la transferencia tecnológica permitieron a las empresas nacionales chinas capitalizar el conocimiento y desarrollar su industria (Ruet, 2016).

¹⁵Son un grupo de 17 metales presentes en la tabla periódica de los elementos. Entre ellos, neodimium, terbiun, indium, dysprosium, y praseodymium, se utilizan en la fabricación de turbinas eólicas y módulos fotovoltaicos.

Los metales raros son cada vez más importantes en la industria fotovoltaica, a medida que se pasa a otras generaciones de tecnología: los módulos fotovoltaicos de película delgada son altamente dependientes de las tierras raras. Para las celdas sensibilizadas por colorantes, entre los que permiten una mejor eficiencia se encuentran los derivados de metales raros (Grandell y Höök, 2015).

Otro elemento químico, el litio, adquiere relevancia mundial al ser el insumo básico para la fabricación de baterías y sistemas de acumulación de energías renovables. Con la expansión de los autos eléctricos, el mercado internacional es cada vez más demandante. Su disponibilidad se encuentra altamente concentrada: en los salares de Argentina, Bolivia y Chile –el llamado “Triángulo del Litio”- se localiza más del 70% del litio del mundo (Carrizo et al., 2016b; Fornillo, 2018).

Las mejoras tecnológicas permiten la expansión del aprovechamiento fotovoltaico en numerosos sitios del planeta. La reducción en los costos le otorga competitividad y permite su acceso por parte de poblaciones de menores recursos. En Argentina, su aprovechamiento se plantea como alternativa apropiada ante los compromisos asumidos en pos de la descarbonización, y como respuesta a déficits y situaciones de crisis del sistema energético.

1.3 Para un sistema eléctrico deficitario

El sistema eléctrico argentino se gesta en las últimas décadas del siglo XIX. En sus inicios, las usinas se nucleaban en torno a grandes ciudades -Buenos Aires, La Plata, Rosario- limitándose a abastecer a los mercados urbanos más importantes (Liernur y Silvestri, 1993), y conformando sistemas locales aislados (Carrizo et. al, 2015; Furlán, 2017). En términos de Lorrain (2005), en la “infancia de las redes”, el sistema eléctrico comenzaba a surgir, con pocas personas conectadas y precios altos. Empresas privadas -nacionales y extranjeras- fueron los actores clave en esta etapa incipiente del sistema.

El uso masivo de la electricidad comenzó en 1886, en la ciudad de La Plata. Allí se instaló la primera central del país, convirtiéndose en la primera ciudad de América del Sur en contar con iluminación eléctrica (Ghía, 2012; Luna, 2002). A principios del siglo XX, la Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad (CATE) y la Compañía Ítalo-Argentina de Electricidad (CIAE) se repartían el servicio eléctrico en la ciudad de

Buenos Aires. En otros puntos del país, se posicionaban empresas también ligadas a capitales extranjeros, como el grupo EBASCO (Electric Bond and Share Co.¹⁶) de origen estadounidense, o el grupo SOFINA (Société Financière de Transports et d'Entreprises industrielles¹⁷), de capitales españoles y belgas.

Ante las demandas de pequeñas poblaciones del interior, cuyo suministro no resultaba rentable para las grandes empresas extranjeras, entre 1920 y 1930, comenzó el desarrollo de cooperativas eléctricas. La primera surgió en 1926 en la localidad de Punta Alta, al sur de la provincia de Buenos Aires. Durante las décadas siguientes, otras se conformaron, llegando a contarse 119 en 1950 (Luna, 2002), en su mayoría ubicadas en las provincias de Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe (Jacinto et al., 2014).

Comenzó luego un proceso de crecimiento y consolidación del sistema. En respuesta a la falta de inversión privada y a la creciente demanda de energía por el aumento poblacional, el Estado Nacional comenzó a tener un rol activo en el sector eléctrico. A partir de 1940, pasó a ocuparse del desarrollo de la red técnica del servicio eléctrico, conformando pequeños sistemas regionales que conectaban los centros urbanos y las principales áreas rurales (Benedetti, 2000). El rol protagónico del Estado se manifestó en la creación de la Dirección Nacional de la Energía (Decretos 12.648/43 y 22.389/45), que tenía las funciones de: estudio, producción, exploración, explotación, transporte, distribución y comercialización de los recursos energéticos (Schmukler, 2018).

En términos de fuentes energéticas para la generación, las primeras usinas operaban a carbón, utilizando dínamos accionadas por motores a vapor¹⁸. Las centrales Dock Sud y Puerto Nuevo operaban con calderas que consumían 12.000 toneladas de carbón por hora, y alcanzaron 180.000 y 350.000 kW de potencia instalada, respectivamente (Luna, 2002). En 1922 se fundó la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales, YPF, y con ella se valorizó el petróleo de producción nacional, siendo que el carbón era importado. Luego, la generación térmica en base a combustibles fósiles se extendió con la construcción de las Centrales San Nicolás (1957) y Costanera (1966). Hacia fines de

¹⁶ Operaba a través de varias subsidiarias, entre ellas el grupo de empresas que operaban en las regiones Andes, Norte, Sur, Este y Centro (Grupo ANSEC).

¹⁷ Manejaba la prestación de servicios eléctricos de la ciudad de Buenos Aires, gran Buenos Aires y Rosario.

¹⁸ La distribución a tensiones de 110 ó 220 Volt se efectuaba por líneas bifilares aéreas, que a partir de 1900 fueron reemplazadas por líneas subterráneas (Ghía, 2012).

1960, aproximadamente el 70% de la oferta provenía de generación térmica (Klitenik et al, 2009).

Con los aprovechamientos hidroeléctricos se diversificaba progresivamente la matriz (Figura 5). Además del Dique San Roque y usina Casa Bamba (Córdoba), inaugurados a fines del siglo XIX, otras centrales se construyeron en el país. Hacia 1965, Córdoba y Mendoza concentraban más de tres cuartas partes de la potencia hidroeléctrica total, en instalaciones de baja y media potencia (Furlán, 2017). En 1969, comenzó la construcción de la represa El Chocón (1200 MW), que se terminó de construir en 1973. También entraron en servicio, Planicie Banderita (479 MW) y Futaleufú (472 MW), y en 1979, Salto Grande (1890 MW). De este modo, a fines de 1980 la hidroelectricidad aportaba casi la mitad de la oferta total (Klitenik et al, 2009).

Se incorporó energía nuclear a la matriz eléctrica con la construcción de las dos primeras centrales nucleares: Atucha I (Provincia de Buenos Aires) y Embalse (Provincia de Córdoba).

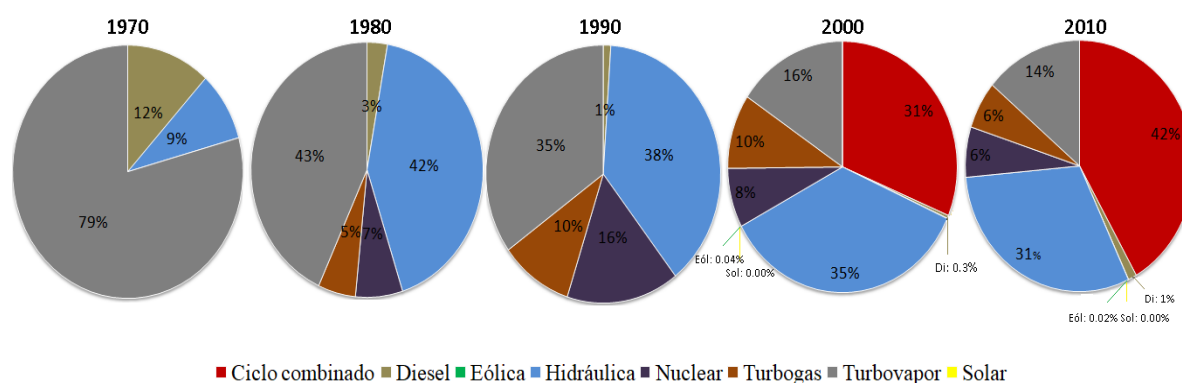


Figura 5. Evolución de la matriz de generación eléctrica argentina 1970-2010. Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía, Serie Generación asociada a redes 1970-2012. <https://www.argentina.gob.ar/produccion/energia/energia-electrica/estadisticas/series-historicas-de-energia-electrica>

En la figura 5 puede observarse cómo en 30 años se diversificó la matriz de generación, y la importancia relativa del gas en la misma. El gas ha ganado importancia en la matriz, en detrimento de otros combustibles, como el diesel o el carbón. Esto permite hablar de

una matriz relativamente más limpia, en comparación con otros países¹⁹. Entre 1970 y 1980, la generación hidráulica, pasó de representar menos de una décima parte de la matriz, a ser responsable de más de un tercio de la misma. Entre 1980 y 1990, se incorpora la energía nuclear proveniente de las centrales Atucha I (362 MW), que comenzó a funcionar en 1974 y Embalse (683 MW), que entró en operación en 1984. A partir de 2010, la generación por fuente eólica y solar fotovoltaica se hace presente en la matriz.

En materia de interconexión, hacia 1960, la Ley 15.336 diagramó el Sistema Interconectado Nacional (SIN), y se nacionalizó la generación y la transmisión de electricidad. La distribución y subtransmisión quedaron a cargo de las provincias (Schmukler, 2018). Con la progresiva conexión de las represas y las centrales nucleares, un sistema interconectado nacional -convergente en la región metropolitana- fue creciendo (Carrizo y Forget, 2011), hasta que en 2013, al entrar en servicio el último tramo patagónico, se conformó el Sistema Argentino de Interconexión (SADI)²⁰. Esta interconexión, sin embargo, no termina con la falta de acceso a las redes eléctricas de población rural dispersa, principalmente en el Norte Argentino, así como con la existencia de zonas geográficas en las que las redes locales no tienen la tensión suficiente para proveer un servicio continuo y confiable.

A fines de 1980 aumentaban las dificultades en el sector eléctrico. Importantes proyectos, como Atucha II y la represa Yacyretá, se vieron paralizados por falta de financiamiento. En el contexto de privatizaciones de la década de 1990, la Ley 24.065/1992 introdujo importantes modificaciones. Por un lado, la gran mayoría de las instalaciones del sector eléctrico fueron privatizadas. Por otro lado, las actividades de generación, transporte y distribución pasaron a ser segmentos independientes, bajo gestión de entes diferentes. Esos sectores y los grandes usuarios, agrupados en las Asociaciones de Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA, ATEERA, ADEERA y

¹⁹ En India, por ejemplo, el carbón es predominante, con un 73% de participación en su matriz de generación eléctrica. Igualmente en China el carbón participa en un 69% (IEA, 2018).

²⁰El sistema se encuentra interconectado por una red de transporte de 28.000 km de líneas de alta tensión. Lo conforman una única empresa transportista en alta tensión, la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER S.A., y seis empresas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal TRANSBA S.A., TRANSNEA S.A., TRANSNOA S.A., DISTROCUYO S.A., TRANSPA S.A., y TRANSCOMAHUE S.A. (ATEERA, 2020).

AGUEERA, respectivamente), son los agentes reconocidos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). La creación del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y de la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA) corresponde a este período. El primero es un organismo autárquico encargado de regular la actividad eléctrica y de controlar que las empresas del sector cumplan con las obligaciones establecidas en el marco regulatorio y en los Contratos de Concesión²¹. El segundo, es una empresa privada con propósito público, cuyo paquete accionario se reparte a partes iguales (20%) entre el Ministerio de Energía y Minería de la Nación (MEyM), y las cuatro asociaciones mencionadas²².

La década de 1990 finalizó en un marco de profunda recesión y crisis económica que se profundizó con una de orden político-institucional, en 2001. Algunos estudios estiman que en el período 1998-2002 la economía perdió cerca del 20% de su Producto Bruto Interno PBI y la tasa de pobreza llegó al 42,3% (Weisbrot y Sandoval, 2007). En el sector eléctrico, la recesión y la crisis posterior a la devaluación (2002), se caracterizaron por la caída de la demanda y un nuevo estancamiento de las inversiones en obras de ampliación de la capacidad de generación y transporte.

A partir de 2003, dos elementos confluyeron en el aumento de la demanda eléctrica: a- la política de congelamiento de tarifas y otorgamiento de subsidios (Ley 25.561/2002)²³ implementada por el gobierno del presidente Néstor Kirchner; b- la reactivación de la economía: entre 2003 y 2012, el PBI de Argentina pasó de 138 mil millones de USD/año a 580 mil millones de USD/año y la tasa de crecimiento del consumo energético total fue del 3,29% anual- (Chévez et al, 2018). La demanda eléctrica creciente en conjunción con el atraso en inversiones en generación, llevaron a que el sistema comenzara a acusar déficits.

²¹ El ENRE tiene competencia en las áreas de distribución de Edenor, Edesur y Edelap mientras que las distribuidoras del interior del país son reguladas por los organismos provinciales competentes en cada jurisdicción (Klitenik et al, 2009).

²² Las principales funciones de CAMMESA son la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y supervisión del mercado a término, así como la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), planificando las necesidades de potencia.

²³ En el marco de la ley de emergencia económica (Ley 25.561/ 2002), se dispuso la pesificación de las tarifas de gas y electricidad, y el congelamiento de los márgenes de distribución y transmisión, dejando sin efecto las cláusulas de ajuste. Además, se estableció que el precio spot de la electricidad en el MEM se calcule sobre la base del precio del gas natural, y se facultó al Poder Ejecutivo a renegociar los contratos de las empresas de servicios públicos y sus tarifas.

Para paliar la situación, el Estado creó la empresa Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA), y buscó aumentar las centrales de generación térmica (Resolución 712/2004, Plan Energético Nacional 2004-2019). Con el Plan Energía Plus (Resolución 1281/2006) se buscó promover nuevas inversiones privadas en generación eléctrica. Se estableció que la generación adicional (proveniente de interconexión de generación existente, repotenciaciones, etc.) fuera utilizada para respaldar los incrementos de demanda de los grandes usuarios (con consumos mayores a 300 kW), mientras que la energía disponible en el mercado spot se destinara en forma prioritaria a atender a clientes residenciales, industriales y comerciales con demandas menores a 300 kW (Cueva y Viña, 2018). Otra de las medidas paliativas fue el llamado Programa de Generación Distribuida, implementado por ENARSA. A través del mismo, se instalaron 68 centrales de generación en base a combustibles líquidos, conocidas como “Delivery” (por su posibilidad de ingresar al sistema de generación de manera instantánea). En este marco de ampliación de la capacidad de generación, se buscó impulsar el aprovechamiento de las fuentes renovables, con la Ley 26.190/2006 y la puesta en marcha de licitaciones públicas para la instalación de potencia (GENREN).

En materia de capacidad de transporte eléctrico, a partir del año 2010 aumentó la inversión, como resultado de las obras de interconexión del Plan Federal de Transporte: los anillos NOA-NEA en los años 2010 y 2011 y la interconexión Santa Cruz Norte – Río Santa Cruz y Río Santa Cruz – Esperanza, en 2013 (ENRE, 2018).

A pesar de estas medidas, los cortes de suministro e insuficiencias en la tensión eléctrica fueron moneda corriente durante gran parte de la primera y segunda década de los años 2000²⁴. La situación fue aún más grave a partir del año 2006 cuando disminuyó la producción local de gas y se debió recurrir a combustibles líquidos importados²⁵. La necesidad de cuidar el uso de la energía se hizo evidente en 2007 al establecerse el Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PRONUREE), poniendo de manifiesto la preocupación oficial por la gravedad de la situación energética que el país comenzaba a transitar (Urbiztondo, 2016). Otra medida que evidenciaba la

²⁴ Así lo demuestran las estadísticas de reclamos de usuarios de energía eléctrica que fueron en aumento desde 2004 llegando a su punto máximo en 2016 (ENRE, 2018).

²⁵ Se importaba desde Bolivia y el resto del mundo en forma de Gas Natural Licuado, transportado por barcos y regasificado en las terminales portuarias de Bahía Blanca y Escobar. Entre 2010 y 2014, la compra de combustibles representó más de US\$ 30.000 millones en salida de divisas (Goldstein et al., 2016).

situación de crisis eléctrica fue la modificación del huso horario en época estival (Ley 26.350/07, Decreto 1693/08). En 2009, el Instituto Argentino de la Energía describía el funcionamiento del sistema eléctrico como crítico al darse “situaciones de bajas o altas temperaturas o en momentos de baja hidráulicidad”, y encontraba las causas tanto en “la insuficiente generación como en las limitaciones de los sistemas de distribución”. Advertía además sobre la inexistencia de “inversiones en cantidad y calidad suficientes para garantizar el abastecimiento de una demanda doméstica creciente” (IAE, 2014). Esta situación llevó a que se declarara la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional en 2015 (Decreto 134).

En este contexto, en los primeros años del gobierno de Mauricio Macri se tomaron una serie de medidas para reordenar el esquema tarifario (Resoluciones 6, 7 y 22 de 2016), y aumentar la oferta de energía eléctrica. Para este último fin, se buscó la creación de nuevas centrales térmicas (Resoluciones 21/2016 y 287/2017) y se incentivó el aprovechamiento de energías renovables (Plan RenovAR).

De esta manera, según el último informe anual disponible de CAMMESA, se observa que la potencia instalada en Argentina aumentó de 22.000 MW en el año 2000 a 41.951 MW a fines de 2020 (Figura 6). Además, a partir de 2017, la principal causa del incremento en la potencia instalada es la entrada en operación de la potencia licitada en el programa Renovar, principalmente eólica y solar fotovoltaica (CAMMESA, 2020).

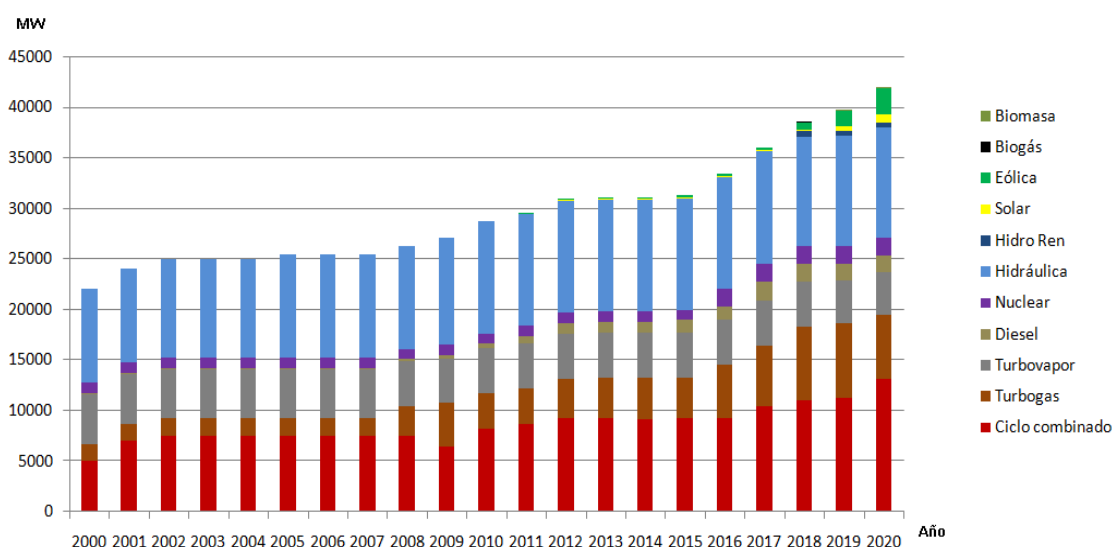


Figura 6: Evolución de la potencia instalada (MW) para generación eléctrica 2000-2019, por tipo de fuente. Fuente: elaboración propia en base a informes anuales de CAMMESA.

En 2020, de los 41.951 MW de potencia instalada, el 60% corresponde a centrales térmicas –de ciclo combinado, de turbinas a vapor, de turbinas a gas y diesel- (Figura 7). La mayoría de ellas llevan muchos años en servicio. Esto las hace poco eficientes, y con un alto grado de indisponibilidad térmica anual: del orden del 53% en Turbo Vapor, 22% en Turbo Gas, 18% en Ciclo Combinado (Strier et al., 2017).

Con respecto a la generación, el objetivo del 8% renovable en la matriz eléctrica al 31 de diciembre de 2017, reafirmado en la Ley 27.191/2015, se cumplió en los meses de noviembre y diciembre de 2019, con un 8.1% y un 8.2% de generación renovable, respectivamente (CAMMESA, 2020). Durante 2020, en promedio mensual, el 9.4% de lo generado fue a partir de energías renovables (Figura 8). Entre ellas, la fotovoltaica aportó un 11%.

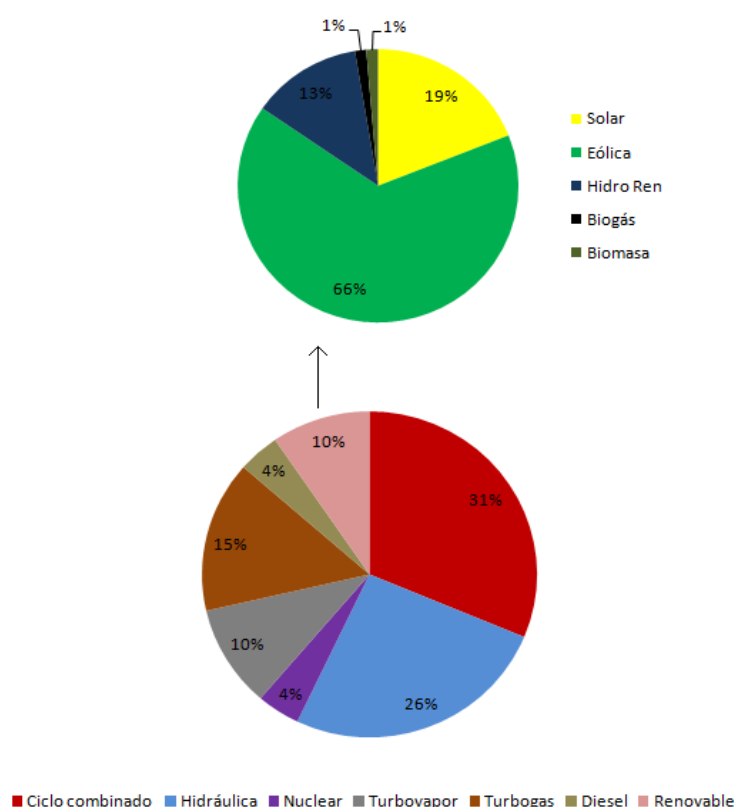


Figura 7: Potencia instalada para generación eléctrica por fuente. Elaboración propia en base a datos de CAMMESA 2020.

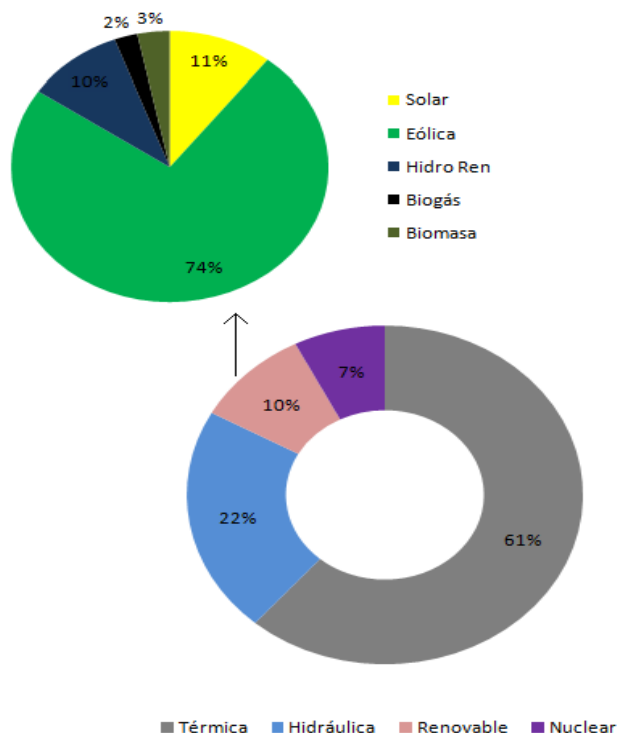


Figura 8: Generación eléctrica por fuente. Elaboración propia en base a datos de CAMMESA 2020.

Con respecto a las áreas de transporte y distribución, se han realizado inversiones para aumentar la infraestructura y acompañar el aumento en la generación²⁶. En 2018 entraron en operación 42 nuevas obras de ampliación en la capacidad de transporte por un valor de \$ 162.983.187. En el sistema de Extra Alta Tensión se habilitaron tres obras: las ET Chaco (LINSA), ET Bahía Blanca (TIBA) y ET Luján. En el ámbito del sistema de distribución troncal se habilitaron 39 obras de transporte en alta tensión (ENRE, 2018). En Junio de 2020 el gobierno de Alberto Fernandez presentó un Programa Federal Quinquenal de expansión de obras de infraestructura energética (Secretaría de Energía, 2020a). Entre sus ejes está la ampliación de las redes de transporte.

El sistema eléctrico argentino ha evolucionado desde los primeros sistemas desconectados, en manos de empresas extranjeras y que generaban a carbón, hacia un sistema interconectado que diversifica sus fuentes e intenta incorporar geografías distantes. En la historia, las redes exitosas han sido aquellas que lograron integrar a la

²⁶En 2018 entraron en operación 42 nuevas obras de ampliación en la capacidad de transporte por un valor de \$ 162.983.187. En el sistema de Extra Alta Tensión se habilitaron tres obras: las ET Chaco (LINSA), ET Bahía Blanca (TIBA) y ET Luján. En el ámbito del sistema de distribución troncal se habilitaron 39 obras de transporte en alta tensión (ENRE, 2018).

totalidad de la población, sin excluir a ningún sector o espacio geográfico (Lorrain, 2005). Transitando el siglo XXI, la evolución de las redes continúa, y se fusiona con una transición hacia la sostenibilidad, que involucra incorporar energías renovables, pero también incluir: a poblaciones vulnerables y dispersas, a actores con voluntad de participar y decidir en el sector, y a nuevas formas de gestionar, producir y consumir energía.

CAPÍTULO 2: TRES FASES FOTOVOLTAICAS

Como todo objeto socio-tecnológico, el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica no se separa de los contextos nacionales e internacionales en los que se inserta. Se entrelaza también con las demandas sociales en pos de acceso a la energía, calidad en el servicio y mayor autonomía en la toma de decisiones. El desarrollo de la tecnología, y su adopción, no ha sido inmediato, ni lineal.

En la evolución del aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica en Argentina se identifican tres fases. Desde la década de 1990, y hasta principios de la década de 2010 la capacidad fotovoltaica instalada en el país se distribuía en áreas rurales, alejadas de las redes eléctricas. Ésta se identifica como la primera fase de aprovechamiento. A partir de 2010, en una segunda fase, la capacidad instalada comenzó a aumentar, y a concentrarse en plantas de alta potencia destinadas a abastecer al SADI. Una tercera fase se abre, paulatinamente, con la posibilidad de aprovechar la energía solar para autogenerar energía eléctrica e inyectarla a la red. Si bien se asocia cada fase a un período de tiempo concreto, se trata de fases superpuestas, en las que a cada forma de aprovechamiento se le adicionó otra, conservando la anterior. Cada una de las fases es abordada en los tres apartados que componen este capítulo.

2.1 Para poblaciones aisladas, desde 1999

La prestación del servicio eléctrico se caracteriza por la imposibilidad de almacenamiento de la energía, la distribución por red, y la magnitud de las inversiones requeridas -en tendido eléctrico, estaciones transformadoras y en las instalaciones domiciliarias- (Benedetti, 2000). Esto implica que extender el servicio hacia zonas alejadas de los centros urbanos, en muchos casos de difícil acceso y de baja densidad de población, no resulte viable. En la década de 1990, un 11,79% de la población argentina no tenía acceso a la electricidad. En el caso de la población rural, este porcentaje ascendía al 15,88% (Schmukler, 2018).

En 1995, con el objetivo de atender las necesidades energéticas de la población rural dispersa, la Secretaría de Energía de la Nación elaboró el Programa de Abastecimiento Eléctrico a la Población Rural Dispersa de Argentina (PAEPRA). Éste se proponía proveer el servicio eléctrico a través de la empresa “Energía Rural S.A.”, (Fabris y Sotelino, 1997). La misma licitó sus acciones entre las concesionarias privadas.

Aquellas empresas que proveían el servicio, recibían un subsidio del Estado Nacional, por cada usuario abastecido. La inversión total que se requería para llevar adelante este programa ascendía a USD 314 millones, financiable a partir de: 1. fondos provistos por las tarifas a los usuarios residenciales -dispersos o aglomerados- (142 millones); 2. subsidios provenientes de fondos eléctricos manejados por los Estados Provinciales (75 millones); y 3. subsidios a la inversión del Estado Nacional (75 millones) (Schmukler, 2018).

El PAEPRA fue particularmente exitoso en 3 provincias argentinas, en las que trabajaba a través de empresas eléctricas específicamente dedicadas al mercado disperso²⁷: la Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S.A. (EJSEDSA), en Jujuy; la Empresa de Sistemas Eléctricos Dispersos S.A. (ESEDSEA), en Salta; y la Empresa de Energía Río Negro S.A (EDERNSA), en Río Negro. Sin embargo, hacia finales de la década de 1990, el programa se discontinuó por la falta de recursos nacionales para financiarlo (Covarrubias y Reiche, 2000).

En 1999, la Secretaría de Energía sentó las bases de un nuevo programa, denominado “Proyecto de Energías Renovables para Mercados Rurales” (PERMER), y buscó financiación del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF) –que otorgó USD 30 millones-, y del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF) -que aportó USD 10 millones- (Decreto 1119/1999) (Russo, 2009; Di Caro et al, 2017). Además, un crisol de participantes aportaron fondos adicionales (Figura 9): Nación y Provincias (en gran parte a través del Fondo Especial para el Desarrollo Eléctrico del Interior) aportaron USD 26.5 millones, los concesionarios, USD 43.2 millones, y los usuarios, otros USD 10.8 millones (Di Caro et al, 2017). Adicionalmente, para el caso de la electrificación de escuelas, aportó fondos el Ministerio de Educación²⁸ (Russo, 2009).

²⁷ El PAEPRA propuso a las provincias la estructuración de los mercados eléctricos en dos áreas de concesión: un Mercado Concentrado, correspondiente al área con suministro eléctrico (proveniente del Sistema Interconectado o de los sistemas aislados); y un Mercado Disperso, sin acceso a redes eléctricas. Cada uno de ellos, sería atendido por empresas especializadas (Fabris y Sotelino, 1997; Benedetti, 2000).

²⁸ Mediante acuerdo marco, la Secretaría de Energía acordó con el Ministerio de Educación de la Nación la participación de este último en el financiamiento del proyecto en las escuelas rurales de las provincias, mediante convenios con los Ministerios de Educación provinciales, aportando la contrapartida provincial correspondiente.



Figura 9: Composición de los fondos del PERMER. Elaboración propia.

El proyecto, cuyo organismo ejecutor fue la Secretaría de Energía, tuvo como objetivo principal mejorar la calidad de vida de la población rural, contribuyendo a su asentamiento. Para lograrlo se propuso proveer un servicio eléctrico, por medio de recursos renovables, para satisfacer necesidades básicas de iluminación y comunicación. El proyecto contemplaba el desarrollo de cuatro componentes para la provisión de servicio eléctrico: 1.a través de sistemas individuales; 2. a través de miniredes; 3. a servicios públicos rurales²⁹; y la asistencia técnica (PERMER, 2008).

En 2008, un nuevo préstamo del Banco Mundial (préstamo BIRF 7617), por US\$ 50 millones, extendió el proyecto hasta 2012. En la primera etapa, entre 1999 y 2012, se logró la electrificación, fundamentalmente mediante instalaciones fotovoltaicas³⁰ de: 27.000 viviendas, 1890 escuelas, y 360 establecimientos de servicios públicos. Además se instalaron, minoritariamente, 307 artefactos como cocinas, hornos y calefones solares en escuelas y puestos sanitarios (MINEM, 2016).

²⁹ En general se trata de escuelas, dispensarios de salud, puestos policiales o de gendarmería, parques nacionales o provinciales, e instalaciones comunitarias.

³⁰El 75% de la inversión realizada se destinó a instalaciones aisladas con equipos fotovoltaicos. El resto correspondió a energía eólica y miniredes (Secretaría de Energía, 2015).

Esta primera etapa del proyecto se basó en equipos individuales, del tipo Solar Home Systems (SHS), caracterizados por ser de baja potencia y aptos para aplicaciones domésticas. La baja potencia se asocia a que el objetivo primordial para el programa era satisfacer requerimientos de iluminación, sin considerar otras necesidades energéticas, en especial en lo referido a usos productivos, calentamiento de agua y cocción. Además, las instalaciones dependían de mantenimiento y reparación, que, al estar ubicadas en lugares de difícil acceso, solían demorarse. La capacitación del usuario y técnicos *in situ* resultó entonces crucial (Ibañez Martín et al., 2020).

A partir de 2015, surge una segunda fase del proyecto, denominada PERMER II. Cuenta con fondos del Banco Mundial por 200 millones de dólares (Préstamo BIRF 8484-AR, aprobado por decreto 1968/15). El PERMER II incluye tres formas de operación que consisten en la provisión de energía eléctrica para: 1. hogares individuales e instituciones de servicios públicos dispersos; 2. pequeñas comunidades rurales, a través de miniredes y 3. usos productivos (bombeo de agua y boyeros, entre otros). (PERMER II MRS, 2019).

Las nuevas aplicaciones que incorporaba PERMER II daban cuenta de su capacidad de adaptación, en función del aprendizaje dado por la experiencia. Brindar servicios energéticos implica más que iluminar, a lo que apuntaba mayormente en su primera versión. Incorporaba así la tecnología fotovoltaica para usos productivos y para el acceso a otro servicio esencial, el agua.

Así como en el PERMER I predominaron los SHS, en PERMER II se optó por la tecnología conocida como “Pico-PV” o “Solar Fotovoltaica de Tercera Generación”, caracterizada por presentar equipos más pequeños, más livianos y más fáciles de instalar (Fernandez Fuentes, 2015). En la tabla 1 se resumen las principales características de las dos versiones del PERMER.

Entre 2016 y 2019 la Subsecretaría de Energías Renovables abrió sucesivos llamados a licitación pública nacional e internacional para proveer equipos para viviendas y escuelas bajo la forma de “kits solares”³¹ y para proveer boyeros solares³². Se destaca la

³¹Los mismos están conformados por un panel solar de 30 W, tres luminarias LEDs, una batería de 7 AH y dos linternas recargables. Además, el equipo tendrá incorporada una radio AM/FM y un cargador de teléfonos celulares.

³²Fue adjudicado por la empresa FIASA.

convocatoria para el diseño, construcción y operación inicial de cinco plantas de generación fotovoltaica y eólica con acumulación, integradas a una mini red, a ubicarse en la provincia de Jujuy.

	Financiamiento	Tipo de instalación	Viviendas rurales	Escuelas Rurales	Edificios Públicos	Instalaciones Productivas
PERMER I	-USD 90 millones					
1999-2014	(Préstamo BIRF y Donación GEF) -Aportes Nación, Provincias, concesionarios y usuarios	SHS Miniredes	25.807	1894	361	
En territorios pampeanos				Buenos Aires: 213 Córdoba: 90		
PERMER II	-USD 200 millones	Kits solares	Objetivo:			
2015-2020	(Préstamo BIRF)		120.000 Adjudicado: 29.550	Adjudicado: 499		Adjudicado: 1315 boyeros solares
En territorios pampeanos			Adjudicado Córdoba: 3500	Adjudicado Buenos Aires: 72 Repotenciación Córdoba: 57		Adjudicado: Córdoba 204 boyeros solares, 400 bombes productivos (en carpeta)

Tabla 1: Dos versiones del PERMER. Elaboración propia.

En los territorios pampeanos, el programa tuvo alcances dispares. La provincia de Santa Fe no concretó la firma del acuerdo para adherir al PERMER, aunque se realizaron los estudios de mercado correspondientes (Schmukler, 2018). Previamente, la Provincia había implementado un proyecto propio por el que se aprovechó la energía solar fotovoltaica para abastecer a 164 escuelas rurales del Norte Santafesino (Cutrera et al., 1998).³³

En el caso de las provincias de Buenos Aires y Córdoba, los beneficiarios fueron escuelas rurales. La primera adhirió al PERMER mediante el decreto provincial n°2085/03, (y acuerdo complementario 384/11). En el estudio de factibilidad realizado

³³Entre 1987 y 1992 se desarrolló una prueba piloto para abastecer con energía fotovoltaica a dos establecimientos rurales en el Norte de Santa Fe. Luego, se elaboró un programa por medio del cual, entre 1995 y 1997 el Estado Provincial impulsó el aprovechamiento fotovoltaico para abastecer a 161 escuelas rurales. Se abasteció también a la Comunidad del paraje El Palmar, Berna (epe.santafe.gov.ar).

por la Secretaría de Energía en 2004, en la provincia, gran parte de la población rural dispersa ya poseía formas autónomas de generación eléctrica y tenía una alta expectativa de consumo (heladeras, freezers, etc). Además, su capacidad de pago desmotivó que el programa fuera subsidiado por la provincia (Secretaría de Energía, 2004). En consecuencia, los usuarios por excelencia fueron las escuelas rurales, con un total de 213 beneficiarias de instalaciones fotovoltaicas (MINEM, 2016).

Córdoba adhirió al PERMER en 2005 (Ley 9.229). Esta provincia contaba con el antecedente de la iniciativa provincial “Escuelas Rurales 2000”, a partir de la cual ya se habían desarrollado tres etapas de electrificación de establecimientos educativos, dos con energía solar fotovoltaica, y una con energía eólica. Al incorporarse al PERMER, Córdoba logró electrificar otras 86 escuelas³⁴ y 4 albergues³⁵, mediante instalaciones de 500 Wp y 5000 Wp, respectivamente.

³⁴Entre ellas, 15 corresponden a escuelas de Calamuchita que ya contaban con energía eólica y fueron repotenciadas, pasando a ser sistemas híbridos, eólico-solar.

³⁵ Ubicados en altas cumbres, se trata de los albergues: Florentino Ameghino, Ceferino Namuncurá, Lutti y Paraje Linqueño.

Escuelas Rurales 2000

Hacia fines de la década de 1990, existían en la provincia de Córdoba escuelas rurales desprovistas de energía eléctrica, por encontrarse distantes de las redes. Los alumnos quedaban en condiciones de desigualdad en cuanto a calidad educativa, frente a aquellos de áreas urbanas. Para dar respuesta a esta problemática, el Gobierno Provincial, a través del Ministerio de Infraestructura -dentro del cual luego se crearía en 2008 la Dirección de Energías Alternativas y Comunicación-, diseñó un proyecto para electrificar a las escuelas rurales con energías renovables. Se implementó en tres etapas:

- La primera se dedicó a 104 escuelas de los departamentos del Norte de la Provincia. Se trabajó en conjunto con el Colegio de Ingenieros de Córdoba, instalando, mediante licitación pública, sistemas fotovoltaicos.
- La segunda etapa se orientó a aprovechar el recurso eólico existente en el departamento de Calamuchita, mediante la instalación de aerogeneradores en 17 escuelas rurales.
- La tercera, implementada en simultáneo con las dos anteriores, se concentró en la zona de Traslasierras (Departamentos San Javier, San Alberto, Pocho, Minas), electrificando un total de 36 escuelas con paneles fotovoltaicos.

Para el momento en que la provincia comenzó a trabajar con PERMER (en 2008), ya contaba con 157 escuelas rurales electrificadas mediante energías alternativas, el 90 % con energía solar fotovoltaica (Agotegaray et al, 2018).

A partir de 2018, al iniciar PERMER II, los esfuerzos se concentran en repotenciar una selección de 57 escuelas del total de las electrificadas por la provincia y por PERMER I.



Escuelas 25 de Mayo y Lutti, ambas electrificadas por la provincia de Córdoba. Fuente: Agotegaray et al., 2018.

En cuanto al PERMER II, en 2020 la provincia de Santa Fe entabla negociaciones con autoridades del proyecto con la mira en la electrificación de escuelas y aplicaciones productivas (riego y boyeros). La provincia de Buenos Aires suscribió un convenio con Nación para extender su participación en esta nueva etapa del programa (Decreto 63/18). En 2020, se instalan sistemas fotovoltaicos en 47 escuelas rurales de 9 municipios bonaerenses (Azul, Daireaux, Gral. Alvear, Gral. Lamadrid, Gral. Lavalle, Laprida, Las Flores, Mar Chiquita, Rauch), para continuar luego con una segunda etapa de 72 escuelas rurales en otros 20 municipios. La provincia de Córdoba arranca con PERMER II en 2018 (Ley 10.572). De las 247 escuelas electrificadas en las etapas

anteriores se seleccionaron 57 -todas con un mínimo de cinco alumnos-, para ser repotenciadas a 2300 Wp. Asimismo, en el marco del PERMER II se cuentan en Córdoba 400 instalaciones de bombeo fotovoltaico en carpeta, que se suman a proyectos con financiamiento exclusivo de la provincia enmarcados en el programa “Más Sol, Más Energía³⁶”.

El PERMER se consagra así como protagonista de una primera fase de aprovechamiento fotovoltaico, caracterizada por las instalaciones de baja escala y en forma aislada de la red para atender a población dispersa. En su proceso de implementación, recolectó experiencia y buscó ampliarse para satisfacer varias necesidades energéticas.

Esta forma de aprovechamiento fotovoltaico también fue propiciada por organizaciones civiles, a fin de mejorar las condiciones de vida de pobladores de pequeños pueblos rurales. Es el caso de la Organización No Gubernamental EcoAndina, que desde 1988 desarrolla proyectos que utilizan el recurso solar para proveer servicios energéticos en La Puna. Allí, ha concretado 8 “pueblos solares³⁷”. A estos, se suman los pueblos solares impulsados por la provincia de Jujuy, algunos con financiación propia y mediante su empresa de energía, otros con fondos del PERMER.

La continuidad y replicación de estas experiencias, así como del programa PERMER, y la existencia de iniciativas provinciales, demuestra tanto la problemática de las poblaciones sin acceso a las redes, como también la oportunidad que ofrece la tecnología fotovoltaica, cuando es canalizada desde el Estado y apropiada por los usuarios, para paliar esos déficits.

Con más de dos décadas de esta forma de aprovechamiento, esta fase se reinventa y extiende en el tiempo, atendiendo a poblaciones vulnerables y propiciando la inclusión social. Sumándose a esta fase, hacia el año 2010 comienza el aprovechamiento fotovoltaico a gran escala, en forma centralizada, para abastecer al Sistema Nacional.

³⁶Este programa se dedica a ofrecer soluciones fotovoltaicas para emprendimientos comunitarios (elaboración de conservas y productos regionales), asentados en zonas aisladas de las redes.

³⁷ San Juan y Oros; Lagunillas del Farallón; San Juan de Misa Rumi; Cusi Cusi; Ciénega de Paicone; Casa Colorada; San Francisco; Paicone.

2.2 Para el sistema interconectado nacional, desde 2006

El primer antecedente de promoción nacional a la generación eléctrica de fuente fotovoltaica fue en 1998 con la sanción de la Ley 25.019 (Régimen de fomento a la energía Eólica y Solar). Si bien su forma de incentivo fue la instrumentación de un subsidio fijo para la energía generada por estas fuentes, con el complemento de beneficios fiscales, no logró el objetivo de fomentar su uso por no alcanzar a cubrir la brecha entre el costo inicial de la inversión realizada y la retribución por la energía generada (Straschnoy et al., 2010).

El aumento de la demanda eléctrica producto de la recuperación económica durante los años 2003 y 2004 -la economía alcanzó su nivel de PBI previo a la crisis de 2001 en el primer trimestre de 2005 (Weisbrot y Sandoval, 2007)- motivó al Estado Nacional a concebir esquemas de ampliación de potencia. Las fuentes renovables empiezan a ser consideradas como aquellas capaces de diversificar la matriz e incorporar energía adicional en el sistema.

Esta segunda fase del aprovechamiento fotovoltaico comienza en 2006, por tratarse del año en que se sancionó, a nivel nacional, el régimen de fomento a la generación de origen renovable. La Ley 26.190/2006 (decreto reglamentario 562/09), declaró de interés nacional la generación a partir de fuentes renovables. Además, estableció como meta alcanzar el 8% de participación de estas fuentes en la composición de la matriz, para el 2017. Para ello puso en marcha en 2009 el Programa de Generación de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables (GENREN), que consistió en una licitación pública impulsada por el Ministerio de Planificación Federal y ejecutado a través de la empresa Energía Argentina S.A. (ENARSA). Ésta se comprometía a comprar y entregar a CAMMESA toda la energía generada a un precio constante en dólares por un lapso de 15 años. El objetivo era adjudicar la instalación de 1.000 MW de potencia renovable.

Si bien la mayoría de los proyectos adjudicados en el marco del GENREN fueron de energía eólica (754 MW de un total de 895 MW entre todas las tecnologías, de los cuales 20 MW se adjudicaron en energía solar), este programa abrió las puertas a la instalación en Argentina de los primeros parques de generación fotovoltaica conectados al Sistema Argentino de Interconexión (anexo 3). En concreto, se trató de los parques Cañada Honda I y II, de 2 y 3 MW de potencia instalada respectivamente, y el parque

Chimbera I, de 2 MW, los tres ubicados en la provincia de San Juan. Propiedad de la empresa de capitales nacionales 360 Energy, entraron en operación entre junio de 2012 y marzo de 2013. Otros 13 MW habían resultado adjudicados (parques fotovoltaicos Cañada Honda III y Chimbera II y III), pero las dificultades encontradas para acceder al financiamiento resultaron en la no construcción de los proyectos.

Como incentivo, la Ley 26.190 estableció la creación del “Fondo Fiduciario de Energías Renovables” y aumentó la remuneración adicional para la energía generada. Para la generación de fuente fotovoltaica el precio incentivo se fijó en 900 \$/MWh. Sin embargo, ese fondo no se conformó, y como resultado, los inversores tuvieron dificultades financieras para concretar las obras: la falta de garantías y la propia imagen de ENARSA no lograron seducir a los inversionistas nacionales e internacionales.

Adicionalmente, en 2011, el Estado autorizó contratos de abastecimiento de energía, - *power purchase agreements (PPA)*-, entre el MEM y Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores (Resolución N°108³⁸). En este marco se insertó el proyecto de la Provincia de San Juan, el Parque Fotovoltaico San Juan I, de 1.2 MW, ubicado en la localidad de Ullum.

³⁸La resolución 108 fue derogada en 2016 por la Resolución 202, a través de la cual se buscó negociar con los titulares de los proyectos (Catamarca I, Cerros del Sol, Solares de La Punta, Caleta Olivia, Valle Solar I, Ullum, Villa Unión, Las Lomitas) nuevas condiciones para acogerse a los términos y beneficios de la Ley 26.190 y su modificatoria la 27.191/15. De esta forma, se buscó equiparar las situaciones legales y contractuales de todos los proyectos de energía de fuentes renovables vigentes.

San Juan I y Programa Solar San Juan

Desde 2011 se encuentra en operación una planta fotovoltaica de 1,2MW de potencia en Ullum, San Juan. En 2018 se amplió su potencia a 1.7 MWp.



Planta Solar San Juan I. Fuente: EPSE.

La planta - ubicada en un predio de 6 hectáreas, en el kilómetro 4.8 de la Ruta Provincial N°54-, está formada por 4.836 paneles fotovoltaicos de distintas tecnologías de silicio: 1.664 Monocristalinos, 2.268 Policristalinos y 904 de película delgada. Las estructuras que soportan los paneles son: fijas, algunas con ajuste estacional manual, y otras con seguidores en dos ejes. Además, está equipada con sistemas de adquisición de datos, supervisión y control, y una estación meteorológica. Así, la planta funciona como laboratorio y observatorio de diferentes tecnologías, lo que tiene por objeto la investigación de las instalaciones más adecuadas para la región y promover el desarrollo de la industria fotovoltaica, incluyendo capacitación de profesionales locales (epsesanjuan.com.ar).

La construcción de la obra fue licitada por Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE) y adjudicada a la UTE COMSA de Argentina SA – COMSA SA (España). Además de aportar fondos provinciales, EPSE se ocupa de la operación y el mantenimiento de la planta.

Esta planta fotovoltaica forma parte de una primera etapa del programa “Solar San Juan” de ese Estado provincial. El programa contempla la instalación de una planta integrada, que incluye, además de la generación eléctrica, las etapas de fabricación de lingotes de silicio cristalino (obtenido del cuarzo disponible de la actividad minera de la provincia), celdas solares y módulos fotovoltaicos.

En 2015, se sancionó la Ley 27.191, modificatoria de la Ley 26.190. En su decreto reglamentario –Decreto 531/16- se afirmó que la expansión del uso de las fuentes renovables para producir energía eléctrica constituye una cuestión “de máxima prioridad para el Poder Ejecutivo Nacional y una política de Estado de largo plazo”. La vocación de largo plazo que enuncia la ley adquiere mayor especificación al establecer nuevas metas a alcanzar de manera progresiva: el 8% de energías renovables en el total del consumo de energía eléctrica nacional para el 31 de diciembre de 2017, el 12% en 2019, el 16% en 2021, para llegar al 20% al 31 de diciembre de 2025. Para cumplir con estos

objetivos, en 2016 se lanzó el Plan de Energías Renovables Argentina 2016-2025 (RenovAr), abriendo sucesivas rondas de licitaciones de potencia renovable.

Con la instalación de la planta San Juan I, y las tres adjudicadas en GENREN, el sistema alcanzó los 8 MW de potencia instalada de tecnología fotovoltaica, lo que representó un aumento importante, considerando que en 2010 la potencia era nula. Con la potencia adjudicada en las licitaciones Renovar, la fotovoltaica dio un salto exponencial. En poco más de una década la potencia instalada en energía fotovoltaica, no sólo apareció en el mix de generación, sino que comenzó una curva ascendente, cada vez más pronunciada (Figura 10).

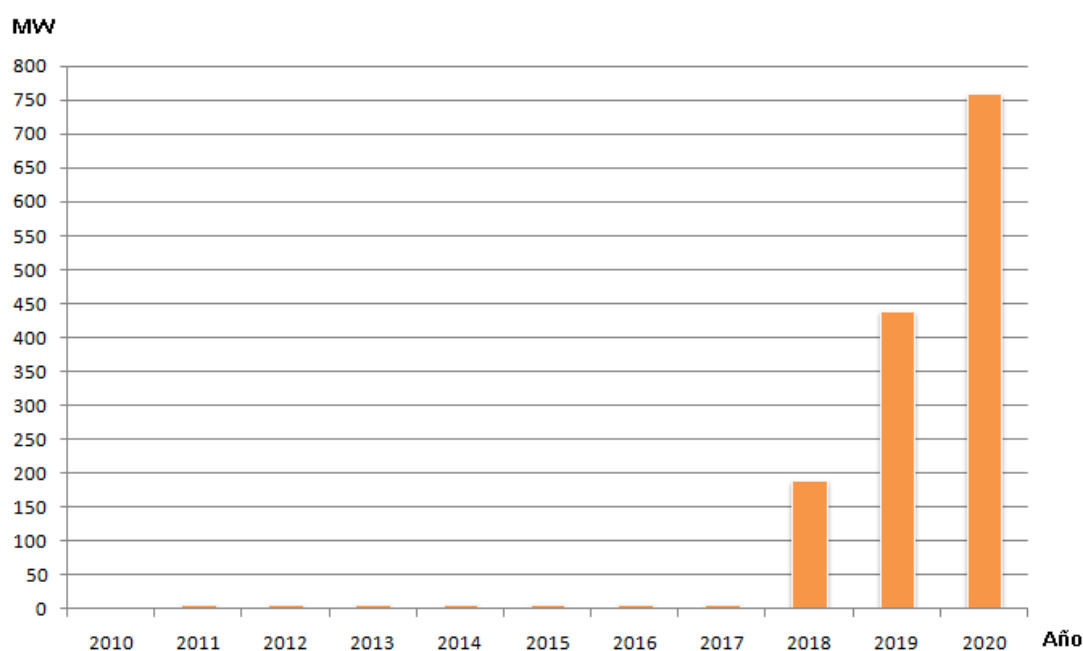


Figura 10: evolución de la potencia instalada en fotovoltaica en Argentina 2010-2020. Fuente: elaboración propia en base a informes de CAMMESA.

Un elemento novedoso que introdujo la ley 27.191 es la obligatoriedad de que los usuarios de energía eléctrica con demandas de potencia iguales o mayores a 300 kW, contribuyan individualmente con el cumplimiento de esos objetivos. Específicamente se refiere a los autogeneradores, los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (GUMA y GUME) y los Grandes Usuarios de Distribución (GUDI) (Ley 27.191, artículo 9). Para ello, pueden optar entre tres alternativas para cumplir con el porcentaje mínimo de participación renovable en su consumo eléctrico: 1. contratar individualmente energía eléctrica proveniente de fuentes renovables; 2. autogenerar o co-generar, es decir generar ellos mismos toda o parte de la energía eléctrica que

consumen mediante una fuente renovable; o bien, 3. participar en el mecanismo de compras conjuntas desarrollado por CAMMESA.

Los grandes usuarios, a los que se hace mención explícita en la ley, son en su mayoría industrias y empresas, y representan un 25 % de la demanda eléctrica nacional. Cumplir con el objetivo a 2025, y así evitar las multas³⁹, significaría que deberían consumir un mínimo de 6,3 TWh de energías renovables (CADER, 2018). En este sentido, el marco normativo impulsa la transición: si hay usuarios obligados a consumir energía de fuente renovable, se requiere que esa energía sea generada. De esta manera, las reglas institucionales crean condiciones que, en combinación con tecnología existente, actores con motivación, y tendencias internacionales favorables, comienzan a delinear el rumbo hacia una mayor participación de las fuentes renovables en la matriz eléctrica nacional.

A fin de permitir que los Grandes Usuarios cumplan con su obligación y alcanzar los objetivos de porcentaje renovable en la matriz de generación en 2016 se lanzó el Programa Renovar. Su objetivo era llegar a un monto fijo de 10.000 MW de potencia instalada renovable en 2025. Esto difiere de los objetivos de la Ley 27.191, orientados no a un nivel de potencia en particular, sino a un porcentaje de participación renovable en la matriz de generación (Costantini y Di Paola, 2019). En el marco del mismo, entre 2016 y 2019, CAMMESA convocó tres rondas de licitaciones abiertas para la contratación de energía eléctrica de fuente renovable en el MEM⁴⁰. En la primera (Res. 136/16), resultaron adjudicados 29 proyectos por un total de 1142 MW, de los cuales cuatro fueron proyectos solares, de 100 MW cada uno (MINEM) (Figura 11).

³⁹La ley prevé una penalidad para aquellos que no cumplan con los objetivos fijados que consiste en el abono del porcentaje faltante en energía renovable a un precio equivalente al Costo Variable de Producción de Energía Eléctrica a partir de gasoil de origen importado, calculado como el promedio ponderado de los doce (12) meses del año anterior.

⁴⁰En estas licitaciones, distintas empresas presentan sus proyectos de inversión y el precio al cual están dispuestos a vender su capacidad. Posteriormente se celebran contratos a largo plazo, fijados en dólares.

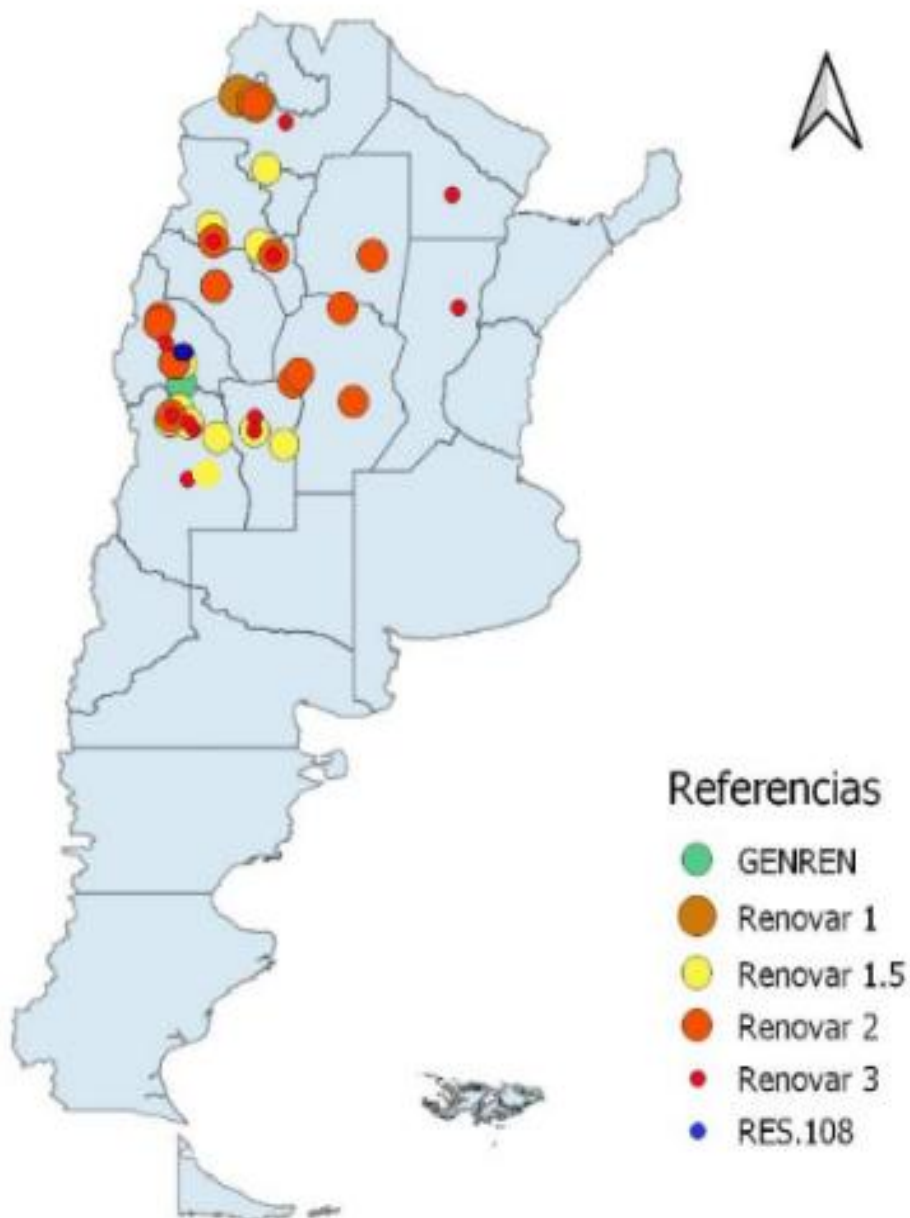


Figura 11: Proyectos fotovoltaicos adjudicados, por programa en el que se insertan. Fuente: elaboración propia.

En la ronda 1.5 (Resolución 252/16), ampliatoria de la anterior, y en la Ronda 2 (275/17), aumentó el número y la potencia adjudicada en proyectos fotovoltaicos, mientras que el precio por MWh fue en descenso (Tabla 2). Proyectos en territorios pampeanos- Villa Dolores, Arroyo Cabral, Villa María del Río Seco, y Cura Brochero-, por un total de 103.85 MW, fueron adjudicados en la ronda 2. En la ronda 3 (denominada “Miniren”, por orientarse a permitir el ingreso de proyectos de escala más pequeña), se adjudicó, entre otros, el parque solar Calchaquí, a construirse en Santa Fe.

Se verifica así un aumento en la cantidad de proyectos fotovoltaicos (Figura 12), y una diversificación geográfica creciente con las sucesivas rondas licitatorias.

	TODAS LAS TECNOLOGÍAS	PROYECTOS FOTOVOLTAICOS			
	Potencia adjudicada (MW)	Potencia adjudicada (MW)	Potencia en operación (MW)	Precio promedio (USD/MW)	Localización geográfica
GENREN	2055	20	7	571.5	CUYO
GENREN en territorios pampeanos	618.9	0	0		
RENOVAR	4725.6	1839.9	691.5	52.5	NOA-CUYO- PAMPEANOS
Ronda 1 + Ronda 1.5	2423.6	916.9	584.5	55.6	NOA-CUYO-
Ronda 2	2043	816.3	107	44.2	NOA-CUYO- PAMPEANOS
Ronda 3	259	106.7	0	56.4	NOA-CUYO- PAMPEANOS
RENOVAR en territorios pampeanos	1598.1	114	0	52.0	

Tabla 2: Proyectos adjudicados en licitaciones GENREN y Renovar. Elaboración propia.

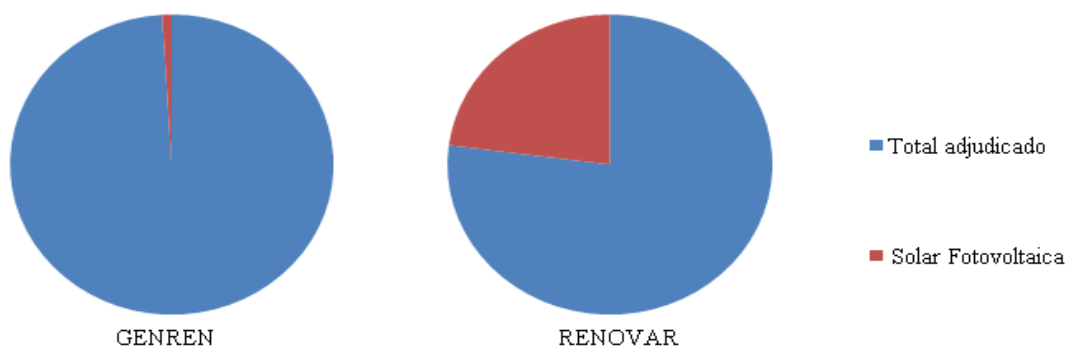


Figura 12: proyectos fotovoltaicos en el total de adjudicados en licitaciones GENREN y Renovar. Elaboración propia.

Entre las empresas impulsoras de los proyectos adjudicados en Renovar se encuentra una gran diversidad: empresas nacionales públicas, empresas nacionales privadas, y empresas extranjeras. Entre las primeras se destacan: Jujuy Energía y Minería Sociedad del Estado (JEMSE), adjudicataria de los proyectos Cauchari I, II, y III, Empresa Mendocina de Energía Sociedad Anónima (EMESA), con seis proyectos adjudicados, y Empresa Provincial de la Energía de Córdoba (EPEC), con su proyecto en Arroyo Cabral. Entre las segundas sobresalen: 360 Energy -la que obtuvo mayor cantidad de adjudicaciones-, GENNEIA –propietaria de Ullum I, II, y III, primeros parques fotovoltaicos en recibir certificación internacional de reducción de emisiones y habilitación para comercializar bonos de carbono (Sanchez Molina, 2020)-.

Entre las empresas extranjeras se destacan las de origen chino, español y francés. En general, se trata de proyectos de mayor potencia, que los proyectos adjudicados por actores nacionales, como por ejemplo, el proyecto de la empresa Jinko Solar en San Juan (Iglesia Guañizuil, de 80 MW). Adicionalmente, algunos proyectos adjudicados por empresas españolas (Field Fare e Isolux) fueron luego vendidos a firmas francesas o chinas, tales como los proyectos La Puna (100 MW), vendido a la francesa Neoen, y Cafayate (80 MW), vendido a la chino-canadiense, Canadian Solar. También fue vendido a dos empresas de origen noruego (Scatec Solar y Equinor), el proyecto adjudicado por la portuguesa Martifer Renewables, en la Ronda 2, (Iglesia Guañizuil II A, de 100 MW). Dos proyectos, de 100 MW cada uno, pertenecen a un fondo de inversión británico (Monteverdi and Gray Group) y otro proyecto de la misma magnitud fue adjudicado por una firma estadounidense. En la ronda 3, 8 de los 14 proyectos adjudicados pertenecen a capitales extranjeros, en su mayoría de España (Albares Renovables) y Alemania (Abo Wind) y uno a la empresa peruana TRE PERÚ SAC (Figura 13).

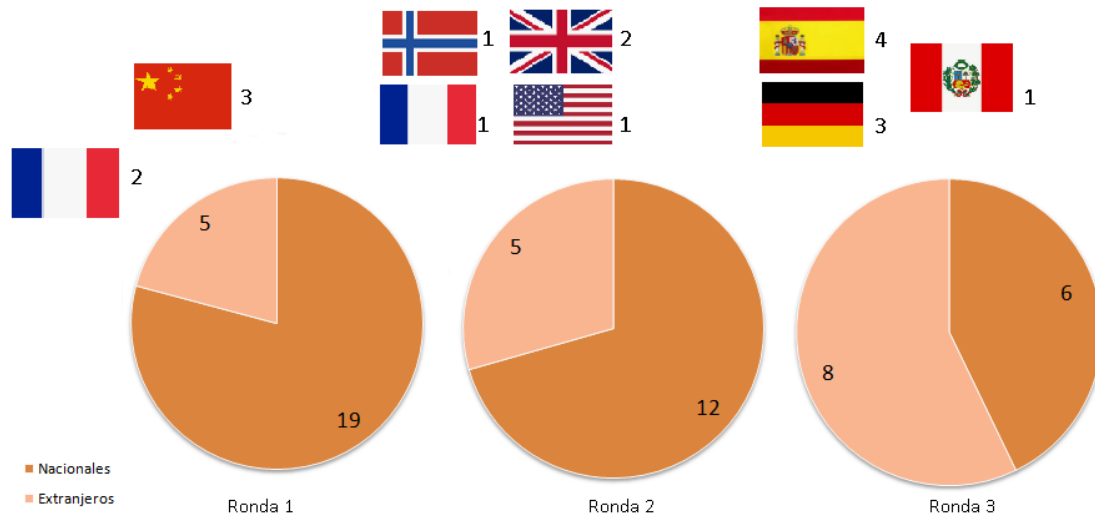


Figura 13: Participación de empresas nacionales y extranjeras en los proyectos adjudicados en Renovar rondas 1, 2, y 3. Elaboración propia

Si bien una gran parte de los inversores participantes del Renovar provienen del sector empresarial nacional, estos importan la mayor parte del capital y la tecnología (Kazimierski, 2020). Son varios los proyectos que recurren a financiamiento externo para poder llevar adelante sus proyectos. Es el caso del proyecto Cauchari, de JEMSE, por un total de 300 MW, que contó con financiación de China. De esta manera, si se considera el origen de las inversiones la participación extranjera resulta mayor.

Las licitaciones Renovar significaron el despegue de la energía solar fotovoltaica asociada a grandes plantas que abastecen el Sistema Interconectado. El primer proyecto en entrar en operación comercial con CAMMESA fue Caldenes del Oeste, localizado en la provincia de San Luis. Con él, y otros que le siguieron, en 2018, la potencia instalada en fotovoltaica experimentó un ascenso notorio: de enero a diciembre de ese año, aumentó en más de un 2000%, pasando de 8 a 191 MW, marcando un hito en la evolución del aprovechamiento solar (Figura 14). El aumento en la potencia instalada continuó durante 2019. En 2020 se vio acentuada, al entrar en operación en Jujuy, el mega parque fotovoltaico Cauchari, de 300 MW.

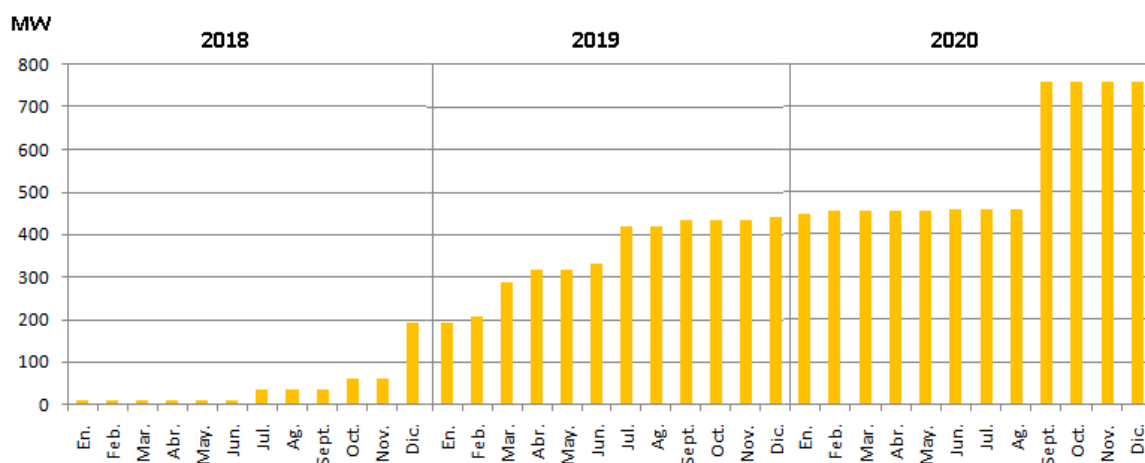


Figura 14: Evolución potencia instalada fotovoltaica, por mes, durante 2018,2019, y 2020. Fuente: elaboración propia en base a informes de CAMMESA.

En 2017 la Resolución 281/17 aprobó el Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de fuente Renovable (MATER), que permite que grandes usuarios del MEM cierren contratos con generadores privados y comercializadores. El MATER es la alternativa para los Grandes Usuarios Habilitados (GUH) que optan por cubrir su porcentaje de energía renovable a través de contratos con privados. En cada subasta, los generadores solicitan prioridad de despacho sobre puntos específicos en las líneas de transmisión eléctrica y, de acuerdo con la capacidad disponible y la cantidad de ofertas, CAMMESA otorga prioridad de conexión para habilitar las centrales. A los ganadores se les asigna prioridad de despacho (en nodos de red), de manera tal que luego pueden celebrar contratos de abastecimiento con usuarios del sector privado (empresas e industrias). A febrero de 2020, de los 35 parques fotovoltaicos que recibieron prioridad de despacho en el MATER, 8 se encuentran habilitados comercialmente:

-3 en la provincia de La Rioja: “Parque de Los Llanos” y “Parque de Los Llanos – A” (de 12 y 8MW, respectivamente), ambos de la Empresa Federal de la Energía; y “Chepes”, de LEDlar SAPEM (2 MW);

-3 en San Juan: Anchipurac (2.23 MW), de la Empresa Provincial Sociedad del Estado; Ullum Solargen 2 (6.5 MW), adjudicado por la empresa Ullum Solargen; y “Los Diaguitas” (2.4 MW), adjudicado por la empresa Latinoamericana de Energía, y comercializado por Cinergia;

-“De los Andes” (5 MW) de la Cooperativa Eléctrica de Santa Rosa; y “La Cumbre II” (4 MW) de Diaser Energía, en las provincias de Mendoza y San Luis, respectivamente.

Durante los primeros cinco meses de 2020 se firmaron contratos en el MATER por 6.6 MW de potencia media contratada proveniente de plantas fotovoltaicas (CAMMESA, 2020b).

Los programas de estímulos a las inversiones en grandes proyectos para volcar energía eléctrica al Sistema Nacional son los artífices de la fase de la energía fotovoltaica caracterizada por grandes plantas de generación. Salvo contadas excepciones (dadas por las iniciativas provinciales o los proyectos adjudicados en el MATER), la potencia instalada en el país se enmarca en proyectos adjudicados en el marco de los programas GENREN y RENOVAR. El primero fue más acotado en sus alcances y careció de garantías fiables (la entidad ejecutora era ENARSA, y la única garantía de pago era la de CAMMESA). El segundo, en parte debido al aprendizaje del programa anterior que le permitió incorporar garantías y en parte por la madurez del mercado, fue más fructífero, en tanto adjudicó 1840 MW, de los cuales 690 MW se encuentran inyectando energía al sistema.

Esta fase de aprovechamiento fotovoltaico a gran escala para abastecer al sistema nacional, se solapa con la generación conectada a red, a baja escala: en hogares, comercios e industrias. Surgió primero en algunas provincias y desde 2017 tiene un marco nacional. Ambas escalas de aprovechamiento se imponen en el sistema, transformando no sólo la matriz de generación, sino también la relación usuario-energía.

2.3 Hacia la autogeneración con conexión a red, desde 2017

Avances normativos fomentan consumidores más responsables y activos en el sistema eléctrico. La energía solar fotovoltaica permite que se genere y se consuma *in situ*, tanto en forma aislada, como en conexión con la red. Esta última posibilidad comienza a expandirse en Argentina, de la mano de la reglamentación. Con ella, los consumidores y las empresas de distribución “maduran” en su relación con la energía, y se abren nichos de innovación en actividades de fabricación, instalación y mantenimiento de equipos.

Aprovechar el recurso fotovoltaico para que cada usuario genere la energía que requiere se encuentra en la base de los sistemas de generación distribuida. Si bien su definición no es unívoca, el concepto se asocia a la generación que se ubica más próxima a los puntos de consumo, en contraposición a la generación que se produce en grandes centrales térmicas, hidroeléctricas o nucleares. Según la Agencia Internacional de la Energía, se trata del uso integrado de pequeñas unidades de generación directamente conectadas al sistema de distribución (IEA, 2002). En Argentina, el régimen de fomento nacional la define como “la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, por usuarios del servicio público de distribución que estén conectados a la red del prestador del servicio y reúnan los requisitos técnicos que establezca la regulación para inyectar a dicha red pública los excedentes del autoconsumo” (Ley 27.424, artículo 3).

Esta tercera fase en la evolución del aprovechamiento fotovoltaico en Argentina, se suma a las dos anteriores e inaugura la figura del “prosumidor”. Alvin Toffler definió el término prosumidor como “aquél que es a la vez productor y consumidor, quien consume lo que por sí mismo produce”. En su libro de 1980, “La Tercera Ola”, el autor analiza la evolución de la humanidad y su rol en la economía. Encuentra una primera ola de prosumidores, en una sociedad que producía lo necesario para subsistir: alimentos, vestimenta, herramientas de trabajo. Luego, la revolución industrial dividió las aguas entre productores y consumidores, dando origen a la economía monetaria, basada en intercambios. Finalmente, una tercera ola reinstaura al prosumidor y reclama su reconocimiento.

En el sector energético, el prosumidor es quien, además de ser un usuario del servicio eléctrico y consumir la energía que se le distribuye a través de la red, instala un equipo de generación eléctrica –en su hogar, comercio o establecimiento productivo- y comienza a consumir la energía que genera. En el caso de la generación fotovoltaica, no se excluye el intercambio con la red (con excepción de los sistemas *off grid*, apoyados con baterías para acumulación), ya que la intermitencia del recurso implica la necesidad de contar con la energía de la red en el horario nocturno. Del mismo modo, en las horas de máxima generación, el excedente debe ser inyectado a la red.

El prosumidor de energía, es señal de un sistema en transición, desde uno centralizado hacia uno más distribuido y participativo. En analogía con los modelos de

comunicación, el sistema eléctrico centralizado puede asemejarse al “modelo lineal”, también llamado “modelo del telégrafo”, construido desde la teoría matemática de Shannon y Weaver (1949). En cambio, el sistema de generación distribuida se asemeja al modelo circular o “modelo de la orquesta” introducido por la Escuela de Palo Alto. El primero se basa en la relación unidireccional entre emisor, mensaje y receptor: la comunicación se produce de emisor a receptor, de manera lineal, y no se considera la existencia de *feedback* o retroalimentación. En el segundo, se introduce la posibilidad de respuesta, que dota de circularidad al proceso de comunicación. Además, este segundo modelo conlleva un enfoque sistémico, entendiendo que la comunicación constituye un conjunto de elementos en interacción, en el que un cambio en uno de ellos, afecta las relaciones entre los otros elementos. Cada elemento participa de la comunicación, en lugar de ser el origen o el destino de la misma (Winkin, 1981).

El sistema energético centralizado implica que la energía se genera en un punto A (planta de generación) y luego es consumida en un punto B (punto de consumo), y la relación del usuario con la red es unidireccional. En cambio, un sistema distribuido incluye la posibilidad de que el mismo punto de consumo sea también un punto de generación, y se permite la interacción bidireccional, habilitando la inyección de parte de esa energía en la red pública (Figura 15).

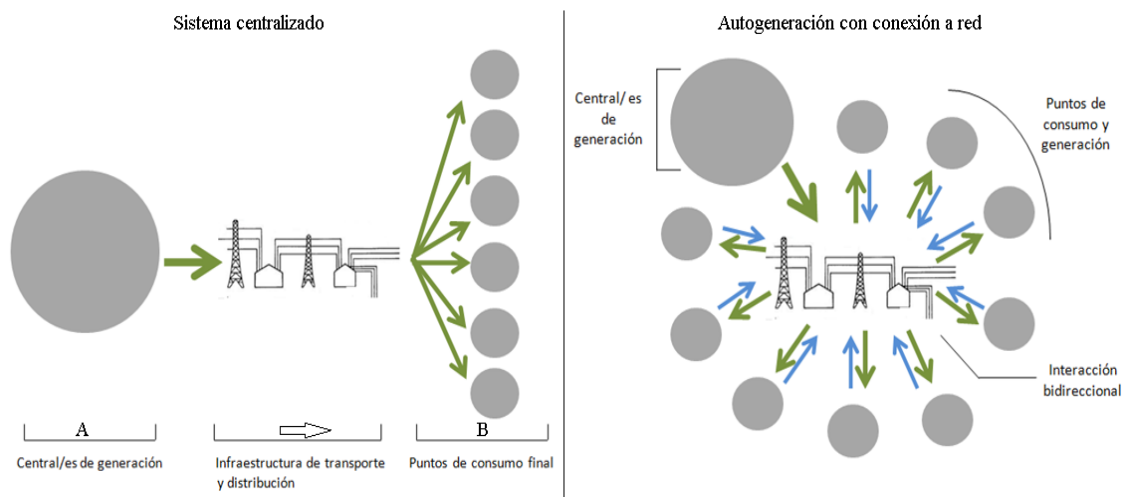


Figura 15: Comparación sistema centralizado y autogeneración con conexión a red. Elaboración propia.

La autogeneración con conexión a red se asocia a algunos factores positivos: flexibilidad; reducción de la capacidad de carga de reserva; mejora de la calidad del suministro eléctrico; reducción de inversiones en líneas y transformadores de

distribución; mejora en la regulación de tensión y protección al medio ambiente (Devalis, 2013). Si además se complementa con la incorporación de tecnologías de información y comunicación se posibilitan mayores niveles de conocimiento y decisión en la interacción con la red. Las redes eléctricas inteligentes combinan la red tradicional con las tecnologías digitales de información y comunicación, permitiendo generar, almacenar y gestionar información proveniente de los distintos nodos de la red eléctrica. De esta manera la generación distribuida, con fuentes renovables, aprovecha recursos locales, y genera mayor conciencia en los consumidores, que pasan a ganar mayor autonomía y poder de decisión.

La autogeneración con conexión a red crece en el mundo. Tres esquemas de compensación al usuario por la energía inyectada a la red se destacan como los más utilizados a nivel internacional: *feed in tariff*, *net metering* y *net billing*. La tabla 3 resume en términos generales, las principales características de estos esquemas.

Con el desarrollo de la normativa que lo habilita, progresivamente aumentan las instalaciones para autogeneración en diferentes países. En Alemania, por ejemplo, durante 2019 se sumaron 100.000 prosumidores al sistema; otro ejemplo es España, donde el sistema fue tan difundido que se impuso un “impuesto al sol”: su eliminación a fines de 2018 generó un nuevo auge de instalaciones fotovoltaica domésticas (REN 21, 2020). En América del Sur, Brasil (Res. ANEEL 482/12), Chile (Leyes 20,571/12 y 21,118/18) y Uruguay (Decreto 173/10) fueron los primeros en poner en práctica experiencias (Ise et al., 2020). Brasil lidera a nivel regional, con 2,3 GW de potencia instalada en generación distribuida (ANEEL, 2020).

En Argentina, la provincia de Santa Fe fue la primera en habilitar la autogeneración con conexión a red. Lo hizo en 2013, mediante un protocolo de la Empresa Provincial de la Energía. Posteriormente, introdujo el programa “Prosumidores” (decreto 1565/16, relanzado mediante decreto 1710/18). El objetivo era incentivar, mediante una tarifa preferencial durante seis años, la adquisición e instalación de equipos de generación fotovoltaica por parte de usuarios de la red de distribución pública. Instauraba así la posibilidad de autogeneración con conexión a red bajo un sistema *feed in tariff* (Tabla 3). El incentivo monetario se compone de un aporte de la Empresa Provincial de la Energía y un aporte de la Secretaría de Estado de la Energía para alcanzar el valor unitario de incentivo a la generación (VUIG), establecido en el decreto.

El programa fue pionero para la provincia y también inspirador de otras iniciativas de generación distribuida en el país. En 2019 se alcanzó 1 MW de potencia instalada (EPE, 2019; CASES, 2020). Desde la Cámara Santafesina de Energía Solar indican que esto representó una inversión privada de aproximadamente \$ 200 millones en equipamiento fotovoltaico, y la creación de 650 puestos de trabajo. En diciembre de 2019, el incentivo monetario del programa prosumidores fue discontinuado.

	<i>Feed in tariff</i>	<i>Net metering</i>	<i>Net billing</i>
Energía consumida de la red	Es comprada por el usuario-generador, en su totalidad.	Es compensada con la energía generada	Es comprada por el usuario-generador, en su totalidad.
Energía generada, inyectada a la red.	Es vendida por el usuario-generador a la distribuidora, en su totalidad.	Es compensada con la energía consumida	Es vendida por el usuario-generador a la distribuidora, en su totalidad.
Valorización de la energía generada por el usuario-generador	Valorizada a un precio superior al de la energía consumida (Precio incentivo fijo, por un período determinado).	Al mismo precio que la consumida.	A un precio diferente al de la energía consumida de la red ⁴¹

Tabla 3. Mecanismos de compensación a la autogeneración, descriptos en literatura internacional. Elaboración propia en base a Hugues y Bell, 2006; Yamamoto, 2012.

Otras provincias argentinas también sancionaron leyes para promover la autogeneración con conexión a red (Tabla 4). Algunas, llegaron a poner en práctica reglamentación que la hizo efectiva y adoptada por algunos usuarios. Es el caso de la provincia de Mendoza que legisló sobre generación distribuida en 2006 (Ley 7,549) y en 2015 la reglamentó (Resolución EPRE 19/15). Salta estableció un sistema de balance neto en 2014 (Ley 7,824).

⁴¹ Existen tres posibilidades, según la reglamentación aplicable en cada caso: que sea valorizada al mismo precio que la consumida, a un precio inferior o a un precio superior (Hugues y Bell, 2006).

Provincia	Año	Normativa	Descripción
Corrientes	2017	Ley 6.428	Declara de interés provincial la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables con destino al autoconsumo y a la inyección de eventuales excedentes de energía eléctrica a la red de distribución
Entre Ríos	2016	Decreto 4.315	Declara de interés provincial y fomenta el uso de pequeñas generaciones de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.
Jujuy	2017	Ley 6.023	Establece el régimen provincial para la integración de la energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables por parte de usuarios titulares del servicio eléctrico, a la red pública de distribución.
Mendoza	2006	Ley 7.549	Declara de Interés Provincial las actividades de generación, transporte, distribución, uso y consumo de Energía Eólica y Solar en todo el ámbito de la Provincia. Habilita a usuarios la inyección de energía por fuentes renovables a la red.
	2015	Res. EPRE 19	Aprueba el reglamento de las condiciones técnicas para la operación y facturación de excedentes de energía volcados a la red eléctrica de distribución.
Misiones	2016	XVI N. 118	Habilita a usuarios la inyección de energía por fuentes renovables a la red
Neuquén	2016	3.006	Habilita a usuarios la inyección de energía por fuentes renovables a la red
Río Negro	2017	Res. EPRE 64	Habilita la conexión a la red de las instalaciones de generación eléctrica de origen renovable
Santa Fe	2013	Res. 442	Habilita a usuarios la inyección de energía por fuentes renovables a la red, mediante aprobación del protocolo PRO-103-101.
	2016 - 2018	Decretos 1565 y 1710	Crea el programa Prosumidores, de incentivo a la autogeneración con conexión a la red.

Tabla 4: Provincias con normativa en pos de la autogeneración con conexión a red.
Elaboración propia.

A nivel nacional, el surgimiento de un marco legal habilitante de la autogeneración con conexión a red se dio de manera progresiva. Interés en el tema se constataba en experiencias como la de IRESUD, “Proyecto de Interconexión de Sistemas Fotovoltaicos a la Red Eléctrica en Ambientes Urbanos”. El mismo fue impulsado, en 2011, por un consorcio público-privado conformado por la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM) y cinco empresas privadas⁴². Este proyecto, financiado a través de la Agencia Nacional de

⁴² Las empresas: Aldar S.A., Edenor S.A., Eurotec S.R.L., Q-Max S.R.L. y Tyco S.A.

Promoción Científica y Tecnológica (ANPCyT), apuntaba a difundir la tecnología fotovoltaica en conexión con la red. Para ello, se desarrolló normativa técnica en el marco de la Asociación Electrotécnica Argentina (Durán et al, 2014).

En diciembre de 2017 se aprobó la Ley Nacional N° 27.424 (decreto reglamentario N°986/2018) titulada: “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública”. La misma declara de interés la generación distribuida a partir de energías renovables para autoconsumo y para inyección de los excedentes en la red de distribución. A este fin, la ley crea la figura del usuario-generador y establece un esquema de Balance Neto de Facturación o *net billing* al que define como: “el sistema que compensa en la facturación los costos de la energía eléctrica demandada con el valor de la energía eléctrica inyectada a la red”. Como rasgos particulares del sistema adoptado por la legislación argentina, la Resolución 314/2018 estableció tres categorías de usuarios-generadores (Tabla 5). El medidor que se establece es bidireccional con posibilidad de registrar, de manera independiente, la energía demandada de la red, y la energía excedente inyectada a la red. La instalación debe estar a cargo de un instalador calificado y los equipos deben contar con certificados de fabricación.

La ley afirmó, además, la obligación del distribuidor de comprar toda la energía que el Usuario-Generador genera en forma excedentaria al autoconsumo. La compensación económica corresponde al precio al cual el distribuidor compra la energía eléctrica en el mercado mayorista. Es decir, es un precio menor al que el usuario paga por la energía que consume (ya que éste incluye el Valor Agregado de Distribución –VAD-).

Ley 27.424			
Categorías de Usuarios-generadores	Potencia máxima a instalar	Beneficios	Remuneración por energía inyectada
-Pequeños (baja tensión)	3 kW	A través del FODIS: -bonificación sobre el costo de capital	Precio mayorista en el MEM:
-Medianos (baja o media tensión)	≥3kW, hasta 300 kW	-precio incentivo para la energía inyectada	Precio Estabilizado de la Energía (PEE)
-Mayores (baja o media tensión)	≥300, hasta 2MW	-certificado de crédito fiscal para ser aplicado al pago de impuestos nacionales	+ Precio Estabilizado del Transporte (PET)

Tabla 5: Características del sistema de autogeneración con conexión a red establecido en la Ley 27.424. Elaboración propia en base a normativa.

Asimismo, la Ley 27.424, introdujo dos instrumentos de fomento: el Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables (FODIS) (destinado a facilitar la adquisición de equipos) y el Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para la Generación Distribuida (FANSIGED), para estimular la industria nacional. Otras medidas de estímulo, implementadas a través de Resoluciones y Disposiciones, buscan crear las condiciones para que aumenten la cantidad de adhesiones al sistema de autogeneración.

A medida que las provincias adhieren a la Ley Nacional (a diciembre de 2020 lo han hecho: Catamarca, Ciudad de Buenos Aires, Chaco, Chubut, Córdoba, Corrientes, La Rioja, Mendoza, Misiones, Rio Negro, San Juan, Tierra del Fuego, y Tucumán), las empresas de distribución se acoplan y permiten a los usuarios sumarse al sistema.

Si bien la generación eléctrica se considera de jurisdicción nacional (Ley 15.336), las provincias están a cargo de la distribución, por lo que son un actor clave en la expansión de la autogeneración con conexión a red. Además, de acuerdo con la Constitución Nacional (artículos 121 y 124) poseen el dominio de los recursos naturales existentes en su territorio y conservan todo el poder no delegado al poder central. En este sentido, los servicios públicos son competencia de las provincias, y la posibilidad de ceder jurisdicción y autonomía energética al adherir a la Ley Nacional, traba las decisiones legislativas. Intereses económicos de los distribuidores también entran en contradicción, en tanto la generación por parte del usuario implica que el distribuidor deja de recaudar, por el equivalente de la generación del sistema renovable, en concepto de Valor Agregado de Distribución⁴³ (VAD). Se teme que cada vez menos usuarios aporten por su uso de la red y que, en consecuencia, ese costo se traslade a los usuarios convencionales, produciendo el efecto de “espiral de la muerte”. Éste consiste en que, ante la adopción de la autogeneración por parte de algunos usuarios, los costos fijos de las distribuidoras se distribuyen entre los usuarios que no instalan equipos de generación. Este mayor peso económico genera cada vez más incentivos para que los demás usuarios generen su propia energía, nuevamente reduciendo su aporte a los

⁴³Recaudación en concepto de operación y mantenimiento de las redes de distribución.

costos fijos y sumando una mayor carga sobre los usuarios convencionales (Hopf et al., 2017).

Entre las provincias que no han adherido a la Ley Nacional se encuentra Buenos Aires. En agosto de 2020, la Comisión de Energía y Combustibles de la Cámara de Diputados se pronunció a favor de aprobar un proyecto de Ley de adhesión provincial a la Ley 27.424 (Expediente: D-501/20-21). El proyecto propone una adhesión en forma parcial, lo que puede llegar a representar un obstáculo para acceder a beneficios⁴⁴.

La provincia de Córdoba adhirió al régimen mediante ley provincial 10.604/2018. En su decreto reglamentario estableció beneficios fiscales provinciales. En 2019, el Ente Regulador de Servicios Públicos (ERSEP), publicó, previa audiencia pública, la tarifa de inyección para la energía generada por los usuarios-generadores. Para aquellos de categoría residencial, la energía inyectada a la red es remunerada a \$1,83/kWh; mientras que para comerciales, industriales o de servicios, a \$1,96/kWh (Resolución 44/2019). La cantidad de solicitudes de reserva de potencia recibidas en un corto período de tiempo (la primera instalación fue en julio de 2019, y en un año había más de 90 usuarios-generadores conectados) demuestra el interés existente por este tipo de instalaciones. Se destaca el hecho de que, si bien no poseía una ley provincial previa, a fines de 2016 el Ministerio de Agua, Energía y Servicios públicos había autorizado algunas experiencias aisladas de conexión de usuarios-generadores, a modo de proyecto piloto. Una de las empresas que optó por participar de esta posibilidad fue Electroingeniería ICSSA⁴⁵, la que luego se convirtiera en primer usuario-generador bajo el régimen nacional.

La Secretaría de Energía, desde septiembre de 2019, elabora mensualmente reportes de avance de las conexiones y trámites bajo la Ley 27.424. Ellos muestran datos sobre la evolución en la cantidad y tipo de usuarios generadores, la potencia instalada, y la

⁴⁴En el decreto reglamentario de la Ley 27.424 se establece que “el otorgamiento de beneficios promocionales estará disponible para los usuarios-generadores de las jurisdicciones que hubieran adherido íntegramente al régimen de la Ley 27.424” (Decreto 986/2018, artículo 25). Esto implica que en aquellas provincias donde la adhesión a la Ley no sea completa, no se podrá acceder a los beneficios.

⁴⁵Empresa cordobesa, proveedora de materiales para el desarrollo de proyectos energéticos. Registró en el Registro de Proveedores de Energías Renovables los productos: celdas de media tensión, seccionadores de media y alta tensión, tableros de protección y control para subestaciones, centros de transformación con envolvente metálica y de hormigón y skids para sistemas fotovoltaicos.

ubicación geográfica. En diciembre de 2020 se contaban 338 usuarios-generadores en el país, más de la mitad de ellos en la provincia de Córdoba (1700), seguidos por Ciudad de Buenos Aires y AMBA (860), que representaban 3.1 MW de potencia instalada (Figuras 16 y 17) (Secretaría de Energía, 2020b). 64% de los usuarios son residenciales, los industriales y comerciales representan un 30%, entes oficiales y otros constituyen el porcentaje restante. En términos de potencia instalada la mayor proporción se encuentra en los usuarios de tipo comercial e industrial, seguidos por los residenciales, entes oficiales y otros.

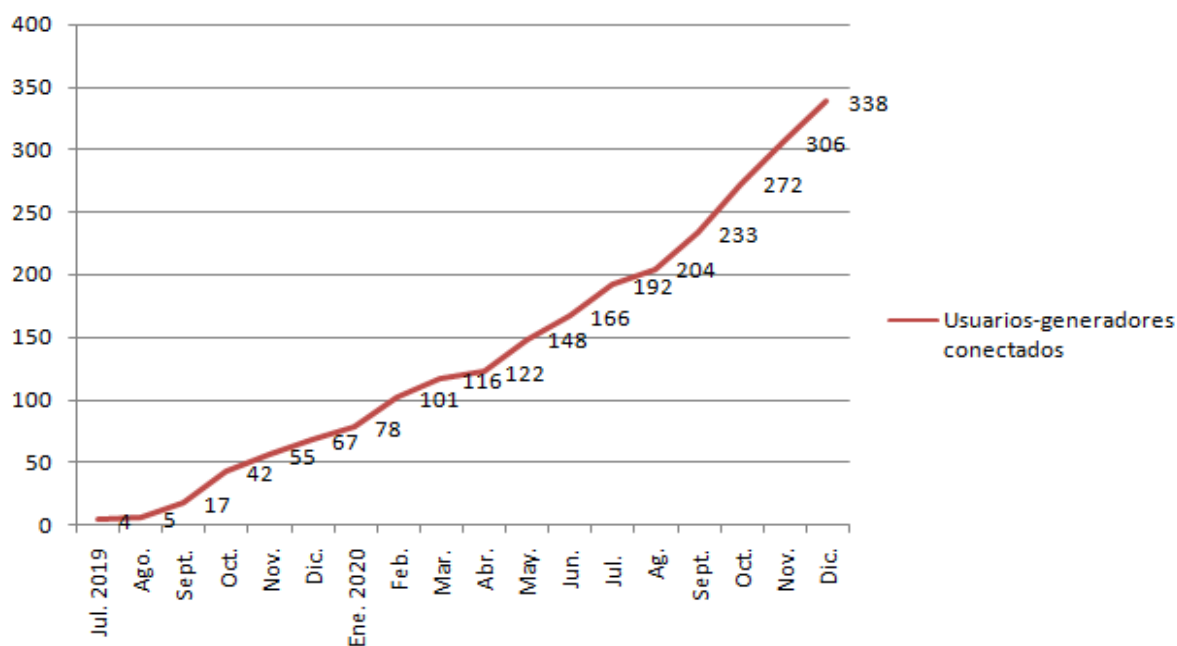


Figura 16: evolución de la cantidad de usuarios-generadores conectados bajo la ley 27.424, a diciembre de 2020. Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

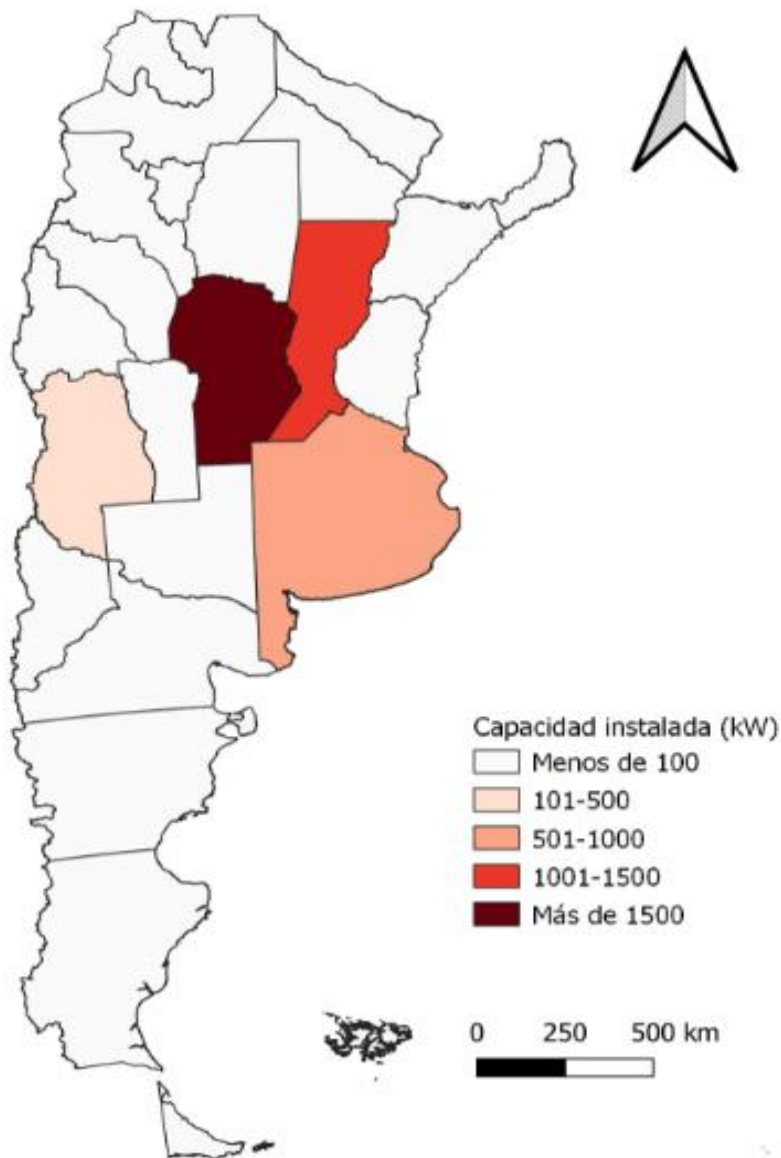


Figura 17: Capacidad instalada en autogeneración (kW) correspondiente a usuarios-generadores conectados bajo Ley 27.424 y esquemas provinciales. Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía, diciembre 2020.

La figura 17 muestra la capacidad instalada por usuarios-generadores en el país, a diciembre de 2020. La mayoría se concentran en Córdoba, que es de los territorios pampeanos en estudio la única provincia que ha adherido al sistema nacional. Le sigue Santa Fe, contabilizando la potencia instalada en el marco del programa Prosumidores. Los usuarios-generadores representados en la provincia de Buenos Aires corresponden a las conexiones efectuadas en las áreas de concesión de EDENOR y EDESUR, distribuidoras adheridas a la Ley Nacional, no así el interior de la provincia.

Con el avance normativo y la progresiva adhesión de provincias, distribuidores y usuarios al sistema de autogeneración con conexión a red, un tejido de proveedores de insumos y servicios se conforma. En la provincia de Santa Fe, es requisito para acceder al Programa Prosumidores, recurrir a un instalador calificado. Los registrados por la provincia ascendían a 120 a principios de 2020. En la provincia de Córdoba, a través de la Resolución 139/19, se creó el Registro de Instaladores Calificados de Sistemas de Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública. El Ente Regulador de los Servicios Públicos ERSEP es quien se encarga de llevar el registro. A julio de 2020 se contaban un total de 549, un número que sobrepasa en gran medida la cantidad de conexiones que se realizaron en la provincia. Estos números ponen de relevancia que: 1- existe capital humano capacitado; 2. la población posee conocimiento sobre las posibilidades de la autogeneración y muestra interés en ello; y 3. existe personal ávido de nuevos emprendimientos y actividades productivas.

La expansión de esta fase de aprovechamiento viene acompañada de importantes cambios socio-técnicos. Utilizar una nueva tecnología y adquirir autonomía en el uso de la energía son desafíos a enfrentar por las poblaciones, empresarios y autoridades estatales y de actores energéticos. Involucra además, cambios tecnológicos asociados. Por ejemplo, en la provincia de Córdoba, EPEC ha comenzado a instalar medidores inteligentes. Lo mismo se ha realizado en Armstrong, Santa Fe, a través de un convenio entre la Cooperativa Eléctrica de Armstrong y la Secretaría de Energía. Las redes eléctricas emprenden así un camino hacia su versión inteligente. Las *smart grids*, incorporan la comunicación “bidireccional” sobre las redes, entre centrales de producción de electricidad y consumidores, a través de las líneas de transmisión y de distribución, por la utilización de herramientas de medición y control (Guido y Carrizo, 2016).

Con la autogeneración con conexión a red un nuevo paradigma energético comienza a delinearse: los usuarios se vuelven activos, los hogares se transforman en pequeñas unidades de generación -punto bidireccional al que llega energía y desde el que sale energía hacia la red-, y las decisiones en materia de generación y gestión involucran a mayor cantidad de actores. Se abre así una ventana hacia la democracia energética, donde la energía es generada y consumida por los ciudadanos, de manera participativa e inclusiva (Fornillo, 2017).

Las tres fases del aprovechamiento fotovoltaico en Argentina completan las posibilidades que ofrece el recurso para satisfacer las necesidades de las poblaciones, a diferentes escalas y en contextos diversos. Cada fase se vio apalancada por estímulos desde lo normativo y político, que resultaron imprescindibles para que las iniciativas prosperaran. Cada fase se superpone a la anterior, es así una forma de aprovechamiento que se suma, ampliando la utilidad que se le da al recurso. Con mayores aplicaciones, su valorización es creciente. En los territorios pampeanos, características propias, motivan el uso de la fotovoltaica y potencian su aprovechamiento.

CAPÍTULO 3: AMANECER SOLAR PAMPEANO

La matriz eléctrica argentina requiere una mayor participación de las fuentes renovables que permita cumplir con compromisos internacionales, metas nacionales y contribuir a la resolución de problemáticas locales. Los territorios pampeanos localizados en las provincias de Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe, se encuentran en la subregión de la pampa húmeda y representan el nodo más importante de la producción agropecuaria nacional. Juntos, abarcan una superficie de 600.000 km². Concentran la mayor proporción de población del país (62%) (INDEC, 2010) y los más altos niveles de demanda eléctrica (66%) (ADEERA, 2019), en gran parte debido al peso de grandes aglomerados urbanos. Hacia el interior de cada provincia habita población dispersa, alejada de las redes públicas de transmisión de energía eléctrica. Si bien no disponen de la cantidad de recurso fotovoltaico que existe en otras regiones del país, como Noroeste o Cuyo, estos territorios igualan e incluso superan en radiación por unidad de superficie a países líderes en generación fotovoltaica en el mundo, tales como Alemania y España.

Por su elevado nivel de demanda, los déficits existentes en el servicio, la disponibilidad de infraestructura y de recurso solar, el aprovechamiento fotovoltaico se revela una oportunidad para estos territorios.

Este capítulo se organiza en tres apartados que dan cuenta, en primer lugar, de los territorios como núcleos de demandas de servicios energéticos por una multiplicidad de actores con necesidades diversas; en segundo lugar, se hace referencia a fortalezas y debilidades en la infraestructura de transporte y generación eléctrica de las provincias de Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe. Por último, se analiza el recurso fotovoltaico disponible y el potencial por aprovechar, a principios del siglo XXI.

3.1 Realidades disímiles en el acceso al servicio

La distribución de la demanda eléctrica del país se relaciona con la densidad poblacional, concentrándose en zonas productivas, industriales y de servicios. Del mismo modo, el tendido eléctrico ha seguido la lógica de atender a esas demandas, proveyendo el servicio a poblaciones urbanas y regiones productivas. Áreas que no se insertan en el modelo económico dominante, encuentran déficit de servicios (Benedetti, 2000).

Según la Política y Estrategia Nacional de Desarrollo y Ordenamiento Territorial Argentina 2016, Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe son provincias que gozan de una estructura económica robusta, y que han afianzado su participación en los circuitos internacionales de comercialización. La población, la mayor proporción del país, se nuclea fundamentalmente en ciudades, en una superficie relativamente pequeña con respecto al total del territorio nacional (21.7%). Su calidad de vida es también de la más alta de Argentina, con un Índice de Desarrollo Humano de 0.6 (Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, 2016).

Sin embargo, en el acceso de las poblaciones al servicio, se constatan tres realidades que conviven: 1. grandes centros urbanos y ciudades intermedias por un lado, que concentran la mayor proporción de población, industrias manufactureras y agroindustriales y, con ello, los niveles más altos de demanda eléctrica; 2. pequeñas localidades, de actividad eminentemente agropecuaria, con algunas empresas agroindustriales en formación, donde se registra inestabilidad en el servicio eléctrico en la zona urbana y zona rural con insuficiente tendido eléctrico; y 3. barrios periféricos a las grandes ciudades, que, en algunos casos, carecen de infraestructura, y o bien, no acceden a servicios por red, o de hacerlo, en su mayoría es en forma clandestina.

Como señala Pirez (2000), la población puede quedar excluida en forma absoluta o relativa de los servicios. Según el autor, la exclusión absoluta puede ser: de base *territorial*, dada por la falta de infraestructura; de base *institucional*, cuando la sociedad no cumple con los requisitos para poseer el servicio, tales como la titularidad de la propiedad; o de base *social*, cuando se da por la imposibilidad de pagar los costos. La exclusión relativa implica que, si bien la población está vinculada con la red o infraestructura, no recibe el servicio en las condiciones cuantitativas y cualitativas con que lo hace el promedio de la población de la ciudad. Desde esta óptica pueden entenderse las diferentes realidades en el acceso al servicio eléctrico en los territorios pampeanos: por un lado, acceso al servicio con inestabilidad ligada a los picos de consumo, o deficiencias en localidades en puntas de red, (exclusión relativa), por otro lado, informalidad y pobreza que impide afrontar el costo de conexión y suministro, o falta de redes eléctricas en zonas rurales (exclusión absoluta).

Los territorios pampeanos se caracterizan por desarrollar una economía agroindustrial, basada en la explotación primaria -producción agrícola y ganadera- y producción

industrial asociada. Un importante tejido industrial, principalmente del rubro metalúrgico y alimenticio, se destaca. En la figura 18 se muestra la densidad poblacional en términos de asentamientos y edificios (planta urbana) y la distribución geográfica de fábricas en el país, en base a cartografía del Instituto Geográfico Nacional. Allí se observa que la mayor densidad de establecimientos fabriles se encuentra en los territorios pampeanos. Dentro de éstos, no se distribuyen uniformemente, sino en torno a las ciudades de Buenos Aires, Córdoba y Rosario. Se aprecia además, las zonas del centro y sur de Buenos Aires, Norte de Santa Fe y Oeste de Córdoba con menor cantidad de fábricas, aquellas zonas ligadas a actividades primarias.

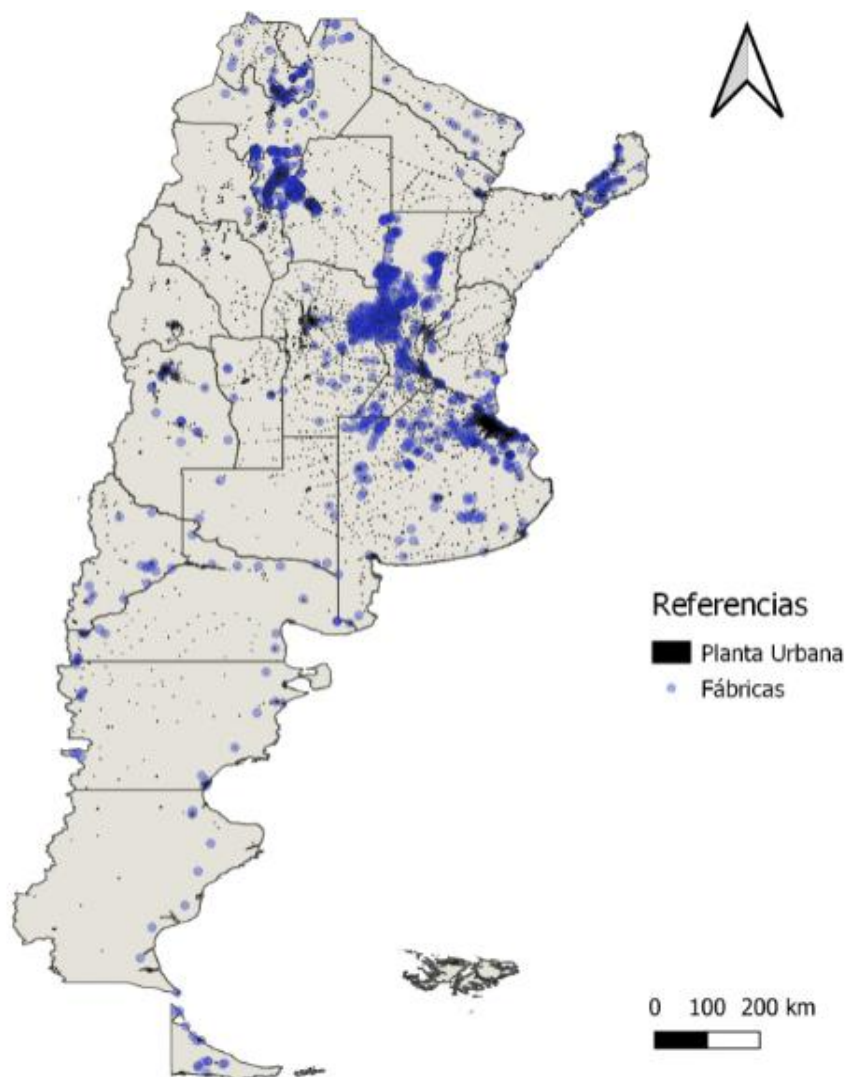


Figura 18: Distribución de fábricas y asentamientos urbanos en el territorio nacional. Fuente: Elaboración propia en base a información de IGN, Catálogo de Objetos Geográficos, 2017.

Con respecto a la densidad poblacional, según el último censo nacional disponible (INDEC, 2010), la provincia de Buenos Aires contaba con 15.6 millones de habitantes, lo que representaba el 39% de la población nacional. Los partidos del Gran Buenos Aires reúnen la mayoría de esa población, aunque solamente considerando el interior de la provincia, la población sigue siendo la mayor del país (llegando casi a los 6 millones). Córdoba es la segunda provincia más poblada, con 3.308.876 habitantes en 2010 (INDEC, 2010). Mayoritariamente, la población se nuclea en el centro de la provincia, en torno a la ciudad de Córdoba, y los cinco departamentos más poblados que la rodean: Punilla, Santa María, Colón, Río Primero y Río segundo (Sánchez y Barberis, 2013). La provincia de Santa Fe se ubica tercera a nivel nacional en cantidad de habitantes -3.194.537-, (INDEC, 2010). Con centro en la ciudad de Rosario, el Área Metropolitana concentra alrededor de 1.500.000 ciudadanos (Strifezzo, 2013).

Según el último informe anual de la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina ADEERA (2020), las provincias de Buenos Aires, Santa Fe y Córdoba son las que más energía eléctrica demandaron, contribuyendo en un 11,37 %; 9,54% y 7,6 % en el total de la demanda nacional (127 mil GWh), respectivamente (Figura 19). Esta proporción se ha mantenido estable durante gran parte del siglo XXI.

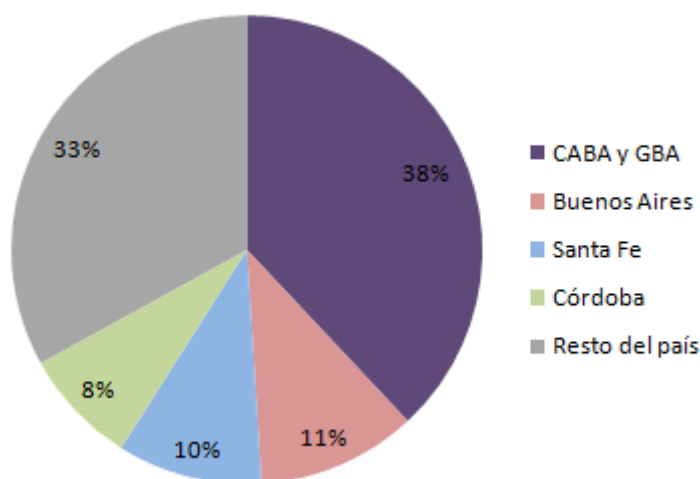


Figura 19: Participación de Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe en total de la demanda eléctrica nacional. Elaboración propia en base a datos de ADEERA, 2020.

En Buenos Aires, la demanda se distribuye en forma pareja entre usuarios residenciales (35%), no residenciales de menos de 300 kW (29%) y grandes usuarios (26%). El 10% restante corresponde a usuarios no residenciales de más de 300 kW. En Santa Fe y en

Córdoba la mayor parte de la demanda proviene de los usuarios residenciales (38% y 43% respectivamente) (Figura 20).

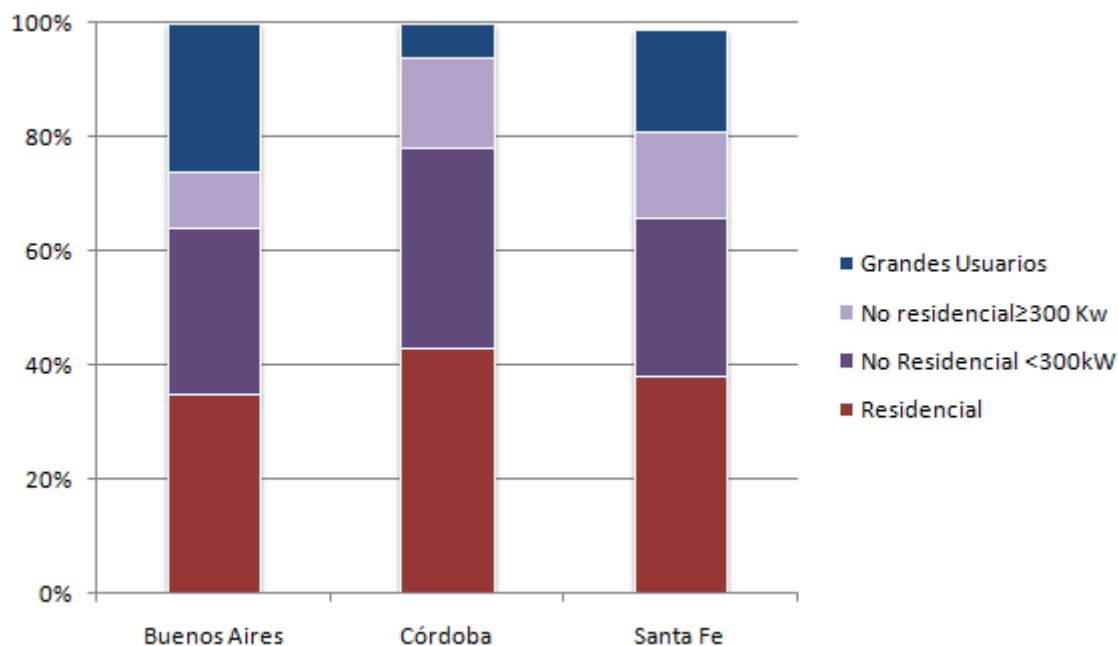


Figura 20: Participación en la demanda eléctrica, por tipo de usuario, en Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe, en el año 2020. Elaboración propia en base a datos de ADEERA.

Tanto la industria, para el funcionamiento de maquinaria y el abastecimiento de las líneas de producción, como la producción agropecuaria, requieren de energía eléctrica. Existe en estos territorios una combinación de empresas, grandes y medianas, cuya escala de producción insume gran cantidad de energía. Al mismo tiempo, para un gran número de pequeños agricultores familiares, la energía también es un insumo importante⁴⁶.

Las pequeñas localidades del interior padecen problemáticas energéticas, vinculadas a su ubicación en “punta de red”, esto implica que, al ser el último tramo de la línea, la tensión no sea suficiente y estable y sufran con frecuencia cortes, micro-cortes y bruscas

⁴⁶En 2017 investigadores del INTA publicaron un relevamiento de las necesidades de 45 Proyectos Regionales con Enfoque Territorial de las provincias de Buenos Aires, Córdoba, Santa Fe y Entre Ríos, de los cuales 41 manifestaron encontrar un problema en el acceso a la energía, indicando que la factura eléctrica tiene un peso importante en su estructura de costos y que además sufren frecuentes cortes de suministro. Para resguardarse de estos cortes, la población rural recurre mayoritariamente a un grupo electrógeno que funciona con gasoil, mientras que un 10% opta por la alternativa de generación fotovoltaica (Battista et al, 2017).

bajadas y subidas de tensión. Se trata de la forma de exclusión “relativa”, en términos de Pirez (2000). En forma minoritaria, existen poblaciones rurales dispersas, sin acceso a redes, y otras que enfrentan dificultades para disponer plenamente de la energía. La dispersión y lejanía de los centros urbanos podrían explicar este fenómeno, donde la generación de la energía es en forma centralizada. Frecuentes cortes de luz, problemas para extraer agua y falta de agua caliente, entre otros, son denominadores comunes del contexto. Para ellas, la generación fotovoltaica *in situ* es capaz de mejorar el servicio y aliviar sus necesidades.

Una tercera realidad es la que viven barrios y asentamientos populares, localizados en la periferia de grandes ciudades, en los que la infraestructura es insuficiente o deficitaria, o bien, la población no cuenta con los medios económicos para acceder al servicio. Se trata, según Pirez (2000), de exclusión absoluta. Según un estudio de la organización civil TECHO, en 2016, en las provincias de Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe se nucleaba el 71% de los asentamientos informales. En 7 de cada 10 de ellos, la mayoría de los hogares no contaba con conexión a la red eléctrica (Techo, 2016).

Entre los hogares conectados a las redes, son frecuentes las conexiones clandestinas, y por lo tanto, inseguras (con serios riesgos de incendios y/o electrocución). Del mismo modo, es moneda corriente el incurrir en moras por falta de pago, que derivan en suspensión del suministro o desconexión completa. Problemáticas sociales, en el acceso a la vivienda, y a otros servicios básicos, se entrelazan. La exclusión eléctrica se revela una sub-dimensión de la exclusión social (Furlán, 2011).

En el Noroeste de la Provincia de Buenos Aires, en la localidad de Junín, por ejemplo, se contabilizan en el Registro Nacional de Barrios Populares, 18 barrios vulnerables. En ellos, la infraestructura energética es insuficiente, y en la mayoría, las conexiones eléctricas son clandestinas⁴⁷. Otros barrios populares se localizan en la periferia de ciudades como Rosario, Santa Fe, y Córdoba Capital, con 156, 52, y 118 barrios populares, respectivamente (RENABAP, 2020).

⁴⁷ Allí, la Empresa de Energía Norte (EDEN) llevó a cabo un proyecto de inclusión social que incluyó gestiones para que los hogares adquirieran la titularidad de la vivienda, extensión de redes, colocación de medidores, y un amplio proceso de acompañamiento y capacitación social para lograr un uso eficiente de la energía.

Altamente poblados, con gran cantidad de industrias demandantes de energía, y con problemáticas en el acceso a la energía, los territorios pampeanos se enfrentan al desafío de la provisión de servicios, y hacerlo de manera sostenible, segura e inclusiva. Da cuenta de la complejidad de este desafío, la existencia de tres realidades que conviven. Para cada una de ellas, los proyectos fotovoltaicos son capaces de proveer soluciones, aprovechando el recurso natural disponible y la infraestructura existente.

3.2 Sistemas eléctricos diversos, mismos desafíos

Las provincias de Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe presentan características similares que las asemejan, en demandas eléctricas y disponibilidad de infraestructura, mientras que muestran diferencias en cuanto a los actores participantes del sistema y la generación que en ellas se produce. Comparten los desafíos de diversificar la matriz, ganar autonomía para sus territorios y mejorar el acceso a los servicios, propiciando la inclusión de sus poblaciones.

Los altos niveles de demanda eléctrica que se registran en los territorios pampeanos –en 2019 representaron el 66% del total de la demanda eléctrica (ADEERA, 2019)-tornan necesaria la existencia de infraestructura para transportar y distribuir la energía. Con ese fin, se han trazado en los territorios grandes líneas de transporte de electricidad en alta y líneas de distribución en media tensión. Ellas confluyen en las grandes urbes, donde se concentra la mayor proporción de población y capacidad productiva. Pequeñas localidades rurales quedan alejadas de las grandes infraestructuras, encontrando falencias en el servicio.

La provisión del servicio eléctrico en los territorios pampeanos, está a cargo de dos empresas públicas provinciales -la Empresa Provincial de Energía de Córdoba EPEC; y la Empresa Provincial de Energía de Santa Fe EPESF-, y seis empresas privadas con concesión de la provincia de Buenos Aires: Empresa de Energía Norte SA (EDEN), Empresa de Energía Sur SA (EDES) y Empresa de Energía Atlántica SA (EDEA). En la ciudad de La Plata, el servicio está a cargo de la Empresa Distribuidora La Plata S.A., EDELAP y en el resto del AMBA y CABA: Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A. EDENOR y Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A. EDESUR. Las diferentes formas de incentivar la transición hacia las energías renovables se relacionan

con la existencia de estos dos tipos de empresas. Más allá de intereses económicos privados, las empresas públicas se asocian a necesidades sociales y estratégicas (Kazimierski, 2020).

El AMBA, con 14.8 millones de habitantes (INDEC, 2010), se compone de la Ciudad de Buenos Aires y 40 municipios bonaerenses. Recaen sobre ella dos jurisdicciones gubernamentales, la Ciudad y la Provincia, respectivamente. Mientras en las provincias, la autoridad energética son los organismos de control y empresas públicas provinciales⁴⁸, en el área de EDENOR y EDESUR esa función la cumple el ENRE.

EPEC (creada por Ley 4.358/1952) es una empresa provincial de carácter autárquico, que desarrolla su actividad en la órbita del Ministerio de Servicios Públicos de la Provincia de Córdoba. Abarca las actividades de generación, transporte, y distribución en todo el territorio provincial. Provee energía a cooperativas eléctricas que se encargan de abastecer al 30% de los usuarios de la provincia. En cuanto a la generación, EPEC cuenta con 18 centrales generadoras de energía eléctrica⁴⁹, que suman 1848 MW (EPEC, 2020). La electricidad adicional que necesita la provincia se obtiene por operaciones comerciales con el MEM (EPEC, 2020). Para ello, se conecta con el SIN mediante las estaciones transformadoras de Malvinas Argentinas, Almafuerte y Arroyo Cabral.

La EPESF fue creada en 1986 (Ley 10.014) en reemplazo de la Dirección Provincial de Energía. Ésta funcionaba como organismo autárquico y se encargaba de coordinar las prestaciones del servicio eléctrico, mediante acuerdos con el Gobierno de la Nación, otras Provincias, Municipalidades, Cooperativas de usuarios y prestatarios particulares (Ley 5189/1960). La EPESF, con 50 mil kilómetros de líneas de alta, media y baja tensión, y 56 estaciones transformadoras de 132 Kv, se encarga del transporte y distribución de energía, brindando el servicio a más de 1.280.000 usuarios en 101.000 km² (Gobierno de Santa Fe, 2020).

En la provincia de Buenos Aires, la prestación del servicio público de energía eléctrica estuvo a cargo de la Empresa Social de Energía de la Provincia de Buenos Aires S.A.

⁴⁸ EPE en Santa Fe, el Organismo de Control de la Energía Eléctrica, OCEBA, en Buenos Aires y el Ente Regulador de Servicios Públicos, ERSEP, en Córdoba.

⁴⁹ Diez centrales hidroeléctricas: La Viña, La Calera, Cruz del Eje, Los Molinos 1 y 2, San Roque, Fitz Simon, Cassafousth, Reolín, Piedras Moras, y Río Grande; y ocho centrales térmicas: Bicentenario, Pilar, San Francisco, Villa María, Río Cuarto, Lavalle, Sudoeste, Deán Funes.

(ESEBA) hasta que, en la década de 1990, se transfirió a empresas de capital privado (Ley N°11.771/1996). Las empresas que reciben la concesión son: EDELAP, EDENOR, EDESUR (en AMBA) y EDEN, EDES, y EDEA, en el interior de la provincia (Mapa 4). En total, estas empresas abastecen a 6.978.784 clientes, de los cuales 251 son cooperativas eléctricas con concesión municipal (ADEERA, 2018).

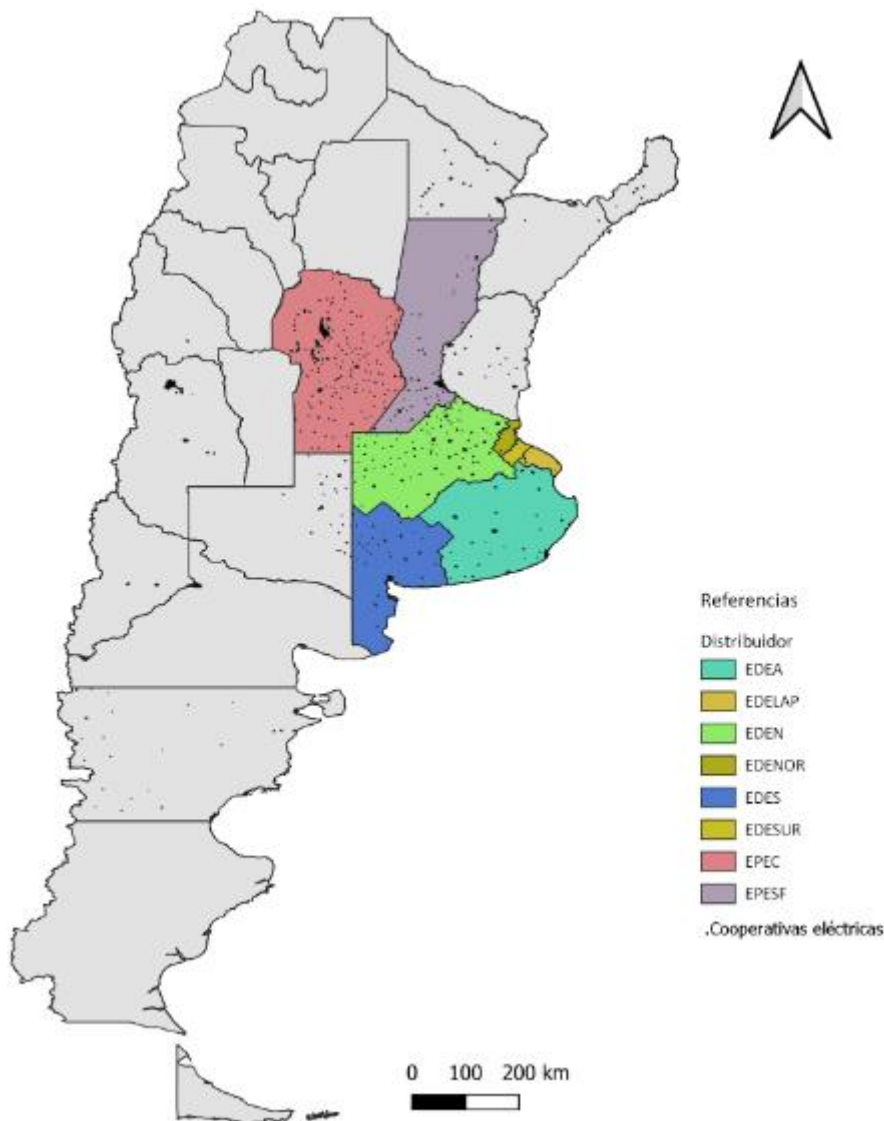


Figura 21: Distribución eléctrica en Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe: áreas de concesión de empresas privadas y cooperativas eléctricas. Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía, 2018.

En las tres provincias, en pequeñas localidades, el servicio eléctrico es provisto por empresas cooperativas locales, que en muchos casos se encargan de la prestación de

otros servicios públicos y de bien social (telefonía, televisión, ambulancias, servicios fúnebres, etc). En las tres provincias se concentra la mayor proporción (Figura 21) con respecto al total de casi 600 cooperativas de distribución de electricidad, que abastecen del servicio al 16% de la población nacional (Jacinto et. al, 2014). En sus orígenes, las cooperativas disponían de usinas de generación con las que abastecían a las comunidades en las que actuaban. Hacia la década de 1970, la conexión al SADI permitió a las cooperativas comprar energía al mercado mayorista para complementar o reemplazar la generación propia, iniciando un proceso de abandono de la generación. Este fue también motivado por la dificultad para reemplazar equipamiento obsoleto, y el aumento de los costos de generación, en un contexto de demanda eléctrica creciente y precios de hidrocarburos al alza (Garrido et al., 2013). A principios del siglo XXI, retornan al sector de la generación, a la cabeza de proyectos renovables.

En la figura 22, se muestra la infraestructura eléctrica, en líneas de transporte, existente en los territorios pampeanos. Su mayor densidad corresponde a las grandes ciudades. Las líneas de transporte de 500 kV y 220 kV son operadas por TRANSENER Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A y las líneas 220 kV, 132 kV y 66 kV de la Provincia de Buenos Aires por la empresa Transporte de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires TRANSBA S.A. (propiedad del mismo grupo). EPEC y EPESF se encargan del transporte en sus provincias.

Como se observa en la figura, los territorios pampeanos concentran gran parte de la infraestructura en redes de transmisión en alta y media tensión, así como estaciones transformadoras y subestaciones. No obstante, no escapan a ellos la existencia de “vacíos de interconexión”, espacios que quedan distantes del tendido eléctrico, y en los que las poblaciones: a. no acceden al servicio por red o b. no disponen de un servicio seguro y constante. Se identifican 3 grandes vacíos de interconexión: el Noroeste de la provincia de Buenos Aires; el Norte de Santa Fe; el Norte y Sur de Córdoba (Figura 22).

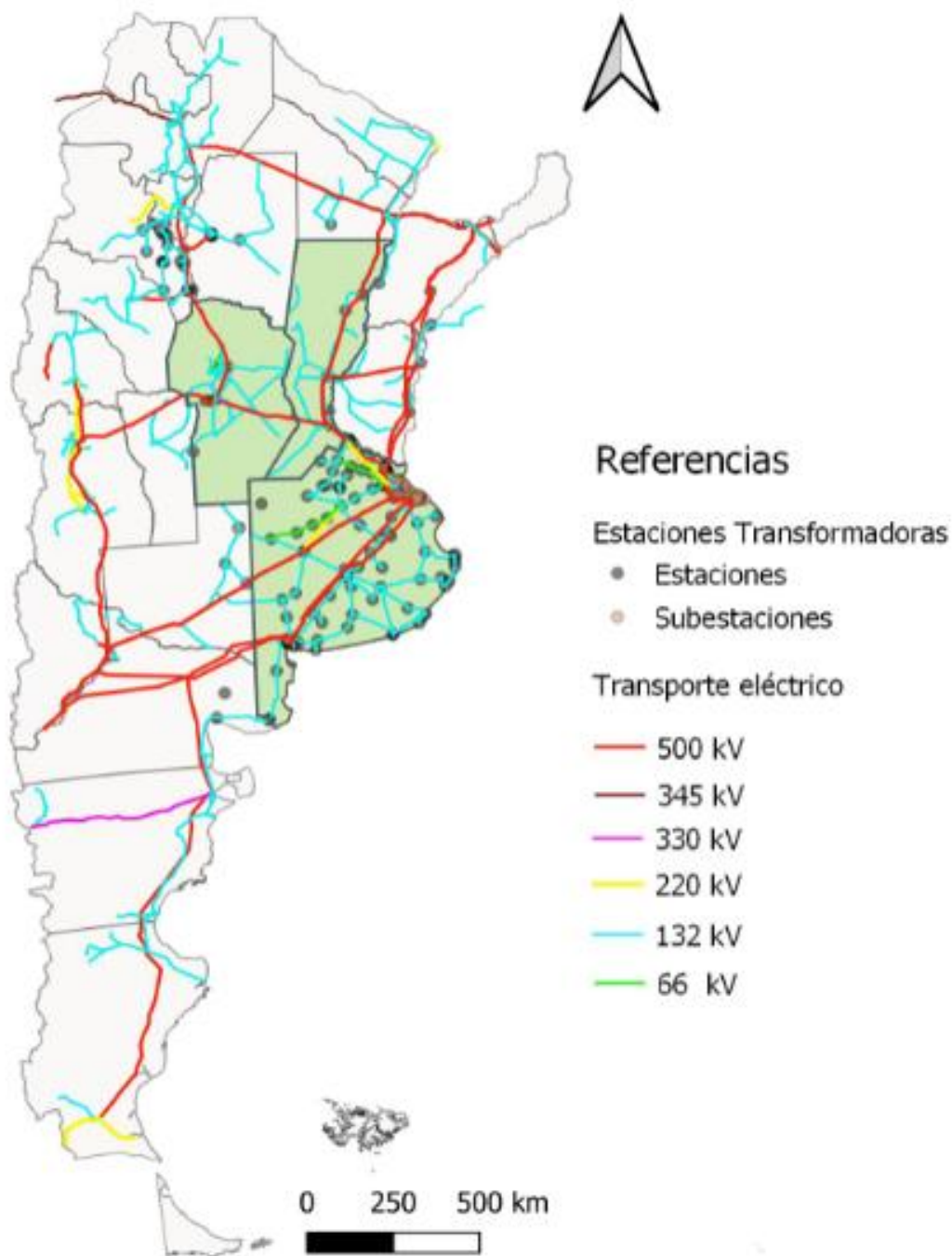


Figura 22: Infraestructura en redes de transporte eléctrico, estaciones y subestaciones transformadoras. Elaboración propia en base a datos base de IGN, Catálogo de Objetos Geográficos, 2017.

El interior bonaerense está abastecido casi exclusivamente por una línea de alta tensión proveniente del Comahue. En media tensión, una línea de 220 kV sale del transformador de Henderson en dirección Noreste, hacia la estación de TRANSBA en Bragado, y otras líneas de 220 kV unen Ramallo – Atucha II –General Rodriguez y

otras estaciones del Gran Buenos Aires. De la estación de Henderson salen otras cuatro líneas que aportan al Oeste y Sudoeste de la provincia. El Sur de la provincia es cubierto con la línea de 132 kV de la estación G. Brown. Así, en la provincia de Buenos Aires conviven regiones de alta densidad de redes y otras de abastecimiento insuficiente. El Noroeste puede considerarse un “ángulo muerto” en materia de distribución (Carrizo et al., 2015).

En dirección Norte-Sur, atraviesa la provincia de Santa Fe, una línea de 500 kV que parte de Ezeiza, pasa por Atucha y llega hasta la provincia de Formosa. En Rosario, esa misma línea se bifurca hacia Córdoba, donde, previo paso por la Estación Arroyo Cabral, se bifurca en la Estación Almafuerte, desde donde una línea abastece al Norte de Córdoba y otra sigue hacia el Oeste. En Santa Fe las líneas de 132kV se concentran en la zona de Rosario y Centro de la provincia. Una única línea de 132 Kv llega hasta el sur, mientras que dos salen hacia el Norte. En Córdoba similarmente, las líneas de 132 kV se concentran en el centro, donde se ubican cuatro estaciones transformadoras en extra altensión (de 500 kV): Arroyo Cabral, Almafuerte, Embalse, y Río Grande. La mayor parte de las estaciones transformadoras en alta tensión (entre 340 y 132 Kv) se ubican en el centro, con una única al sur (Huinca Renanco). En esta provincia se observan líneas de baja tensión 33-66 kV que abastecen zonas alejadas de los grandes concentrados urbanos del Sur de la provincia, y, en menor medida, del Norte.

Además de ser núcleo de infraestructuras, en torno a los conglomerados urbanos, los territorios pampeanos también concentran, distribuidas en forma heterogénea, 99 centrales de generación eléctrica a partir de fuentes térmicas – Turbo vapor (TV), Turbo gas, (TG), ciclo combinado, (CC), Diesel (DI) y Cogeneración (CO)- que suman 18.876 MW (Tabla 6). Esto representa el 76 % de la capacidad instalada en generación térmica en Argentina (CAMMESA, 2020). De ese total, 62 centrales se emplazan en la provincia de Buenos Aires, 22 en Córdoba y 15 en Santa Fe. Además, las tres centrales nucleares del país se ubican en estos territorios: Atucha y Atucha II en Zárate, provincia de Buenos Aires; y Embalse, en Córdoba. En la provincia de Córdoba se ubican también nueve centrales hidroeléctricas.

POTENCIA INSTALADA PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA (MW)				
TECNOLOGÍA	BUENOS AIRES	CÓRDOBA	SANTA FE	TOTAL
Térmica conv.	18841.7	1781.5	2701.9	23325.1
Nuclear	1107.0	648.0		1755.0
Hidroeléctrica		888.5		888.5
Eólica	617.9	127.8		745.7
Térmica (Biogás).	33.5	21.2	8.1	62.8
Fotovoltaica	7.7	3.1	2.2	13.0
TOTAL	20607.8	3470.1	2712.2	26790.1

Tabla 6: Potencia instalada para generación eléctrica, por provincia y tecnología. Elaboración propia en base a datos de CAMMESA, 2020. (<https://aplic.cammesa.com/geosadi/>), y Secretaría de Energía, 2020b. *Para fotovoltaica se tomó en cuenta la generación distribuida y el aporte de las plantas de PROINGED.

En la tabla anterior se refleja que en los territorios pampeanos, sin contar la potencia instalada en fotovoltaica, existen 26.7 GW de potencia para generación eléctrica. Esto representa más de la mitad de la potencia instalada total que existe en Argentina. También se observa la disparidad entre la potencia instalada en Buenos Aires (20 GW) y las otras dos provincias. Además, en términos de diversificación, se destaca en Córdoba y en Buenos Aires el aprovechamiento de fuentes variadas, incluyendo las de origen renovable, mientras que en Santa Fe predomina la generación térmica en base a combustibles fósiles.

Adicionalmente, aportan generación, pequeñas plantas fotovoltaicas distribuidas en los territorios, puestas en marcha a partir de diversos mecanismos de promoción (20 en provincia de Buenos Aires, 1 en San Lorenzo, Santa Fe). Con ellas y los usuarios-generadores conectados, se suman 13 MW de generación que aportan a las redes de baja y media tensión. La energía solar fotovoltaica, instalada a través de parques de mediana escala, y/o en pequeñas instalaciones de auto-generación permite aprovechar el recurso disponible y mejorar déficits existentes.

3.3. Recurso disponible, subexplotado

Los territorios pampeanos de las provincias de Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe son ricos en recurso fotovoltaico. Sus niveles de radiación solar permiten aprovechar la energía del sol para distintos fines, entre los que se encuentra la generación eléctrica (Aristegui et al, 2018; Grossi Gallegos, 2009; Grossi Gallegos y Righini, 2007).

Planificar proyectos, tomar decisiones, concretar acciones, requieren, para tener éxito, una base sólida de conocimiento de las principales variables intervinientes. El relevamiento de los niveles de radiación solar es ineludible para su aprovechamiento como fuente de energía (Aristegui et. al, 2018). Distintos indicadores permiten conocer y evaluar el recurso con que se cuenta y las posibilidades de generación en los territorios pampeanos (Tabla 7). Esto resulta fundamental para su valorización: condiciona el dimensionamiento de los sistemas a instalar y, con ello, la toma de decisiones por parte de los actores involucrados en los proyectos.

Indicador	Descripción	Unidad
Irradiación Global Horizontal IGH	Energía que recibe una unidad de superficie sobre un plano horizontal, en una determinada localización geográfica. *Cada situación de inclinación y orientación brindará mayor o menor energía con respecto al plano horizontal, dependiendo de la latitud y momento del año ⁵⁰ .	kWh/m2/
Heliofanía	Horas diarias de brillo solar	Horas/día
Potencial de generación por kWpico	Energía que genera un sistema en condiciones estándar	kWh/kWp
Irradiación Normal Directa	Cantidad de energía que recibe una unidad de superficie que se mantiene perpendicular a los rayos del sol	kWh/m2/
Factor de capacidad	Cociente entre la energía generada y la energía que hubiera generado una instalación fotovoltaica en caso de estar funcionando a plena carga todas las horas del año.	%

Tabla 7: Indicadores para evaluar recurso fotovoltaico y potencial de generación. Elaboración propia.

La primera estación dedicada a medir el recurso solar en Argentina se instaló en 1923 en La Quiaca, Jujuy (Grossi Gallegos, 2000). Sin embargo, los primeros trabajos

⁵⁰ La Secretaría de Energía (2019a), en base a Wallace (2017), publicó tablas con los cocientes de transposición para inclinaciones que varían entre 0° y 90°, para cada jurisdicción provincial.

orientados al estudio del recurso comenzaron en la década de 1970. En 1976 se aprobó un proyecto presentado en la Organización de Estados Americanos con la finalidad de instalar estaciones de medición con fines energéticos. A partir de este proyecto se creó la Red Solarimétrica Argentina que elaboró las primeras cartas de radiación. Los estudios se extendieron en América del Sur de la mano de la cooperación regional, por ejemplo entre Argentina y Paraguay en 1984 para medir la heliofanía en ese país (Righini & Grossi Gallegos, 2000). Desde 1979 hasta 1995, La Red Solarimétrica publicó 13 boletines semestrales de datos de radiación solar global de distintos puntos del país.

En el año 2002 se creó, en la Universidad Nacional de Luján (UNLU) y bajo la dirección de Hugo Grossi Gallegos, el Grupo de Estudio de la Radiación Solar, “GerSOLAR”. El mismo se dedicó a desarrollar conocimiento sobre la distribución espacio-temporal del recurso fotovoltaico sobre la superficie terrestre con el objetivo de diseñar mejores sistemas de aprovechamiento. GerSOLAR elaboró y publicó el Atlas de Energía Solar de la República Argentina (Grossi Gallegos y Righini, 2007), una de las principales herramientas que permiten conocer el recurso, evaluarlo y tomar decisiones. Cuenta con cartas mensuales de irradiación solar global diaria sobre plano horizontal (IGH) ⁵¹y de heliofanía de la República Argentina.

Según las cartas presentadas en el Atlas de Energía Solar de la República Argentina, en el mes de enero, por tomar el correspondiente a la estación estival, se registran, por día, 6.5 kWh/m² de IGH en la provincia de Buenos Aires, Sur de Santa Fe y Centro y Sur de Córdoba (Figura 23). Noroeste de Santa Fe y de Córdoba registran 6 kWh/m². En el mes de julio, representativo de la estación invernal, se identifican tres zonas diferenciadas: sureste de la provincia de Buenos Aires con 1.5 kWh/m²; centro y norte de Buenos Aires, sur de Santa Fe, sur y centro de Córdoba con 2 kWh/m²; el resto de la provincia de Santa Fe y el Norte de Córdoba con 2.5 kWh/m² (Grossi Gallegos y Righini, 2007).

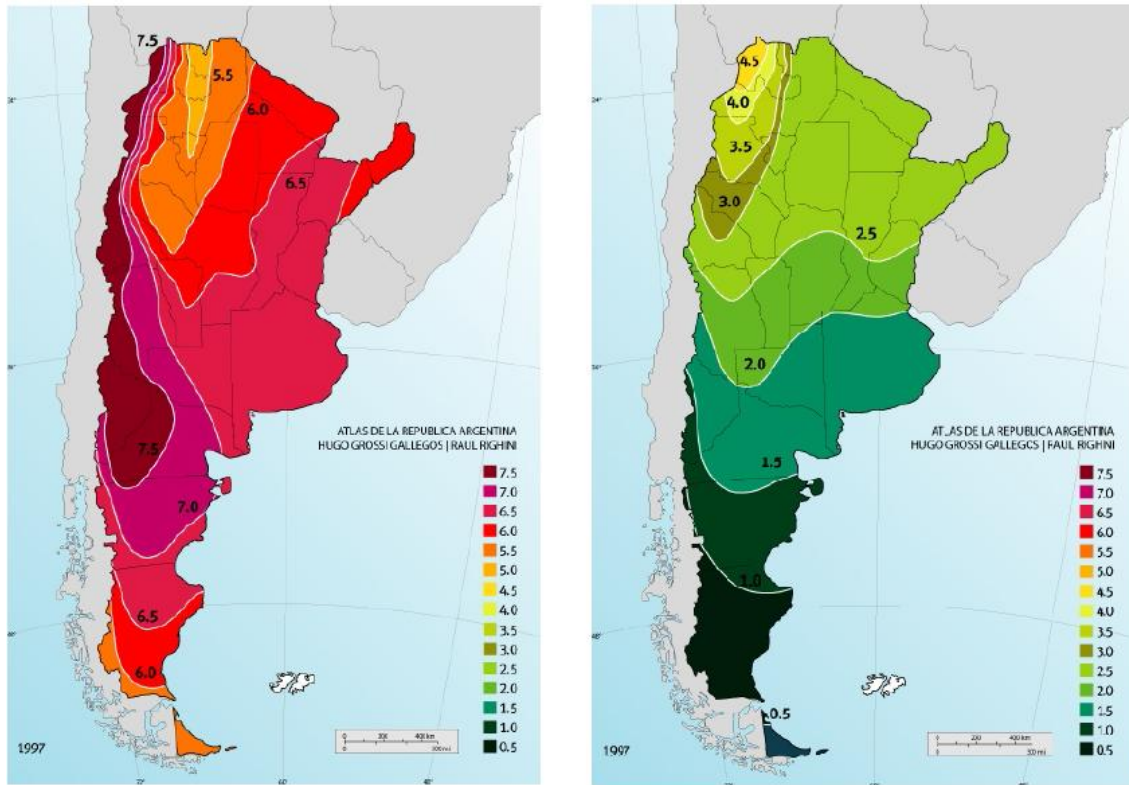


Figura 23: Distribución espacial del promedio de la irradiación solar global diaria (kWh/m²) correspondiente a los meses de enero y junio. Fuente: Grossi Gallegos y Righini, 2007.

Con respecto a la heliofanía efectiva, en el mes de enero se registran 8 horas de brillo solar en la provincia de Santa Fe, el Este de la provincia de Buenos Aires, y Norte y Centro de Córdoba; mientras que en el Oeste de Buenos Aires y Sur de Córdoba se dan 9 horas. En el mes de julio, la heliofanía es de 4 horas en gran parte de la provincia de Buenos Aires, y el sur de Santa Fe. 5 horas se registran en Córdoba, y en el resto de Santa Fe. (Grossi Gallegos y Righini, 2007).

Desde 2015 GerSOLAR, en convenio con el Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria INTA, cuenta con una red de 10 estaciones de medición -ubicadas en las provincias de Buenos Aires, Córdoba, Santa Fe, Entre Ríos y La Pampa- que reúne los requisitos para trazar las cartas solares de la Pampa Húmeda. Desde estos estudios se afirma que esta región presenta un nivel de recurso que le otorga un gran potencial de desarrollo de sistemas de generación fotovoltaica (Aristegui et. al; 2018).

Otro dato importante a conocer es el potencial de generación eléctrica por kWpico⁵² instalado. El Atlas Solar Global, desarrollado por el Banco Mundial, presenta estos datos en forma de promedios diarios y anuales para el período de tiempo 1999-2018. Para los territorios pampeanos, el potencial de generación se ubica entre 1607 y 1753 kWh por kWp (Global Solar Atlas). Este nivel puede considerarse alto si se lo compara con el de países que lideran en incorporación de la tecnología fotovoltaica.

Los territorios pampeanos de las provincias de Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe muestran niveles de recurso comparables con los de algunos países líderes en generación fotovoltaica: el Sur de España, por ejemplo, alcanza valores de irradiación global horizontal (IGH) de 1800 kWh/m²/año, mientras que Alemania, en sus regiones con mayor recurso alcanza los 1200 kWh/m²/año. Valores similares, e incluso superiores, se alcanzan al Norte de Santa Fe y el Oeste de Córdoba. En esa provincia, en la localidad de San Javier, se dispone de 1954 kWh/m²/año de IGH, con un potencial de generación por kWpico instalado de 1741 kWh (Global Solar Atlas).

Alemania y España, lograr mucho con poco

A partir de su política de *Energiewende* o Transición Energética, Alemania se ha convertido en líder en incorporación de renovables en su matriz, principalmente de origen fotovoltaico. Dispone de irradiación global horizontal (IGH) de entre 1000 y 1200 kWh/m²/año, con una capacidad de generación de 1183 kWh por cada kWpico instalado, en las regiones más meridionales (Global Solar Atlas). En esta tecnología ha desarrollado uno de los mercados más grandes del mundo: en 2019 se ubicó en cuarto lugar en cuanto a capacidad instalada (después de China, Estados Unidos y Japón), alcanzando los 49 GW (REN 21; 2020).

Desde fines del siglo XX, España ha sido pionera a nivel mundial en la implantación de energía solar fotovoltaica. La popularidad de la autogeneración domiciliar llevó al gobierno a establecer un “impuesto al sol”. Su eliminación, a fines de 2018, llevó a un aumento de este tipo de instalaciones. El país, cuenta con un nivel de IGH que llega a 1840 kWh/m²/año en la región de Almería, uno de los enclaves con mayor radiación solar de Europa. Allí, el potencial de generación por kWpico instalado es de 1746 kWh (Global Solar Atlas). En 2019 lideró en Europa en nuevas adiciones de potencia instalada, y acumuló 10 GW (REN 21; 2020).

⁵² Se refiere a la máxima potencia que puede entregar un panel solar bajo condiciones estándar.

Otra forma de medir el recurso es a través de la Irradiancia Normal Directa. Según el Atlas Solar Global, en los territorios pampeanos ésta va desde 4.9 kWh/m²/día en el sudeste de Buenos Aires, hasta 5.9 kWh/m²/ día en el oeste de Córdoba. La Secretaría de Energía ha elaborado cartografía con datos del recurso a partir de este indicador.

Finalmente es importante considerar el factor de capacidad⁵³, o factor de planta, definido como el cociente entre la energía generada y la energía que hubiera generado una instalación fotovoltaica en caso de estar funcionando a plena carga todas las horas del año. A nivel mundial, el factor de carga promedio de una planta fotovoltaica es del 18%. En Argentina, ronda el 22%. Para los territorios pampeanos, los datos informados por proyectos presentados al programa Renovar indican un factor de carga del 22% en Córdoba y 27% en Santa Fe (Secretaría de Energía, 2019b).

Estos conocimientos constituyen herramientas invaluable para estimar el recurso. Adicionalmente, cada vez más aplicaciones se ponen a disposición de empresas y usuarios para permitir la estimación del recurso y el potencial de generación para una determinada instalación fotovoltaica en una ubicación dada. Es el caso, por ejemplo, del calculador solar al que se puede acceder en el sitio web del PROINGED (Programa Provincial de Incentivos a la Generación Distribuida) y que facilita el diseño de un proyecto. Además, desde la provincia de Córdoba se elaboró el Mapa Solar Provincial, a partir de información del Atlas de Energía Solar de la República Argentina (Grossi Gallegos y Righini) y de la NASA (Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio). En Santa Fe, la Secretaría de Estado de la Energía creó su propia red solarimétrica, ubicada en 5 puntos: Tostado, Reconquista, Elisa, Cañada Rosquín, y Firmat. La multiplicación de instalaciones y estaciones de medición para evaluar el recurso solar señala el interés existente en conocer, en forma cada vez más precisa, su distribución y su potencial de aprovechamiento.

⁵³El Factor de Capacidad (FC) de la tecnología fotovoltaica se asocia a la variabilidad del recurso solar en diferentes partes del mundo. Mejoras tecnológicas permiten aumentarlo, por ejemplo a través de: incorporación de sistemas de seguimiento, o *trackers*, mejoras en los inversores, mejora continua de la industria de los módulos fotovoltaicos, que aumenta su eficiencia (Secretaría de Energía, 2019).

Además de existir recurso en niveles abundantes, los costos de la tecnología, si bien elevados, la vuelven una opción económicamente viable, en comparación con otras fuentes. Por ejemplo, en las licitaciones Renovar, los proyectos de biomasa, recurso abundante en los territorios pampeanos, alcanzaron un precio promedio de 116 USD / MWh, muy por encima del promedio de USD 50 / MWh de los proyectos fotovoltaicos (MINEM). Solamente la energía eólica compite en materia de costos, pero el recurso no se encuentra distribuido en forma homogénea, como sí lo está el fotovoltaico.

A pesar de la disponibilidad de recurso, la capacidad instalada en fotovoltaica en 2020 es de 13 MW. Se contabilizan en ellos los parques solares de media potencia de Buenos Aires (surgidos de licitaciones del Programa Provincial de Incentivos a la Generación Distribuida PROINGED); el Parque Solar San Lorenzo, inaugurado en 2018 en Santa Fe; y la capacidad instalada por usuarios-generadores, tanto en Santa Fe (Prosumidores) como en Córdoba (Ley 27.424).

En la provincia de Buenos Aires, el PROINGED inauguró una primera planta fotovoltaica piloto en Brandsen, en el año 2014. En 2016 y 2019 PROINGED licitó proyectos en localidades en puntas de red. Lo hizo en coordinación con cooperativas eléctricas, actor clave que a principios del siglo XXI retorna al sector de generación. Algunos ya han sido construidos y se encuentran operando, o próximos a entrar en operación, mientras que otros no han sido aún construidos o se proyectan para próximas licitaciones (Tabla 8).

Planta fotovoltaica	Potencia kW	Empresa adjudicataria	Distribuidor
Construidas			
Ameghino	500	Aldar S.A.	Cooperativa Eléctrica de Ameghino Ltda.
Arribeños	500	Aldar S.A.	EDEN
Barrio Procrear	500	Surland Technologies S.A	EDEN
Cañada Seca	500	Surland Technologies	Cooperativa Eléctrica Cañada Seca
El Triunfo	500	UTE Lafemir – Recursos Energéticos y Desarrollo	Cooperativa eléctrica El Triunfo
Villa Iris	500	Aldar S.A.	Coop. de Electricidad, Servicios de Villa

			Iris Limitada.
Villa Maza	500	Ventus EEERR S.A.	Coop. Eléctrica de Villa Maza Ltda.
Bayauca	400	Energy Mercosur S.A.	Coop. Eléctrica Urbana y Rural de Bayauca Bermúdez Ltda.
Inés Indart	400	UTE Sustentator S.A., LV Energy y Wadeh S.A	Cooperativa eléctrica Inés Indart
O' Higgins	400	LV Energy	Cooperativa Eléctrica de Chacabuco Ltda.
Facundo Quiroga	300	Liderando Insumos SRL	Coop. de Provisión de Obras y Servicios Públicos Facundo Quiroga Limitada
Huanquelén	300	Semiuc Instalaciones SRL	Coop. Eléctrica, de Servicios Públicos, Sociales, Vivienda y Crédito de Huanguelèn Ltda.
Iriarte	300	Solartec S.A.	Coop.de Provisión de Servicios Eléctricos y Otros Servicios de Iriarte LTDA.
Martinez de Hoz	300	Coradir S.A.	Coop. Eléctrica de Martínez de Hoz
Desvío Aguirre	300	Intermepro S.A.	Usina Popular y Municipal de Tandil
El Dorado	300	Hins Energía S.A.	Coop. Eléctrica Rural, Telefónica, de Provisión y Servicios de El Dorado Limitada
Oriente	300	LC Tech S.A.	Coop. de Provisión de Agua Potable, Viviendas y Otros Servicios Públicos de Oriente Limitada
Agustina	200	Creativ SRL	Cooperativa Eléctrica de Agustina Limitada
Espigas	200	Ingeniería MEGA	Cooperativa Eléctrica de Olavarría
Recalde	200	UTE Lafemir – Recursos Energéticos y Desarrollo	Cooperativa Eléctrica de Olavarría
Villa Sauze	200	GEG Laugero UT	Coop.Eléctrica de Villa Sauze Ltda.
Samborombón	100	Aldar. S.A.	EDEA
Proyectadas			
Cazón	300	No adjudicada	Cooperativa Eléctrica de Saladillo
Mechongué	300	No adjudicada-	Cooperativa Eléctrica de Mechongué
Pirovano	300	- No adjudicada	Cooperativa Eléctrica de Obras y Servicios de Pirovano
Tres Algarrobos	300	Lafemir S.A.	Coop. Eléctrica de Tres Algarrobos Limitada

Tabla 8: Plantas fotovoltaicas de PROINGED, construidas y proyectadas. Fuente: Elaboración propia

En la provincia de Santa Fe, se licitó en 2014 la construcción de un parque solar en la localidad de San Lorenzo, de 1.2 MW de potencia. El mismo fue inaugurado en 2018 y se encuentra bajo la administración de Enerfe Santa Fe Gas y Energías Renovables SAPEM. Adicionalmente en la provincia de Santa Fe existen 400 usuarios de la EPE que se han conectado a la red en calidad de prosumidores. Entre ellos, suman 1 MW de potencia instalada en generación distribuida.

En la provincia de Córdoba se adjudicaron 4 proyectos fotovoltaicos en el marco de la licitación nacional RenovAR, que aún no han sido construidos. En cuanto a autogeneración, a diciembre de 2020 se cuentan 338 usuarios-generadores que suman 3145 kW de potencia instalada. Además se registran 133 trámites en curso, que de ser aprobados sumarían casi 2 MW (Secretaría de Energía, 2020b).

El siguiente mapa (Figura 24) presenta, sobre una base que muestra la irradiancia normal directa, la distribución de proyectos (operativos y adjudicados) surgidos de los diferentes mecanismos de promoción. En general se observa una mayor concentración de proyectos en las zonas de mejor recurso (Noroeste de la provincia de Buenos Aires, para los proyectos de PROINGED, Norte y Oeste de Córdoba, para los proyectos adjudicados en Renovar).

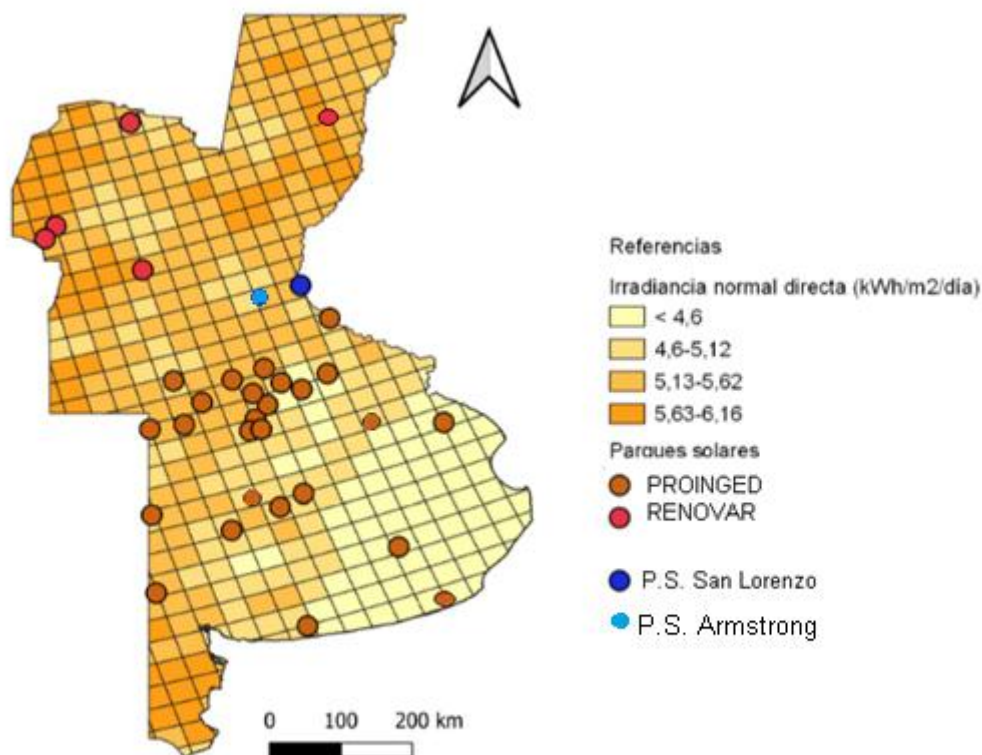
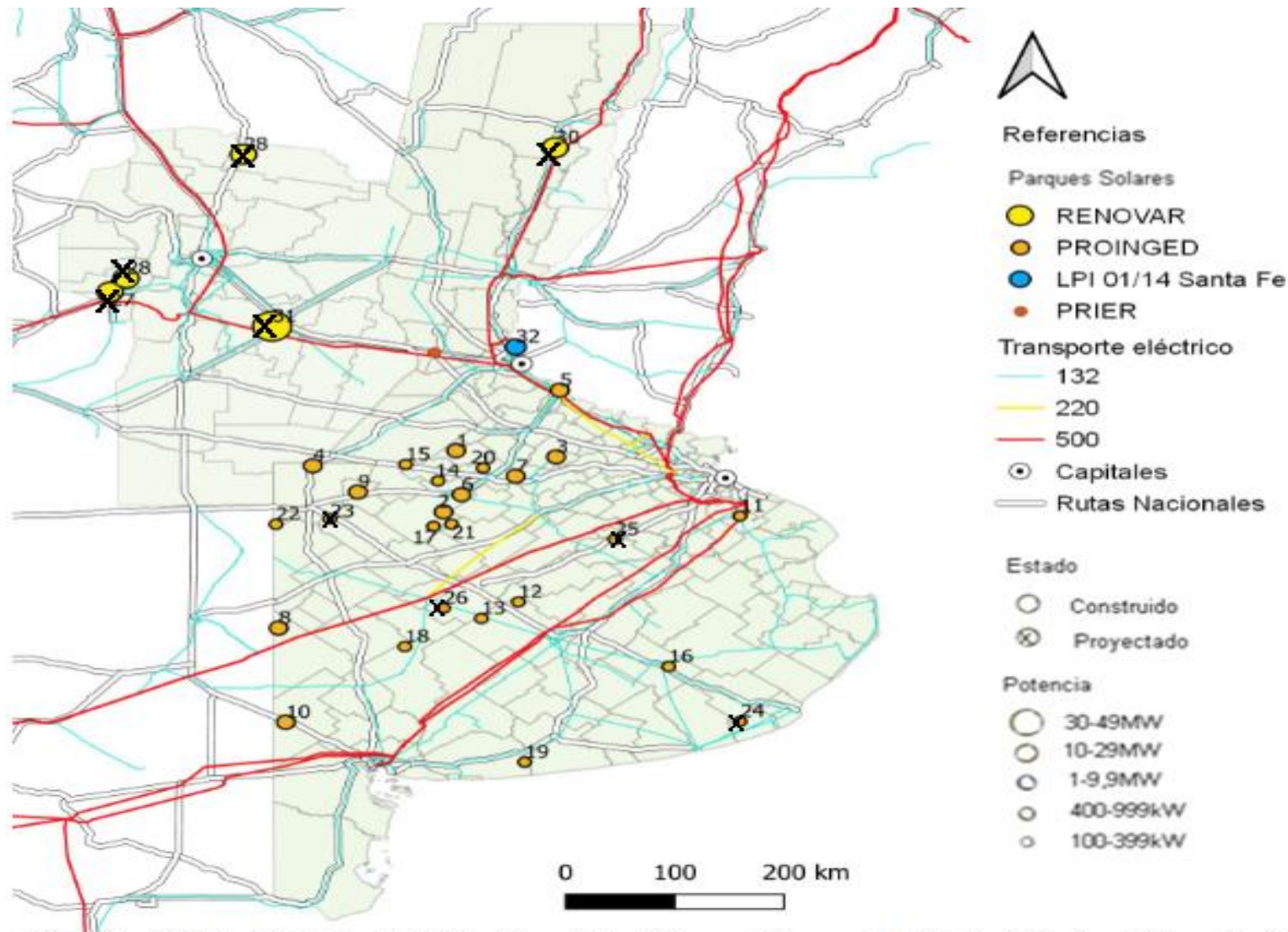


Figura 24: Distribución del recurso y proyectos en territorios pampeanos. Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía y PROINGED.

Como se vio anteriormente, las redes de infraestructura de transporte y transmisión eléctrica se emplazan en el centro de los territorios pampeanos para abastecer sus demandas. Las estaciones transformadoras existentes pueden ser aprovechadas, como puntos de acceso a la red, sin necesidad de incurrir en nuevas obras, en el corto plazo. Esto permite que la energía eléctrica encuentre rápidamente donde volcarse, evitando pérdidas, y favoreciendo la diversificación de la red. Esto resulta un factor clave para viabilizar los proyectos.

Los territorios pampeanos disponen de recurso fotovoltaico abundante, uniformemente distribuido. Su aprovechamiento es, a principios de siglo XXI, incipiente. La figura 25 sintetiza información sobre los proyectos existentes, tanto los adjudicados en RENOVAR y PROINGED, como los proyectos en Santa Fe (parques solares de San Lorenzo y Armstrong). La misma permite visualizar la ubicación de los proyectos, construidos y proyectados, con respecto a las líneas eléctricas. Se evidencia la localización cercana a las líneas de alta tensión en 500 kV por parte de los proyectos



1. Ambeños, 2. El Triunfo, 3. Inés Indart, 4. Cañada Seca, 5. Barrio Procrear, 6. Bayauca, 7. O'Higgins, 8. Villa Maza, 9. Ameghino, 10. Villa Iris, 11. Samborombón, 12. Espigas, 13. Recalde, 14. El Dorado, 15. Iniarde, 16. Desvío Aguirre, 17. Martínez de Hoz, 18. Huanguelén, 19. Oriente, 20. Agustina, 21. Quiroga, 22. Villa Sauze, 23. Tres Algarrobos, 24. Mechongué, 25. Cazón, 26. Pirovano, 27. Villa Dolores, 28. Cura Brochero, 29. Villa María del Río Seco, 30. Calchaquí, 31. Arroyo Cabral, 32. San Lorenzo, 33. Armstrong

Figura 25. Proyectos fotovoltaicos pampeanos, construidos y proyectados. Fuente: Elaboración propia.

más grandes orientados al sistema interconectado, reflejando la necesidad de contar con líneas para volcar la energía generada. Al mismo tiempo, los proyectos de menor potencia, orientados a abastecer redes locales, se localizan en zonas alejadas de las redes de alta tensión, mostrando que vienen a reforzar puntos débiles de las redes de transmisión en pequeñas localidades.

Entre proyectos proyectados de PROINGED, adjudicados en Renovar, y los trámites iniciados para devenir usuario-generador en el marco de la Ley 27.424 (solicitudes de reserva de potencia), la capacidad instalada proyectada asciende a 140 MW. Es decir, se proyecta más de treinta veces lo que ya se encuentra instalado. Esto demuestra el potencial que existe en estos territorios para la generación fotovoltaica: desde la dotación de recurso, hasta la voluntad política, empresaria y ciudadana por implementar estos proyectos. Estos factores constituyen oportunidades que permiten hacer frente a los déficits que existen en los territorios.

CONCLUSIONES A LA PRIMERA PARTE: SISTEMA ELÉCTRICO EN TRANSICIÓN, FOTOVOLTAICA EN EXPANSIÓN

Argentina se posiciona en la tendencia mundial hacia la transición energética y un sistema sostenible. Los acuerdos internacionales asumidos en materia de descarbonización representan compromisos ante el mundo, y reflejan una postura en el escenario internacional. Ante la alternativa renovable, el país identifica en ella una posibilidad de contribuir a esa agenda, y de resolver déficits internos. Las tendencias globales y los cambios en las reglas institucionales a nivel nacional marcan el rumbo y empujan el surgimiento de nuevos nichos socio-técnicos que permiten el despliegue de proyectos fotovoltaicos.

Desde sus inicios, en manos de empresas extranjeras, con combustibles altamente contaminantes y atendiendo a la parte urbana y concentrada de la población, el sistema energético ha evolucionado. Ha ganado en infraestructura, e incorporado nuevos actores. Entre ellos, las cooperativas eléctricas, surgidas hacia 1920 y mayormente concentradas en territorios pampeanos, son responsables de un antecedente de relación cercana entre la energía y la sociedad y de la experiencia acumulada en el sector energético. A principios del siglo XXI, el desafío es el aprovechamiento renovable, la inclusión de sectores relegados, la mayor descentralización del sistema y la gestión participativa e inclusiva de la generación y distribución de la energía.

Las tres fases identificadas en el aprovechamiento fotovoltaico argentino dan cuenta de la variedad de soluciones que la tecnología ofrece. La primera, para poblaciones aisladas, es capaz de suplir la falta de servicios por red, en tanto satisface no solamente necesidades meramente energéticas, sino también relacionadas al abastecimiento de agua y otros fines productivos. Estudiar, acceder a la salud, y desarrollar un emprendimiento productivo se hace posible a través del acceso a la energía. La segunda, abarca la fase de aprovechamiento a gran escala, que inyecta energía al Sistema Interconectado, y por medio de la cual se instaló en Argentina la mayor cantidad de potencia en fotovoltaica. Esta fase es altamente dependiente del financiamiento, y alejada de las demandas de las poblaciones donde se asientan los proyectos. La tercera, pone en primera escena al usuario de energía, quien es también generador.

Las fases se superponen unas a otras, en tanto un uso se suma al otro, sin reemplazarlo. Asimismo, cada fase fotovoltaica representa en sí misma una diferente concepción del sistema energético: distribuido *off grid*; centralizado; distribuido *on grid*. Si bien estos tres modelos conviven en la transición energética argentina, se identifica una tendencia a la participación y autonomía ciudadana y la innovación socio-técnica, a la mayor distribución y digitalización de la generación energética, y al (re) ingreso de algunos actores en el sistema, claves en la escala local.

En los territorios pampeanos, el recurso fotovoltaico disponible permite planificar su aprovechamiento para resolver déficits, diversificar la matriz de generación y habilitar una mayor participación ciudadana –y de diferentes actores del territorio- en la energía. La diseminación de iniciativas de aprovechamiento fotovoltaico provee una alternativa para las poblaciones dispersas, y permite reforzar puntos críticos de la red, mejorando la calidad del servicio, con un recurso local y renovable. Para proyectos de gran escala, un punto a favor es la disponibilidad de líneas de transporte y distribución que pueden ser aprovechadas para volcar la energía. También, en vistas de cumplir con el marco normativo, la existencia de usuarios de gran demanda supone la necesidad de abastecerla con fuente renovable, lo que podría hacerse con generación local. Para proyectos de menor escala, de autogeneración, la existencia de pequeñas industrias, empresas y comercios, y de usuarios domiciliarios, con interés en un ahorro económico en sus facturas eléctricas, motiva la expansión de las instalaciones conectadas a red. Así, los territorios pampeanos son testigos y artífices de la transición energética argentina.

SEGUNDA PARTE: DESAFÍOS Y PROYECTOS

En la transición energética argentina, los territorios pampeanos juegan un rol importante. Densamente poblados y altamente productivos, buscan posicionarse en esquemas nacionales de promoción a la generación fotovoltaica, a la vez que intentan ganar autonomía en materia de generación, impulsando proyectos propios. Actores públicos y privados, ciudadanos y emprendedores ganan protagonismo al sumarse a experiencias de autogeneración.

Los proyectos fotovoltaicos en territorios pampeanos cuentan con estímulos que los promueven y que facilitan su proceso de origen e implementación. Ellos provienen de diferentes escalas estatales, y también de actores privados que se movilizan, participan y comienzan a desarrollar actividades vinculadas al sector. Enfrentan, al mismo tiempo, obstáculos que frenan o desalientan su despliegue. La progresiva multiplicación de iniciativas que se concretan, con base en la cooperación multiactoral, evidencia la superación de las adversidades y alimenta la esperanza, de que, con la supresión de los obstáculos, mayor cantidad de proyectos se verán implementados. Esto motiva pensar en diseños de política pública y esquemas de participación social que habiliten el accionar de múltiples actores.

Esta segunda parte presenta los desafíos que existen en los territorios pampeanos en cuanto al establecimiento de estímulos a los proyectos, y a la existencia de obstáculos aún no resueltos. Se organiza en tres capítulos. El capítulo 4 analiza los estímulos a la generación fotovoltaica, desde la promoción de las inversiones, el rol de actores provinciales y locales y los impulsos de un sector en conformación, ligado a la industria y los servicios del rubro fotovoltaico. En el capítulo 5 se hace referencia a los obstáculos identificados para el desarrollo de proyectos, organizados en tres grupos: financieros, político-institucionales y regulatorios. Finalmente, el capítulo 6 desarrolla tres casos de proyectos fotovoltaicos en territorios pampeanos, de distintas escalas de aprovechamiento. A través del análisis de los casos, se vislumbra la existencia de modalidades diferentes de transición energética, desplegándose a través de cada proyecto. Una primera modalidad identificada es aquella que contribuye a diversificar la matriz de generación nacional pero manteniendo el sistema centralizado, a través de la instalación de grandes plantas de generación. Otra modalidad incluye proyectos que, a partir de una conjunción de actores, se dirigen a resolver problemáticas energéticas locales. Una tercera modalidad de transición se despliega a través de iniciativas que innovan en nuevas formas de generación y gestión de la energía.

CAPÍTULO 4: ESTÍMULOS A LA GENERACIÓN

La Agencia Internacional de Energías Renovables ha analizado numerosos mecanismos de estímulo a la incorporación de energías renovables. Entre ellos se destaca la elaboración de metas de incorporación renovable, las subastas para incorporar potencia y los beneficios fiscales (IRENA, 2015). En Argentina, estos tres mecanismos han sido implementados desde distintos programas y marcos legales.

Distintas escalas Estatales -Nacional, Provincial y Municipal- se conjugan sobre un mismo territorio. Además de los programas impulsados a nivel nacional, los Estados provinciales y municipales, realizan acciones en pos de motorizar la generación eléctrica en base a recursos renovables, procurando mejorar el acceso al servicio eléctrico para el conjunto de sus poblaciones. Adicionalmente, actores no estatales, entre los que se destacan empresas de energía, y ciudadanos emprendedores, ejercen influencia y moldean la forma en que se planifican y/o ejecutan los programas y las políticas.

Así, estímulos múltiples empujan el despliegue de proyectos fotovoltaicos en los territorios pampeanos. Entre ellos se reconocen: la sanción de marcos legales de promoción, el diseño de programas y políticas públicas que incluyen el establecimiento de opciones de financiación, beneficios fiscales e impositivos, el desarrollo de capacidades y conocimiento, así como la creación de un clima propicio de cooperación y participación entre actores diversos.

4.1 Promoción nacional a las inversiones

El Estado Nacional ha asumido compromisos internacionales en materia de sostenibilidad y cuidado del ambiente, y ha legislado, fijando objetivos a alcanzar en materia de incorporación renovable y descarbonización. Para lograrlo, ha diseñado e implementado programas y políticas públicas. Una política pública se define como “un conjunto de acciones u omisiones que manifiestan una manera de intervención del Estado en relación a una cuestión que despierta la atención de la sociedad civil” (Oszlak y O'Donnell, 1995). Es la forma en que se instrumenta el hacer del Estado para tender a la resolución de los problemas. Éstos son entendidos como la brecha entre los objetivos y los obstáculos, entre la realidad existente y la situación deseada. En este sentido se enmarcan las políticas concebidas desde el Estado Nacional, para promover el aprovechamiento fotovoltaico y contribuir a la diversificación de la matriz.

En línea con los mecanismos implementados en gran parte del mundo y de América Latina (IRENA, 2015), el Estado Nacional ha instrumentado estímulos a través de: metas de

incorporación renovable, subastas de proyectos y beneficios fiscales. Entre las primeras se mencionan los objetivos establecidos por la ley 27.191 del 8%, en 2017, y 20%, en 2025, de energía renovable en la matriz eléctrica. Asimismo, la obligación individual de los grandes usuarios de cumplir estas metas, no es un elemento menor. Las subastas se implementaron, primero mediante el GENREN, luego a través de sucesivas rondas Renovar. Beneficios fiscales, para los desarrolladores de proyectos y equipamiento, así como exenciones arancelarias, se contemplan en la legislación. Así, desde el marco normativo se abren caminos que alientan el despliegue de proyectos. Adicionalmente, otros estímulos de tipo financiero, de ampliación de infraestructura y de desarrollo productivo, comienzan a implementarse (Tabla 9).

Luego de la primera experiencia con el programa GENREN, el Estado se propuso en 2016 redoblar la apuesta con sucesivas rondas de licitaciones Renovar, ofreciendo mayores garantías y estímulos a los grandes proyectos. Entre las condiciones contractuales favorables, se destaca el hecho de que se ofrecían contratos a largo plazo, en moneda extranjera (USD) y a un precio afectado a dos factores: el de incentivo y el de ajuste⁵⁴.

Como garantías para facilitar el cierre de financiamiento, los proyectos de Renovar cuentan con tres opciones: 1. La posibilidad de cesión de contrato. 2. Recurrir al FODER. 3. Acceder a la garantía del Banco Mundial (anexo 4). Además del financiamiento del BICE, y de una financiación mixta (en la que intervienen organismos multilaterales), el Estado Nacional, abrió la línea de financiamiento “Fondear Energía Sustentable” (Jiménez, 2018).

⁵⁴ El primero: estimula la celeridad de los proyectos para entrar en operación comercial, al disminuir con el correr de los años. El segundo se incrementa con el paso del tiempo, para reflejar la inflación, premiando la cantidad de años de producción de la central de generación y otorgando seguridad al inversor (Costantini y Di Paola, 2019).

ESTÍMULOS					
Financieros	Condiciones contractuales favorables	Contratos a largo plazo, en moneda extranjera (USD) y a un precio afectado a factor de incentivo y de ajuste.	Fiscales	Beneficios fiscales	Cupo de 720.000 USD/MW (proyectos de la Ronda1) y 425.000 y 382.000 USD/MW (Rondas 2 y 3, respectivamente).
	Garantías de apoyo al cierre de financiamiento	Cesión de contrato / FODER/ Banco Mundial			-Certificado Fiscal por el 20% de la integración nacional con un mínimo de un 30%.
	BICE:	Financiamiento a 15 años, y hasta \$200 millones o el 70% del proyecto		-Amortización acelerada	
	Línea de financiamiento: “Fondear Energía Sustentable”	Cupo de USD 161 millones, para proyectos que superen el 30% de componente nacional.		-Devolución anticipada de IVA	
Mejora de infraestructura	Plan de inversión para la ampliación del sistema de transporte de alta tensión con financiación del régimen de Participación Público-Privada Programa Federal Quinquenal de expansión de obras de Infraestructura Energética		Al sector productivo	PRODEPRO	Financiación del BICE, asistencia técnica de INTI y aportes no reintegrables (ANR)
				REPROER	Verifica que los bienes cumplan con la definición de origen nacional y otorga un código habilitante para su comercialización.
	A la autogeneración				FODIS Certificado de Crédito Fiscal (Res. AFIP 4511). Créditos “Energía sustentable” Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca de la Nación. Programa de Servicios Agrícolas Provinciales ANR de hasta un 60% de la inversión o hasta USD 30.000.

Tabla 9: Estímulos del Estado Nacional a la generación fotovoltaica, desde 2016.
Elaboración propia.

Respecto de los beneficios fiscales, el Régimen de Fomento de las Energías Renovables estableció beneficios, con un cupo máximo diferente para cada tecnología, que se reparten en función del Componente Nacional Declarado.

En materia de estímulo al sector productivo, es fundamental la definición del sector renovable como estratégico (Resolución 339/2016 del Ministerio de Producción), lo que lo convierte en beneficiario del Programa de Desarrollo de Proveedores (PRODEPRO). Además, se creó en el marco del INTI el Registro de Proveedores de Energías Renovables (ReProER).

Para permitir el ingreso de la energía generada por los proyectos, el Estado Nacional se propuso la ampliación del sistema de transporte de alta tensión en 5.000 km, así como la ampliación y construcción de nuevas estaciones transformadoras⁵⁵. Algunos autores sostienen que la infraestructura en redes de transporte resulta clave para incorporar nuevos proyectos de generación al sistema. De hecho, la ronda 3 de Renovar (Mini Ren) se destinó a proyectos de menor potencia para aprovechar la capacidad de transporte existente (Costantini y Di Paola, 2019).

En cuanto a la autogeneración con conexión a red, el régimen nacional de fomento creó el Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables (FODIS) (anexo 5). Adicionalmente, en 2019 el Banco Nación lanzó la línea de créditos personales “Energía sustentable” y el Ministerio de Agricultura Ganadería y Pesca de la Nación abrió la Convocatoria para acceder a aportes no reembolsables (ANR).

Los estímulos del Estado Nacional ofrecen un rumbo: marcan caminos que pueden transitarse en pos de grandes proyectos que abastecen al Sistema Nacional, o a través de instalaciones particulares de autogeneración. En el estímulo a grandes proyectos, ha sabido “leer” las exigencias de los inversores, fundamentalmente internacionales, de contar con garantías y señales de seguridad para realizar inversiones. En los requerimientos de usuarios menores ha abierto el juego a través de un marco normativo nacional, que hace eco de iniciativas ya en curso en provincias del país. Sobre este punto, una vez abierta la puerta, el recorrido del camino queda sujeto a los pasos que se dan desde las provincias.

⁵⁵ Se proyectó la Estación Transformadora Coronel Charlone 500/132 kW que vincularía con los sistemas de subtransmisión provinciales a través de líneas de 132 kW, por ejemplo a la localidad de General Villegas (Buenos Aires), Laboulaye (Córdoba) y Rufino (Santa Fe). (<https://www.argentina.gob.ar/noticias/el-gobierno-lanza-licitacion-para-la-ampliacion-de-la-capacidad-de-transporte-electrico>)

4.2 Territorios mirando al sol

En los territorios, los Estados provinciales, juegan un rol importante en el estímulo a los proyectos fotovoltaicos, de distintas maneras. Persiguen el aprovechamiento de un recurso local, la descarbonización de sus matrices y la reducción de la dependencia ante energía que proviene de otros territorios, creando oportunidades de desarrollo y empoderamiento para sus poblaciones.

Si bien las tres provincias comparten el hecho de haber desarrollado marcos normativos de promoción a la generación renovable (Tabla 10), ellas difieren en torno a las acciones y programas de estímulo implementados.

Provincia	Normativa	Estímulo
Santa Fe	Ley 12.503/2005	Declaró de interés la generación eléctrica en base a recursos renovables. Llama a incorporar las fuentes renovables en las construcciones del Estado.
	Ley 12.692/2006	Régimen Promocional a las energías renovables. Creó un cargo a incluirse en la factura eléctrica de la EPE (anexo 6) para la promoción y la financiación de proyectos. Estableció exenciones fiscales sobre: el Impuesto a los Ingresos Brutos, el Impuesto de Sellos, el Impuesto Inmobiliario y el Impuesto a la Patente Única Sobre Vehículos.
	Resolución 442/13	Habilitó la autogeneración con conexión a red por parte de usuarios de la red pública.
	Decreto 1565/16	Puso en marcha el programa “Prosumidores”, para incentivar la instalación de equipos de autogeneración con conexión a la red, ofreciendo un estímulo monetario.
Córdoba	Ley 8810/1999	Declaró de interés provincial la generación eléctrica con fuentes renovables y estableció beneficios (alícuota cero en el Impuesto a los Ingresos Brutos y estabilidad fiscal, ambos por 10 años).
	Ley 10.604/2018,	Adhirió a la Ley Nacional 27.424, adoptando su sistema y beneficios. En su decreto reglamentario (Decreto 132/2019), estipula la obligatoriedad de incorporación de equipos de generación distribuida en todo nuevo edificio público provincial.
Buenos Aires	Ley N° 12.603/2000	Declaró de interés provincial la generación y producción de energía eléctrica a través del uso de fuentes renovables. Esta ley, de manera pionera en el país, ya incorporaba la idea de generación renovable e inyección a la red, con una tarifa promocional ⁵⁶ .

⁵⁶A partir de esta norma la Provincia de Buenos Aires estableció que los generadores de energía eléctrica con energías renovables fueran eximidos del pago de impuestos inmobiliarios en los inmuebles destinados a la

	Resolución 827/09	Aprobó el convenio de cooperación entre el Ministerio de Infraestructura de la provincia y el Foro Regional Eléctrico (FREBA), dando origen al PROINGED.
	Ley 14.838/2016	Reemplazó a la ley 12.603 y adhirió a la Ley Nacional 27.191. Introdujo beneficios fiscales: eximición por el término de 15 años del pago de los impuestos: inmobiliario, impuesto de Sellos, y sobre los Ingresos Brutos.

Tabla 10: Normativa provincial de estímulos a la generación renovable en territorios pampeanos. Elaboración propia.

Se distingue entre los casos de Santa Fe y Córdoba -donde existen empresas provinciales de energía-, y la provincia de Buenos Aires, cuyo servicio eléctrico se reparte entre empresas privadas concesionarias y cooperativas eléctricas.

Las primeras han intentado, por distintos medios, concretar proyectos de generación fotovoltaica para mejorar el servicio en sus territorios y ganar autonomía frente al Sistema Nacional. Sus principales logros de estímulo se encuentran a baja escala, para proyectos de autogeneración.

En Santa Fe se canalizó el accionar del Estado a través de la Secretaría de Estado de la Energía, creada en 2011 (Ley 13.240/11). Sus principales acciones comprenden:

- la creación de la red solarimétrica, emplazada en terrenos de Estaciones Transformadoras de la EPE.
- la licitación, instalación y puesta en funcionamiento de un parque fotovoltaico de 1 MW en la localidad de San Lorenzo.
- la creación de la empresa con participación estatal mayoritaria, Santa Fe Gas y Energías Renovables (ENERFE SAPEM). Ella es la encargada de la operación y gestión del parque fotovoltaico.
- el diseño del Programa de Generación de Energías Renovables, GENERFE, que consistió en un proceso licitatorio para la construcción de siete parques fotovoltaicos (y uno eólico). Resultó útil para visibilizar el interés existente en la provincia, e identificar actores capaces de llevar adelante los proyectos⁵⁷. Sin embargo, no se realizaron adjudicaciones⁵⁸.

instalación de los equipos; asimismo serían beneficiados con una compensación tarifaria por cada kWh que comercializaran a través de la red pública.

⁵⁷Cinco empresas santafesinas presentaron ofertas: Solar Venado Tuerto S.A. (vinculada a la local Corven); Dinale S.A.; Energy Investment S.A; Parque Solar Amadores, S.A. y Concaran Solar S.A

⁵⁸ Se ofrecía que los proyectos adjudicados firmaran contrato de abastecimiento de energía eléctrica por un plazo de 20 años.La adjudicación se demoró durante 2019, y el nuevo gobierno en la provincia discontinuó el proceso licitatorio.

-la instrumentación, desde 2016, del Programa Prosumidores, para incentivar la instalación de equipos de generación renovable para inyección a la red. Implementó además, un mecanismo de financiación, a través de créditos blandos del Banco de Rosario. Un proyecto de ley que busca garantizar la continuidad del programa, dotándolo de un marco jurídico, recibió media sanción por la Cámara de Diputados de la provincia en julio de 2020.

-la implementación, para pequeñas y medianas empresas, de la “Línea Verde” de créditos, que financia inversiones asociadas a la generación de energía renovable, y a la producción de equipos o componentes para tal fin.

-durante 2019 brindó más de 20 cursos de capacitación en instalación fotovoltaica

Parque Solar de San Lorenzo, un proyecto sobre ruedas

En el marco de la Licitación Pública Internacional N° 01/14, resultó adjudicada la construcción del Parque fotovoltaico de San Lorenzo, a la empresa Valtellina Sudamericana S.A. Involucró una inversión de \$32 millones y fue inaugurado en 2018.

Este parque constituye un ejemplo del impulso estatal en pos de proyectos de generación fotovoltaica. Si bien su construcción demoró y en 2018 otros parques solares fueron inaugurados en Argentina, al inicio de la concepción del proyecto, en 2014, Santa Fe era la segunda provincia del país (además de San Juan) en presentar este tipo de iniciativas.

En su concepción original, la propuesta del gobierno de la provincia era que la energía generada se inyectara al SADI y se comercializara en el MEM bajo el mecanismo contractual establecido en la Resolución 108/11 de la Secretaría de Energía de Nación. Ante la derogación de esta última, se optó por que la Provincia, por medio de la empresa ENERFE, Santa Fe Gas y Energías Renovables SAPEM quede a cargo de la administración del parque. Se consideró, primero, comercializar la energía generada con las empresas del parque industrial de San Lorenzo; luego, se decidió firmar un convenio con la empresa de transporte, MOVI. Así, la energía generada abastece la flota de buses eléctricos de las líneas K y Q del transporte urbano de Rosario.



Ubicación P.S. San Lorenzo. Fuente: Google Earth

En la provincia de Córdoba, al igual que en Santa Fe, existe una empresa provincial de la energía, lo que otorga mayor cercanía provincial con la gestión energética. Como estrategia particular cordobesa, la provincia fomenta la coordinación y cooperación entre diferentes actores de la sociedad, a través de su Consejo Asesor de Política Energética (CAPEC)⁵⁹. Motivo de orgullo cordobés, y símbolo de trabajo coordinado, el CAPEC tuvo un rol importante en la sanción de la ley provincial de adhesión al Régimen de Fomento a la Generación Distribuida.

En Córdoba, se incentivan proyectos fotovoltaicos, a distintas escalas: grandes proyectos para aportar al sistema nacional, y proyectos de autogeneración con y sin conexión a red.

Para los primeros, es fundamental el rol de la empresa provincial. Como parte de una estrategia para aumentar su capacidad instalada, desde 2017, EPEC buscó impulsar 8 proyectos fotovoltaicos. Entre ellos, se encuentra el parque solar “Arroyo Cabral” de 40 MW, que resultó adjudicado en la Ronda 2 de Renovar, y otros siete proyectos menores, no adjudicados⁶⁰. Además, EPEC busca potenciar proyectos a ser desarrollados por terceros en Córdoba, y pone a disposición: estudios eléctricos y de impacto ambiental, conexión a la red provincial, operación y mantenimiento, y gestiones para la disponibilidad de terrenos. A este fin, ha convocado a proyectos renovables buscando canalizarlos en marcos nacionales (EPEC, 2019).

Para los proyectos de autogeneración con conexión a red:

-se adhirió a la ley Nacional 27.424 y la reglamentación provincial incluyó beneficios fiscales: reducción de alícuota en el impuesto sobre los ingresos brutos, y en el impuesto inmobiliario, en ambos casos por un período de 5 años (Ley 10.604/18, decreto reglamentario 132/2019).

⁵⁹El mismo es integrado por representantes del sector público y privado: la Universidad Nacional de Córdoba, y otras universidades cordobesas; el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas CONICET; el Colegio de Ingenieros Especialistas de Córdoba CIEC, y otros colegios profesionales, el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSEP); la Federación de Cooperativas Eléctricas Argentinas FACE y de Córdoba FECESCOR; cámaras sectoriales –industrias y comercios-, ECOGAS, la Organización No Gubernamental “Relevando Peligros”, y Fundación AVINA.

⁶⁰ Villa Dolores (1.5 MW); Villa María (2 MW); Río Grande (1 MW); Reolín (4 MW); San Francisco (2.5 MW); San Francisco del Chañar (6 MW) y Zanicheli Pilar (0.5 MW).

-se abrieron líneas de crédito preferenciales para facilitar la adquisición de equipos, a proveedores locales. Se creó un fondo de \$600 millones a utilizarse para otorgar créditos a usuarios particulares, y pequeñas y medianas empresas en el marco del Programa Eficiencia Energética y Generación Distribuida. Además, el Banco de Córdoba instrumentó la línea de crédito “Dale Eco”, en moneda nacional (hasta \$ 225.000) y en UVAS (hasta \$250.000) (Banco de Córdoba, 2020).

-desde EPEC se asesora a usuarios interesados en la instalación de equipos para autogeneración y se avanza en la instalación de medidores inteligentes en algunos edificios⁶¹. Se firmó un convenio de colaboración con Ascentio Technologies (Huawei) para instalar nuevas antenas en la provincia y potenciar la telemedición. Se trabaja en la preparación de una plataforma digital para que tanto los usuarios-generadores como la empresa puedan acceder a los datos generados en el medidor a tiempo real.

En la provincia de Buenos Aires, la situación es diferente por no contar ésta con una empresa provincial de energía. Los estímulos provienen de un acuerdo de cooperación entre el sector público (Ministerio de Infraestructura de la Provincia) y privado (Foro Regional Eléctrico FREBA⁶²) que se encuentra en la base de los proyectos fotovoltaicos que emergen desde comienzos de la década de 2010. El Programa Provincial de Incentivos a la Generación Distribuida con Fuentes Renovables PROINGED (Resolución 827/09) es clave en la provincia para financiar proyectos de generación eléctrica, y obras de mejora y ampliación de la infraestructura de transporte. El financiamiento del programa se realiza a partir de los recursos recaudados por cada distribuidora miembro del FREBA, en concepto de agregado tarifario (Decreto 4052/00). Esos recursos son depositados en una subcuenta del Fondo Fiduciario para Inversiones en Transmisión de la Provincia de Buenos Aires -FITBA- (Resolución 565/08).

En el marco del PROINGED, el FREBA en conjunto con la Dirección Provincial de Energía, diseñaron el Plan Solar de Generación Distribuida con el objeto de promover proyectos fotovoltaicos en sitios críticos de la red, especialmente en pequeñas localidades de la

⁶¹Se trata de los EMT -Energy Meters Translator- desarrollados por Ascentio Technologies. Estos son adaptadores que, conectados a medidores digitales no inteligentes, logran captar información precisa y comunicarla a la empresa de energía como si los medidores fueran smart. En una primera etapa, se instalaron en edificios, comercios e industrias.

⁶²El FREBA es una asociación civil sin fines de lucro, creada en 1999 y que agrupa a distribuidores de energía eléctrica provinciales (4) y municipales (190) de la provincia de Buenos Aires.

provincia. Las plantas solares que se idearon para este fin son de mediana escala (entre 200 y 500 kWpico). Las mismas inyectan la energía eléctrica generada en las líneas de media tensión.

A mediados de 2020, el PROINGED lanzó el programa “Generación Renovable y Eficiencia Energética en Escuelas de la Provincia de Buenos Aires”. Para ello, publicó un pre-pliego de licitación para contratar la provisión e instalación de sistemas fotovoltaicos –además de sistemas solares térmicos y luminarias LED- en 128 establecimientos escolares.

Los territorios pampeanos se suman así a la transición iniciada a nivel nacional, como co-partícipes de cambios en el sistema eléctrico, sumando además, iniciativas propias. Tres perfiles de estímulos, a escala provincial se delinean, Santa Fe orientada a un sistema particular de incentivo a la autogeneración con conexión a red, e intentando aún sin éxito, contribuir al establecimiento de parques fotovoltaicos distribuidos en puntos estratégicos, que reforzarían el sistema provincial. Córdoba, en línea con marcos institucionales de la Nación, incentiva la generación por parte de usuarios particulares, al mismo tiempo que se suma al juego de las plantas de gran escala para vender energía a CAMMESA. Buenos Aires, encuentra en la interacción entre lo público y lo privado la forma de desplegar parques de mediana escala que mejoran el servicio en las localidades punta de red.

4.3 Entramado tecnología-sociedad

Estimulan el despliegue de proyectos fotovoltaicos, la existencia de un entramado entre la tecnología y la sociedad. Usuarios, comercios, empresas y Estados comienzan a demandar equipos y servicios para sus proyectos. Ante el interés ciudadano, las políticas públicas en pos de las renovables, y el motor de nuevos nichos económicos, comienzan a multiplicarse fabricantes de componentes y estructuras para la generación fotovoltaica y empleos vinculados a la instalación.

Un tejido industrial, comercial y de servicios se conforma. Esto se ve reflejado en el conjunto de industrias que han surgido alrededor de la generación fotovoltaica. En especial, las licitaciones Renovar, y su incentivo a la incorporación de componentes nacionales, estimuló a empresas locales a fabricar componentes. Entre las 89 empresas inscriptas en el Registro de Proveedores de Energías Renovables REPROER, 73 se ubican en territorios pampeanos,

principalmente en provincia de Buenos Aires (Figura 26). Los productos que más se fabrican (Figura 27) son las estructuras metálicas, tableros y celdas (anexo 7) (INTI, 2020).

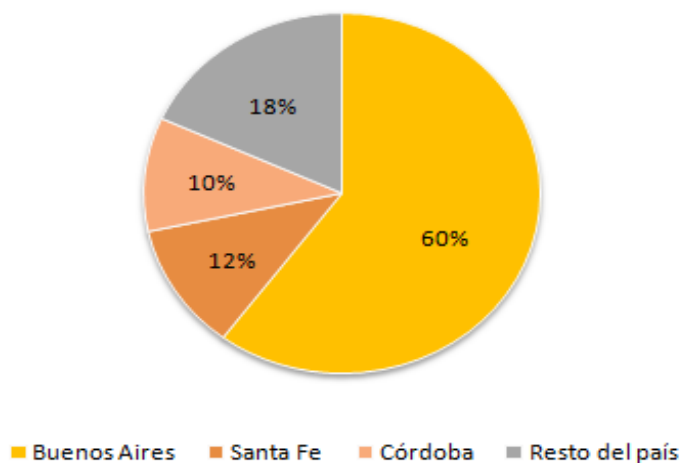


Figura 26: Localización de proveedores vinculados a la industria fotovoltaica. Fuente: elaboración propia en base a INTI, 2020.

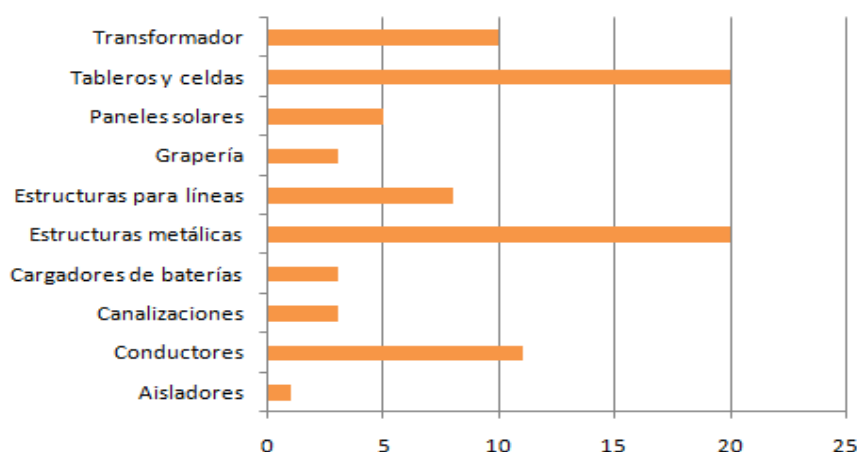


Figura 27: Empresas del rubro fotovoltaico por tipo de producto que comercializan. Fuente: elaboración propia en base a INTI, 2020.

En cuanto a la fabricación de paneles fotovoltaicos, la empresa argentina SOLARTEC es la de mayor trayectoria en el país. Fue fundada en 1981, y desde 1986 fabrica módulos fotovoltaicos y componentes de generadores eléctricos. Su planta industrial se localiza en la provincia de La Rioja, y las áreas de Ingeniería y Desarrollo en Martínez, Provincia de Buenos Aires. La empresa cuenta con certificaciones IEC 61215 e IEC 61730 y produce a partir de células solares sin montar, provenientes del mercado asiático, específicamente China y Taiwán (Jiménez, 2018).

El gran aporte desde la industria nacional al sector fotovoltaico está dado por los fabricantes de estructuras metálicas. Esto se explica por el hecho de que, en general, se trata de un producto que ya era fabricado para el sector agroindustrial, y al que se le da un nuevo destino en el montaje de plantas solares. Un ejemplo es la empresa IDERO, líder en fabricación de estructuras en acero, quien adoptó el nicho de la fotovoltaica. Se destaca también, Corven, ubicada en el parque industrial de Venado Tuerto (Santa Fe), que firmó un convenio con la española Grupo Nclave (resultado de la fusión de Grupo Clavijo, MFV Solar y Trina Solar) con el fin de producir estructuras metálicas para trackers.

En materia de servicios, como el de la instalación, comienzan a tejerse redes entre los actores para potenciarse mutuamente. En 2015 se formó la Asociación Argentina de Instaladores de Energías Renovables (AAIER). La misma busca nuclear a los instaladores para organizar la actividad del sector (su capacitación, ejercicio y desarrollo de la actividad). Instaladores de la provincia de Santa Fe se nuclean en la Cámara Santafesina de Energía Solar CASES, en proceso de conformación. En Córdoba, el ERSEP creó el Registro Provincial de Instaladores Calificados para sistemas de generación distribuida.

Estos desarrollos en actividades industriales y de servicios, son propensos a verse dinamizados por la regulación y por la disponibilidad de mecanismos de financiación para la adquisición de equipos.

El entramado tecnología-sociedad se ve también en intentos por incentivar la innovación social. En la provincia de Buenos Aires, el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación impulsa “Clubes Sociales de Innovación” en ciudades bonaerenses. Se han formado en Balcarce, Baradero, Olavarría, Pergamino, Pinamar y Trenque Lauquen. En esta última, se da una experiencia de incorporación de equipamiento de generación fotovoltaica y medición inteligente, con el apoyo de Secretaría de Energía e INTI. Desde el club social de innovación se capacita en energía solar (Figura 28).



Figura 28: Flyer publicitario de jornadas organizadas por el Club Social de Innovación de Trenque Lauquen. Fuente: trenquelauquen.gov.ar

Proyectos colectivos se estructuran en torno a las posibilidades que otorga la energía fotovoltaica, para obtener beneficios comunes. Así, municipios, cooperativas, empresas de energía, ciudadanos y emprendedores locales juegan un rol importante. Se suman acciones ejemplares de ciudadanos comprometidos que comienzan a destacarse.

En la localidad de Luque (Córdoba), la Cooperativa de Servicios Públicos y Sociales, en coordinación con la empresa cordobesa Iris Energía diseñó un proyecto de “comunidad solar”. En él, se busca sumar a los ciudadanos al esquema de generación compartida, donde una inversión colectiva luego redunde en beneficios para la población. Una instalación piloto de 25 kW, ya ha sido concretada.

Otros ejemplos son los proyectos de generación fotovoltaica bonaerenses que se enmarcan en el PROINGED. Ellos se caracterizan por presentar entre sus promotores, un entramado de actores diversos: una cooperativa local, el Municipio como gestor o intermediario con la provincia, ciudadanos comprometidos, y actores del ámbito empresarial –industrial, comercial- interesados en la mejora del servicio. Como condición para ser financiados por PROINGED, los proyectos deben localizarse en terrenos propios de la cooperativa o cedidos bajo la figura de comodato. La colaboración entre actores diferentes, de naturaleza pública y privada, permite encontrar soluciones a problemáticas locales y aprovechar las posibilidades existentes.

Una actitud de compromiso ciudadano y apuesta por nuevos modelos de generación se evidencia en casos pioneros de autogeneración con conexión a red. En 2014, un ciudadano santafesino de la localidad de El Trébol, fue el primero en el país en instalar un equipo fotovoltaico y conectarlo a la red. En la ciudad de Rosario, en 2016, otro ciudadano emprendedor instaló paneles fotovoltaicos, poco antes del lanzamiento de Prosumidores. Ambos, luego de su experiencia personal, se volcaron a la actividad de asesoramiento e instalación de equipos fotovoltaicos en su comunidad. Además, han contribuido a la difusión de la tecnología, en cooperación con el sector público, participando en capacitaciones brindadas por la provincia.

Los Municipios representan el eslabón estatal más cercano a las poblaciones. Entre los que más han avanzado en proyectos sostenibles se encuentran los que son miembros de la Red Argentina para el Cambio Climático (RAMCC), y en particular, los que han finalizado su Plan de Acción Climática (PLAC). Éstos son 39 en todo el país, de los cuales 13 pertenecen a la provincia de Santa Fe, 7 a la provincia de Buenos Aires y 4 a Córdoba. Por ejemplo, el Municipio de Chacabuco, provincia de Buenos Aires, finalizó su PLAC en 2019 y en el marco del mismo se realizaron gestiones para evaluar la posibilidad de instalar una planta fotovoltaica en un predio municipal (Atencio, 2020). Además, la Cooperativa Eléctrica de Chacabuco y la Sociedad de Fomento de O'Higgins lograron la adjudicación por parte del PROINGED de una planta fotovoltaica en esa localidad, que se encuentra en operación desde agosto de 2020.

En otros casos, los Municipios se convierten en actores clave de canalización de las demandas de la población hacia otras instancias. En la localidad bonaerense de Arribeños, el malestar de la comunidad ante la precariedad del servicio eléctrico fue llevado por el gobierno local hasta la provincia, encontrando espacios de diálogo con autoridades del PROINGED. Se concretaría luego, el parque fotovoltaico de 500 kW, (desarrollado por la empresa Aldar S.A, y luego operado por EDEN), así como una nueva línea de 33 kW, que mejoraron el servicio.

Así, para aprovechar el recurso fotovoltaico disponible en pos de un aprovisionamiento energético sostenible e inclusivo, y cumplir con los objetivos de la transición, proyectos fotovoltaicos se despliegan, traccionados por estímulos diversos. Desde el Estado Nacional, se establecen las directivas generales y se crean condiciones regulatorias que animan a la innovación tecnológica y social que implica transitar un cambio de sistema. Los Estados provinciales se hacen presentes, ávidos de posicionarse en la transición argentina. A escala

local, los estímulos son diversos y ricos: se corporizan en ciudadanos, y empresas locales, que empujan proyectos diversos. Ven en la fotovoltaica una oportunidad para el desarrollo de las poblaciones, y un nuevo nicho de innovación. Instalan el tema en las agendas políticas y retroalimentan la elaboración de políticas públicas, al reclamar mayor participación y protagonismo. Su motivación, su desarrollo de actividades y capacitación, crea un capital humano que estimula nuevos proyectos: se constituyen en su insumo, y en el multiplicador de nuevas experiencias.

CAPÍTULO 5: OBSTÁCULOS POR SORTEAR

Todo sistema energético se inscribe en un contexto económico, político y ambiental que lo determina. En él, ciertas condiciones institucionales, regulatorias y políticas, llamadas “de borde o entorno” por Guzowski (2007), son determinantes para el éxito o el fracaso de las políticas implementadas.

La transición energética conlleva un elemento temporal: las cuestiones ambientales, climáticas y ligadas al estilo de vida de las poblaciones, además de tener efectos acumulativos hacia el futuro, requieren acciones en tiempos que suelen no coincidir con los de las políticas públicas (Theys, 2017). La transición, como proceso gradual de largo plazo de introducción de nuevas tecnologías, se enfrenta a obstáculos. Por un lado, implica dejar progresivamente una tecnología y un recurso dominante y adoptar otra. Esto supone adaptar infraestructuras, hábitos, mecanismos regulatorios, formas de trabajo. Por otro lado, la tecnología misma que comienza a imponerse es atacada por múltiples frentes: prejuicios y escepticismo, mercado poco desarrollado, primeros prototipos poco eficientes, sistema comercial, técnico y regulatorio no adecuado para ella, sino para su antecesora. Ello conforma condiciones de borde, que adquieren un papel clave en el proceso de transición y la expansión de la tecnología fotovoltaica.

Para la penetración de energías renovables en los sistemas energéticos, algunos autores han descrito los obstáculos más frecuentes. Beck y Martinot (2004) destacaron los altos costos iniciales de la tecnología, la insuficiente normativa de fomento, y el desconocimiento por parte de la población. Entre los autores que han elaborado tipologías, Altomonte (2003) destacó tres tipos de obstáculos: económicos, financieros y regulatorios. Guzowski y Recalde (2007), luego de analizar distintos obstáculos concluyeron en que los económicos, financieros y legales son los de mayor importancia en América Latina. Clementi (2018), específicamente para la energía eólica en la región Sur de la Provincia de Buenos Aires, encontró tres tipos de barreras: económico-financieras, político-institucionales y operatorias.

En los territorios pampeanos, la mayoría de los actores del sector energético y fotovoltaico - empresas distribuidoras, tanto públicas como privadas, y también desarrolladores de proyectos y prestadores de servicios de instalación y mantenimiento- coinciden en mencionar al financiamiento como el principal obstáculo para que los proyectos puedan concretarse. También han destacado aspectos vinculados al clima político e institucional, y señalaron las tarifas que los usuarios pagan por la energía eléctrica convencional.

En este capítulo se analizan los obstáculos al desarrollo de proyectos de generación fotovoltaica en territorios pampeanos. Se han organizado en tres grupos: a. financieros, b. político-institucionales, c. regulatorios. La figura 29 representa estos grupos, y su mayor o menor peso en el éxito o fracaso de los proyectos, de acuerdo a las percepciones aportadas por los actores entrevistados. Además, si bien se intenta analizarlos en forma separada, los tres grupos de obstáculos se superponen y se interrelacionan: un obstáculo regulatorio puede estar influido por uno de orden político y ambos se relacionan con los obstáculos de tipo financiero.

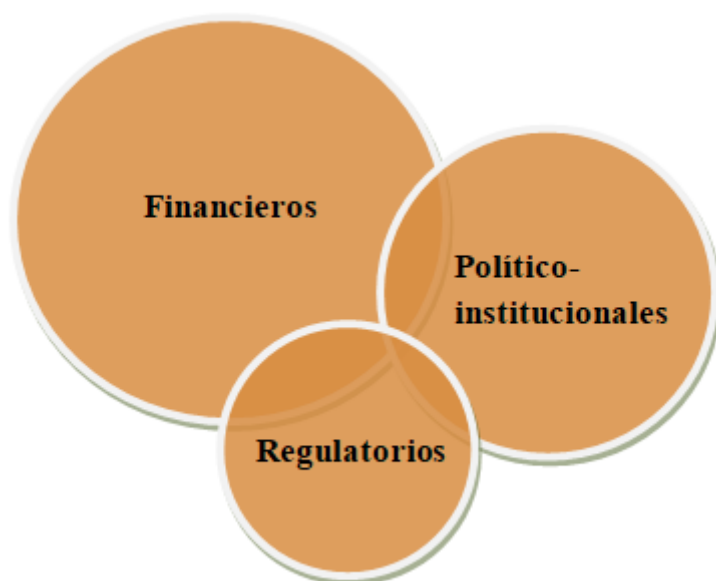


Figura 29: Obstáculos a los proyectos fotovoltaicos. Elaboración propia.

5.1 Financiamiento, el Goliat de los proyectos

El sector de las energías renovables es altamente dependiente del financiamiento (CADER, 2019). El grado de dificultad para acceder a él, por parte de los proyectos fotovoltaicos, se ve afectado por condiciones de borde ligadas al contexto político y macroeconómico del país.

A partir de 2018 la coyuntura macroeconómica presentó mayores dificultades, asociadas a la inflación, y la devaluación del peso⁶³. A comienzos de 2020, se sumaron la incertidumbre

⁶³ Las devaluaciones de la moneda nacional son frecuentes. El sistema de convertibilidad de la década del '90 terminó en una crisis política, económica y cambiaria en la que la moneda argentina se devaluó un 40%. En los

causada por la pandemia de COVID-19, que significó un freno para las actividades y la continuidad de los proyectos (Ise et al., 2020), la renegociación de la deuda con bonistas extranjeros, la posibilidad de caer en *default*, y el aumento del riesgo país (superó los 3.500 puntos). Esto repercute en el acceso al financiamiento de dos maneras: dificulta la llegada de inversiones externas y encarece el costo del capital, ya que los inversores exigen tasas de interés elevadas para compensar el riesgo. Por el lado local, la escasa experiencia de los bancos en la financiación de proyectos renovables, se asocia a mayores exigencias de requisitos y garantías, que dificultan el cierre del financiamiento (Costantini y Di Paola, 2019)

La falta de los recursos financieros necesarios para poder llevar adelante un proyecto es el principal obstáculo a sortear para el despliegue del aprovechamiento fotovoltaico en todas sus escalas. Los actores involucrados en proyectos, entre ellos: desarrolladores de proyectos, empresas de distribución y los propios usuarios que realizan instalaciones domiciliarias, destacan la falta de mecanismos financieros como la mayor dificultad que enfrentan. Esto se explica desde los altos costos del capital necesario para la inversión inicial y el plazo que conlleva el retorno de la inversión. Si bien han disminuido en más de un 70% en el período desde el 2010 al 2018 (Figura 30), los costos iniciales que supone una instalación fotovoltaica son altos.

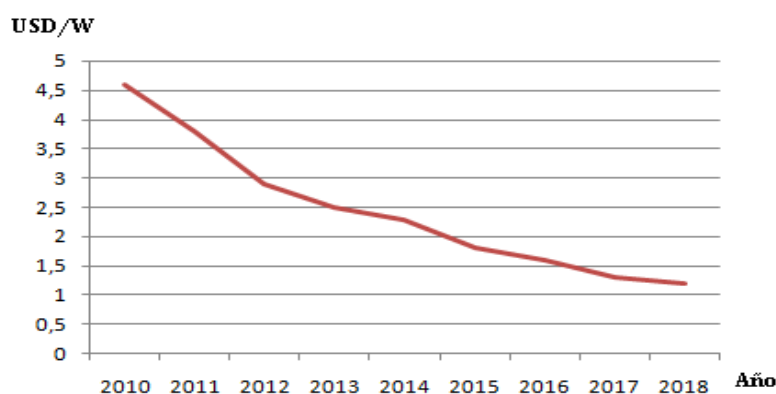


Figura 30: costo unitario instalado de proyecto fotovoltaico de gran escala, para el período 2010-2018.Elaboración propia en base a datos de IRENA 2019.

años 2012, 2013, 2014, el peso se devaluó frente al dólar, un 10%, 20% y 48% respectivamente (Arelovich, 2015). Entre 2015 y 2019 la devaluación fue del 500%.

Los costos de inversión, o en inglés *Capital Expenditures* (CAPEX), en un proyecto de generación de energía eléctrica varían en función de su capacidad instalada, su factor de capacidad y la tecnología utilizada. Pueden clasificarse en costos de equipamiento, costos de instalación y costos blandos (Figura 31). Estos últimos están dados por todo costo que no se desprende directamente de la mano de obra y materiales utilizados en el esfuerzo de construcción.

En Argentina, en el año 2019 el costo de un proyecto fotovoltaico de gran escala alcanzaba un promedio de USD 1.3 millones el MW (IRENA, 2020). Ese costo se compone en más de un 50% de costos de equipamiento, principalmente dado por el costo de los módulos y el inversor. Luego un 30% del costo se compone de los costos blandos -dentro de los cuales los costos de financiación y los permisos y habilitaciones son los de mayor peso, y un 15% corresponde a los costos de instalación (Figura 32).



Figura 31: Estructura de costos de inversión de un proyecto fotovoltaico. Elaboración propia en base a IRENA, 2019.

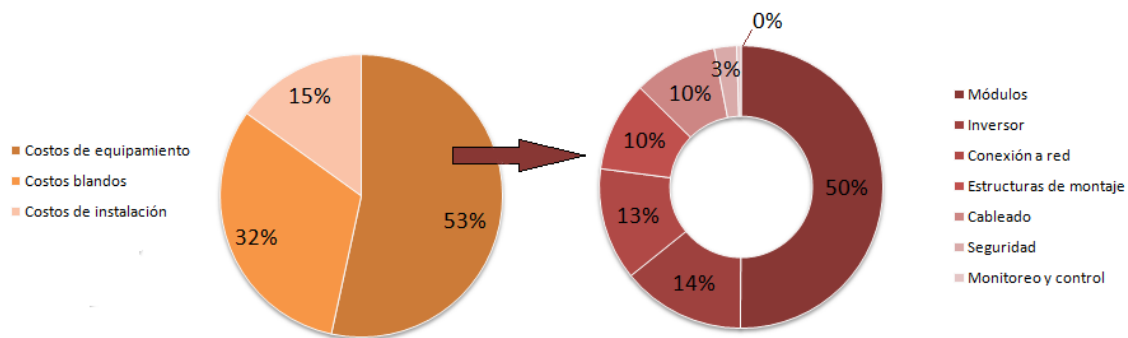


Figura 32: Estructura de costos de un proyecto fotovoltaico para Argentina en 2018. Elaboración propia en base a IRENA 2019.

En el mundo, entre los años 2010-2018 se experimentó una caída de los costos de inversión del 74%, lo cual equivale a una reducción de USD 4.621/kW en 2010 a USD 1.210/kW en 2018 (IRENA, 2019). Esta disminución se explica, en mayor medida, por el aumento en la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, acompañado de la baja en sus costos.

El tipo de decrecimiento exponencial en los costos de la energía solar, es similar a lo que ha ocurrido con otras industrias, como la fabricación de computadoras, pero es menos frecuente en la industria energética (Strier et al., 2017). La drástica reducción del costo de los módulos, se debe tanto a la innovación tecnológica en la fabricación como al aumento de la escala de la producción. Este fenómeno se conoce como “*Ley de Swanson*”⁶⁴.

Los costos de operación y mantenimiento (*Operational Expenditures* OPEX) son los costos en los que incurre el proyecto durante su vida operativa. Estos incluyen: personal de vigilancia, limpieza de paneles, mantenimiento del predio (por ejemplo, control de malezas y/o poda de vegetación que pueda proyectar sombra sobre los paneles), mantenimiento preventivo y predictivo de inversores, sistema de monitorización. Los costos de operación y mantenimiento no son significativos en un proyecto fotovoltaico ya que no hay piezas en rotación que produzcan desgaste. La degradación en el funcionamiento de los paneles fotovoltaicos se estima en un 0,25% por año y el gasto en repuestos e insumos es mínimo (Trincavelli, 2017).

⁶⁴ Analizando los costos de los transistores, Gordon E. Moore (cofundador de Intel) encontró que ellos se reducían a la mitad cada 2 años, coincidiendo con la duplicación de su cantidad. Esto se llamó Ley de Moore. En referencia a ella, se llamó Ley de Swanson -en honor a Richard Swanson, fundador de SunPower, empresa estadounidense, manufacturera de módulos fotovoltaicos- al fenómeno de reducción de un 20% en el costo de las celdas fotovoltaicas con cada duplicación de la capacidad de manufactura en el mundo.

A estos costos, para el caso de los proyectos de mediana y gran escala, hay que sumarles la disponibilidad del terreno donde se ubica la planta fotovoltaica. La generación fotovoltaica es una actividad extensiva en el uso del suelo (Prados, 2010). Ello implica que los proyectos tienen una alta ocupación de superficie en los sitios donde se implantan. En este punto se abre la disyuntiva sobre el uso del suelo: para la agricultura y cría de ganado o para fines energéticos. Además, la instalación de parques solares supone impactos ambientales⁶⁵. Combinar la generación fotovoltaica con la actividad agropecuaria en un sistema “agrivoltaico” permitiría reducirlos (Barron-Gafford et al., 2019).

Según lo relevado en las licitaciones Renovar, en Argentina se calculan 130 hectáreas para una planta de 80 MW. Los precios presentan una gran dispersión en los territorios pampeanos, ya que en ellos se encuentran tierras altamente fértiles y productivas para agricultura y ganadería y tierras no aptas por ser zonas áridas, serranas o proclives a la inundación. En las primeras, la hectárea puede llegar a valores que oscilan entre USD 10.000 y USD 15.000 (Cieri, 2020).

En Argentina la reducción en los costos asociados a proyectos de tecnología fotovoltaica se evidencia en la caída de los precios ofertados para el MWh generado en el marco de licitaciones de grandes proyectos. En 2009, las licitaciones GENREN adjudicaron proyectos a USD 579 el MWh. En 2016 la primera ronda Renovar adjudicó a un precio de USD 60/MWh, y se llegó a un valor de USD 40/MWh en rondas siguientes (MINEM).

Como todo proyecto capital-intensivo, es decir que requiere de gran cantidad de capital para comenzar a operar, los proyectos de generación fotovoltaica tienen un alto componente de riesgos. Sortearlos, proveer la confianza suficiente como para que los inversores decidan emprender el proyecto, es de importancia vital. Este escollo fue lo que el Estado argentino apuntó a sortear en el diseño del Plan Renovar, al incluir el FODER y las garantías del Banco Mundial. Estas garantías apuntaron a mitigar los riesgos inherentes a estos proyectos y permitir de este modo que los proyectos accedan a créditos, al reducir el costo de financiación. Estas posibilidades estuvieron ausentes en los procesos licitatorios GENREN.

⁶⁵ Los proyectos fotovoltaicos tienen una alta ocupación de superficie. Entre los impactos ambientales se destacan: desaparición de cultivos y cosechas, la alteración de la orografía del terreno, el aumento de la erosión, afectación del ciclo de carbono, pérdida de hábitat y biodiversidad (Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, 2019).

Durante esa licitación, los proyectos fotovoltaicos presentados fueron menos que en Renovar, y de los 20 MW adjudicados, 7 se construyeron. La dificultad para acceder al financiamiento y la falta de respaldos para presentar a los inversores se encuentra detrás de que los proyectos no se concretaran. Además, las restricciones cambiarias y de giro de dividendos provocaban el alejamiento de la inversión extranjera. En el caso de los proyectos que sí fueron concretados, Cañada Honda I y Cañada Honda II, el financiamiento del Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) fue determinante.

Si bien el Renovar incorporó garantías y el FODER para facilitar el financiamiento, y a pesar de que los costos de la tecnología venían en caída, el obstáculo financiero sigue siendo de peso mayor. Al tratarse de tecnología importada, los costos son en moneda extranjera (dólares estadounidenses), y, por lo tanto, difíciles de afrontar frente a un escenario de devaluación. Además, al momento de presentar la oferta, se debe constituir una garantía de mantenimiento de la misma (35.000 USD por MW ofertado). Esto explica la participación de empresas de capitales extranjeros al frente de los proyectos fotovoltaicos adjudicados, o en asociación con actores locales en calidad de inversores (Figura 33).

En los proyectos de las rondas 1 y 1.5 las empresas nacionales son mayoritarias. Entre ellas se destacan 360 Energy, JEMSE y la Empresa Mendocina de Energía. Entre las extranjeras, las francesas Neoen y Total, la española Isolux. Luego, la cantidad de proyectos adjudicados por empresas de capitales extranjeros comienza a aumentar, adjudicando en la ronda 2 de Renovar, 7 de un total de 16 proyectos; en la ronda 3, 8 de los 14 proyectos adjudicados pertenecen a capitales extranjeros, en su mayoría de España (Albares Renovables) y Alemania (Abo Wind).

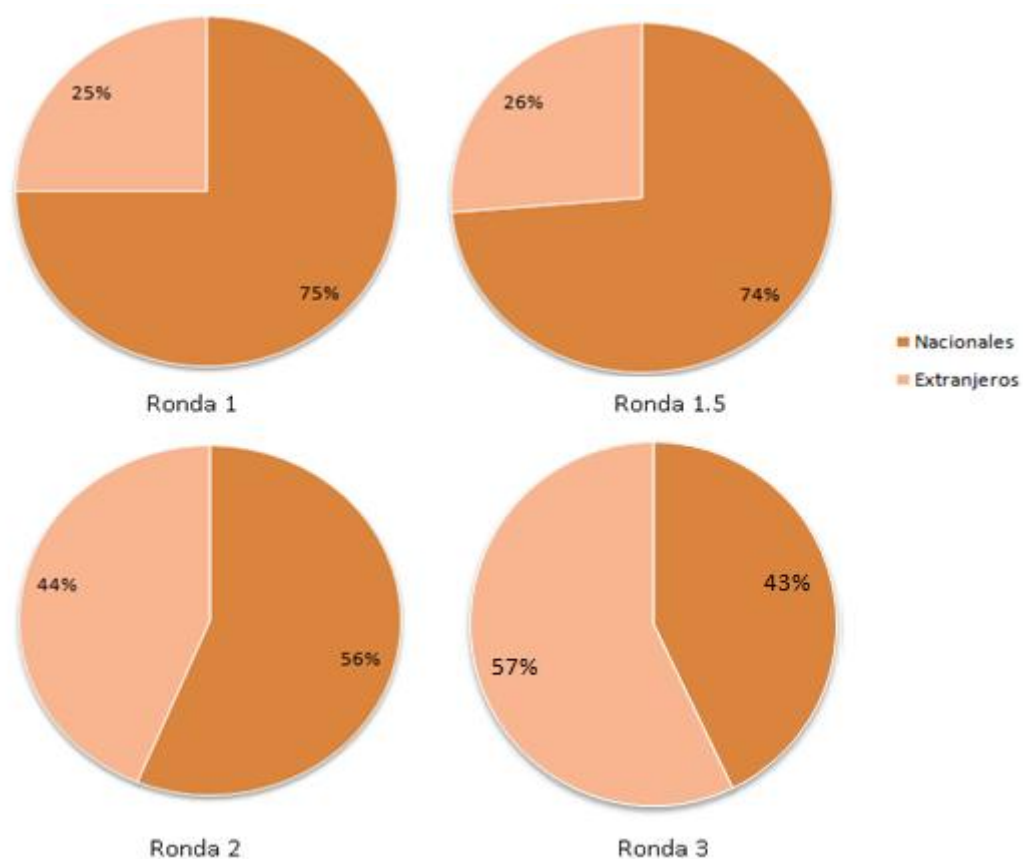


Figura 33: participación de empresas de capitales nacionales y extranjeros en las rondas de licitaciones del programa Renovar (en cantidad de proyectos adjudicados). Elaboración propia.

Si se analiza la participación de capitales nacionales y extranjeros en términos de potencia adjudicada, la proporción extranjera es ligeramente mayor: del total de 1840 MW adjudicados, las empresas nacionales adjudicaron 905 MW frente a 935 que adjudicaron empresas extranjeras. Además, los proyectos argentinos tienden a ser más chicos, promedian los 25 MW (18 MW si no se contabiliza el mega proyecto Cauchari, adjudicado por JEMSE, pero financiado con capital chino).

Asimismo se destaca el hecho de que gran parte de los proyectos adjudicados por empresas nacionales se encuentran paralizados en busca de financiamiento, y/o renegociando contratos con CAMMESA⁶⁶. En la Ronda 3, los proyectos encuentran mayores dificultades para firmar

⁶⁶Ejemplos de estos proyectos son los adjudicados por la Empresa Mendocina de Energía y luego adquiridos por Grupo Ceosa (Argentina) –Anchoris, General Alvear, La Paz, Lavalle, y Luján de Cuyo, por 260 MW-; proyectos de la empresa 360 Energy –Tocota, Nonogasta II, Nonogasta IV, Villa Dolores, Añatuya por un total de 268.8 MW-, y el proyecto Arroyo Cabral de la Empresa Provincial de la Energía de Córdoba de 40 MW.

los contratos. Por ser proyectos más chicos, sus costos de inversión son más altos, ya que no alcanzan economías de escala. A fines de abril de 2020 la Resolución 64 fijó la fecha límite al 30 de junio para la firma de contratos de abastecimiento PPA. Las dificultades se agravaron en el contexto de recesión económica e incertidumbre, acentuada por la pandemia por COVID-19, y los plazos fueron nuevamente prorrogados.

A baja escala, para usuarios que deciden ser generadores, el financiamiento también es un obstáculo. La inversión inicial, de hecho, es más alta en términos unitarios, al no lograr economías de escala, y los mecanismos de financiación no son adecuados. La tabla 11 detalla el costo de una instalación domiciliaria promedio, de 1.5 kW, sin contar la instalación (entre \$100.000 y \$150.000, según testimonios de instaladores).

ÍTEM	COSTO (USD)
Módulos	133.5
Inversor a red	762
Estructuras soporte	Para piso: 295 Para techo (chapa): 98 Para techo (tejas): 158.5 Para techo plano: 290
TOTAL	1185.5

Tabla 11: Costo de instalación fotovoltaica de 1.5 kW, sin mano de obra. Fuente: elaboración propia en base a lista de precios proporcionados por empresa FIASA, junio de 2020.

El financiamiento se revela el “Goliat” de los proyectos fotovoltaicos, el principal obstáculo que necesita ser salvado para que puedan concretarse y sostenerse. Instrumentos crediticios, a tasas razonables y dirigidos a fomentar la industria y el trabajo nacional, la creación de un clima de confianza, con reglas de juego claras y estables, son las armas con las que se puede hacer frente a este gigante. Otros obstáculos, de índole político-institucional, se relacionan e influyen sobre la posibilidad de sortearlos.

5.2- Inestabilidad político-institucional, vaivenes en materia energética

Una frase que se repite entre los entrevistados, de todos los ámbitos, en relación al marco político-regulatorio es: “en Argentina no hay política de Estado”. Los cambios políticos

suelen ir acompañados de cambios de rumbo en materia de política energética y del modelo de desarrollo productivo. Cada cuatro años se renueva el gobierno y, con él, se redefinen los objetivos, se rediseñan las estrategias y se reprograman los cursos de acción. En este sentido, el contexto en el que los proyectos se diseñan y se implementan se encuentra en la “cuerda floja”, en un estado de inestabilidad constante.

Las decisiones que se toman a nivel político constituyen señales que pueden incentivar o desalentar los proyectos. En términos de las transformaciones que involucra una transición energética, las que ocurren en la esfera política, según O’Brien y Sygna (2013) son las que crean las condiciones para las transformaciones en la esfera práctica. En ese sentido, cambios de rumbo frecuente constituyen un obstáculo para los proyectos fotovoltaicos. Dentro de este grupo de obstáculos se encuentran: a. la orientación general con respecto a las energías renovables y la mayor o menor prioridad que se le otorga desde las diferentes escalas del Estado a los proyectos de generación fotovoltaica; b. los cambios en la legislación (leyes y normas que son reemplazadas por otras de distinta orientación o que quedan atrasadas con respecto a cambios en las coyunturas) o vacíos legales (falta de legislación, leyes que no son implementadas); y c. pujas políticas y conflictos entre distintas jurisdicciones (Nacional, Provincial, Municipal).

Como se vio en el capítulo 1, durante la década de 1990, se sancionó un nuevo Marco Regulatorio Eléctrico (Ley 24.065/92). Bajo este marco, la generación de energía es considerada una actividad de interés general (no un servicio público, como sí lo son la distribución y el transporte), y queda entonces sujeta a las reglas de la libre competencia y de libre mercado. Dentro de este marco, la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables no contó con un régimen de promoción específico para las renovables (Cueva y Viña, 2018).

Fue en 1998 que se estableció el Régimen de Fomento a la Energía Eólica y Solar (Ley 25.019/98). Sin embargo, la demora en su reglamentación -más de un año después de su sanción (Decreto N°1597/99)- constituyó un obstáculo para su implementación. Luego de esta demora inicial, pasaron dos años más hasta que se estableció el esquema para acceder a los beneficios en ella consagrados (Resolución MINEM 113/01). En consecuencia, este régimen promocional entró en vigencia cuando el país se dirigía a una profunda crisis económica. Con la devaluación del año 2002, los incentivos monetarios que la ley preveía quedaron rápidamente desactualizados.

En 2006, la Ley 26.190 dispuso la creación del Fondo Fiduciario de Energías Renovables. El mensaje para los interesados en invertir en proyectos fotovoltaicos era alentador. Sin embargo, en la práctica, el fondo no fue conformado, enviando así señales contradictorias y aumentando la incertidumbre. El beneficio de esta remuneración adicional a los proyectos de energías renovables resultó entonces de nula aplicación (Cueva y Viña, 2018).

Similar es el caso de los mecanismos de promoción estipulados por la Ley 27.424 para incentivar la autogeneración. El FODIS es un fondo previsto con el fin de otorgar préstamos, incentivos y beneficios promocionales para la instalación de equipos de generación distribuida. Sin embargo, no ha sido implementado. Se han lanzado otros incentivos crediticios, aunque no fueron adoptados masivamente. En 2019 el Banco Nación lanzó la línea de créditos personales “Energía sustentable”. Por su parte, el Banco de Córdoba incorporó la línea “Dale Eco”, aunque la mayoría de los actores entrevistados destaca el desconocimiento de esta línea de créditos por parte de la población y lo dificultoso del trámite para acceder a ella. En la provincia de Santa Fe, domina la incertidumbre tras la discontinuidad del programa Prosumidores.

Otro obstáculo al desarrollo de proyectos fotovoltaicos se relaciona con las señales políticas enviadas a potenciales inversores. Definiciones de política energética, reglas poco claras y falta de compromisos políticos pueden desincentivar la realización de proyectos.

A nivel nacional, al asumir el gobierno de Mauricio Macri se dieron señales de aliento. La puesta en marcha del programa Renovar fue una muestra de que se intentaba aprender del pasado y favorecer el despegue de los proyectos. En 2019, con el cambio de gobierno, se dio un nuevo giro en la política hacia las renovables. Durante la campaña presidencial, Alberto Fernández había evitado definir su programa de gobierno para el sector, aunque sí adelantó que revisaría los contratos firmados y los pesificaría. Esto generó resquemor en los inversores, que se enfrentaban al riesgo de sufrir importantes pérdidas. Una vez iniciado su gobierno, los temores de pesificación no se concretaron. Sin embargo, a mediados de 2020 el rumbo energético es incierto. Por un lado, a nivel nacional, el Director Nacional de Generación Eléctrica fue designado en el cargo casi tres meses después de la asunción del nuevo gobierno. Bajo su órbita, la Directora Nacional de Energías Renovables, fue designada en agosto de 2020. A nivel provincial, en Buenos Aires, el gobernador, Axel Kicillof, pidió, en su discurso de apertura a las Sesiones Legislativas, que la provincia sea considerada una “provincia petrolera”, destacando su rol en la cadena productiva. Con ello intenta que la

provincia sea incluida en la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos, y se integre a la toma de decisiones, así como a la asignación de regalías. En Santa Fe, la nueva gestión no mostró un plan energético claro y discontinuó el programa “Prosumidores”. Sin ser definido, las señales políticas no son de aliento al sector renovable.

Dentro del rumbo político que se define hacia las energías renovables se encuentra la mayor o menor inversión estatal en grandes obras de infraestructura vinculadas al sistema eléctrico. Para los proyectos de gran escala, la falta de capacidad de las redes eléctricas⁶⁷ constituye un obstáculo. Proyectos que aumenten la generación eléctrica deben poder contar con redes que reciban esa generación y puedan distribuirla hasta los puntos de consumo. Existen ejemplos de proyectos fotovoltaicos paralizados por falta de estaciones transformadoras, o que han tenido demoras en su construcción, entre ellos, los parques solares Cauchari⁶⁸, y Ullúm.

Dentro del grupo de obstáculos de orden político-institucional la superposición entre jurisdicción nacional y provincial juega un rol destacado. En la Constitución Nacional se encuentran antecedentes de la cuestión jurisdiccional. En su artículo N° 121, la Constitución Nacional afirma: *“las provincias conservan todo el poder no delegado por esta Constitución al gobierno federal, y el que expresamente se hayan reservado por pactos especiales al tiempo de su incorporación”*; y en el N° 124: *“corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio”*.

Sobre estas bases se asientan los argumentos de provincias como Buenos Aires y Santa Fe para no adherir a la Ley Nacional 27.424, alegando que hacerlo implicaría ceder jurisdicción y capacidad de decisión sobre cuestiones estratégicas como los recursos naturales. En el decreto reglamentario de la Ley 27.424 se establece que los beneficios promocionales se otorgarán a los usuarios-generadores de las jurisdicciones *íntegramente* adheridas al régimen nacional (Decreto 986/2018, artículo 25). Esto implica que en aquellas provincias donde la adhesión a la Ley no sea completa, no se podrá acceder a los beneficios, lo que es visto como una intromisión de la Nación en la jurisdicción provincial. Además, surgen diferencias entre las provincias y la ley Nacional en cuanto a la forma de medición de la energía inyectada

⁶⁷ Según el ENRE, se amplió la capacidad de transporte: en 2017 se realizaron 30 obras, mientras que en 2018 se realizó un 40% más de obras que el año anterior, por un valor de \$163.000.000 (ENRE, 2018).

⁶⁸ El mismo requirió la construcción de la Subestación del Altiplano, que contó con financiamiento del Estado Nacional (Bellato, 2019).

(mediante un medidor bidireccional, o dos medidores), y asociado a la posibilidad de perder recaudación por el uso y mantenimiento de las líneas.

A falta de la sanción de una ley provincial que adhiera a la Ley Nacional o instaure un sistema propio han surgido en la provincia de Buenos Aires experiencias aisladas con regulación propia. Un ejemplo es la Usina Eléctrica de Tandil, que elaboró un procedimiento interno propio habilitando la autogeneración con conexión a red. En esta normativa, se adopta el sistema de “compra evitada”, según el cual a la energía generada por el usuario-generador se le reconoce el valor del costo de la energía que la Cooperativa se ahorra de comprarle a CAMMESA. Otros casos incluyen empresas y usuarios comerciales que han optado por firmar un convenio con la empresa de distribución, permitiéndoles auto-generarse su propia energía. La energía que inyectan a la red, sin embargo, no recibe una compensación económica. Esta diversidad regulatoria -o directamente vacío en materia de regulación-, desincentiva los proyectos fotovoltaicos, o motiva instalaciones clandestinas.

Las idas y venidas en materia de rumbo político a nivel nacional, los retrasos y vacíos legales, y las contraposiciones jurisdiccionales constituyen un obstáculo no menor al desarrollo de los proyectos fotovoltaicos. Sin reglas de juego claras y estables, que contemplen la multiplicidad de actores e intereses, se traban los movimientos de las piezas y obstaculizan el desarrollo de proyectos fotovoltaicos sostenibles. Resulta clave aquí encontrar espacios de consenso que permitan sobrepasar las diferencias y tender al bien común.

5.3 Debilidades regulatorias, reglas de juego que desincentivan

En el grupo de obstáculos al desarrollo de proyectos de generación fotovoltaica de tipo regulatorios se incluyen: a. obstáculos en el acceso a tecnología importada, específicamente regulación arancelaria, y b- obstáculos relacionados a las tarifas que los usuarios pagan por la energía eléctrica. En ambos casos, se trata de reglas de juego que terminan desincentivando el despliegue de proyectos, en lugar de alentarlos y allanarles el camino.

Acceder a tecnología importada es de vital importancia para los proyectos fotovoltaicos. Tanto para los proyectos de gran escala como para las instalaciones de autogeneración, la falta de opciones en materia de productos de industria nacional constituye un obstáculo por sortear. Sin bien un tejido productivo comienza a conformarse, el mercado fotovoltaico es prácticamente dominado en su totalidad por industria extranjera (principalmente de origen

chino en el caso de los módulos fotovoltaicos, y alemán en el caso de los inversores⁶⁹). El Contenido Nacional Declarado (CND) de los parques fotovoltaicos adjudicados en la licitación Renovar, teniendo en cuenta que ello incluía a la obra civil, puso en evidencia la participación marginal de la industria nacional. La mayoría incluyó un CND del 30%. Los proyectos que más apostaron por lo nacional -La Paz, Luján de Cuyo General Alvear y Lavalle- (todos a ubicarse en la provincia de Mendoza) lo hicieron en un 82%, 83%, 86% y 87%, respectivamente. Se trata de proyectos demorados en sus plazos y a 2020 en renegociación de los contratos firmados. Se constata, en proyectos con alto contenido de componente nacional, una dificultad adicional para acceder al financiamiento ya que es una práctica habitual que el inversor elija invertir, siempre y cuando pueda elegir los proveedores del equipamiento.

En este contexto, un obstáculo de tipo regulatorio tiene que ver con la política arancelaria. El arancel que se define para la importación de tecnología fotovoltaica es decisivo para constituirse en un obstáculo o estímulo a los proyectos.

Hasta septiembre de 2018, los módulos fotovoltaicos que ingresaban al país debían abonar un impuesto del 12%. A partir del decreto 864/2018, se pasó a un arancel de 0%. La medida fue adoptada con el fin de bajar los precios de la tecnología solar fotovoltaica. Sin embargo, en forma simultánea, comenzó a regir en el Sistema Informático María (SIM) de la Aduana, una alerta sobre la posición arancelaria de los módulos solares con diodos incorporados⁷⁰. La misma fijaba un arancel del 18%, es decir un 6% más oneroso que el anterior. Tres meses después, la Resolución AFIP 4350/18 corrigió esta discrepancia y reafirmó el arancel del 0%, para un módulo solar en particular (SHARP ThinFilm Solar Module), manteniendo el 18% para los módulos con diodos incorporados, y el 12% para los módulos sin diodos. Este error en la interpretación de una norma constituye un ejemplo de los obstáculos de naturaleza regulatoria que pueden frenar o desincentivar la adopción de la tecnología fotovoltaica y el desarrollo de proyectos. Además, si bien algunos módulos quedaron exceptuados de aranceles de importación, no es el caso de los inversores. Estos componentes -esenciales para toda instalación fotovoltaica- deben abonar un arancel del 14%.

⁶⁹ Se destacan los inversores de las marcas SMA (Alemania), Huawei (China), así como Fronius (Austria) y ABB (Suiza).

⁷⁰ Se los consideraba como generadores eléctricos de corriente continua.

Los gravámenes de importación incluyen también una alícuota en concepto de tasa de estadística, que en 2019 fue elevada a un 2,5% (Decreto 332/19). Para los proyectos fotovoltaicos enmarcados en la Ley 27.191, el decreto 548/19 establece un tope máximo de USD 500. Sin embargo, los proyectos de autogeneración, en el marco de la Ley 27.424, no fueron contemplados por el decreto, y por lo tanto no cuentan con un tope máximo a pagar. Otros impuestos, para los módulos con diodos incorporados, incluyen el 21% de IVA y 20% de IVA adicional, 6% de impuesto a las ganancias y 2.5% de Ingresos Brutos.

Otro gran obstáculo de orden regulatorio al desarrollo de los proyectos fotovoltaicos fue la decisión de subsidiar fuertemente las tarifas, a mediados de la primera década de los años 2000. “Un bajo nivel tarifario, provoca dos efectos negativos: inhibe la inversión genuina en la oferta y promueve hábitos de derroche en la demanda” (IAE, 2009). Además, y fundamentalmente, las tarifas subsidiadas desalientan el interés del usuario por fuentes renovables de generación y encarecen, en comparación con la energía convencional, el costo de la energía generada en un proyecto fotovoltaico.

Con la asunción de un nuevo gobierno a fines de 2015, se siguió un esquema de actualización de las tarifas eléctricas y quita de subsidios, sin llegar a ser total. Muchos usuarios, experimentaron importantes aumentos en su factura del servicio eléctrico, y comenzaron a mostrarse interesados en la alternativa fotovoltaica.

En los territorios pampeanos, las tarifas eléctricas son de las más altas del país⁷¹, en especial en comparación con las que pagan usuarios del AMBA⁷², lo que acelera el repago de una inversión fotovoltaica. La disparidad tarifaria, tanto en los cargos fijos como variables, se evidencia incluso entre las tres provincias (Tabla 12), con Córdoba siendo donde las tarifas son más altas (UNRC, 2019). Durante 2020, nuevos congelamientos de tarifas se instrumentaron en Santa Fe (Decreto 773/2020) y en Buenos Aires (Convenio Provincia-Distribuidores)

⁷¹ Otras provincias con tarifas elevadas incluyen Jujuy, Tucumán y Mendoza. En ellas, para un usuario residencial 1 en diciembre de 2019, el cargo fijo era de \$134/mes (Jujuy), \$92,6/mes (Tucumán) y \$40,16/mes (Mendoza); y el cargo variable, de \$4,28/kWh (Jujuy), \$3,334/kWh (Tucumán), y \$3,24/kWh (Mendoza).

⁷² Las tarifas que paga un usuario residencial de EDENOR (hasta 400 kWh/mes) equivalen a 2.91\$/kWh y 124\$/de cargo fijo, de EDESUR, 2.89 \$/kWh y 122,95 de cargo fijo, de acuerdo a cuadro tarifario vigente en 2019 (Resolución ENRE 104 Y 105 2019, respectivamente).

	Distribuidor	Categoría tarifaria	Cargo fijo (\$/mes)	Cargo variable (\$/kwh)
Buenos Aires	EDEA S.A.	≤400 kWh/mes	169,47	3,93
	EDEN S.A.	≤400 kWh/mes	212,95	4,34
	EDES S.A.	≤400 kWh/mes	237,86	4,47
	EDELAP S.A.	≤400 kWh/mes	290,22	3,02
Córdoba	EPEC	≤500 kWh/ mes Primeros 120 kWh/mes	112,68	6,51
		Siguientes kWh/mes		8,45
Santa Fe	EPE	≤300 kWh/ mes Primeros 75 kWh/mes	77,86	3,79
		Siguientes 75 kWh/mes		4,24
		Siguientes 150 kWh/mes		6,14
		Excedente		7,60

Tabla 12: Tarifas eléctricas en Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe para usuarios de tipo residencial en la categoría de consumo de hasta 400 kWh por mes (o categoría similar en Córdoba y Santa Fe –hasta 500 y 300 kWh/ mes, respectivamente-). Elaboración propia en base a cuadros tarifarios provinciales vigentes en junio de 2020.

La existencia de subsidios a la energía de fuente convencional constituye un obstáculo para que se difundan las instalaciones fotovoltaicas. Esto es así en tanto dificultan y retrasan que se alcance la paridad de red, la capacidad de la instalación de amortizar la inversión en un plazo relativamente corto (Sergent, 2018).

La existencia de estos obstáculos explica las dificultades que enfrentan los responsables de proyectos y los interesados en adoptar y/o difundir la tecnología. A su vez, permiten visualizar aquellas áreas en las que se podrían enfocar políticas públicas a fin de sortearlos y permitir el despliegue de proyectos. Lograr mantener objetivos a largo plazo, con reglas de juego claras y estables, y mecanismos de financiación adecuados y accesibles, constituyen elementos clave para superar las dificultades e impulsar la tecnología.

CAPÍTULO 6: MODALIDADES DE TRANSICIÓN

Las fuentes renovables se despliegan a distintas escalas en Argentina, persiguiendo objetivos diversos. En los territorios pampeanos, específicamente en el sur de la provincia de Buenos Aires, predominan los aprovechamientos eólicos, surgidos de licitaciones nacionales y con el fin de abastecer a la matriz eléctrica. Proyectos biomásicos, y de producción de biocombustibles se distribuyen en Santa Fe, Córdoba y Buenos Aires, ligados a la actividad agropecuaria. De energía fotovoltaica, los proyectos existentes responden o bien a iniciativas de generación eléctrica *on grid*, a distintas escalas; o bien, a necesidades de poblaciones aisladas de la red (instalaciones *off grid* para usos productivos y/o abastecimiento de población rural). En este capítulo se desarrollan tres casos de estudio que incluyen proyectos vinculados a las redes. Proyectos de gran escala para abastecimiento del Sistema Interconectado comienzan a surgir, de la mano de actores públicos y privados, algunos logrando adjudicaciones de potencia y la firma de contratos de abastecimiento. Proyectos de escala media, para el aporte de energía a redes locales se multiplican, progresivamente. Proyectos de autogeneración con conexión a red, surgidos desde el territorio, comienzan a tomar protagonismo.

En cada una de las provincias de Córdoba, Buenos Aires, y Santa Fe, tres casos de estudio fueron seleccionados a fin de analizar el despliegue de proyectos fotovoltaicos a distintas escalas. En Córdoba, se plasmó un proyecto de gran escala que, habiendo resultado adjudicado en licitación nacional, firmó un contrato de abastecimiento de energía con CAMMESA. Se trata del parque fotovoltaico Arroyo Cabral, de 40 MW de potencia a instalar. En Buenos Aires, las cooperativas eléctricas experimentan un retorno a la actividad de generación, y se colocan al frente de proyectos que intentan mejorar los servicios a las comunidades. El caso seleccionado es el parque fotovoltaico El Triunfo, de 500 kW de potencia instalada, en esa localidad bonaerense. En Santa Fe, se destaca el proyecto colectivo de Armstrong, de autogeneración y medición inteligente, donde, además de intervenir actores públicos y privados, participa activamente la ciudadanía, poniendo en práctica una experiencia de democracia energética.

Los casos seleccionados se distinguen a partir de varias características, además de la escala (según la potencia del proyecto) y la ubicación. Los actores que intervienen, el estado de avance en que se encuentra el proyecto, el mecanismo público que le otorgó viabilidad, y su proceso de origen y/o implementación difieren de proyecto a proyecto. La tabla 13 sintetiza las principales características de los casos seleccionados.

CASO	ACTOR CONDUCTOR				DESTINO DE LA GENERACIÓN			POTENCIA			UBICACIÓN	ESTADO DE AVANCE
	Energético	Estatal	Ciudadanos/ Usuarios	Colectivo	SIN	Red Local	Auto-generación	Baja	Media	Alta		
Arroyo Cabral	Empresa de Energía	Coop. Eléctric Local									Córdoba	Proyectado
El Triunfo											Buenos Aires	Operativo
Armstrong											Santa Fe	Operativo

Tabla 13: Distinciones entre los casos seleccionados. Elaboración propia.

La diversidad de proyectos existentes permite reconocer distintas modalidades de transición, una transición “conservadora”, que, si bien reemplaza las fuentes fósiles por renovables, conserva el sistema centralizado, y es además extra-territorial, ya que predominan actores externos al territorio y/o los beneficios del proyecto salen de la región; la transición “paliativa”, de base local, que encuentra en el aprovechamiento fotovoltaico una solución a problemas locales; y la transición “innovadora”, que surge desde el territorio y funda un nuevo vínculo con la energía.

6.1 Arroyo Cabral, proyecto cordobés para el sistema nacional

El proyecto de parque fotovoltaico Arroyo Cabral de la Empresa Provincial de la Energía de Córdoba, resultó adjudicado en la Ronda 2 de Renovar, en 2017. En 2020 no ha sido concretado, y encuentra sustanciales dificultades para ello. La electricidad que produciría este parque contribuiría con los objetivos de participación renovable en la matriz nacional. Su alineación con la transición energética proviene del hecho de que reemplazaría parte de la generación de fuente hidrocarbúrica por una de fuente renovable, sin avanzar en características de una transición más profunda. El esquema planteado responde al sistema tradicional de generación centralizada, con escasa diversidad de actores en su organización y ejecución, y sin participación ciudadana.

La Empresa Provincial de la Energía de Córdoba es un ente autárquico, dependiente del gobierno provincial, bajo la órbita del Ministerio de Servicios Públicos. Concentra las actividades de generación, transporte y distribución eléctrica. A principios del siglo XXI, EPEC comienza a plantear una estrategia para asegurar el abastecimiento de sus usuarios y posicionarse como un actor relevante en el mercado eléctrico nacional. La misma incluye la ampliación de infraestructura y el desarrollo de proyectos de generación renovable, que se sumarían a sus centrales térmicas e hidroeléctricas⁷³. En 2003 el Estatuto Orgánico de EPEC estableció que las políticas energéticas de la Provincia deben ser políticas de Estado, públicas y conocidas. A partir de entonces, EPEC debe fijar su estrategia empresarial, objetivos e inversiones a través de un “Contrato Programa” con el Poder Ejecutivo Provincial.

Desde 2008, dos Contratos Programa han sido suscriptos, y revisten importancia para el proyecto fotovoltaico Arroyo Cabral. El primero (conocido como Plan Quinquenal 2008-2012), por concretar la construcción de la Estación Transformadora Arroyo Cabral⁷⁴ (EPEC, 2008). La misma se conecta al SADI a través de la línea de 500 kV Almafuerte-Rosario Oeste, y logró incrementar en un 25% la capacidad de transformación entre el sistema nacional y el provincial (Alonso, 2012). El segundo, (conocido como Plan Quinquenal 2015-2019), habilitó obras de generación, transporte y distribución de energía en toda la provincia y creó el programa educativo de Uso Responsable y Seguro de la Energía Eléctrica, (USORES).⁷⁵. En materia de generación, apuntó a: 1. recuperar potencia instalada e incrementar la disponibilidad en generadores hidráulicos convencionales, central de bombeo, turbogas y turbovapor; y 2. incorporar centrales eólicas y solares. Para ambos objetivos, las acciones planificadas quedaban “sujetas a acuerdos y contratos de abastecimiento con la Secretaría de Energía de la Nación” (Ley 10304/2015, Plan Quinquenal 2015-2019). Esto implica que la Provincia se embarcaba en un plan de generación esperando contar con el apoyo Nacional, y dependiendo de lograr insertarse en sus marcos contractuales. Específicamente, apuntaba a canalizar proyectos que podrían resultar adjudicados en las licitaciones Renovar.

⁷³ Entre ellas se destacan las centrales térmicas Pilar y Bicentenario (216 y 466 MW) y la central hidroeléctrica Río Grande (750 MW).

⁷⁴ Para financiarla, el ERSEP habilitó a incorporar un cargo en la facturación del servicio eléctrico (Res.04 /2006). Las obras, a cargo del Grupo Eling, concluyeron en 2012. Luego de su construcción, a cargo de EPEC, su operación y mantenimiento fue cedida a TRANSENER.

⁷⁵ El programa USORES incluye capacitaciones a docentes y jóvenes, y la Ruta de la Energía (circuito educativo que recorre las principales usinas de la Provincia, de principios del siglo XX).

En este marco, se inserta la participación de EPEC en la ronda 2 de Renovar, en 2017. Asumiendo un rol de articulador, el Estado Provincial buscaba ser el vehículo entre los inversores privados y el Estado Nacional. Buscó, además, alianzas con otros Estados Provinciales⁷⁶ y la Secretaría de Energía. Así, innova en la formulación de sus políticas públicas, al incluir la cooperación entre los gobiernos y administraciones públicas y actores no gubernamentales, configurando una “nueva gobernanza” (Zurbriggen, 2011).

La resolución 117/2017 convocó a la presentación de interesados en proyectos de generación renovable. EPEC asumía el rol de gestionar ante Nación la presentación de esos proyectos en la licitación Renovar 2, y se comprometía a aportar: estudios y permisos eléctricos, evaluación de impacto ambiental, y mano de obra calificada para la obra de interconexión requerida por el proyecto. Se recibieron 24 propuestas de generación en energías renovables por 860,28 MW de potencia, en su mayoría de fuente fotovoltaica.

Estas experiencias precedieron la presentación de EPEC de su proyecto fotovoltaico “Arroyo Cabral” a la ronda 2 de Renovar, entre otros proyectos presentados⁷⁷. El mismo resultó adjudicado (Resolución 473/2017), y su construcción se prevé en el predio de la Estación Transformadora Arroyo Cabral, en cercanías de la localidad del mismo nombre, en el departamento General San Martín (Figuras 34 y 35).

⁷⁶ Firmó un convenio con la Empresa Provincial Sociedad del Estado de San Juan para colaborar en el diseño de dos proyectos fotovoltaicos: 1. en: Vertedero de Potrero del Estado (predio de enterramiento de residuos sólidos urbanos, ubicado a 17 km de la Ciudad de Córdoba); y 2. en: Terreno contiguo a la Estación Transformadora Arroyo Cabral 500/132 kV, predio propiedad de EPEC

⁷⁷ En la ronda 2, EPEC presentó ofertas por cinco proyectos: Arroyo Cabral (40 MW) y San Francisco del Chañar (30 MW), de tecnología fotovoltaica, y tres pequeños aprovechamientos hidráulicos en las localidades de Pichanas, Cruz del Eje y Boca del Río, de 0,5 MW cada uno.

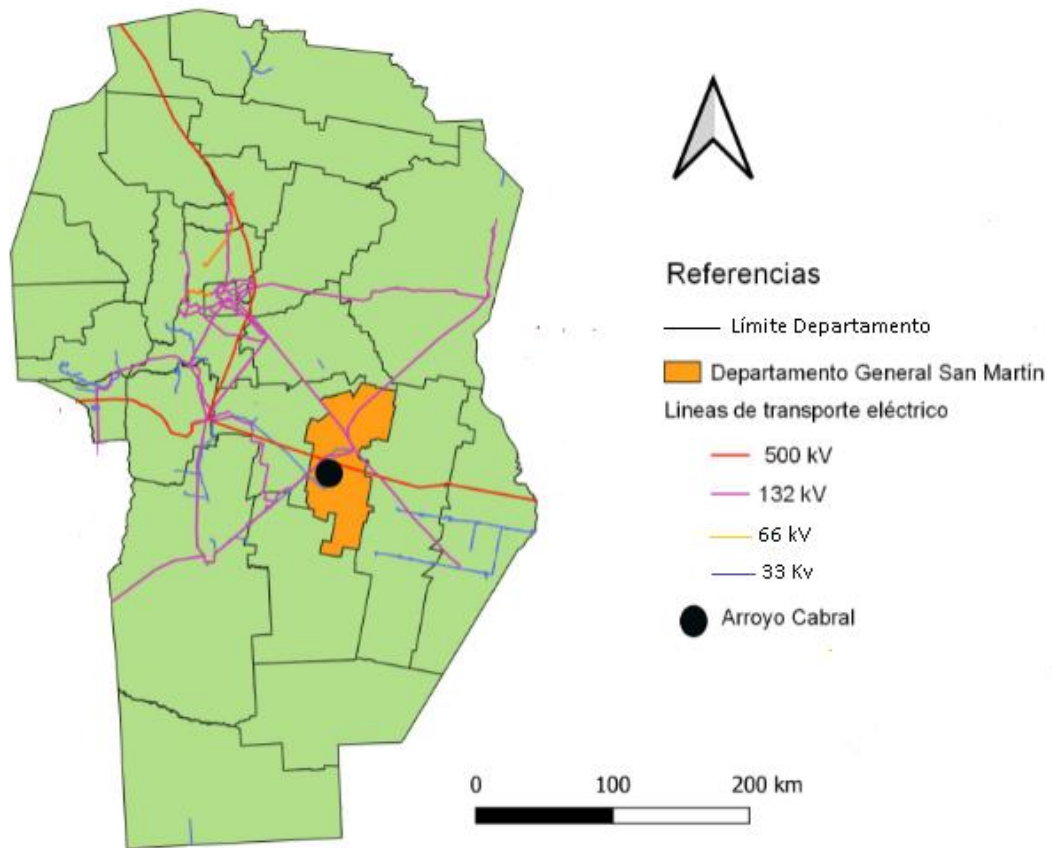


Figura 34: Localización de proyecto fotovoltaico Arroyo Cabral. Fuente: Elaboración propia en base a datos de IGN (2017) y Secretaría de Energía (2019c).

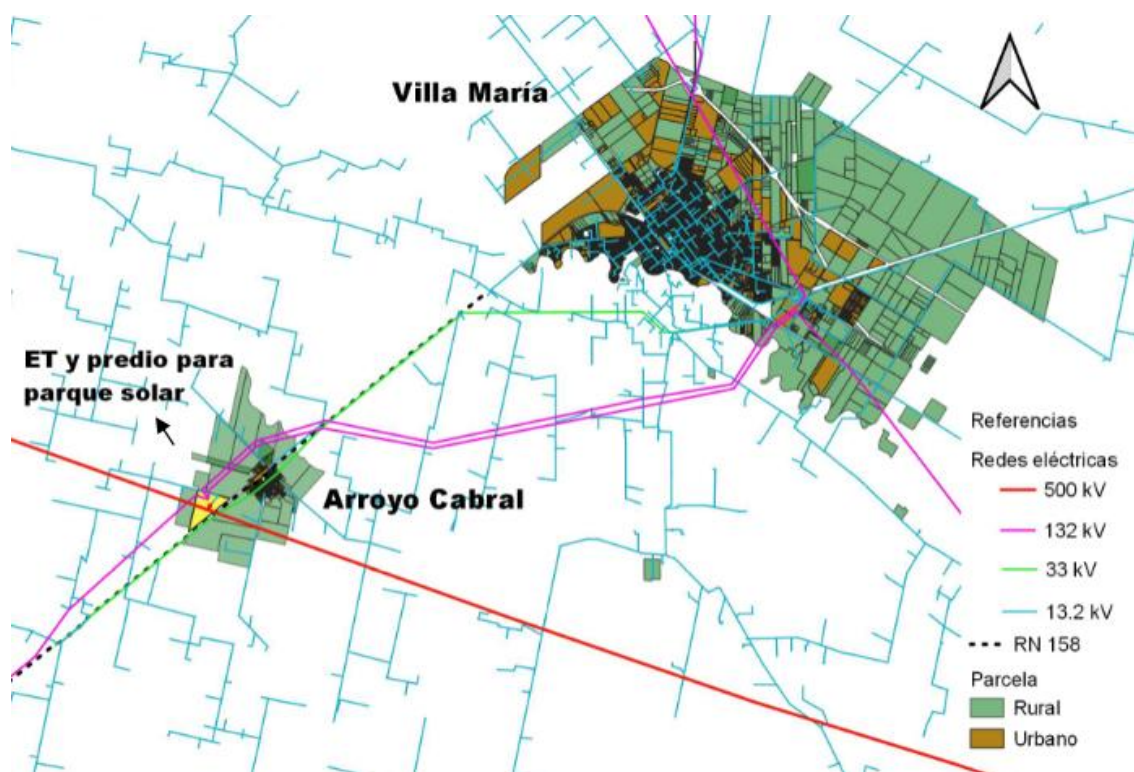


Figura 35: ubicación proyectada para la planta fotovoltaica Arroyo Cabral. Fuente: Elaboración propia.

La figura 35 muestra el espacio previsto para la planta fotovoltaica. Se observa la cercanía a la localidad de Arroyo Cabral, y, a 20 kilómetros, la ciudad de Villa María, servida con la línea de 132 kV. La ubicación elegida es privilegiada, por su inmediatez con la estación transformadora. Atraviesa el predio una línea de alta tensión (500 kV), y otras menores. Esto es destacado por responsables de la Gerencia de Generación de EPEC, al afirmar que contar con la cercanía y facilidad de interconexión resultó clave para que el proyecto sea económicamente viable, dado su peso en la ecuación de flujo de dinero.

Por el proyecto Arroyo Cabral, EPEC firmó el contrato de abastecimiento con CAMMESA (PPA) el 26 de julio de 2018. Para hacerlo efectivo, debió aportar una garantía de mantenimiento de contrato equivalente a USD 250.000 por MW de potencia contratada, a través de una póliza de caución⁷⁸. La tabla 14 resume las características del proyecto, tal como se lo concibe en 2020, luego de ajustar el proyecto original⁷⁹.

⁷⁸La misma debe ser renovada anualmente hasta 180 días después de la entrada en operación comercial del proyecto.

⁷⁹Inicialmente pensado con estructuras fijas, paneles de 330 W, e inversores centralizados.

Parque fotovoltaico ARROYO CABRAL			
Adjudicado por	EPEC		
Marco de promoción	Renovar Ronda 2		
Precio adjudicado	49,97USD/MWh		
Monto inversión estimado	USD 40-43 millones		
Componente	Nacional	0%	
Declarado			
Monto beneficio otorgable	fiscal	8.427.129 USD	
Garantía Banco Mundial	No		
Tecnología	Módulos de 385 W (Jinko), estructuras con seguimiento (Exo Tracker), inversores string (Huawei).		
Ubicación:	Departamento de San Martín, 2 km al sudoeste de la localidad de Arroyo Cabral, sobre la ruta nacional 158, en el mismo predio donde se ubica la estación transformadora del mismo nombre.		
Estado	En búsqueda de financiamiento.		

Tabla 14: Principales características previstas para el proyecto Arroyo Cabral, según Gerencia de Generación EPEC. Elaboración propia.

Entre los actores directamente involucrados en el proyecto se encuentran, el Estado Nacional, a través de la Secretaría de Energía, y CAMMESA, responsable del proceso licitatorio y contratación de la venta de energía. Luego, EPEC, presentó la oferta y firmó el contrato de abastecimiento de energía. Hacia fines de 2020, no se cuenta con el dato del actor que aporta el financiamiento. Las negociaciones iniciadas apuntan hacia financiamiento proveniente de firmas chinas.

Firmado el PPA, EPEC comenzó la búsqueda de financiamiento. Para ello, inició gestiones con empresas y bancos chinos con la idea inicial de un esquema de financiamiento compartido: un 85% de la provisión e instalación del equipamiento fotovoltaico financiado por capitales chinos, y un 15% financiado por EPEC. Desde el inicio de las negociaciones hasta mediados de 2020, pasó casi un año y medio sin avances en materia de cierre financiero.

Lo ofrecido era a tasas demasiado altas para que EPEC pudiera afrontarlas, con los fondos provenientes de la venta de energía (la Tasa Interna de Retorno del proyecto Arroyo Cabral era del 7%, por lo que el financiamiento debía ser a tasas de ese calibre o menores).

Una dificultad adicional para acceder al financiamiento en el caso de EPEC, proviene del hecho de ser una empresa pública, lo que implica mayores requerimientos con respecto al inversor con quien se cierran contratos. Sin embargo, como herramientas para seducir a los potenciales inversores cuenta con las garantías dadas a los proyectos de Renovar (la cesión de contrato y el FODER), y, una tercera garantía, particular de EPEC: la opción de que, como distribuidora, compre la energía que el mismo proyecto genera. Llegado el caso, esto resultaría no sólo viable, sino incluso beneficioso, considerando que EPEC compra la energía a CAMMESA a un precio de USD 72 el MWh, mientras el contrato de abastecimiento de Arroyo Cabral se cerró en USD 49,97 por MWh.

Se preveía comenzar con las obras a mediados de 2019. Sin embargo, el financiamiento resultó ser el “Goliat” del proyecto Arroyo Cabral. No se concretó la firma de acceso a los fondos y los plazos contractuales se encuentran demorados (tres fechas son de cumplimiento obligatorio para todos los proyectos contratados: la fecha programada de cierre financiero, el comienzo de construcción o el principio efectivo de ejecución y la entrada en operación comercial). Esto motivó que en enero de 2020, ante el incumplimiento de EPEC, la Secretaría de Energía instruyera a CAMMESA a renegociar el contrato firmado, peligrando su rescisión completa.

A agosto de 2020 esto no ha ocurrido. CAMMESA y la Secretaría de Energía, en el contexto de cambios macroeconómicos, no han ejecutado los proyectos ni impuesto multas. Además, desde mediados de 2020, el proyecto de Arroyo Cabral ha recobrado preponderancia en la agenda de generación de EPEC. Se han contactado proveedores y posibles inversores, con importantes avances.

El proyecto Arroyo Cabral constituye un caso de iniciativa fotovoltaica pampeana de gran escala. Su potencial emplazamiento en el terreno de la estación transformadora resulta estratégico para aprovechar la infraestructura existente y volcar la energía generada. Su concreción permitiría a EPEC posicionarse en la generación renovable a nivel nacional y sumar un activo para la Provincia, ya que una vez cumplidos los 20 años de contrato con

CAMMESA, la planta quedaría bajo su operación, sumándose a las centrales de generación de su propiedad. Sin embargo, el proyecto no reúne gran variedad de actores, -EPEC es el promotor responsable, y, en caso de concretarlo, el financiamiento mayor sería de origen chino-, y, si bien la adjudicación del proyecto fue difundida en la Provincia, no se involucró a actores de la comunidad local. En este sentido, Arroyo Cabral representa una modalidad de transición que puede denominarse “conservadora”: intenta reemplazar generación de origen fósil por una de fuente renovable, manteniendo la centralidad de la generación, y la unilateralidad en el diseño y conducción del proyecto. Arroyo Cabral no incluyó en su formulación el componente de compromiso social y comunitario, y de identificación con el territorio –la comunidad no ve sino una potencial central generadora adicional, no diferente a otras-. Su futuro es incierto. De concretarse, sumaría generación renovable a la matriz de generación nacional, contribuyendo a cumplir con los objetivos consagrados en leyes nacionales y acuerdos internacionales. Deja abierta la posibilidad de avanzar hacia una transición energética que incorpore mayor participación territorial e identificación ciudadana, cree oportunidades de empleo y contribuya a la formación de capacidades técnicas.

6.2 El Triunfo, parque bonaerense co-construido

Los déficits locales conducen a la sociedad a organizarse para poder disponer de energía que les permita hacer crecer sus actividades productivas y asegurar servicios de calidad para el conjunto de la población.

En la localidad bonaerense de El Triunfo, el proyecto de parque fotovoltaico nace ligado a tres elementos que se entrelazan: la falta de un servicio eléctrico estable y el reclamo ciudadano; la necesidad productiva de una pyme en desarrollo; y la disponibilidad de recursos que son valorizados por actores diversos que se involucran en el proyecto.

El Triunfo es una localidad de 1500 habitantes (INDEC, 2010), ubicada en el partido de Lincoln, a 25 kilómetros de la ciudad cabecera, en el Noroeste bonaerense (Figura 36). El servicio eléctrico -provisto por la Cooperativa Eléctrica de El Triunfo Limitada- alcanzaba en 2018 940 usuarios, mayoritariamente residenciales (716), seguidos por comerciales (101) y usuarios rurales (94). Completan la cifra, las dependencias oficiales y 3 usuarios de tipo industrial. Estos últimos tienen un peso importante en términos de consumo, ya que son

responsables de un 20% de la demanda local de energía (692.804 kWh/año), frente a los usuarios residenciales, quienes demandan un 40% del total (1.415.375 kWh/año) (DPE, 2020).

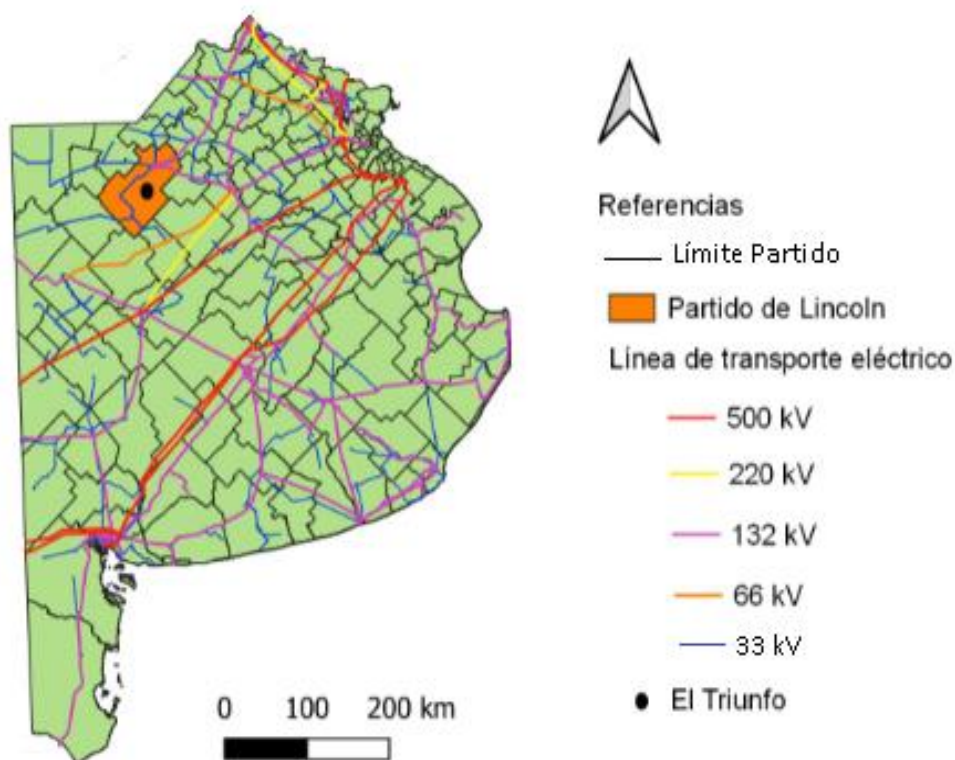


Figura 36: Localización de El Triunfo. Fuente: Elaboración propia en base a datos de IGN (2017) y Secretaría de Energía, (2019c).

Al encontrarse la ciudad de Lincoln sobre el final de una línea de 132 kV (Figura 37), ubicación denominada “punta de red”, en El Triunfo, los problemas en la prestación del servicio eléctrico eran moneda corriente. La población constataba frecuentes cortes y bruscas caídas y subidas de tensión. Si bien accedían a la red eléctrica, el servicio era deficitario en relación al que recibían los habitantes de localidades vecinas; se veían así en una situación de “exclusión relativa”, en su acceso a la energía (Pérez, 2000).

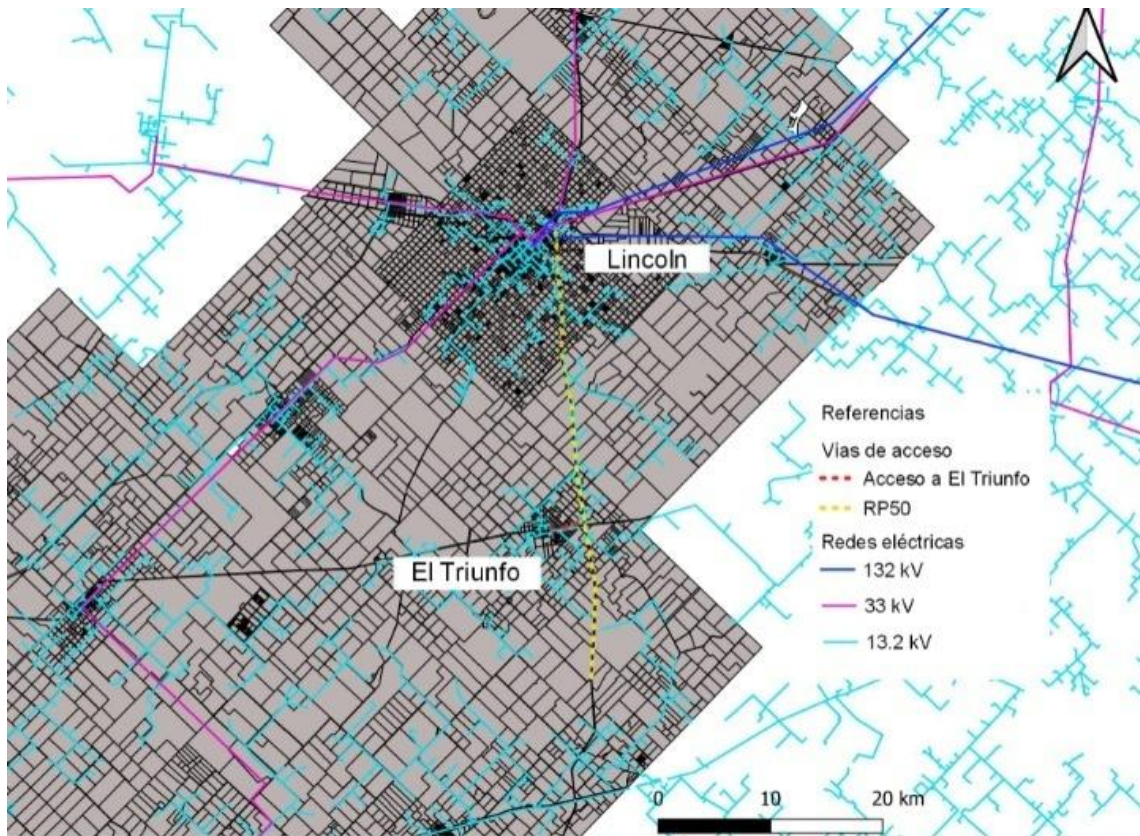


Figura 37: Tendido eléctrico Lincoln y El Triunfo. Fuente: elaboración propia.

Los requerimientos eléctricos crecieron con la instalación de una refinería y aceitera, la empresa MBS Agroindustrias SRL, fundada en Rosario y propiedad de un ciudadano oriundo de la zona. El volumen de energía eléctrica que demandaría la planta de producción de aceite de soja y girasol obligó a la cooperativa a denegarle el pedido de conexión, alegando que no podría abastecerla sin afectar el consumo de los habitantes del pueblo. Se identificó en la generación fotovoltaica local una posible solución.

En el nacimiento y desarrollo del parque fotovoltaico en El Triunfo, varios actores se movilizaron, habilitando un proceso de “co-construcción”. Este proceso remite a la acción colectiva y sinérgica de distintos actores que cooperan en proyectos energéticos (Carrizo y Jacinto, 2018). En el caso de El Triunfo intervinieron: el dueño de la industria se contactó con autoridades de la cooperativa eléctrica -ellos, por sus gestiones relativas al servicio eléctrico, conocían de la licitación de PROINGED para plantas solares en puntas de línea-; desde el Municipio de Lincoln, se intercedió ante la provincia para facilitar los trámites administrativos. Comenzaba así a concebirse un proyecto que apuntaba a resolver una problemática local, con recursos y actores locales. El Triunfo resultó uno de los sitios elegidos

por el programa para el emplazamiento de un parque fotovoltaico, que logró dar respuesta a las demandas de los diferentes actores.

La planta fotovoltaica se instaló en un predio de 1 hectárea -cedido en comodato a 30 años por la empresa agroindustrial- ubicado sobre la ruta 50, en el acceso a la localidad (Figura 38). La construcción fue adjudicada a una Unión Transitoria de Empresas, conformada por la uruguaya Lafemir (Tecnogroup) y la empresa tandilense Recursos Energéticos y Desarrollo SRL (RED). Esta última es una pequeña empresa conformada por dos socios, uno de Tandil, y otro de Mar del Plata. La falta de experiencia y escala para este tipo de proyectos los motivó a asociarse con la empresa desarrolladora de origen uruguayo. En la primera licitación de PROINGED (2016), RED presentó ofertas y resultó preseleccionada para los siete proyectos licitados. La política de conferir cada proyecto a distintos oferentes motivó que sólo le adjudicaran el proyecto de El Triunfo (y luego el proyecto de Recalde, Olavarría, ante la caída del ofertante originalmente adjudicado).

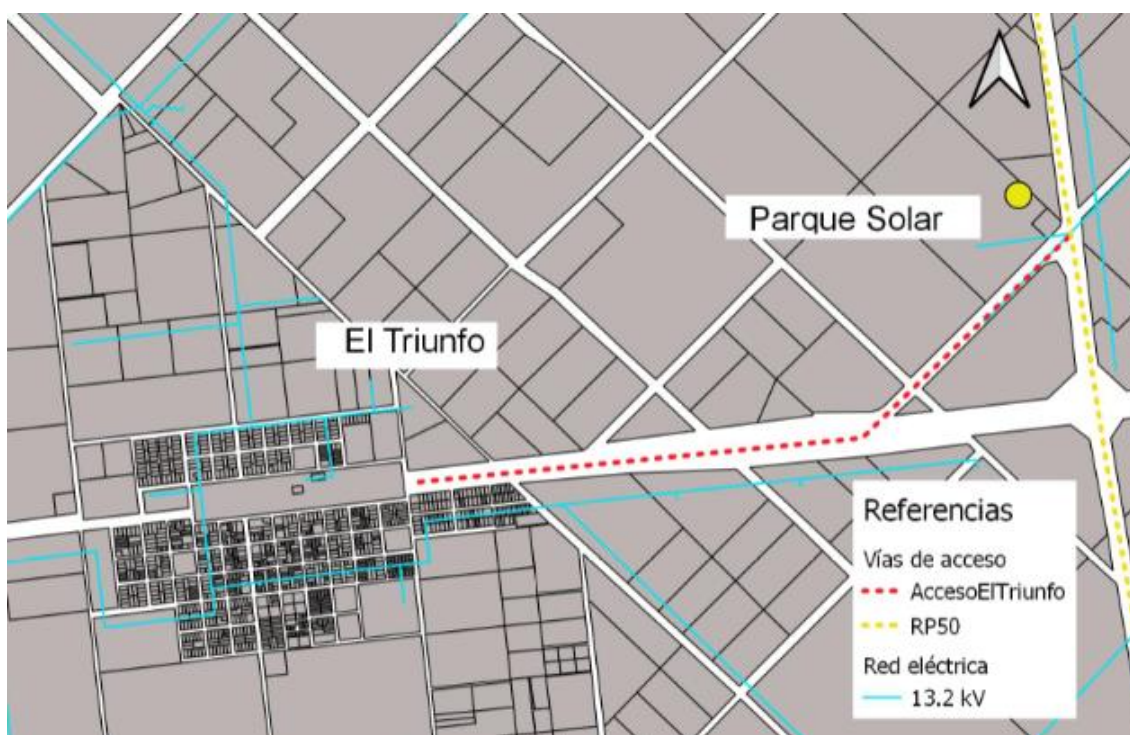


Figura 38: Ubicación del parque fotovoltaico El Triunfo. Fuente: Elaboración propia.

La planta fue inaugurada a fines de 2017 y tiene una potencia de 500 kW (Figura 39). Con su generación se alimenta la totalidad del consumo de la empresa y se inyecta energía a la red local, mejorando así el servicio para la comunidad. No sólo permitió la instalación de una empresa agroindustrial que buscaba desarrollarse y crecer, favoreciendo el arraigo productivo

en la zona, sino que también mejoró el servicio eléctrico de una población que hacía tiempo demandaba estabilidad en el suministro.



Figura 39. Planta solar El Triunfo, Lincoln. Fuente: propia

Un mapa de actores se configura en torno a este proyecto (Figura 40). Cada uno aportó recursos y capacidades propias que resultaron clave para concretar el proyecto y asegurar su sostenibilidad.

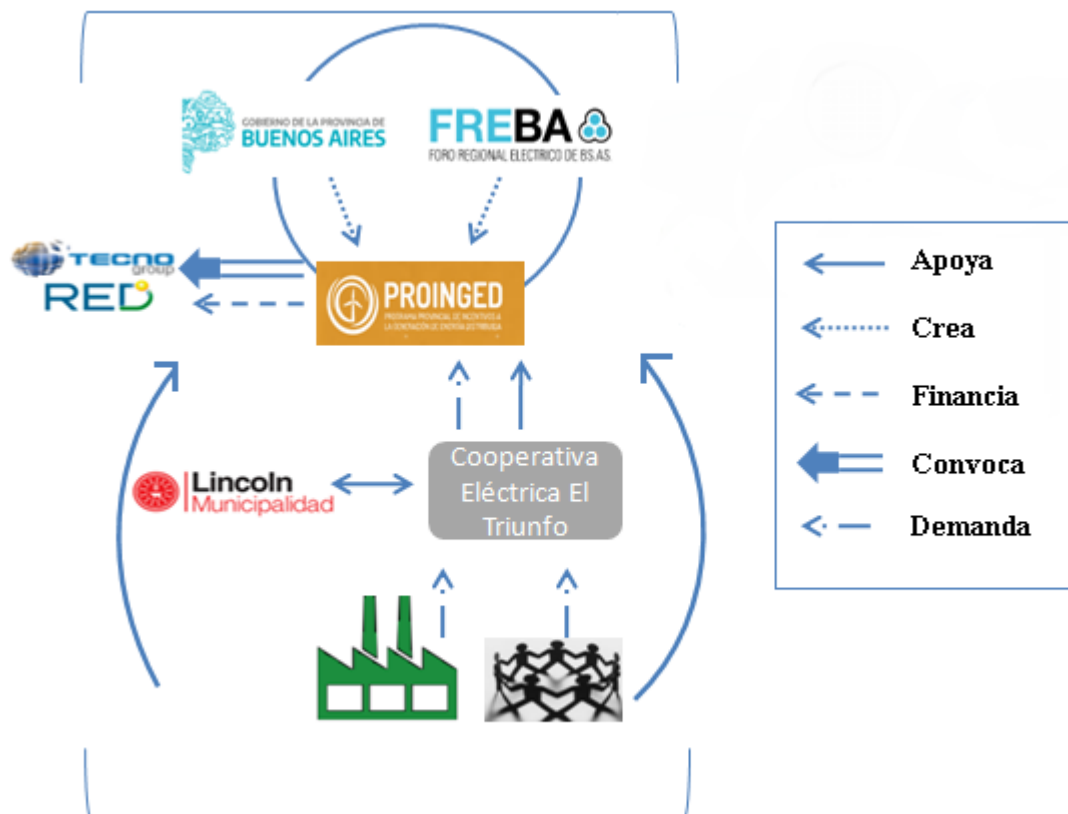


Figura 40: Actores detrás del proyecto El Triunfo. Fuente: elaboración propia.

La interrelación entre la escala local y provincial revistió importancia mayor para el proyecto. Por el lado local se destaca el empuje de la empresa agroindustrial y la actuación de la cooperativa. Ésta, además de actuar como nexo clave entre los actores, quedó encargada de la operación y mantenimiento del parque. Por el lado de la provincia, la licitación y adjudicación de la obra en el marco del PROINGED marcó el inicio formal del proyecto.

La comunidad local, constituye un actor a destacar. Si bien no participa activamente en el proyecto, sus demandas por un mejor servicio contribuyeron a la decisión de emplazar allí el parque fotovoltaico y otorgaron legitimidad al proyecto. Además, la aceptación de las energías renovables, ya existente previamente, se vio reforzada con el parque solar. Desde la instalación del parque de El Triunfo en 2017, el partido de Lincoln ha sumado otros dos plantas fotovoltaicas: Martínez de Hoz y Bayauca, lo que ha llevado a un mayor conocimiento ciudadano sobre la tecnología. Actores locales reconvierten su actividad con eje en el aprovechamiento fotovoltaico. Por ejemplo, la empresa linqueña Ingeniería MEGA S.A. se dedicaba a la producción de secadoras de semillas, y en el rubro energético desarrollaba obras de electricidad y gas. A partir de las oportunidades vinculadas al aprovechamiento

fotovoltaico en la provincia, ofrece los servicios de diseño, instalación y mantenimiento de plantas solares, además de proveer insumos tales como estructuras de soporte y módulos fotovoltaicos.

El caso del proyecto El Triunfo refleja una modalidad de transición paliativa, en tanto recurre a una fuente renovable para resolver déficits del sistema-. Es de base local, ya que surge de la problemática eléctrica de la población y aprovecha los recursos disponibles para aportar soluciones *in situ*. Entre los actores que participan, la cooperativa eléctrica se destaca como actor que retoma un sector estratégico, como la generación eléctrica. El vínculo público-privado, dado por el convenio entre el FREBA y la Provincia posibilitó que este proyecto de generación se concretara. Un proceso de co-construcción fue la base del éxito del proyecto.

6.3 Armstrong, generación santafesina comunitaria e inteligente

La democracia energética aspira a poner en manos de los usuarios y los trabajadores de la energía el poder sobre todos los aspectos del sector, desde la producción a la distribución, y desde el suministro hasta la financiación, la tecnología y la producción de conocimientos (Chávez y Kishimoto, 2016). El concepto de democracia energética, remite a la participación ciudadana en la gestión (local) de infraestructuras y bienes comunes (Varo, 2018). El proyecto de generación fotovoltaica y medición inteligente en la localidad de Armstrong pone en marcha mecanismos de participación ciudadana que lo fortalecen y lo sostienen. Los ciudadanos pasan a ser más comprometidos e involucrados en la gestión de la energía que consumen.

Armstrong es una localidad del Departamento Belgrano, al Sudeste de la Provincia de Santa Fe (Figura 41). Se ubica a 95 km de la ciudad de Rosario, en la intersección de la autopista Rosario-Córdoba con la Ruta Nacional 178. Se constituyó a fines del siglo XIX, a partir de una estación del Ferrocarril Central Argentino. Debe su nombre a Thomas Armstrong, uno de los pioneros en el desarrollo de la empresa ferroviaria. Dada la alta fertilidad de sus tierras⁸⁰, la actividad agrícola es predominante, al igual que la industria asociada.

⁸⁰ El sur de Santa Fe presenta un régimen climático favorable y dispone de suelos de buena a muy buena aptitud natural para las producciones agrícolas, especialmente cultivos como trigo, maíz, soja, girasol y pasturas de calidad (Castignani, 2011).

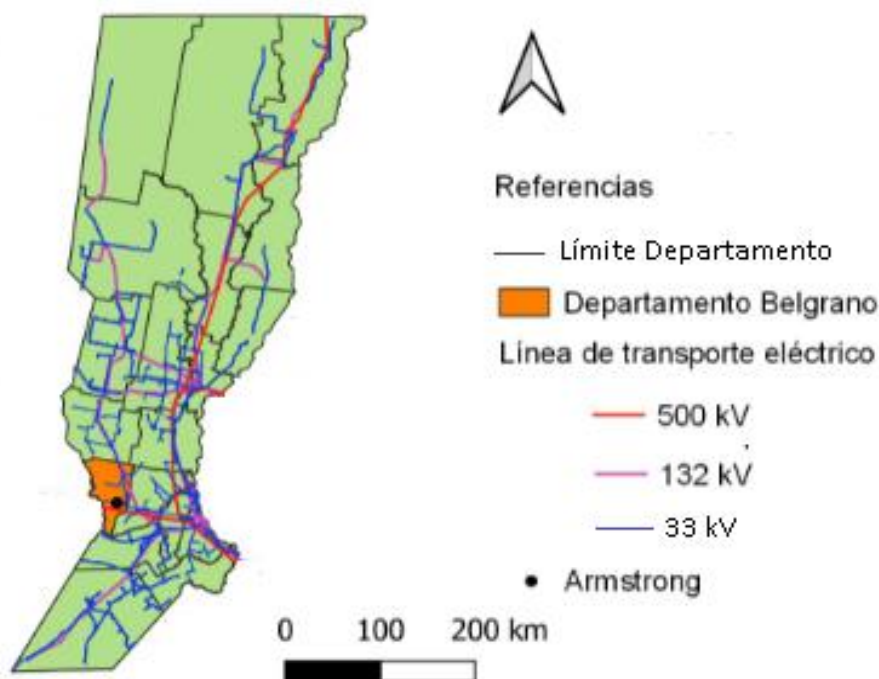


Figura 41: Localización de Armstrong. Fuente: Elaboración propia en base a datos IGN (2017) y Secretaría de Energía (2019c).

La provisión de servicios eléctricos, telefonía, agua y servicios sociales, está a cargo de la Cooperativa Eléctrica de Armstrong (CELAR). La misma nació en 1958 por iniciativa de un grupo de vecinos, en respuesta al déficit energético que sufrían hogares y comercios de Armstrong. Tras conformar la cooperativa, el primer paso fue mejorar la prestación del servicio eléctrico a la comunidad. En 1962, la Dirección Provincial de Energía logró transferir el patrimonio de la usina local (perteneciente a Agua y Energía de la Nación) a la Cooperativa y donó, además, 4 grupos electrógenos. Para completar la mejora del servicio, siguieron importantes obras en tendido eléctrico: por un lado, nuevas líneas de distribución en la zona urbana; por otro, la electrificación rural (primera en el país⁸¹).

Otras iniciativas ponen en evidencia el carácter pionero de la comunidad de Armstrong y de su cooperativa. En 1996 la Cooperativa inauguró el Área Industrial Armstrong, epicentro local de industrias ligadas al agro y la metal-mecánica. Las grandes dimensiones del Área

⁸¹ En 1966 se inauguró el “Sistema de Electrificación Rural Roberto R. Lasagna”, primero en el país destinado a proveer energía eléctrica a productores rurales. Surgido de las motivaciones de la población rural de Armstrong, se construyó bajo la dirección técnica de la Dirección Provincial de Energía y con préstamos del Banco Provincial de Santa Fe. En 1977 se habilitó el sistema de Telefonía Rural, también primero en el país (CELAR, 2020).

Industrial, con respecto al tamaño de la localidad (Figura 42), demuestran la importancia de la actividad, y la preponderancia que se le da desde lo territorial.

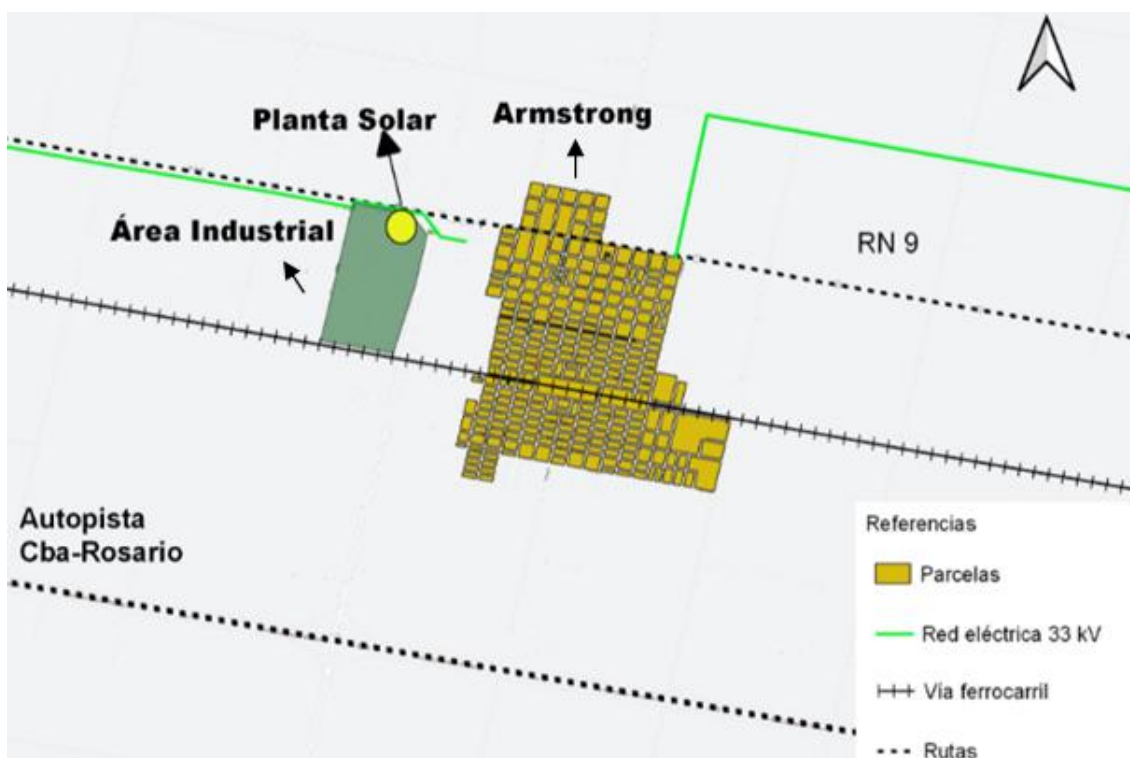


Figura 42: Localidad de Armstrong y área industrial. Fuente: Elaboración propia.

Desde 2013 la localidad de Armstrong es protagonista de un proyecto de red inteligente y generación fotovoltaica con participación ciudadana. El mismo surgió de un consorcio asociativo público-privado -denominado Proyecto de Redes Inteligentes con Energías Renovables (PRIER)-, conformado por la CELAR, la Universidad Tecnológica Nacional y el Instituto Nacional de Tecnología Industrial. En ese año, desde el Grupo de Trabajo compuesto por la Secretaría de Energía de la Nación, la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina, el Instituto de Tecnología Industrial y CMMESA, surge el interés en realizar un proyecto piloto de red inteligente. Armstrong fue una de las primeras localidades seleccionadas y se firmó un convenio marco para concretar el proyecto. El mismo incluiría dos componentes (medición inteligente y generación distribuida), a desarrollarse en dos etapas.

Para el primer componente la CELAR recibió un Aporte No Reintegrable de la Secretaría de Energía de la Nación, que, sumado a fondos propios de la cooperativa, financió la adquisición e instalación de 1000 medidores inteligentes. Concretamente, fueron instalados en viviendas que contaban con servicio de telefonía y de acuerdo a cuatro subestaciones, en cuatro barrios:

3 en el centro, y una al sur de la localidad. Con el objetivo de medir y comparar tecnologías, se adjudicó cada barrio a una empresa diferente, tres que trabajan por PLC *Power Line Communication*, de las marcas: Circutor, Hexing y Discar; y una por radiofrecuencia, de marca Elster. Comenzaron a funcionar en 2015. Como cada sistema de medición almacena los registros en una base de datos y dispone de su propia interfaz, para agilizar la lectura se propuso utilizar un software único. Primeramente se consideró usar Prime Read; en 2017 se optó por “Optimum”, desarrollo de la empresa ESG Dilec S.A. de Rosario, a través de un convenio con la CELAR.

Para completar el segundo componente del proyecto, que incluía la generación fotovoltaica, el PRIER elaboró el proyecto de *“Generación distribuida con energías renovables. Aportes tecnológicos sociales, ambientales y económicos de su aplicación en la red inteligente de Armstrong”*. El mismo se presentó a la convocatoria de Proyectos del “Fondo de Innovación Tecnológica Sectorial de Energía – Uso Racional y Eficiente de Energía (FITS UREE)” llevado adelante por el Fondo Argentino Sectorial (FONARSEC), dependiente de la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica (ANPCyT). Con ello lograron la compra de 50 equipos de 1.5 kW y 10 equipos de 2 kW.

Los primeros se instalaron en viviendas, voluntariamente ofrecidas por sus dueños, y que cumplieran los requisitos de poseer medidor inteligente y techo plano, transitable y sin membrana. Los segundos se destinaron a instalarse en UTN, INTI y edificios públicos. Además, en septiembre de 2017 se instaló una planta fotovoltaica de 200 kW en el área industrial. La planta formada por 880 módulos fotovoltaicos, de marca Amerisolar de 250 Wp, y 8 Inversores, marca SMA de 25 kW, genera energía que se vuelca en la red de baja tensión.

La figura 43 resume los dos componentes del proyecto de Armstrong.



Figura 43: Componentes del proyecto de Armstrong: medición inteligente y generación distribuida. Elaboración propia.

El caso de Armstrong, además de instalaciones fotovoltaicas y medición inteligente, incorpora un elemento de innovación en la forma de gestionar e implementar el proyecto, involucrando a múltiples actores y el compromiso de la ciudadanía (Figura 44).

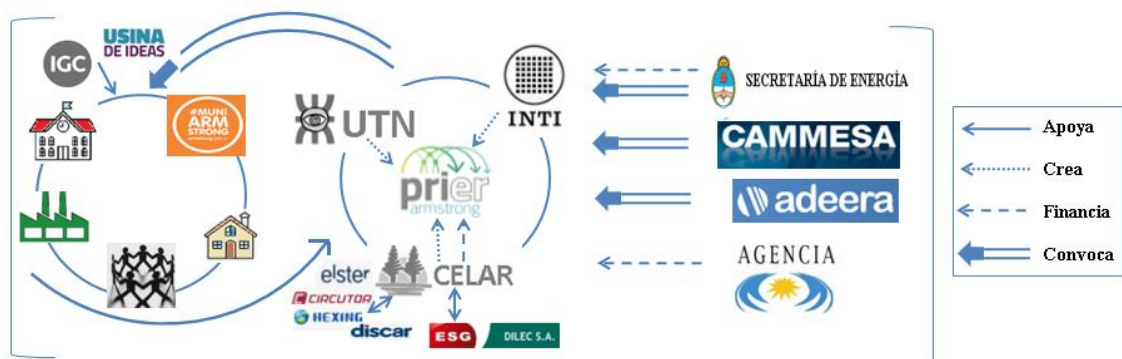


Figura 44. Actores detrás del proyecto de Armstrong. Elaboración propia.

Para el involucramiento ciudadano, el PRIER desarrolló una estrategia de acercamiento a la comunidad y logró su interés y participación. Se realizaron, para ello, con el apoyo del Instituto de Gestión de Ciudades⁸² (IGC), varios eventos, tales como el Taller Usina de ideas; “Diálogo entre pioneros” y jornadas de difusión. En esas instancias, se hizo hincapié en la tradición pionera de la ciudad, como “símbolo heredado” (Santos, 2000), rescatando los antecedentes de la primera electrificación rural del país y el primer tendido de telefonía rural (Figura 45).

⁸² Con sede en Rosario, es un equipo interdisciplinario dedicado a diseñar políticas públicas urbanas y territoriales.



Figura 45: ciudadanos de Armstrong, firmando la carta de pioneros. Fuente: CELAR

Durante los años 2016 y 2017 se realizaron talleres participativos donde se informó sobre los alcances del proyecto, y de ellos surgieron vecinos voluntarios que ofrecieron sus techos para la instalación de los equipos de generación. Fueron 80 las familias que se postularon y rechazaron recibir compensación monetaria por ello. En cambio, sugirieron que lo que la cooperativa “ahorrara” con la generación, en la compra de la energía a la EPE, fuera reinvertido en la compra de equipos para multiplicar la experiencia.

El proyecto integral de autogeneración y medición inteligente de Armstrong ha tenido amplias repercusiones en la comunidad local. El Municipio y el Concejo Deliberante participaron activamente (Paoloni et al., s/f). Tanto el diseño (cálculo, dimensionamiento, ingeniería de detalle) como la instalación de la planta fotovoltaica se realizaron con personal de las instituciones participantes del proyecto. En este sentido, involucró capacitación y experiencia que permitió el desarrollo de capacidades locales. Con el fin de potenciar aún más estas capacidades, desde el PRIER se creó el Centro de Capacitación en Generación Distribuida, coordinado por el Observatorio de Energía y Sustentabilidad de la UTN de Rosario. Un caso a destacar es el de la empresa metalúrgica, Arsetmet SRL. La misma se ubica en el área industrial de Armstrong y se dedica a los servicios metalúrgicos y a la fabricación de estructuras. A partir del proyecto fotovoltaico decidió diversificar su producción y reconvertirse en fabricante de bases para paneles solares. Por su parte, la escuela técnica local se comprometió a formar jóvenes en el armado y reparación de módulos fotovoltaicos.

A partir de los ahorros energéticos de la cooperativa, se dispone de recursos como para ampliar las instalaciones de generación. Así, en 2020 se estudia ampliar la planta fotovoltaica con tres módulos adicionales de 25 kW. Otro objetivo previsto es que el usuario residencial pueda ver su consumo en tiempo real desde un portal web, así como acceder a datos

estadísticos, históricos e indicadores de demanda y comparar su consumo con datos promedio. De esta manera, adicionalmente a las auditorías y la capacitación en eficiencia energética brindada por la CELAR, se empodera al usuario para tomar decisiones racionales en cuanto a la gestión de la energía. La cooperativa estudia también, la posibilidad de incluir un sistema de acumulación para almacenar la energía e inyectarla en los horarios más convenientes, en relación al pico de consumo.

El caso de Armstrong demuestra el vínculo estrecho entre la energía y el territorio. Se destaca la construcción colectiva de un proyecto que prospera desde la participación de múltiples actores involucrados. Resalta además, su potencial para ser replicado en otras localidades. De hecho, desde que comenzó con el proyecto, Armstrong recibió visitas de más de 70 cooperativas eléctricas de Santa Fe y otras provincias. En este sentido, Armstrong manifiesta cómo el “proyecto de territorio”, entendido como uno que representa los intereses de la comunidad y es conducido en gran parte por actores locales, refuerza su capacidad para construir relaciones con otros (Landel et al., 2016). El componente del fuerte compromiso ciudadano lo transforma en una experiencia de democracia energética (Angel, 2016), que funda las bases de nuevas formas de tomar decisiones en torno a la energía.

En este sentido el proyecto de Armstrong es testigo de una modalidad de transición innovadora. Se reconoce: 1. el aprovechamiento de una fuente renovable y la introducción de tecnologías de medición inteligente; 2. ruptura con el sistema centralizado de generación y distribución de la energía; 3. el entramado de actores de distinta escala y naturaleza que cooperan entre sí; 4. la movilización de una inteligencia territorial, el llamado a la tradición pionera de la comunidad de Armstrong, el involucramiento ciudadano y su participación en el proceso de implementación del proyecto, lo que le confiere una fuerte impronta “de abajo hacia arriba”; 5. beneficios asociados al proyecto que se quedan en la comunidad, energía eléctrica limpia y local disponible, desarrollo de capacidades, conocimiento y actividades productivas; 6. fundación de un nuevo vínculo, cercano e incluso identitario, con la energía.

Los tres casos analizados reflejan las múltiples escalas de aprovechamiento de la energía solar, y los distintos medios por los que se canalizan las iniciativas, de actores diversos. Los proyectos varían, en menor o mayor grado, en la cantidad y variedad de actores que intervienen, en la participación ciudadana en la gestión, y en los beneficios que dejan a la comunidad local. Al mismo tiempo, se ubican en distintos extremos del continuo centralizado-distribuido: conservando la forma de generación energética centralizada,

aprovechando el recurso local en instalaciones cercanas a los puntos de consumo, o generando en múltiples puntos de consumo y aprovechando, comunitariamente, la energía generada. Los proyectos, han mostrado, además, distintas modalidades de transición energética pampeana, que conviven, a través de proyectos diversos. En los distintos grados de avance, y las posibilidades de replicación de las experiencias, se constata una incipiente tendencia hacia proyectos multi-actorales, que innovan en la participación ciudadana y la gestión colectiva.

CONCLUSIONES A LA SEGUNDA PARTE: PROYECTO A PROYECTO, TRANSICIÓN QUE AVANZA

En los territorios pampeanos, estímulos varios impulsan el aprovechamiento fotovoltaico. Al mismo tiempo, existen obstáculos que dificultan la concreción de los proyectos y la sostenibilidad de los mismos.

Entre los estímulos, se destacan aquellos que apuntan a facilitar las inversiones. Alternativas de financiamiento y garantías de compra de la energía generada, se han puesto en marcha, fundamentalmente desde el Estado Nacional y dirigidas a impulsar proyectos de gran escala que aportan al Sistema Interconectado. Licitaciones de potencia a través de convocatorias públicas para firmar contratos con CAMMESA han logrado incrementar la capacidad instalada en energía fotovoltaica. Sin embargo, la existencia de estos estímulos no se revela suficiente, en algunos casos, para el desarrollo de proyectos. En su mayoría, han sido aprovechados por actores extranjeros, o nacionales con respaldo de inversores externos. Actores nacionales, de menor tamaño y respaldo financiero, tienden a quedar fuera de las posibilidades de desarrollo de proyectos.

Actores de escala provincial estimulan proyectos para mejorar el servicio en sus territorios. Emplean para ello, legislación de promoción y la ejecución de proyectos propios. Se destaca el rol de empresas provinciales en Córdoba, al frente de proyectos renovables, y en Santa Fe, que encaró un proyecto fotovoltaico provincial e innovó en la autogeneración con conexión a red. En Buenos Aires, el PROINGED se revela protagonista del estímulo público-privado a la instalación de parques de mediana potencia, que inyectan a redes locales. La formación de capacidades y difusión de conocimientos es otro estímulo que se implementa y se constata en la existencia de personal calificado para las actividades del sector. El desarrollo progresivo de fabricantes, proveedores e instaladores de tecnología fotovoltaica constituye otra fuente de estímulo que retroalimenta el despliegue de proyectos.

Entre los obstáculos, se destaca el acceso al financiamiento como el principal a la hora de concebir e implementar proyectos de aprovechamiento fotovoltaico. A la elevada inversión inicial que suponen, se suman cuestiones de índole política, social y económica que agravan la variable financiera. Cambios a nivel político, más aún si conllevan cambios en la orientación energética, sumergen a los potenciales proyectos en un mar de incertidumbre. Obstáculos de tipo regulatorio, actúan como trabas materiales, y constituyen ejes a considerar en el diseño de políticas públicas orientadas al sector.

Los casos de proyectos fotovoltaicos analizados han permitido conocer la forma que adopta la transición energética en los territorios pampeanos. En cada uno de ellos se destacan particularidades del territorio que le otorgan especificidad a la experiencia. Los recursos disponibles, las demandas de las poblaciones locales y la capacidad y voluntad política de canalizarlas y transformarlas moldean los proyectos que se instalan en los territorios y crean “modalidades de transiciones” (Jaglin y Verdeil, 2013; Prévôt-Schapira y Velut, 2013). El primer caso, Arroyo Cabral, de alta potencia, adjudicado en licitación nacional por una empresa provincial para volcar al Sistema Interconectado, se asocia a una modalidad de transición que puede denominarse conservadora, en tanto mantiene la lógica del sistema energético dominante, cambiando la fuente de generación. El segundo, El Triunfo, de mediana escala, adjudicado en licitación provincial, en coordinación con actores de la localidad, refleja una modalidad de transición paliativa, que busca resolver una problemática local a partir de la co-construcción. El tercero, Armstrong, proyecto colectivo de fuerte impronta democrática, representa una modalidad de transición innovadora, que refunda las bases del sistema energético, incluyendo a la ciudadanía, sus demandas y sus decisiones.

Diferenciar las modalidades de transición que están detrás de los proyectos que se implementan permite reconocer el camino que se propone, y, de ser necesario, modificarlo. En su modalidad conservadora, fosilizante, representada en el despliegue de proyectos de gran escala promovidos, en gran parte, por actores externos, la oportunidad de sentar las bases de una transición hacia la sostenibilidad, inclusiva, y local queda abierta. Para una transición más profunda, no se trata solamente de incorporar mayor cantidad de potencia de fuente renovable reemplazando a las fuentes hidrocarburíferas, sino de transformar la concepción misma del sistema energético: incluyendo a mayor cantidad de actores con capacidad de decisión y apostando a incentivar industria y servicios asociados.

REFLEXIONES FINALES: BRILLA EL SOL EN LOS TERRITORIOS PAMPEANOS

La energía es progresivamente entendida, no ya desde su dimensión técnica, sino desde su valor para las sociedades. En el mundo se multiplican los programas que se orientan a mejorar el acceso a la energía por parte de las poblaciones, así como a instaurar nuevas formas de producción y consumo. Las necesidades de cuidar el ambiente, buscar la sostenibilidad y favorecer la inclusión se entrecruzan. Las energías renovables son incentivadas de maneras diversas y con distintos ritmos de avance. Las tecnologías para su aprovechamiento maduran, los mercados adquieren dinamismo y servicios e industrias asociados se despliegan, ganando experiencia y competitividad.

En ese contexto, Argentina transita hacia la sostenibilidad energética traccionada por dos objetivos primordiales: dar cumplimiento a los compromisos internacionales asumidos en materia de descarbonización y resolver déficits internos del sistema eléctrico nacional, incluyendo a población aislada. En esa transición, la energía solar fotovoltaica ha ocupado un lugar destacado: su carácter descarbonizado, y su aptitud para generar en forma distribuida, con y sin conexión con la red, la vuelven un recurso óptimo para la estrategia de transición.

En el aprovechamiento fotovoltaico argentino se identificaron tres fases de avances, las dos primeras, relacionadas a los objetivos anteriores: una primera fase de aprovechamiento destinada a abastecer a población dispersa, sin acceso a redes, y una segunda fase orientada a la diversificación de la matriz eléctrica nacional. Una tercera fase comienza a desplegarse traccionada por mayor participación ciudadana e involucramiento del usuario en el proceso de generación y gestión de la energía.

Grandes diferencias resaltan entre una y otra fase. Por un lado, la primera se propone como solución apropiada a problemáticas situadas, surgidas de la propia conformación del sistema eléctrico, que -ante el desafío de las grandes extensiones geográficas de Argentina y la tendencia a servir a las áreas metropolitanas- ha dejado territorios desprovistos de servicios por red. Por otro lado, la segunda, además de aprovechar el recurso fotovoltaico, aprovecha las condiciones existentes (infraestructura de transporte y capacidad en las redes disponible), y los incentivos otorgados a tal fin (garantías y contratos a largo plazo), para continuar concentrando la energía en el sistema interconectado, confluyente en áreas urbanas. La tercera da vuelta el tablero al conjugar el aprovechamiento *in situ*, para demandas puntuales, con conexión con la red. El usuario-generador emerge como protagonista de una fase de

aprovechamiento que expande las oportunidades de participación ciudadana y libertad de elección.

Proyectos de distintas escalas se multiplican, para fines diversos. Desde 2016, un crecimiento mayor se ha dado en las instalaciones de alta potencia, asociadas a los estímulos derivados de los programas nacionales. Éstos son responsables de la mayor parte de la potencia instalada en energía solar fotovoltaica. Los grandes proyectos, orientados a abastecer el sistema interconectado, son en gran medida conducidos por actores externos a los territorios: firmas extranjeras como responsables directos o en calidad de inversores, o empresas extra locales que posicionan su proyecto en los territorios más rentables. Las dificultades financieras derivadas de la situación macroeconómica, desde 2018, y, de la falta de un horizonte claro para estos proyectos, en particular agravado desde 2020, constituyen obstáculos a la concreción de más proyectos. Es en la baja potencia, y particularmente en conexión con la red, donde la fotovoltaica encuentra un nicho de expansión. El estímulo mayor proviene de la habilitación de la autogeneración, lo que coloca al usuario en un rol activo y estimula el desarrollo de actividades relacionadas. Allí, el potencial es grande: aún falta un marco regulatorio en algunas provincias, mecanismos de financiación adecuados y desarrollo de mercado, pero el interés de los usuarios y el compromiso ciudadano empujan este tipo de instalaciones. Si bien el financiamiento aparece como el obstáculo de mayor peso, y el único con la posibilidad de cancelar los proyectos, es también, el que puede resolverse en la construcción colectiva de iniciativas con múltiples actores y capacidades.

La superposición de las fases de avance fotovoltaico, ya que a cada una se le adiciona la siguiente, reafirma los múltiples usos de la energía solar, su valor como recurso energético local para los territorios, y sus diversas escalas de aprovechamiento. En esa multiplicidad de usos y de escalas se halla la variedad de oportunidades que ofrece: desde el abastecimiento eléctrico, hasta la creación de empleos y capacidades y la instauración de nuevas formas de organización y gestión.

En los territorios pampeanos la energía solar se revela un recurso natural disponible, que si bien ha sido poco aprovechado en relación a otras regiones del país, es susceptible de aportar soluciones a las problemáticas existentes. Su distribución homogénea y los costos competitivos en relación a otras tecnologías, la convierten en una opción válida por sobre las demás. Los territorios de las provincias de Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe comparten la característica de poseer infraestructura en transporte y distribución, de la que los proyectos

pueden disponer para volcar la energía. La dependencia de generación extra-local suma un aliciente al desarrollo de proyectos propios ya que éstos permitirían a los territorios un ahorro en aprovisionamiento energético que podría ser reinvertido en otros proyectos renovables y de bienestar ciudadano. Asimismo, la existencia de centrales de generación fósil—en su mayoría añosas e ineficientes— motiva su reemplazo por fuentes renovables. Las demandas insatisfechas de población de pequeñas localidades rurales con servicio precario, justifican y legitiman socialmente el despliegue de proyectos fotovoltaicos.

Los casos analizados permitieron reconocer tres modalidades de transición que se despliegan en los territorios pampeanos. La denominada conservadora o fosilizante, si bien utiliza una fuente renovable en reemplazo de hidrocarburos, hace uso de, y profundiza, el sistema energético dominante. Prevalece la forma centralizada del flujo energético: producción a gran escala en un lugar, que luego es transportada por líneas de alta tensión hacia otro lugar, para su consumo. De esta manera, la energía pierde el vínculo con los territorios donde se genera. La comunidad local, tiene muy baja o nula participación en la toma de decisiones, y no se ve identificada en el proyecto energético. Los territorios, en lugar de ser artífices y protagonistas del proyecto, son el recipiente geográfico de proyectos que allí se localizan. La transición paliativa encuentra en la energía renovable una solución o remedio a las dolencias energéticas locales. Con participación de mayor cantidad de actores, se trata de una modalidad que incorpora elementos de una transición más profunda: proyectos más pequeños, situados, aplicados en pos de la resolución de problemas. Una tercera modalidad de transición identificada es la denominada innovadora, de base territorial, que parte de los territorios y genera proyectos para ellos. Involucra el paso hacia un sistema más distribuido, ya que generación y consumo ocurren en el mismo lugar, y también más participativo, en tanto la ciudadanía adquiere un rol protagónico. Implica una refundación de las bases de sustentación del sistema energético, mediante la incorporación de una multiplicidad de actores, dotados de capacidades de acción y decisión. Vínculos estrechos con la energía se crean en tanto ésta pasa a ser visibilizada, como recurso estratégico para la población, así como también, creadora de actividades económicas asociadas y punto de encuentro, e identificación colectiva de las comunidades.

Diferentes actores se colocan al frente de iniciativas pampeanas de transición. Su rol, capacidad de acción e influencia en la toma de decisiones, difiere. Sin embargo, ninguno puede ser dejado de lado al diseñar e implementar estrategias que apunten a una transición

integral, de la mano de la concreción de proyectos fotovoltaicos sostenibles. Así, el análisis de los casos de estudio permitió distinguir un mapa de actores clave.

En primer lugar se destaca como actor el Estado, en sus diferentes escalas territoriales, desde el cual se dieron los primeros pasos hacia un cambio en la matriz energética y el que juega un rol primordial en el diseño y ejecución de políticas públicas con capacidad de estimular el despliegue fotovoltaico. Para los Estados, las prioridades pasan por el aprovisionamiento energético de calidad y asequible para sus poblaciones. Dentro del ámbito estatal, de escala provincial, empresas públicas de energía, también asumen un rol importante. Tanto en Córdoba, como en Santa Fe, son actores clave con injerencia en la política energética provincial, en el estímulo u obstáculo a determinados proyectos, y en el tejido de relaciones cooperativas tanto con entes del Estado Nacional, como con los gobiernos municipales y actores del territorio. El rol de los Estados Municipales en la concreción de proyectos comienza a expandirse. Cuentan con la ventaja de la cercanía y contacto directo con sus poblaciones, por lo que la energía solar podría devenir en una herramienta para una nueva gobernanza local. En la articulación con otros actores, y el trabajo en red, se multiplican las alternativas posibles: la creación de pequeñas plantas centralizadas gestionadas localmente, el involucramiento ciudadano en un proyecto colectivo co-construido, la creación de identidad local ligada al recurso fotovoltaico, la concientización ciudadana y la dinamización de actividades educativas y laborales vinculadas a la energía.

En segundo lugar, se destacan empresas privadas vinculadas a la energía, tanto desde la oferta, como desde la demanda. Desarrolladores de proyectos, proveedores de equipamiento, e instaladores, empujan y difunden la tecnología. Ellos han encontrado en la fotovoltaica un nuevo nicho de actividad económica, en algunos casos adaptando sus procesos productivos y organizacionales para acoplarse a la tendencia del sector. El interés de maximización de beneficios económicos puede ser aprovechado para sumar su causa a proyectos colectivos que permitan beneficios para todas las partes involucradas. Empresas no energéticas, de servicios e industrias, también son clave en el impulso a la transición y la adopción de tecnología fotovoltaica. Ellas desean un ahorro económico en la factura eléctrica, o bien contar con energía para sus procesos (en ámbitos sin servicio por red o servicio deficitario), o vinculan a las energías renovables con una posible imagen corporativa “verde”, y por lo tanto, positiva, por parte de sus consumidores.

Entre el sector empresarial, se destacan las cooperativas eléctricas como actores pivote entre lo público y lo privado, clave en la provisión del servicio a las poblaciones, quienes a principios de siglo XXI retornan a la actividad de generación con proyectos innovadores. En el estímulo a proyectos y el impulso a la transición, cuentan entre sus activos: experiencia en el sector energético, por su actividad de distribución, pero también conocimiento acumulado históricamente en la actividad de generación; la cercanía a la sociedad, con la que tienen una relación estrecha y visible, en tanto son actores con “presencia territorial”, conocidos casi en forma personal por la ciudadanía; la capacidad de canalizar las decisiones de la comunidad y actuar colectivamente, representando la voluntad social en el ejercicio de una suerte de “democracia energética”; y la capacidad relacional, posibilitada por intercambios con actores similares, por ejemplo en Federaciones de Cooperativas, como así también con actores del ámbito provincial, nacional y de la sociedad civil.

Finalmente, la sociedad civil, asociaciones y fundaciones sin fines de lucro, centros de profesionales, actores del ámbito académico y ciudadanos particulares representan una transformación que es a la vez producto de la transición y motor de la misma. Es producto, en tanto los nuevos marcos normativos y las alternativas que brinda la tecnología fotovoltaica los habilitan a posicionarse al frente de proyectos colectivos, surgidos “de abajo hacia arriba”, y a erigirse en protagonistas, decisores y co-creadores de la energía que consumen (y generan). Es motor, desde que el ejercicio de esas capacidades retroalimenta los proyectos, refuerza su sostenibilidad y propicia la replicación de experiencias que conducen a la transición.

Nuevas líneas de investigación se abren a partir del trabajo realizado. En primer lugar, una asociada a la profundización del estudio de la transición pampeana y sus modalidades. Las aquí presentadas pueden entenderse en términos de un continuo entre dos extremos, en uno se ubica la transición conservadora, que diversifica –complementando o reemplazando- las fuentes energéticas para prolongar la vida del sistema existente, mientras que en el otro se encuentra la transición innovadora, genuina transformación del sistema energético. En segundo lugar, investigaciones que retomen el mapa de actores y se centren sobre aquellos más cercanos a las poblaciones, de menor escala territorial: municipios y cooperativas eléctricas, así como en el creciente rol de los actores locales en las cuestiones energéticas. Asimismo, por tratarse de un sector en crecimiento, en el que los cambios se dan de manera vertiginosa, estudios que incorporen aspectos tecnológicos como dispositivos de medición, equipamiento de mayor eficiencia, baterías para acumulación y movilidad eléctrica resultan de gran importancia. También asociado a la velocidad de cambio en coyunturas políticas y

macroeconómicas, nuevos rumbos energéticos, asociados a la valorización de recursos no convencionales en Vaca Muerta, merecen ser estudiados en relación al despliegue fotovoltaico, y renovable en general.

En un marco de expansión tecnológica y preocupación climática internacional y de una creciente demanda energética interna, la energía solar fotovoltaica aparece como oportunidad para los territorios. En vistas a favorecer su aprovechamiento, este Trabajo Final de Maestría pretende constituir un aporte, tanto académico como práctico, que ayude a la identificación de posibilidades y alternativas de gestión que lleven a la multiplicación de experiencias. En tanto los Estados, los actores privados y la sociedad civil confluyan en proyectos sostenibles, se derivarían para los territorios beneficios ligados a la energía, pero también a la industria, el conocimiento y la organización social. El sol brilla en los territorios pampeanos, y es aprovechable para el bienestar de las poblaciones.

BIBLIOGRAFÍA

ADAM, S; Kriesi, H (2010). “El enfoque de redes”. En: Sabatier, P: *Teorías del Proceso de las Políticas Públicas*. Ed: Proyecto de Modernización del Estado. Buenos Aires. Pp 139-159.

ADEERA (2020). Informe Anual. Disponible en: <http://www.adeera.com.ar/newsroom/archivosinformes/Informe%20Anual%20Demanda%202020.pdf>

AGOTEGARAY, J.C.; Pleitavino, G; Pinzón Montes, A; Prado Iratchet, S. (2018) “Relevamiento técnico-social de escuelas rurales aisladas de la provincia de Córdoba electrificadas mediante sistemas híbridos de energías alternativas”. Universidad Nacional de General Sarmiento – Instituto de Industria. Publicaciones IDEI. Documento de trabajo 1-2018.

AKRICH, M (1989). “La construction d'un système socio-technique. Esquisse pour une anthropologie des techniques”. *Anthropologie et Sociétés*, vol. 13, n° 2, 1989, p. 31-54.

ANEEL. “Geracao Distribuida”. Disponible en: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp.

ANGEL, J (2016). “Strategies of energy democracy”. Rosa Luxemburg Stiftung. Bruselas.

ARELOVICH, S (2015) “¿Cuánto se devaluó el peso después de la crisis del 2001?” Rosario Plus, 8 de agosto de 2015.

ARISTEGUI, R; Righini, R; Stern, V; Lell, J; Bazán, S (2018). “Nuevo atlas de radiación solar de la pampa húmeda argentina: resultados preliminares”. Acta de la XLI Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 6, pp. 07.23-07.31.

ATEERA (2020). “Cobertura Geográfica de las empresas de transporte de energía eléctricas y de las transportistas independientes nucleadas en ATEERA”. Documento en línea, disponible en: ateera.org.ar

ATENCIO, P (2020). “Políticas Públicas Locales frente al cambio climático en la Ciudad de Chacabuco: Plan Local de Acción Climática y uso de Energías Renovables”. Trabajo Final de Maestría en Energías Renovables y su Gestión Sustentable (Cinquantini, Dir; Bertolino, co-dir). Instituto de Posgrado. Universidad Nacional del Noroeste de la Provincia de Buenos Aires.

BALL, J; Reicher, D; Sun, X; Pollock, C. (2017). The new solar system. China’s evolving solar industry and its implications for competitive solar power in the United States and the world. Stanford, Steyer-Taylor Center for Energy Policy and Finance.

BALLAN, E (2016). “Vers une démocratie énergétique”. En Bailleul, E: *Renouveler les politiques locales de l'énergie*. Cédís.

BANCO MUNDIAL (2018) Tracking SDG7: the energy progress report 2018. Disponible en: https://trackingsdg7.esmap.org/data/files/download-documents/tracking_sdg7-the_energy_progress_report_full_report.pdf

BANCO MUNICIPAL DE ROSARIO (2019). Crédito Prosumidores. Documento en línea. Disponible en: <https://www.bmros.com.ar/wp-content/uploads/2019/04/Procedimiento-Prosumidores.pdf>. Consultado el 30 de julio de 2020.

BARRON-GAFFORD, G; Pavao-Zuckerman, M; Minor, R; Sutter, L; Barnett, I; Blackett, D; Thompson, M; Dimond, K; Gerlak, A; Nabhan, G; Macknick, J (2019). "Agrivoltaics provide mutual benefits across the food-energy-water nexus in drylands". *Nature Sustainability*.

BATEL, Susana, et al. "Social acceptance of low carbon energy and associated infrastructures: a critical discussion". *Energy Policy* 58, 2013.

BECK, F; Martinot, E. "Renewable Energy Policies and Barriers". *Encyclopedia of Energy*. Vol 5, 2004: 365-383.

BECKER, S., Kunze, C., and Vancea, M. (2017). "Community energy and social entrepreneurship: addressing purpose, organisation and embeddedness of renewable energy projects". *J. Clean. Prod.* 147, 25–36. doi: 10.1016/j.jclepro.2017.01.048

BELLATO, R (2019). "Pese a ser inaugurado, el Parque Solar Cauchari continúa sin generar energía". *Econojournal.com*, 25 de octubre de 2019.

BELLO, C; Busso, A; Vera, L; Cadena, C (2010). "Factores que afectan el funcionamiento de instalaciones fotovoltaicas autónomas en regiones del noreste argentino". *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*. Vol. 14, pp. 93-99.

BELMONTE, S. (2013) "Experiencia de fabricación de cocinas solares por una cooperativa de trabajo en Salta" *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*. Vol. 17.

BENDA V, Černá L. (2020) "PV cells and modules. State of the art, limits and trends". *Heliyon*. 2020 Dec 15;6(12):e05666. doi: 10.1016/j.heliyon.2020.e05666. PMID: 33364478; PMCID: PMC7750313.

BENEDETTI, A (2000). "¿Redes de energización o redes de exclusión? Geografía de la electricidad y condiciones de reproducción social en la puna jujeña: un estudio de caso". *Cuadernos de la Facultad de Humanidades y Ciencias Sociales - Universidad Nacional de Jujuy*, núm. 13, noviembre, 2000, pp. 373-386

BERTINAT, P (2018) "Experiencia Cooperativa En Generación Distribuida Con Energías Renovables". *V Cumbre cooperativa de las Américas. Documento de discusión 1.2 Cooperativas y defensa del planeta: Agua y energía*.

BITAR, A (1999). "La constitución de la agenda y el ciclo de las políticas públicas". *Universidad Nacional de Entre Ríos*.

BLANCO, J (2007). "Espacio y territorio: elementos teórico-conceptuales implicados en el análisis geográfico". En: Fernandez Caso, M. V y Gurevich, R: *Geografía. Nuevos temas, nuevas preguntas. Un temario para su enseñanza*. Biblos.

BRIDGE , G; Bouzarovski, S; Bradshaw, M; Eyre, N (2012), y al. «Geographies of energy transition: Space, place and the low-carbon economy.» *Energy Policy* 53, 2012: 331-350.

BROGGIO, C; Cataia, M; Droulers, M; Vélut, S. (2014). "Le défi de la transition énergétique en Amazonie brésilienne". *Vertigo*. Volumen 14, N° 3.

BROOKS, N; Anderson, S; Ayers, J; Burton, I; Tellam, I (2011) "Tracking Adaptation and Measuring Development". *IIED Climate Change Working Paper No. 1*, 2011.

BRUNDTLAND, G (1987) "Our common future". Report of the World Commission on Environment and Development. United Nations.

CADENA, C. (2006) "¿Electrificación o Energización? Mediante energías alternativas en zonas rurales". *Avances en Energías Renovables Vol 10*.

CADENA C; Saravia, Caso, Fernandez y Quiroga (2000). "Alimentación y manejo de grupos como una política de medio ambiente: experiencias para llevar a cabo microemprendimientos productivos con cocción solar en el noroeste argentino". *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*.

CAMACHO PAREJO Marta (2012), "El trilema energético" , Separata del n° 38 de Cuadernos de Energía, Club Español de la Energía.

CÁMARA ARGENTINA DE ENERGÍAS RENOVABLES (CADER) Anuario 2018. Disponible en <https://www.dropbox.com/s/nsw18xc4gwrev80/Anuario%20Cader%202018.pdf?dl=0>

CAMMESA (2018) Informe anual 2018. Disponible en: <http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Informe%20Anual%202018.pdf> (Consultado el 20 de septiembre de 2019).

CAMMESA (2019) Informe Mensual. Enero 2019.

CAMMESA (2020) Informe anual 2019. Disponible en: <https://portalweb.cammesa.com/MEMNet1/Documentos%20compartidos/Informe%20Anual%202019%20v%20larga%2006Jun.pdf>

CAMMESA (2020b) Informe Renovables Junio 2020.

CAMPBELL, C; Laherrère, J. (1998). "The end of cheap oil". En: *Scientific American* pp 78-84.

CARRIZO, S. (2003). "Les hydrocarbures en Argentine: reseaux, territoires, intégration". Tesis Doctoral. Université Paris III-Sorbonne Nouvelle. Institut des Hautes Études de l'Amérique Latine.

CARRIZO, S; Forget, M(2011) "Aprovisionamiento eléctrico de Buenos Aires y desigualdades regionales entre la metrópolis y el Noreste argentino". *Universidade de Brasília; Sustentabilidade em Debate*; 2; 1; 1-2011; 33-50

CARRIZO, S., Berdolini J., Montecelli F., Longinotti J., Simon G., Araya C., Borasi L. (2015). "Redes de energía en la Argentina del siglo XXI. Proyectos locales innovadores". *Revista de Informes Científicos y Técnicos de la Universidad Nacional de la Patagonia Austral* <http://secyt.unpa.edu.ar/journal/index.php/ICTUNPA/index>

CARRIZO, S. y Forget, M. (2016) "Co-construcciones territoriales face à l'émergence de l'activité minière dans le nord-ouest argentin". *Cahiers d'Amérique latine* 82. 31-48

CARRIZO, S; Clementi, L; Montecelli, F; Marino, D; Berdolini, J; (2016a). "Desafíos globales y experiencias locales en la Argentina Siglo XXI. Las energías en los municipios de la región pampeana". *11º Congreso Regional del Ambiente. Cuidando la casa común. Nuevos modelos de hábitat, producción y consumo*. Universidad Católica Argentina. Rosario. 20 y 21 de Octubre.

CARRIZO, S; Forget, M; Denoël, M (2016b) "Implantaciones mineras y trayectorias territoriales. El noroeste argentino, un nuevo centro extractivo mundial". *Revista de Estudios Sociales*.

CARRIZO, S. y Jacinto, G. (2018). "Co-construcciones de redes energéticas. Acciones colectivas territoriales en Argentina, siglo XXI". *Confins* 35.

CARRIZO, S.; Ise A.; Clementi L.; Villalba S.; Forget M. (2019) "Transición energética en Argentina, Caleidoscopio de proyectos y transformaciones territoriales". VII Congreso Nacional de Geografía de Universidades Públicas: *Construyendo una Geografía crítica y transformadora*. Universidad Nacional de La Plata. La Plata. Octubre 2019.

CHÉVEZ, P; Martini, I; Díscoli, C (2018). Análisis territorial y temporal del consumo eléctrico en el sector residencial de Argentina *Cuadernos Geográficos* 57(2), 162-188

CIERI, J.L (2020) "El Real Estate rural mantiene un buen nivel de demanda a pesar de coronavirus, pero los precios bajaron hasta 30 por ciento". *Infobae*, 26 de abril de 2020.

CLEMENTI, L. (2018): Energía Eólica y territorios en Argentina. Proyectos en el Sur de la Provincia de Buenos Aires entre fines del siglo XX y principios del siglo XXI. (Tesis doctoral). Departamento de Geografía y Turismo. Universidad Nacional del Sur. Bahía Blanca.

CLEMENTI, L; Ise, A; Berdolini, J; Yuln, M; Villalba, S; Carrizo, S. (2019a) "El mapa de la transición energética argentina". *Revista Anales de Geografía de la Universidad Complutense*. 2019. ISSN 0211-9803

CLEMENTI, L; Ise, A; Berdolini, J; Jacinto, G; Carrizo, S. (2019b) Usinas eléctricas verdes en regiones bonaerenses. Seminario Internacional de la Energía. Universidad Nacional del Sur. Bahía Blanca.

COSTANTINI, P; Di Paola, M. (2019). " Programa Renovar: éxito o fracaso?" Policy Brief. Fundación Ambiente y Recursos Naturales. Disponible en: <https://farn.org.ar/wp->

[content/uploads/2020/06/FARN_Programa-RenovAr_Exito-o-fracaso.pdf](#) Consultado el 22 de abril de 2020.

COUTURE,T; Pelz,S; Cader, C; Blechinger, P: "Off-Grid Prosumers: Electrifying the Next Billion With PAYGO Solar". En: Sioshansi Fereidoon: "Consumer, Prosumer, Prosumager. How service innovations will disrupt the utility business model". Elsevier. 2019.

COVARRUBIAS, A; Reiche, K (2000) "A case study on exclusive concessions for rural off-grid service in Argentina". En: *Energy Services for the World's poor. Energy and Development Report 2000*. Banco Mundial.

COWELL, R; Bristow, G; Munday, M (2011). "Acceptance, acceptability and environmental justice: the role of community benefits in wind energy development" *Journal of Environmental Planning and Management*

CUEVA, J; Viña, G (2018) "Regulación de la producción y uso de energía eléctrica a partir de fuentes renovables: las bases legales para su desarrollo". *Revista jurídica. Suplemento Energías Renovables*. Universidad de San Andrés.

CUTRERA, M; Gottlieb, B; Battioni, M; Crisalle, R; Risso, G; Koropecski, R; Arce, R; Buitrago, R. (1998). "Estudio del comportamiento de los sistemas fotovoltaicos instalados en las escuelas rurales del Norte Santafesino". *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*. Vol 2. N.2

DEFNEYES, K (2005). Beyond Oil. The view from Hubbert's peak Hill and Wang.

DESHAIES, M; Mérenne-Shoumaker, B (2014). "Ressources naturelles, matières premières et géographie. L'exemple des ressources énergétiques et minières" *BSGLg*, 62, 2014, 53-61

Devalis, S (2013) "Matriz de recursos energéticos de la Provincia de Córdoba". Copiar, 1° ed. - Córdoba.

DIARIO RIO NEGRO. <https://www.rionegro.com.ar/centenario-esta-lista-para-ser-la-primera-ciudad-solar-DH3494588>.

DI CARO, C; Perahia, R; Arbore, L (2017). "Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales". *Revista Argentina de Ingeniería*. Año 5. Vol. 9 Mayo 2017.

DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA DPE (2020). "Datos facturado anual. Año 2018". Disponible en: <http://www.dpe.gba.gov.ar/datosfacturadoanual.php> Consultado el 15 de junio de 2020.

DUPUY, G (1998). "El urbanismo de las redes. Teorías y métodos". Barcelona: Oikos-Tau. S.L. - Industrias gráficas y editorial.

DURÁN, JC, y Godfin, E. "Aprovechamiento de la energía solar en Argentina y en el mundo". *Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. Serie Publicaciones Científicas N°1*, 2004.

DURUISSEAU, K (2014). "L'émergence du concept de transition énergétique. Quels apports de la géographie?" *Bulletin de la Société Géographique de Liège* 63. Pp 21-34

EDENOR, Cuadro tarifario. <https://www.edenor.com/flysystem/s3/2019-05/CuadroTarifario.pdf>

EDESUR, Cuadro tarifario. https://www.edesur.com.ar/wordpress/wp-content/uploads/2019/05/2019_mayo.pdf

EISMAN, J (2017). "Energías Renovables y Acceso Universal en Iberoamérica". *Revista de Obras Públicas* N° 3584, 2017: 70-76.

EMELIANOFF, C; Wernert, C. (2019). "Local energy, a political resource: dependencies and insubordination of an urban "Stadtwerk" in France (Metz, Lorraine)". *Local Environment*, 24:11, 1035-1052.

EMPRESA PROVINCIAL DE LA ENERGÍA DE CÓRDOBA EPEC (2019) "Segunda etapa de la convocatoria a interesados en participar en desarrollo de energías renovables y otros proyectos en la provincia de Córdoba". Disponible en: <https://web.epec.com.ar/docs/generacion/Pliego2daEtapaConvocatoriaEPEC.pdf>. Consultado el 25 de febrero de 2020.

EMPRESA PROVINCIAL DE LA ENERGÍA DE CÓRDOBA EPEC (2020) <https://www.epec.com.ar/>

ENERGÉTICA (2018) "Paneles bifaciales, el futuro del mercado solar". *Revista Energética*. N.174. Marzo 2018. Disponible en: <https://www.edfsolar.es/wp-content/uploads/2018/04/revista-energetica21-174-marzo-2018.pdf>

ENSINCK, G. (2020). "Danone, Galicia, Natura y otras empresas crean la Alianza Climática Argentina: ¿cuáles son sus objetivos?" En *Energías Renovables*, 18 de agosto de 2020. <https://energiasrenovables.com.ar/2020/08/18/danone-galicia-natura-y-otras-empresas-crean-la-alianza-climatica-argentinacuales-son-sus-objetivos/>

FABRIS, A; Sotelino, E. (1997) "Programas de Electrificación Rural en el Cono Sur de América Latina. Los recursos energéticos renovables y las políticas de electrificación rural". Reunión Regional sobre Biomasa para la producción de energía y alimentos. La Habana, Cuba, Noviembre, 1997.

FEDERACIÓN ARGENTINA DE COOPERATIVAS ELÉCTRICAS FACE Consultado en; www.face.coop

FERNANDEZ FUENTES, M. (2015). "Experiencias con sistemas fotovoltaicos de tercera generación en Argentina, Bolivia y Perú". Documento en línea. Disponible en: <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00231.pdf>

FINQUELIEVICH, S; Feldman, P; Fischnaller, C. (2014). "Innovación socio-técnica en pequeñas localidades: resistencias y apropiación". En: Finquelievich, S (Comp.), *Innovación abierta en la sociedad del conocimiento: redes transnacionales y comunidades locales*.

Buenos Aires: Instituto de Investigaciones Gino Germani, Facultad de Ciencias Sociales, UBA.

FRANCO, J; Belmonte, S; Sarmiento, N; Gonzalez, F; Díscoli, C; Martini, I; Viegas, G; Barros, M; Chévez, P; Garrido, S; Schmukler, M; Lalouf, A; Escalante, K; Gongález, G. (2017). "Energías Renovables en Argentina: Visiones y perspectivas de los actores sociales. Hacia un análisis integral de los Sistemas Tecnológicos Sociales, desarrollo productivo y sustentabilidad socio-ambiental". Informe final Proyecto PIO-YPF.

FRAUNHOFER, Institute for Solar Energy Systems (2020). Photovoltaics Report. Disponible en:
<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>

FRESSOZ, J.B. (2014). "Pour une histoire désorientée de l'énergie". 25èmes Journées Scientifiques de l'Environnement: *L'économie verte en question*, 18 - 20 febrero 2014.

FORNILLO, B (2018a). "Hacia una definición de transición energética para sudamérica: antropoceno, geopolítica y posdesarrollo". *Prácticas de oficio*, v.2, n. 20

FORNILLO, B (2018b). "La energía del litio en Argentina y Bolivia: comunidad, extractivismo y posdesarrollo" *Colombia Internacional* (93): 179-201.

FURLÁN, A (2011). "La exclusión eléctrica en el partido de General Pueyrredón, provincia de Buenos Aires". *Párrafos Geográficos*. Vol. 10. N°1.

FURLÁN, A (2017). "La transición energética en la matriz eléctrica argentina (1950-2014). Cambio técnico y configuración espacial". *Revista Universitaria de Geografía*.

GARRETA, F; Evans, J; Schiller, S(2000) "Instalaciones solares para agua caliente sanitaria. Diseño, montaje, aprendizaje y experiencia". *Avances en Energías Renovables*.

GARRIDO, S; Lalouf, A; Thomas, H (2012) "Políticas públicas para la inclusión social basadas en la producción de energías renovables. De las soluciones puntuales a los sistemas tecnológicos sociales". *Avances en Energías Renovables*. Vol 16

GARRIDO, S; Lalouf, A; Moreira, A (2014). "Tecnologías para la inclusión social y dinámicas desarrollo sustentable. Análisis socio-técnico de experiencias de desarrollo local basadas en el aprovechamiento de energías renovables". *Astrolabio*, N.12

GHIA, A. (2012). "Bicentenario de la Argentina : historia de la energía eléctrica" . Buenos Aires : FODECO.

GIL, S, y Prieto (2012). "Eficiencia Energética: ¿un camino sustentable hacia el autoabastecimiento?" *Petrotecnia*.

GLOBAL SOLAR ATLAS <https://globalsolaratlas.info/map>

GOBIERNO DE SANTA FE. Consultado en: <https://www.santafe.gov.ar/>

- GOLDSTEIN, E; Kulfas, M; Margulis, D; Zack, G (2016), "Efectos macroeconómicos del sector energético en la Argentina en el período 2003-2014", *Realidad Económica*, 16 (298), Ciudad de Buenos Aires, Instituto Argentino para el Desarrollo Económico, pp. 32-79.
- GRANDELL, L; Höök, M. (2015). "Assessing Rare Metal Availability Challenges for Solar Energy Technologies". *Sustainability*.
- GREGORY, D; Johnston, R; Pratt, G; Watts, M; Whatmore, S (2009)"The Dictionary of Human Geography". 5th Ed. Sussex, UK.: Wiley-Blackwell.
- GROSSI GALLEGOS, H (2000). "Estado de conocimiento de la distribución de la irradiación global en Centro y Sudamérica." Congreso NUTAU'2000 (X Congreso Ibérico e V Congreso Ibero-Americano de Energía Solar). San Pablo, Brasil, 734-740.
- GROSSI GALLEGOS, H.; y Righini, R (2007). "Atlas de Energía Solar de la República Argentina". Universidad Nacional de Luján.
- GRUPO NAP (2007). "Energía Solar Fotovoltaica". Madrid: Sala Pano, Gabriel. Grupo de Nuevas Actividades Profesionales. Colegio oficial de ingenieros de telecomunicación.
- GUNNINGHAM, N. (2012) "Managing the Energy Trilemma: The case of Indonesia". *Energy Policy*, 2013.
- GUPTA, N; Fischer, A; Frewer, L (2011) "Socio-psychological determinants of public acceptance of technologies: A review". *Public Understanding of Science*. Pp 782-795.
- GUZOWSKI, C (2010). "Economía de la Energía: Perspectivas Teóricas y Metodológicas para su Implementación". *VI Jornadas de Sociología de la UNLP*. Universidad Nacional de La Plata. Facultad de Humanidades y Ciencias de la Educación. Departamento de Sociología, La Plata.
- HACHE, E; Carcanague, S; Bonnet, C; Seck, G; Simoën, M. (2019). "Vers une géopolitique de l'énergie plus complexe?" En: Carcanague, S; Hache, E: *Géopolitique de la transition énergétique*. *Revue Internationale et stratégique*. ISSN 1287-1672
- HEWITT, R; Bradley, N; Baggio, A; Barlagne, C; Ceglaz, A; Cremadez, R; McKeen, M; Otto, I; Slee, R (2019) "Social Innovation in Community Energy in Europe: A Review of the Evidence". *Frontiers in Energy Research*.
- HOPF, E; O'Brien, W; Downs, T; and Pim, A (2017) "Mitigating an Energy Utility Death Spiral in the United States: Applying Lessons from Germany". *International Development, Community and Environment (IDCE)*. 129.
- HUGHES, T. (1986). "The seamless web: Technology, Science, Etcetera, Etcetera". *Social Studies of Science*. SAGE, London, Vol. 16
- Hugues, L; Bell, J "Compensating customer-generators: a taxonomy describing methods of compensating customer-generators for electricity supplied to the grid". *Energy Policy*, N° 34, (2006), Pp 1532-1539.

IEA (2016)
<https://www.iea.org/statistics/?country=WORLD&year=2016&category=Energy%20supply&indicator=TPESbySource&mode=chart&dataTable=BALANCES> (Consultado el 19 de septiembre de 2019).

IEA (2020) Data and Statistics <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=ARGENTINA&fuel=Energy%20supply&indicator=ElecGenByFuel> (Consultado el 30 de agosto de 2020)

INDEC (2010). Censo nacional de población, hogares y viviendas 2010: censo del Bicentenario: resultados definitivos, Serie B n° 2. - 1a ed. - Buenos Aires.

INDEC (2017). Anuario estadístico de la República Argentina 2017. - 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Libro digital, PDF.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE IPCC (1990) "Policymaker Summary of Working Group I (Scientific Assessment of Climate Change)" Disponible en: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/05/ipcc_90_92_assessments_far_wg_I_spm.pdf (Visitado el 19 de septiembre de 2019).

INSTITUTO GEOGRÁFICO NACIONAL IGN (2017). Capas SIG. Catálogo de Objetos Geográficos 2017. Disponible en: <https://www.ign.gob.ar/NuestrasActividades/InformacionGeoespacial/CapasSIG>. Consultado el 28 de agosto de 2020.

INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGÍA IAE (2014) "La política energética como política de Estado. Consensos para una nueva política energética". Caratori (Ed.).

INSTITUTO NACIONAL DE TECNOLOGÍA INDUSTRIAL INTI (2020) <https://reproer.inti.gob.ar/cpp-listado.phpV>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA (2002) "Distributed generation in liberalised electricity markets". Paris: IEA Publications, Available at: <http://library.umac.mo/ebooks/b13623175.pdf>. Accessed on: 18th June 2019.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY IRENA (2020) Renewable Energy Highlights 1 July 2020. Disponible en: https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/Renewable_energy_highlights_July_2020.pdf?la=en&hash=75B114DB7A55F4260F41F64C4DFF793DB2044306 Consultado el 3 de julio de 2020.

IRENA (2019) "Renewable Power Generation Costs in 2018". International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2015) "Energías Renovables en América Latina 2015: Sumario de Políticas". Junio de 2015.

ISE, A; Carrizo, S; Forget, M. (2020) "Challenges of South American Energy Transitions". En: Guimaraes, L (Ed.) *The Regulation and Policy of Latin American Energy Transitions*. Elsevier.

ISE, A; Villalba, S; Clementi, L; Carrizo, S. (2020) "Extra long Argentinian lockdown: Revising the energy regime". *Global Transitions* ISSN: 2589-7918

JACINTO, G; Clementi, L; Carrizo, S; Nogar, G (2014). "Vientos para el cambio. Territorios, energía eólica y cooperativas de electricidad en el sur bonaerense". *Transporte y Territorio*, núm. 11, pp. 70-85

JÄGER-WALDAU, A (2019). "PV Status Report 2019" EUR 29938 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg.

JAGLIN, S; Verdeil, E (2013) "Énergie et villes des pays émergents: des transitions en question". *Flux* N° 93 – 94. Pp 7-18. ISSN 1154-2721

JIMÉNEZJ.I. (2018) "El mercado de las energías renovables en Argentina". Oficina económica y comercial de la embajada de España en Argentina. ICEX.

JINKO SOLAR (2020). Datasheets. Tiger Pro Series. Recuperado de: <https://www.jinkosolar.com/>

JUNTUNEN, J (2014) "Prosuming Energy - User innovation and new energy communities in renewable Micro-Generation" Doctoral dissertation, Aalto University. 2014.

KAZIMIERSKI, M (2020). "La energía distribuida como modelo post-fósil en Argentina". *Economía, Sociedad y Territorio*, Vol. XX, N. 63, 2020, 397-428.

KOTILAINEN, K (2020) Energy Prosumers' Role in the Sustainable Energy System. En: Springer Nature Switzerland AG 2020 W. Leal Filho et al. (eds.), *Affordable and Clean Energy, Encyclopedia of the UN Sustainable Development Goals*. Springer.

KOZAK, D. y Ramanello, L. (2012). *Sustentabilidad II: Criterios y normativas para la promoción de sustentabilidad urbana en la CABA*. Ediciones CPAU. Buenos Aires.

KUNZE, C; Becker, S (2014). "Energy Democracy in Europe: A Survey and Outlook" Rosa Luxemburg Foundation Brussels Office

LANDEL, P; Durand, L; Régnier, Y; (2016) "Penser l'autonomie énergétique territoriale". En Bailleul, E: *Renouveler les politiques locales de l'énergie*. Cédis.

LORRAIN, D (2005). "Gigacity: The rise of technological networks in daily life". En: Coutard, O; Hanley, R; Zimmerman, R (Ed). *Sustaining urban networks. The social diffusion of large technical systems*. Routledge.

LUNA, F (2002) "Luces Argentinas. Una historia de la electricidad en nuestro país". EDESUR.

MARKARD, J; Raven, R; Truffen, B. (2012) "Sustainability transitions: an emerging field of research and its prospects". *Research Policy* n° 41. pp 955-967

MARTINO, H. (2018) "Hacia un modelo de desarrollo urbano territorial sostenible e integrado". En: Quilodrán, G. (comp.): *Las ciudades que queremos. El valor de planificar para vivir mejor*. Konrad Adenauer Stiftung. Pp 149-183.

MARVIN, S; Perry, B (2005). "When Networks are destabilized: user innovation and the UK fuel crisis". En: Coutard, O; Hanley, R; Zimmerman, R (Ed). *Sustaining urban networks. The social diffusion of large technical systems*. Routledge.

MATHIEU, Nicole. "Mobiliser les sciences de la société pour penser et agir face au changement climatique." *Working paper, Académie d'agriculture de France, Groupe de réflexion Climat et Agriculture* (Académie d'Agriculture de France), 2015.

MEADOWS, D.H.; Meadows, D.L.; Randers, J; Behrens, W (1972). "The limits to growth". A report for the Club of Rome's Project on the Predicament of Mankind. New York: Universe Books.

MERENNE-SCHOUMAKER, B. (1997). "Géographie de l'énergie". Éditions Nathan.

MERENNE-SCHOUMAKER, B. (2013). "Les territoires face à la transition énergétique. Des opportunités mais aussi des contraintes". Lyon, 23 de enero de 2013.

MINEM, 2016. "PERMER Proyecto de energías renovables en mercados rurales". Anexo III. Documento en línea. Disponible en: http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/publicaciones/mercado_electrico/estadisticosectorelectrico/2016/A3.PERMER_2016.pdf

MINEM Ministerio de Energía y Minería
<https://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados>

MINEM Concesiones de empresas distribuidoras
<http://datos.minem.gob.ar/dataset/distribucion-electrica-concesiones-de-empresas-distribuidoras>- Consultado el 24 de abril de 2020

MINISTERIO DE HACIENDA (2019). Balance de Gestión en Energía 2016-2019. Emergencia, normalización y bases para la transformación. Disponible en: http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/sintesis_balance/2019-12-09_Balance_de_Gestion_en_Energia_2016-2019_final_y_anexo_pub_.pdf Consultado el 31 de marzo de 2020.

MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS (2016). "Argentina 2016. Política y Estrategia Nacional de Desarrollo Ordenamiento Territorial. Construyendo una Argentina equilibrada, integrada, sustentable y socialmente justa". Disponible en: <https://www.mininterior.gov.ar/planificacion/pdf/Politica-Nacional-de-Desarrollo-y-Ordenamiento-Territorial.pdf>. Consultado el 26 de agosto de 2020.

MOLINA, J; Rudnick, H (2011). "Expansión de la red para la integración de ERNC: ¿oportunidades para América Latina?" 9th Latin-American congress on electricity generation and transmission - CLAGTEE 2011

MORANTE, F; Mocelin, A; Zilles, R "Capacitación y transferencia tecnológica: Su importancia en la sostenibilidad de los proyectos basados en tecnología solar fotovoltaica". *AVERMA Vol 10*, 2006 .

MORMANN, F., 2011. Requirements for a renewables revolution. *Ecology Law Quarterly* 38, 948–953

O' BRIEN, K.; Eriksen, S; Inderberg, T; Sygna, L (2015). "Climate change and development Adaptation through transformation". *Climate Change Adaptation and Development - Transforming Paradigms and Practices*. Routledge.

ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE LA ENERGÍA OLADE (2020) "Procesos competitivos para el financiamiento de proyectos de energías renovables. Situación en América Latina y el Caribe". Disponible en: <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0441.pdf>

OSZLAK, O; O'Donnell, G (1995) "Estado y políticas estatales en América Latina: hacia una estrategia de investigación". *Redes*, vol. 2, núm. 4, 1995, pp. 99-128 Universidad Nacional de Quilmes.

OTTAVIANELLI, E; Ibarra, M; Cadena, C (2013) "Uso de indicadores sociales en estudio de factibilidad de instalación de sistemas solares para generación de electricidad en localidades rurales. Provincia de Salta". *XX Simposio Peruano de Energía Solar*. Tacna, 11-15 de noviembre de 2013.

PAOLONI, G; Bertinat, P; Pascual, C (s/f). "Energía Limpia. Caso: Energía Distribuida Armstrong". Programa Internacional de Cooperación Urbana. Unión Europea-América Latina y el Caribe. Disponible en: https://iuc.eu/fileadmin/user_upload/Regions/iuc_lac/user_upload/Armstrong_-_Energ%C3%ADa_Distribuida_.pdf

PELLING, M (2011) *Adaptation to Climate Change: From resilience to transformation*. NY: Routledge.

PERMER (1999) PERMER - Evaluación BIRF - Informe N° 17495-AR. (1999). World Bank - *Projet Appraisal Document*. Obtenido de <http://documents.worldbank.org/curated/en/271841468768697115/pdf/multi-page.pdf>

PERMER (2008): Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales. Manual de Operaciones. Marzo 2008.

PESQUEUX, Y (2010) "La notion de territoire". Colloque Propedia - Observatoire économique des banlieues, Dec 2009, Paris, France. <hal-00479794>

PEULLEMEULLE, J (2016). "L'énergie citoyenne: les collectivités comme pierre angulaire des projets". En Bailleul, E: *Renouveler les politiques locales de l'énergie*. Cédis.

PÍREZ, P (2000). "Servicios urbanos y equidad en América Latina. Un panorama con base en algunos casos". Santiago de Chile: CEPAL.

PLAN ESTRATÉGICO TERRITORIAL PET (2018). Ministerio del Interior, Obras Públicas y Vivienda. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/plan_estrategico_territorial_2018_baja.pdf. Consultado el 26 de agosto de 2020.

POLMAN, N., Slee, B., Kluvánková, T., Dijkshoorn, M., Nijnik, M., Gezik, V., et al.(2017)." Report D2. 1: Classification of Social Innovations for Marginalized Rural Areas". En: Deliverable of the project Social Innovation in Marginalised Rural Areas (SIMRA). Disponible en: <http://www.simrah2020.eu/wpcontent/uploads/2017/09/D2.1-Classification-of-SI-for-MRAs-in-the-target-region.pdf>

PRADOS, M. J. (2010) "¿Energías renovables o agricultura? Un análisis de la percepción ciudadana sobre los huertos y latifundios solares en Andalucía". *Nimbus*, nº 25-26, ISSN 1139-7136, 2010, 205-229

PREVOT-SCHAPIRA, M; Vélut, S. (2013)"Buenos Aires : l'introuvable transition énergétique d'une métropole fragmentée". En: *Flux*, N°93-94, Pp. 19-30.

RAFFESTIN, C . (2011) "Por una geografía del poder". Colegio de Michoacan, Noviembre de 2011.

RAMAN, S (2010). "Fossilizing renewable energies". ESRC Seminar Series on Geographies of Energy Transition: Security, Climate, and Governance . Seminar 2: Scales of Energy Security: between Geopolitics and Governance. 7 May 2010, University of Birmingham

REN 21. (2020). Renewables 2020. Global Status Report. REN 21 Secretariat, Paris, Francia. Disponible en: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf Consultado el 8 de julio de 2020.

RIGHINI, R; Grossi Gallegos, H (2000). "Trazado de las cartas solarimétricas de la pampa húmeda empleando métodos geoestadísticos". *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*; vol. 4

RIGHINI, R; Aristegui, R. (2016) "Plantas fotovoltaicas: perjuicios por no evaluar convenientemente el recurso solar". Acta de la XXXIX Reunión de Trabajo de la *Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente* Vol. 4, pp. 08.69-08.76,

ROTAECHE, L (2014). Energías renovables en Argentina, una propuesta para su desarrollo. Ed: Dunken.

ROGERS, J. C., Simmons, E. A., Convery, I., and Weatherall, A. (2008). Public perceptions of opportunities for community-based renewable energy projects. *Energy Policy* 36, 4217–4226. doi: 10.1016/j.enpol.2008.07.028

RUET, J (2016) "Un facteur déterminant de la géopolitique des matières premières: la stratégie industrielle de la Chine". *Annales des Mines - Responsabilité et environnement*. 2016/2 N° 82 | pages 16 à 23 ISSN 1268-4783

RUSSO, V. S. (2009). El Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER). *Petrotecnia*, 40-46.

SÁNCHEZ MOLINA, P (2020). "San Juan, en Argentina, tiene el primer parque solar del país habilitado para emitir bonos de carbono". En *PV-Magazine*, 17 de agosto de 2020. Disponible en: <https://www.pv-magazine-latam.com/2020/08/17/san-juan-en-argentina-tiene-el-primer-parque-solar-del-pais-habilitado-para-emitir-bonos-de-carbono/>

SAN JUAN, G; Viegas, G; Discoli, C; Pérez, F; Lamónica, M; Ruótolo, C; Güimil, A (2010) "Construcción y Ensayo de Colectores solares calentadores de aire utilizando materiales no habituales". *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol 14*.

SANTOS, M (2000). "La naturaleza del espacio. Técnica y tiempo. Razón y emoción". Barcelona: Editorial Ariel.

SAUTER, J.A., Landis, J., Dworkin, M.H., (2009). The energy trilemma in the green Mountain State: an analysis of Vermont's energy challenges and policy options. *Vermont Journal of Environmental Law* 10, 477–506.

SCHMUKLER, M. (2018). "Electrificación rural en Argentina. Alcances y limitaciones del Programa de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER) en la provincia de Jujuy". Trabajo final integrador. Universidad Nacional de Quilmes.

SCHWARZ, V; Glemarec, Y (2009). "Energy access and climate change mitigation: friends or foes?" En: Palosuo, E (Ed) *Rethinking Development in a carbon-constrained world: Development cooperation and climate change*. Ministry for Foreign Affairs of Finland. Helsinki. pp 57-70

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y DESARROLLO SUSTENTABLE (2015). "Tercera comunicación nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático". Disponible en: <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Argnc3.pdf>

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y DESARROLLO SUSTENTABLE (2019). "Guía para la evaluación de los impactos ambientales de proyectos de energías renovables". Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/guia_esia_proyectos_energias_renovables_0.pdf

SECRETARÍA DE ENERGÍA (2018). Datasets. Disponible en: <http://datos.minem.gob.ar/dataset?groups=distribucion-de-energia-electrica>. Consultado en agosto de 2020.

SECRETARÍA DE ENERGÍA, (2019a). "Guía del Recurso Solar" Ciudad Autónoma de Buenos Aires : Secretaría de Gobierno de Energía, 2019. ISBN 978-987-47110-1-4

SECRETARÍA DE ENERGÍA, (2019b). "Energía solar fotovoltaica. Estado del Arte de la Tecnología de generación de energía eléctrica utilizando la luz solar". Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/energia_solar_fotovoltaica_-_octubre_2019.pdf

SECRETARÍA DE ENERGÍA, (2019c). "Redes de Distribución Eléctrica". Disponible en: <http://datos.minem.gob.ar/dataset/redes-de-distribucion-electrica-del-consejo-federal>. Consultado el 20 de julio de 2020.

SECRETARÍA DE ENERGÍA (2020a). "Programa Federal Quinquenal de expansión de obras de Infraestructura Energética". Secretaría de Energía. Ministerio de Desarrollo Productivo Presidencia de la Nación

SECRETARÍA DE ENERGÍA, (2020b) "Generación Distribuida Reporte de Avance". Septiembre 2019 - Diciembre 2020. Secretaría de Energía. Ministerio de Economía.

SERGEANT, A (2018) "Generación Distribuida: ¿en vísperas de una revolución copernicana?" *Ensayo. Actualización de un ensayo publicado originalmente en la Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería*, n°17, mayo-julio de 2018, pp. 187-196.

SINGH, N (2020). "El listado de fábricas líderes que apostaron al desarrollo de la cadena de valor para el rubro eólico y solar en Argentina". En *Energía Estratégica*, 24 de enero 2020. Disponible en: <https://www.energiaestrategica.com/fabricas-rubro-eolico-y-solar-en-argentina/>. Consultado el 30 de enero de 2020.

SMIL, V. (2010). "Energy Transitions. History, requirement, prospects". Ed. Praeger.
Sovacool, Benjamin, y P Ratan (2012) "Conceptualizing the acceptance of wind and solar electricity". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16.

SMITH, A; Stirling, A. (2010). "The Politics of Social-ecological Resilience and Sustainable Socio-technical Transitions". *Ecology and Society* 15(1): 11. Disponible en: <http://www.ecologyandsociety.org/vol15/iss1/art11/>

SOVACOOOL, B (2017). "Contestation, contingency, and justice in the Nordic low-carbon energy transition". *Energy Policy*.

STIGKA, E; Paravantis, J; Mihalakakou, G (2014) "Social acceptance of renewable energy sources: A review of contingent valuation applications." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 32.

STRASCHNOY, J; Lamas, N; y Klas, S (2010) "Energía, Estado y sociedad. Situación energética argentina". *UCES Vol XIV N° 2*, 2010: 76-93.

STRIFEZZO, F. (2013). "Rosario, gran metrópolis". Fundación Metropolitana. En Línea. Disponible en: <http://metropolitana.org.ar/idm/rosario-gran-metropolis/>

SUÁREZ, G; Arévalo, L; Brusco, V; Gigena, S; Porrini, L; Zuliani, F. (2015). "Territorios Articulados. Diseño e implementación de una metodología participativa de articulación público-privada con un abordaje a escala barrial a partir de un enfoque territorial". Informe final. Agencia para el Desarrollo Económico de la Ciudad de Córdoba (ADEC). Disponible en: adec.org.ar

SUBRA, P. (2012). "La géopolitique, une ou plurielle. Place, enjeux et outils d'une géopolitique locale". *Hérodote* 3: 146–147, 45–70.

SUN, X; Deline, C; K, M (2017). "Optimization and performance of bifacial solar modules: a global perspective". *Applied Energy*.

SZULECKI, K (2018) "Conceptualizing energy democracy", *Environmental Politics*, 27:1, 21-41, DOI: 10.1080/09644016.2017.1387294

TANÍDES, C (2013) "Escenarios energéticos (2013-2030) con políticas de eficiencia". Fundación Vida Silvestre Argentina.

TECHO (2016) "Relevamiento de asentamientos informales". Disponible en: http://relevamiento.techo.org.ar/downloads/informe_relevamiento_TECO_2016.pdf

TESSAMA, Z; Davis, M; Vilchis Tella, P; Lambe, F (2013). "Mainstreaming Sustainable Energy Access into National Development Planning: the Case of Ethiopia". Stockholm Environment Institute, Working Paper 2013-09

THEYS, J. (2017). "Des transitions a la transition ecologique. Debats et controverses autour de la notion de transition". Colloque *Eduquer et former au monde de demain*, 11 de abril de 2017.

THOMAS, H. (2008), "Estructuras cerradas vs. procesos dinámicos: trayectorias y estilos de innovación y cambio tecnológico", en Thomas, H. y A. Buch (comps.), *Actos, actores y artefactos. Sociología de la tecnología*, Bernal, Editorial de la Universidad Nacional de Quilmes, col. Ciencia, tecnología y sociedad, pp. 217-262.

TITTON, et al.(2015)." Módulos fotovoltaicos CI(G)S: Análise da tecnología." *Acta de la XXXVIII Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 3*

TRINA SOLAR (2020) "Modules and Trackers". <https://www.trinasolar.com/>

TRINCAVELLI, S (2017) " La Generación Eléctrica Solar Fotovoltaica en Argentina, ¿bajo qué condiciones financieras sería rentable?" Universidad Torcuato Di Tella.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE RÍO CUARTO UNRC (2019). "Tarifa eléctrica: los consumidores de Córdoba pagan más del doble que los de otras provincias". En línea. Disponible en: https://www.unrc.edu.ar/unrc/n_comp.cdc?nota=33978. Consultado en agosto 2020.

URBIZTONDO, S (2016). *La regulación de los servicios públicos en Argentina, 2003-2015: lógica y balance de tres períodos presidenciales bajo un mismo signo político*. Documento de trabajo n° 124. FIEL.

USMAN, Z; Tah, J; Abanda, H; Nche, C (2020) "A critical appraisal of PV-Systems' performance". *Buildings*.

VILLALONGA. (2013)."Energías Renovables. ¿Por qué debería ser prioritario cumplir el objetivo del 8% al 2016?" Fundación Avina Argentina.

WALLACE, C (2017). "Cálculo y elaboración de los discos de irradiación solar para todas las provincias de la república argentina. Determinación de inclinaciones y orientaciones óptimas de instalaciones solares térmicas y fotovoltaicas", Argentina, mayo 2017; director: Dr. Ing. Christian navntoft.

WALTZ, K (1988) "Teoría de la política internacional". GEL

WARREN, C. R; McFadyen, M. (2010). "Does community ownership affect public attitudes to wind energy? A case study from south-west Scotland". *Land Use Policy* 27, 204–213. doi: 10.1016/j.landusepol.2008.12.010

WEISBROT, M; Sandoval, L (2007) "La recuperación económica argentina. Políticas y resultados". Center for Economic and Policy Research.

WORLD ENERGY COUNCIL WEC (2019) . World Energy Trilemma Index. Disponible en; <https://trilemma.worldenergy.org> Consultado el 22 de noviembre de 2019.

YANEVA, M; Tisheva, P; Tsanova, T (2018) Informe sobre las energías renovables en Argentina en 2018. Airec Week. Disponible en: <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00637.pdf>

ZHANG, T; Wang, M; Yang, H (2018). "A Review of the Energy Performance and Life-Cycle Assessment of Building-Integrated Photovoltaic (BIPV) Systems" *Energies* 2018, 11, 3157; doi:10.3390/en11113157

ANEXOS

Anexo 1: Guía de entrevista

Estímulos y obstáculos al aprovechamiento fotovoltaico

¿Cuál es la situación del aprovechamiento fotovoltaico en Argentina en general, y en particular en esta región? ¿Qué rol le otorga a los grandes, medianos y pequeños proyectos?

¿Qué estímulos públicos al desarrollo de proyectos identifica?

¿En qué medida los avances normativos han favorecido el desarrollo de proyectos?

¿Considera adecuados los programas (nacionales/provinciales) implementados?

¿Cuáles cree que son los principales obstáculos para que la fotovoltaico despegue? ¿Qué barreras frenan a los proyectos o desincentivan la realización de los mismos?

¿Cómo afecta el contexto político y económico argentino?

¿En qué medida el acceso a equipamiento y componentes, importados, condiciona los proyectos? ¿Qué medidas estimulan la industria local?

¿Qué grado de capacitación técnica y profesional identifica en el sector fotovoltaico argentino?

¿Qué grado de cooperación se da entre distintas instituciones o áreas de gestión para impulsar los proyectos? ¿Cuál es el rol de instituciones académicas y organizaciones de la sociedad civil?

¿Qué rol se le otorga a la autogeneración con conexión a red? ¿y cómo se busca incentivarla?

¿Cómo se trabaja con actores locales y de la sociedad civil?

A futuro, ¿Cómo ve la evolución de la fotovoltaica en Argentina en general, y en la región en particular? ¿En qué lugar ve a los proyectos de gran escala, y a los proyectos de baja potencia? ¿Qué perspectivas ve para la expansión de los usuarios-generadores?

Origen e implementación de los proyectos

¿Cómo surgió el proyecto? ¿En respuesta a cuáles necesidades? ¿Quiénes fueron los primeros actores interesados?

- ¿Quiénes dieron su apoyo? ¿Quiénes se opusieron al proyecto?*
- ¿Qué impedimentos había al desarrollo del proyecto?*
- ¿El proyecto se enmarcaba en algún programa municipal/provincial/nacional?*
- ¿En qué terreno se construyó? ¿A qué se destinaba el terreno antes del proyecto?*
- ¿Existía o existe reglamentación de ordenamiento de uso del suelo / ubicación del parque solar?*
- Si aún no fue implementado, ¿por qué? ¿Qué obstáculos encontraron? ¿Qué alternativas consideran?*
- ¿Qué inversión se requirió? ¿Cómo se obtuvo el financiamiento?*
- ¿Cuánto tiempo llevó poner el proyecto en marcha? ¿Quiénes lo implementaron?*
- ¿Qué tecnología es la que se usó para el proyecto?*
- ¿Se empleó mano obra local / regional / extraregional para llevar adelante el proyecto?*
- ¿Dónde se asentaron los empleados que trabajaron en el proyecto?*
- ¿Qué inconvenientes surgieron para implementar el proyecto? ¿Cómo se sobrellevaron?*
- ¿Fue necesario adaptar el proyecto original? ¿De qué manera?*
- ¿Se requirió alguna inversión adicional no contemplada previamente?*
- ¿Fue necesario realizar obras de infraestructura: extensión de redes / estación transformadora? ¿Habilitar rutas o caminos específicamente para el transporte de equipos y elementos asociados al proyecto?*
- ¿Qué repercusiones tuvo el proyecto en la calidad de vida de la localidad? ¿Cuál es la opinión de la comunidad con respecto al proyecto?*
- ¿Se modificó el servicio eléctrico? ¿Se modificó la cantidad de empresas radicadas en la zona?*
- ¿Qué dificultades existen para la continuidad del proyecto?*
- ¿Cuáles son las perspectivas futuras con respecto a este proyecto y otros similares?*

Anexo 2

Redes globales de ciudades y gobiernos locales

RED	Descripción
CGLU Ciudades y Gobiernos Locales Unidos	Fundada en París en 2004, es heredera del Movimiento Municipal Internacional (nacido en la Exposición Universal de 1913, en Gante, Bélgica). Se compromete al logro de objetivos globales desde la escala local.
ICLEI Gobiernos Locales por la Sostenibilidad	Red global en la que participan más de 1750 gobiernos locales y regionales, en un total de 124 países. Se ocupa de formar alianzas y capacidades que contribuyan a acciones locales en pos del desarrollo urbano sostenible.
GCOM Pacto Global de los Alcaldes por el Clima y la Energía	Iniciativa global que forma parte del Programa Internacional de Cooperación Urbana para América Latina y el Caribe (IUC-LAC), de la Unión Europea.
Grupo Ciudades C40	Una red de ciudades que, desde 2005, actúa en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, asociada en 2006, a la Clinton Climate Initiative y, en 2011, al Carbon Disclosure Project que funciona desde 2000, midiendo y divulgando el impacto de empresas y ciudades en el ambiente.

Anexo 3. Proyectos fotovoltaicos adjudicados en Programas GENREN y Renovar.

Programa	Proyecto	Ubicación	Potencia MW	Precio USD/MWh
GENREN	Cañada Honda I	San Juan	2	579
	Cañada Honda II	San Juan	3	579
	Cañada Honda III	San Juan	5	558
	Chimbera I	San Juan	2	597
	Chimbera II	San Juan	3	570
	Chimbera III	San Juan	5	546
Renovar Ronda	Cauchari I	Jujuy	100	60
1				

	Cauchari II	Jujuy	100	60
	Cauchari III	Jujuy	100	60
	La Puna	Salta	100	58.98
Renovar Ronda 1.5	Caldenes del Oeste	San Luis	24,9	58.9
	La Cumbre	San Luis	22	56.7
	Fiambalá	Catamarca	11	53.73
	Saujil	Catamarca	22,5	51.93
	Tinogasta	Catamarca	15	53.43
	Nonogasta	La Rioja	35	56.43
	Cafayate	Salta	80	56.28
	Anchoris	Mendoza	21,3	48
	General Alvear	Mendoza	17,6	55
	La Paz	Mendoza	14	55
	Lavalle	Mendoza	17,6	55
	Luján de Cuyo	Mendoza	22	55
	Pasip	Mendoza	1	52
	Iglesia Guañizuli	San Juan	80	54.1
	Las Lomitas	San Juan	2	59.2
	Sarmiento	San Juan	35	52.95
	Ullum 1	San Juan	25	53.73
	Ullum 2	San Juan	25	55.23
	Ullum 3	San Juan	32	57.63
	Ullum 4	San Juan	14	56.5
Renovar Ronda 2	Tinogasta II	Catamarca	7	41.7
	Tocota	San Juan	72	40.8
	Nonogasta IV	La Rioja	1	41.76
	Nonogasta II	La Rioja	20,04	40.49
	Saujil II	Catamarca	20	41.85
	Villa Dolores	Córdoba	26,85	51.9
	Añatuya I	Santiago del Estero	6	52.27
	Altiplano I	Salta	100	40.8
	La Pirka	Catamarca	100	42
	Ullum X	San Juan	100	42
	Verano Capital	Mendoza	99,9	42.5

	Solar One			
	Villa Maria del Rio Seco2017	Córdoba	20	48.95
	Cura Brochero	Córdoba	17,67	49.95
	Arroyo Cabral	Córdoba	40	49.97
	Los Zorritos	Catamarca	49,5	41.76
	Zapata	Mendoza	37,5	41.76
	Guañizuil II A	San Juan	100	41.76
Renovar Ronda 3	Helios Rio Diamante PV VI	Mendoza	4	56.74
	Helios Santa Rosa PV	Mendoza	5	56.75
	Energías Renovables Los Alamos	Catamarca	9,25	50
	Energías Renovables Los Nogales	San Luis	9,5	55.9
	Energías Renovables del Amanecer	Catamarca	9,5	58.9
	Enerland San Martín	Mendoza	10	54.22
	Tinogasta Tozzi	Catamarca	10	56.8
	Saenz Peña	Chaco	10	59.5
	Calchaqui	Santa Fe	10	59.5
	Nogoli I	San Luis	10	56.99
	Solares La Angostura	Salta	2	58.99
	Capdeville Las Heras	Mendoza	2	58
	Algarrobo	San Juan	5,5	59.8
	La Cumbre III	San Luis	10	54.22

Fuente: Elaboración propia

Anexo 4

Como garantías para facilitar el cierre de financiamiento, los proyectos de Renovar cuentan con tres opciones:

1. La posibilidad de cesión de contrato, esto es, una suerte de “bypass” de flujo económico en el que todo lo que el proyecto vende se dirige directamente al inversor.
2. Recurrir al FODER, para el caso en que CAMMESA no cumpla con los contratos. El mismo quedó constituido al firmarse el contrato de Fideicomiso entre el Estado Nacional, a través del Ministerio de Energía y Minería, como fiduciante y fideicomisario, y el Banco de Inversión y Comercio Exterior S.A. BICE, como fiduciario (Res. 147/2016). El FODER dispone de recursos suficientes como para, dado el caso de necesidad extrema, comprar todos los proyectos adjudicados.
3. Acceder a la garantía del Banco Mundial. Las rondas 1 y 1.5 contaron con una garantía de USD 480 millones del Banco Internacional de Reconstrucción y Desarrollo BIRD (Banco Mundial). Un total de 27 proyectos por 1033 MW, optaron por una garantía del BIRD. En marzo de 2018, se aprobó una nueva garantía de USD 250 millones para los proyectos de RenovAr 2, 15 de los cuales (605 MW), solicitaron la garantía (Yaneva et al., 2018).

Anexo 5

Para los proyectos de autogeneración con conexión a red la Ley 27.424, creó el Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables (FODIS), a fin de otorgar préstamos, incentivos y beneficios promocionales para la instalación de equipos de generación distribuida. El mismo se conformó por un patrimonio constituido, entre otros, con los recursos del presupuesto nacional⁸³. Los beneficios son para todos aquellos usuarios-generadores registrados en el Registro Nacional de Usuarios-Generadores de Energías Renovables (RENUGER). Entre los instrumentos del FODIS, la ley establece que éste debe instrumentar un precio incentivo a la energía inyectada por parte del usuario-generador, a implementarse por un período de tiempo determinado, y no afectando en más de un 20% los recursos del Fondo, entre todos los aportantes al sistema. Establece, además, beneficios tales como el Certificado de Crédito Fiscal, para aplicarse a impuestos nacionales, instrumentado por Resolución General 4511 de la Agencia Federal de Ingresos Públicos (AFIP).

Para promocionar la autogeneración, el Banco Nación lanzó la línea de créditos personales “Energía sustentable”. , que otorga un monto máximo de \$1 millón, con un plazo de hasta 72 meses (TNA 46,02%, para usuarios de Banco Nación). Para Pequeñas y medianas empresas

⁸³ Los mismos no pueden ser inferiores al 50% del ahorro efectivo en combustibles fósiles debido a la incorporación de generación distribuida a partir de fuentes renovables obtenido en el año previo. Para el primer año de vigencia, la ley estableció un fondo conformado por \$500 millones.

Conductores	Prysmian	Buenos Aires
Conductores	CEARCA S.A.	Buenos Aires
Conductores	ALCABLE S.R.L.	Buenos Aires
Conductores	Wentinck	Buenos Aires
Conductores	CIMET S.A	Buenos Aires
Conductores	Felrro	Buenos Aires
Conductores	IPH SAICF	Buenos Aires
Conductores	IMSA	CABA
Estructuras Metalicas, galvanizadores, etc	AURARIA S.R.L.	Buenos Aires
Estructuras Metalicas, galvanizadores, etc	Druetta Hnos SA	Buenos Aires
Estructuras Metalicas, galvanizadores, etc	Galvanización Lanús S.R.L.	Buenos Aires
Estructuras Metalicas, galvanizadores, etc	GALVASA S.A.	Buenos Aires
Estructuras Metalicas, galvanizadores, etc	MEGA ENERGIAS S.A.	Buenos Aires
Estructuras Metalicas, galvanizadores, etc	PENTA KA S.A.	Buenos Aires
Estructuras Metalicas, galvanizadores, etc	TDL SA	Buenos Aires
Estructuras Metalicas, galvanizadores, etc	CONVERT ARGENTINA DE ENERGIAS RENOVABLES S.R.L.	CABA
Estructuras Metalicas, galvanizadores, etc	PV Hardware Argentina SRL	CABA
Estructuras Metalicas, galvanizadores, etc	TONKA SA	CABA
Estructuras Metalicas, galvanizadores, etc	GALVANIZADOS CORDOBA S.R.L.	Córdoba
Estructuras Metalicas, galvanizadores, etc	ENERMET S.A.	Mendoza
Estructuras Metalicas, galvanizadores, etc	Galvamen S.A.	Mendoza
Estructuras Metalicas, galvanizadores, etc	NEXTRACKER ARGENTINA	Mendoza
Estructuras Metalicas, galvanizadores, etc	Galvanizados del Norte S.R.L.	Salta
Estructuras Metalicas, galvanizadores, etc	Sidersa S.A.	San Luis
Estructuras Metalicas, galvanizadores, etc	Tubos Argentinos SA	San Luis
Estructuras Metalicas, galvanizadores, etc	CINTER S.R.L	Santa Fe
Estructuras Metalicas, galvanizadores, etc	CORVEN S.A.C.I.F.	Santa Fe

etc		
Estructuras Metalicas, galvanizadores, etc	IVANAR S.A.	Santa Fe
Estructuras para líneas	SECIN SA	Buenos Aires
Estructuras para líneas	SEIRE SA	Buenos Aires
Estructuras para líneas	SOCIEDAD ANONIMA DE CONSTRUCCIONES Y MONTAJES DON FIERRO S.A.	Buenos Aires
Estructuras para líneas	Torres Americanas S.A.	Buenos Aires
Estructuras para líneas	MASTIL S.A.	Córdoba
Estructuras para líneas	SOCIEDAD IMPREGNADORES DEL ESTE	Entre Ríos
Estructuras para líneas	Cimalco Neuquén SA	Neuquén
Estructuras para líneas	CECARRI S.R.L.	Santa Fe
Grapería	Energys	Buenos Aires
Grapería	TAREA	Buenos Aires
Grapería	Morsel	Buenos Aires
Paneles Solares	FABRICA ARGENTINA DE CONDUCTORES BIMETALICOS S A	Buenos Aires
Paneles Solares	LEDLAR SAPEM	La Rioja
Paneles Solares	Solartec S.A	La Rioja
Paneles Solares	CONSTRUCCIONES ELECTROMECHANICAS DEL OESTE S A	Mendoza
Paneles Solares	LV-ENERGY S.A.	Mendoza
Seccionadores	ELECTROMECHANICA TESLA S.A.	Buenos Aires
Seccionadores	LAGO ELECTROMECHANICA S.A.	Buenos Aires
Seccionadores	FAMMIE FAMI S.A.	CABA
Seccionadores	Electroingeniería ICSSA	Córdoba
Tableros y celdas	ABB S.A.	Buenos Aires
Tableros y celdas	AUTOTROL S.A.	Buenos Aires
Tableros y celdas	ECYMCO SRL	Buenos Aires
Tableros y celdas	EMA ELECTROMECHANICA S.A.	Buenos Aires
Tableros y celdas	Schneider Electric Argentina S.A.	Buenos Aires
Tableros y celdas	SIEMENS S.A.	Buenos Aires
Tableros y celdas	STYMEL S.A.	Buenos Aires
Tableros y celdas	Tecnicas Modernas de Medicion SRL	Buenos Aires
Tableros y celdas	ARTEC INGENIERIA SA	CABA

Tableros y celdas	SERVICIOS ELECTRICOS INTELIGENTES S.A.	CABA
Tableros y celdas	TECNICAS MODERNAS APLICADAS SA	CABA
Tableros y celdas	Emede Electric S.A.	CABA
Tableros y celdas	Electroingeniería ICSSA	Córdoba
Tableros y celdas	Ingeniería Eléctrica SA	Córdoba
Tableros y celdas	WEG EQUIPAMIENTOS ELÉCTRICOS S.A	Córdoba
Tableros y celdas	ELECTROMECHANICA BOTTINO HNOS. S.A.	Mendoza
Tableros y celdas	GRUPO OESTE S.A.	Mendoza
Tableros y celdas	AUTRON SRL	Santa Fe
Tableros y celdas	BLC SA	Santa Fe
Tableros y celdas	ABB S.A.	Buenos Aires
Transformador	ELECTROMECHANICA BRENTA SA	Buenos Aires
Transformador	FARADAY SAICF	Buenos Aires
Transformador	Transformers Marketing Company Sudamerica S.A.	Buenos Aires
Transformador	FOHAMA ELECTROMECHANICA SRL	CABA
Transformador	VASILE Y CIA S.A.C.I.	CABA
Transformador	Tubos TRANS ELECTRIC S.A	Córdoba
Transformador	AIT S.A.	Córdoba
Transformador	ARTRANS S.A.	Mendoza
Transformador	MAYO TRANSFORMADORES S.R.L.	Santa Fe
Transformador	TADEO CZERWENY SA	Santa Fe

Fuente: INTI, 2020.