

Transición, energía y poder.

Una aproximación a las trayectorias y disputas detrás de la desfosilización, la generación renovable y su aprovechamiento distribuido en Argentina.

Autor:

Kazimierski, Martín

Tutor:

Fornillo, Bruno

2023

Tesis presentada con el fin de cumplimentar con los requisitos finales para la obtención del título de Doctor por la Facultad de Filosofía y Letras de la Universidad de Buenos Aires en Geografía.

Posgrado

Universidad de Buenos Aires

Facultad de Filosofía y Letras



Tesis para optar por el título de Doctor en Geografía

Transición, energía y poder. Una aproximación a las trayectorias y disputas detrás de la desfosilización, la generación renovable y su aprovechamiento distribuido en Argentina

Tesista: Mg. Martín Kazimierski

Director: Dr. Bruno Fornillo

Co-Directora: Dra. Maristella Svampa

Buenos Aires, Mayo de 2023

PREFACIO

Dicen que cuando acontecen eventos importantes, uno recuerda dónde estaba y lo que hacía.

Era la mañana del 16 de junio de 2019. Ese domingo se festejaba el día del padre y en medio de un intenso diluvio, se asomaba una jornada común y corriente. Para entonces, yo vivía junto con mi pareja en un pequeño apartamento en el barrio de Palermo, Ciudad de Buenos Aires. Ella, médica, debía madrugar para llegar a tiempo a su turno en la guardia, en tanto yo no conseguía salir de mi letargo.

Son las 7.06 horas. Las líneas de transmisión que conectan la red eléctrica nacional con las centrales hidroeléctricas Yacretá y Salto Grande sufren una sobrecarga de energía. La anomalía debería haber afectado solamente esa zona. Pero algo ocurrió, que hizo disparar todas las protecciones del sistema, apagando la totalidad de la generación. Es la primera vez en la historia que un apagón, o *blackout*, se registra en el conjunto del sistema interconectado nacional, de modo simultáneo en la red uruguaya, afectando unas ¡50 millones de personas!

Apenas unos minutos más tarde, suena mi celular. Era mi pareja. "Che, todo está en penumbras, no hay luz... el país no tiene luz". Una observación se convirtió en advertencia. A mi celular le quedaba una delgada línea roja de batería, por ende, la incomunicación era cuestión de minutos. Tampoco podía cocinar, ni acceder al agua corriente ¡todo se alimentaba de energía eléctrica! El día había cambiado mis planes... el de todos.

En una ciudad todavía dormida, mi prioridad fue buscar una fuente alternativa de energía. Como un brillante faro de modernidad en medio de la oscura selva de asfalto, los contactos de mi pareja me dieron la ventaja de instalarme en una oficina del hospital, con acceso a internet, televisión, agua caliente, en fin, servicios del que, para entonces, disponían solo unos pocos. Una ventana al exterior, desde las alturas, dibujaba un paisaje apocalíptico que combinaba ráfagas de viento, diluvio, calles desérticas y semáforos de amarillo intermitente. Internet funcionaba espesamente, mientras que los medios de comunicación, si acaso seguían transmitiendo, aportaban solo incertidumbre. La ausencia de energía en nuestras vidas ciudadinas nos había hecho sentir el roce con la catástrofe.

Por si fuera poco, apenas unas semanas atrás había concluido la miniserie Chernóbil. Un crudo relato detallaba las causas del accidente en la central nuclear, por supuesto, no desprovisto de cierta controversia: las pruebas de reducción de potencia que simulaban una pérdida total del suministro de energía produjeron desequilibrios en uno de los reactores, desembocando en el peor accidente nuclear de la historia. Los paralelismos con nuestras centrales Atucha I y II y Embalse no tardaron en aparecer.

El día transcurrió y el servicio eléctrico se fue restableciendo de modo gradual, primero en las grandes urbes y luego hacia las localidades más pequeñas y alejadas. Se necesitaron unas catorce horas para normalizar la situación. Las causas del apagón fueron asociadas a un "error operativo" de la empresa de transporte de energía eléctrica de alta tensión, Transener, quién fue multada por "acción negligente", al igual que otros trescientos agentes generadores y distribuidores, responsables de fallas como los sistemas de arranque en negro y desconexiones anticipadas.

Aunque el apagón fue masivo, no fue total. Hubo una localidad que estuvo al margen del colapso: Ticino, un pueblo cordobés de 2.188 habitantes. El secreto fue la cáscara de maní, combustible que

una caldera de fabricación nacional quemaba para generar vapor de agua, que movía una turbina acoplada a un generador, que finalmente transformaba la energía mecánica en eléctrica. La provincia de Tierra del Fuego también vivió una jornada convencional, aunque alterada por tratarse de un domingo de elecciones, dado que funcionaba de manera autónoma.

Aquel día, todos advertimos la importancia de la energía en nuestras vidas. Sentimos en primera persona la situación crítica que atraviesa nuestro sistema eléctrico, los enormes problemas ligados a su privatización, a su operación centralizada y manejo concentrado. En lo personal, sentí la necesidad de un cambio, la urgencia de una transición hacia nuevos modelos energéticos. Vislumbré los beneficios de las energías renovables y su aprovechamiento descentralizado.

Esta tesis es, en parte, fruto de las inquietudes que despertaron aquel día.

AGRADECIMIENTOS

Esta investigación comenzó a gestarse en 2016, cuando me uní al Grupo de Estudios en Geopolítica y Bienes Comunes. El trabajo colectivo, transdisciplinario, federal y horizontal con mis compañeros/as despertó mi interés y preocupación por los avatares que atraviesan las políticas de desarrollo. En particular, la problemática en torno al litio me abrió un mundo apasionante que parecía vacante: el mundo de la transición energética.

Esta Tesis busca condensar en sus páginas un exhaustivo y prolongado trabajo de investigación. Aunque lleva mi autoría, recorrer este proceso me ha permitido comprobar que, aún por momentos solitario e incierto, este camino nunca es individual. En efecto, hubiera resultado en extremo dificultoso sin los debates, discusiones y lecturas compartidas en distintos espacios.

En primer lugar, quiero destacar la inestimable contribución de la universidad pública y gratuita. Agradezco al Instituto de Geografía “Romualdo Ardissoni” y a todos los que forman parte de la Licenciatura en Geografía y de la Maestría en Políticas Ambientales y Territoriales de la Universidad de Buenos Aires (UBA), por haberme permitido formarme y contagiar la pasión del ser geógrafo. También al Instituto de Estudios de América Latina y El Caribe (IEALC), por generar en mí una mirada crítica desde nuestra querida región latinoamericana.

A mi director, Dr. Bruno Fornillo, cuya visión inspiró esta obra, y a mis compañeros/as de Geopolítica y Bienes Comunes, quienes en todo momento me han transmitido el ser y el hacer del oficio del investigador, y cuyo acompañamiento y dedicación resultaron indispensables para cumplir con este objetivo.

A mi co-directora, Dra. Maristella Svampa, cuya sabiduría generaron los axiomas que sustentan este estudio, y a todos/as los/as que integran el Grupo de Estudios Críticos e Interdisciplinarios de la Problemática Energética (GECIPE), con quienes compartí numerosos y enriquecedores intercambios.

Al Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), por brindarme el apoyo económico durante estos últimos años. La investigación fue sostenida por una beca de cinco años (2018-2023), y también por los fondos brindados por los proyectos PICT (2015-0308) “La energía del litio en Sudamérica” y PICT (2016-1834) “La energía como problemática integral: Escenarios, geopolítica y transiciones. Una aproximación comparativa e interdisciplinaria al caso argentino”.

Por último, esta tesis va dedicada a mi compañera de vida, Natalí, a mi hija Zoe, a mi familia y a todas las amistades que cultivé en este proceso, además de quienes me han abierto las puertas en los trabajos de campo y permitieron transformar mis inquietudes en algo concreto.

Lo que aquí presento es el corolario de una nueva perspectiva en mi vida, así como un punto de partida para seguir aprendiendo.

RESUMEN

La energía se vislumbra como una de las problemáticas más relevantes del siglo XXI. Frente a la aceleración de la crisis ambiental global y el agotamiento de las reservas de combustibles fósiles, las acciones para promover la denominada transición energética hacia fuentes renovables se han vuelto cada vez más populares. Lejos de tratarse de un proceso simple y ordenado, la transición comprende un complejo de relaciones sociales y económicas multiescalares que se interpenetran, configuran y transforman permanentemente. Desde un marco analítico multinivel, este estudio parte de abordar la manera en que actores políticos, económicos y sociales, en el plano local, nacional, regional y global, reproducen tanto como reconstruyen y aspiran transformar, desde posiciones asimétricas de poder, el régimen energético como proceso social. Identifica dos visiones genéricas: por un lado, la transición entendida en su dimensión técnica, como el reemplazo de una estructura basada en energías fósiles por otra de energías renovables; y, por otro lado, la transición en su dimensión política, como un proceso enredado en densas tramas de poder y cambio sociotécnico. En Argentina, el predominio de la primera ha contribuido parcialmente a las metas de descarbonización y diversificación de la matriz energética, aunque sin alterar el esquema centralizado y concentrado erigido bajo el régimen neoliberal fósil. Por ello, este estudio se enfoca en el desarrollo de modelos energéticos alternativos, a través de propuestas analíticas como la gestión estratégica de nichos. En particular, analiza el mercado de la Generación Distribuida de Energía Renovable (GDER), una opción tecnológica en ascenso a nivel global, y que ha tenido repercusiones estructurales en los sistemas eléctricos de la región sudamericana, especialmente en Uruguay y Chile. A partir de centrarse en los avances legislativos, las políticas públicas, las estrategias de mercado y el amplio grupo de iniciativas sociales, la investigación intenta evaluar el tipo de descentralización que estas nuevas energías promueven. Para Argentina, esto incluye evaluar la aplicación de la Ley 27.424 de Régimen de Fomento a la GDER, reglamentada en 2018, y el accionar de dos agentes subnacionales considerados clave: empresas públicas provinciales y cooperativas eléctricas. Como casos de estudio, aborda el entramado de estrategias público-sociales en las provincias de San Juan y Santa Fe, el primero centrado en el aprovechamiento de su potencial científico-productivo en materia fotovoltaica, y el segundo en las posibilidades del cooperativismo provincial para consolidar una generación comunitaria. El objetivo final se centra en investigar la potencialidad de estas nuevas energías para contribuir a una transición energética justa e integral.

ABSTRACT

Energy is seen as one of the most relevant problems of the 21st century. Faced with the acceleration of the global environmental crisis and the depletion of fossil fuel reserves, actions to promote the so-called energy transition towards renewable sources have become increasingly popular. Far from being a simple and orderly process, the transition comprises a complex of multi-scalar social and economic relations that interpenetrate, configure and transform permanently. From a multilevel analytical framework, this study starts by addressing the way in which political, economic and social actors, at the local, national, regional and global levels, reproduce as well as reconstruct and aspire to transform, from asymmetrical positions of power, the energy regime as a social process. It identifies two generic visions: on the one hand, the transition understood in its technical dimension, as the replacement of a structure based on fossil energies for another based on renewable energies; and, on

the other hand, the transition in its political dimension, as a process entangled in dense plots of power and sociotechnical change. In Argentina, the dominance of the first has partially contributed to the goals of decarbonization and diversification of the energy matrix, although without altering the centralized and concentrated scheme erected under the fossil neoliberal regime. Therefore, this study focuses on the development of alternative energy models, through analytical proposals such as the strategic management of niches. In particular, it analyzes the Distributed Generation of Renewable Energy (DGRE) market, a technological option on the rise at a global level, and which has had structural repercussions on the electrical systems of the South American region, especially in Uruguay and Chile. Starting from focusing on legislative advances, public policies, market strategies and the broad group of social initiatives, the research evaluates the type of decentralization that these new energies promote. For Argentina, this includes evaluating the application of Law 27,424 of the Development Regime to the DGRE, regulated in 2018, and the actions of two subnational agents that are considered key actors: provincial public companies and electric cooperatives. As case studies, it addresses the network of public-social strategies in the provinces of San Juan and Santa Fe, the first focused on taking advantage of its scientific-productive potential in photovoltaic matters, and the second on the possibilities of provincial cooperativism to consolidate a communitary generation. The ultimate goal is to investigate the potential of these new energies to contribute to a just and comprehensive energy transition.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN	7
Problema y objetivos de investigación	11
Estado de la cuestión	15
Marco teórico	23
Metodología	28
Organización de la tesis	29
PARTE I: Inestabilidad del régimen energético global	31
1. Capítulo 1: Hacia una definición del régimen capitalista fósil	31
1.1 Del origen distribuido a la centralización capitalista-industrial	34
1.3 La mercantilización y concentración del capitalismo-financiero	40
1.4 Recapitulando: agotamiento del régimen fósil	45
2. Capítulo 2: Acumulación por desfosilización ¿en las vísperas de un nuevo régimen energético?	47
2.1 Desestabilización del régimen fósil y mecanismos de bloqueo	50
2.2 Negociaciones climáticas y presiones hacia un nuevo régimen posfósil	55
2.3 Nuevas estrategias financieras en la acumulación por desfosilización	58
2.4 Recapitulando: crisis y reinención	62
3. Capítulo 3: La transición energética global en disputa	64
3.1 Clima, matriz y transición desde arriba	67
3.2 Energía, poder y transición desde abajo	71
3.3 Atravesando escalas con la generación distribuida	74
3.4 Recapitulando: por una transición justa para abajo	79
PARTE II: Transiciones en Argentina y la conformación del régimen neoliberal	81
4. Capítulo 4: El sistema energético argentino del siglo XX. Entre la concentración estatal y privada	81
4.1 El nacimiento de un sistema privado y descentralizado (1900-1946)	85
4.2 El poder centralizador y concentrador estatal (1946-1989)	88
4.3 La reconcentración privada de la energía (1989-1999)	92
4.4 Recapitulando: sobre concentración política y centralización espacial	98
5. Capítulo 5: El sistema energético argentino del siglo XXI ¿Diversificación o refosilización?	101
5.1 El Estado empresario y la diversificación trunca (2003-2015)	102
5.2 El Estado subsidiario y su sesgo verde (2015-2019)	106
5.3 Recapitulando: Ni transición, ni diversificación	112
6. Capítulo 6: El programa RenovAr y la financiarización de la energía	114
6.1 El negocio financiero detrás del proyecto productivo	116
6.2 Política industrial y extranjerización tecnológica	120
6.3 Contratos errantes, costos estatales	123
6.4 Recapitulando: una Caja de Pandora de energía renovable	125
PARTE III: Experiencias de cambio socio-energético	127
7. Capítulo 7: La generación distribuida de energía renovable en Sudamérica	127

7.1 Uruguay: la amenaza al monopolio estatal	130
7.2 Chile: apertura y disputa por la renta privada	133
7.3 Argentina: autarquía y crecimiento asimétrico	136
7.3.1 Las posibilidades de una generación pública	141
7.3.2 Las posibilidades de una generación comunitaria	145
7.4 Recapitulando: motivaciones políticas, estímulos económicos y diálogo social	148
8. Capítulo 8: Desarrollo fotovoltaico en San Juan ¿una oportunidad para la transición energética?	150
8.1 Empresa pública, autoabastecimiento y cadena de valor	152
8.2 Debates y pujas público-privadas en torno a la generación distribuida	157
8.3 Ciencia, industria e inclusión socio-energética en Caucete	160
8.4 Recapitulando: luces y sombras de la transición energética sanjuanina	162
9. Capítulo 9: Transición energética en Santa Fe ¿provincia promotora o transformadora?	164
9.1 El predominio público y sus contrariedades	166
9.2 Las posibilidades del cooperativismo provincial	169
9.3 Armstrong, un nicho para la experimentación de la transición justa	173
9.4 Recapitulando: las claves para una transición justa en Santa Fe	176
Reflexiones finales	179
Referencias bibliográficas	188
Fuentes periodísticas	205
Software	211

INTRODUCCIÓN

“La energía disponible es el objeto principal en juego en la lucha por la existencia y la evolución del mundo.”

Ludwig Boltzmann

La frase acuñada por Ludwig Boltzmann, físico referente en el campo de la termodinámica, resume como la complejización de las organizaciones sociales ha estado sujeta, desde el comienzo, a múltiples estrategias para la captación de energía de su entorno. La manipulación del fuego, la caza y recolección, la agricultura, la domesticación animal y la esclavitud, incluso energías renovables como la eólica e hidráulica que fueron aprovechadas para traccionar barcos y molinos, han tenido un rol trascendental en la civilización humana. Sobre todo, en los últimos 200 años, y tras milenios en estado energético estacionario, el ser humano ha gozado de un oasis energético sin precedentes en el que consumimos la fuerza fósil históricamente acumulada, disipándola sin fin. En la guerra, “el petróleo fue tan vital como la sangre”, dijo el líder francés Georges Clemenceau, en la paz, el negocio petrolero dominó el mercado financiero y apuntaló las economías nacionales (Mitchell, 2011). Ciertamente, su arraigo en nuestros sistemas políticos, económicos y culturales hacen que términos como *capitalismo fósil* (Huber, 2008) sean tan precisos como provocativos.

El petróleo, en particular, expresa un sistema social vinculado históricamente con el surgimiento de la industria moderna y el capital industrial: habilitó la multiplicación de la población más de cinco veces su tamaño, nueve su consumo per cápita y cincuenta su consumo de energía, sentando las bases de una *petrocultura* de escala global (Szeman et al., 2016; Hughes, 2013). En palabras del ex presidente estadounidense Herbert Hoover, “el mundo se convirtió en una máquina de la felicidad en constante movimiento”, instalando un *ethos* consumista fuertemente adictivo que llega hasta nuestros días. De acuerdo con un informe de la petrolera británica BP (2020), para finales de la última década, la energía primaria utilizada a nivel mundial provino en un 84,3% de estos combustibles –33,1% del petróleo, 27% del carbón y 24,2% del gas natural–, un 6,4% de la hidroelectricidad, 4,3% de centrales nucleares y 5% se generó a través de fuentes renovables no convencionales como la solar, eólica y la mareomotriz, entre otras.

Ahora bien, pese a que la energía fósil indujo a muchos a creer que las expectativas de llegar a descubrir una fuerza que se perpetúe a sí misma se habían cumplido, el régimen energético del siglo XXI se enfrenta a nuevos desafíos. La extrema dependencia del patrón fósil, su naturaleza finita, calidad decreciente y carácter contaminante, amenaza con desatar una crisis económica, ambiental y civilizatoria que obliga a las naciones a pensar y trabajar en alternativas que tiendan hacia un sistema futuro más diversificado y sostenible. En su libro *The Green New Deal*, el economista y asesor político Jeremy Rifkin (2019: 113) planteó el dilema fundamental: “Elegimos el colapso planetario por la vía del aumento de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂); o elegimos el colapso de los combustibles fósiles”. Para Fornillo (2017), transitamos el tiempo de los “límites ecológicos” que dibujan el larvado declive de la sociedad contemporánea; situación comparable a tiempos históricos bisagra como la transición a la sociedad agraria y a la industrial.

Cada vez más, Estados nacionales, organismos supranacionales, organizaciones multilaterales, bancos de desarrollo, así como consultoras internacionales y coaliciones empresariales, destacan el potencial de las energías renovables alternativas –principalmente eólica, solar, hidroeléctrica y de biomasa–, e impulsan múltiples estrategias para ampliar su capacidad instalada y satisfacer el consumo creciente. Para 2019, estas fuentes proporcionaron la mayor contribución –41%– al crecimiento de la energía primaria, superando por primera vez a la energía nuclear en capacidad instalada (BP, 2020). Asimismo, sus costos de generación tienden a descender continuamente, en especial la energía solar que se ha reducido un 73% desde 2010; y los aerogeneradores, que han pasado de generar 1 megawatt (MW) de potencia en 1999 a 5 MW 20 años después, lo que implica un incremento de cien veces en su productividad (Agencia Internacional de Energía Renovable –IRENA–, 2019). Así, la sociedad moderna atraviesa una transición hacia un nuevo régimen que pondría la energía útil proporcionada por los flujos que cruzan la biosfera a disposición de los sistemas socioeconómicos, cambiando sus hábitos, usos y dinámicas.

Frente a esta situación, una dimensión central radica en abordar qué tipo de infraestructura, de transición, de régimen se perfila. Diversas visiones aparecen en el horizonte, ya sea reinventando nuevos procesos bajo lógicas de mercado o, al contrario, mediante lógicas disruptivas que observan la posibilidad de cambiar el orden establecido a través de superar las visiones mercantilistas de la naturaleza y de la energía que primara con el paradigma fósil, especialmente en su última fase con el predominio neoliberal. Más allá de la instalación de grandes parques renovables que imitan el modelo fósil, las inversiones en tecnologías energéticas avanzadas y las cambiantes expectativas sociales están teniendo un profundo impacto en las elecciones de los consumidores. La presente investigación hace especial énfasis en la opción socio-tecnológica denominada *Generación Distribuida de Energía Renovable* (GDER). Esta refiere a instalaciones energéticas –particularmente fotovoltaicas, eólicas y de biomasa– que se ubican próximas a los puntos de consumo y se conectan exclusivamente a la red de distribución en baja tensión; opuesto a lo que hoy sucede con las plantas de generación termoeléctrica, las centrales nucleares o las grandes presas hidroeléctricas, cuyas producciones recorren grandes distancias a través de mega-estructuras de transmisión. Bajo este incipiente modelo, nuevos agentes públicos, privados y civiles tienden a promover proyectos locales de generación renovable, lo que podría reconfigurar el mapa de actores, dando un mayor protagonismo a los actores y rangos gubernamentales más bajos; y, en última instancia, podría transformar de manera fundamental las relaciones de poder en la organización oligopólica del régimen fósil.

En este estudio sostenemos que la avanzada del modelo fósil sobre los territorios ha logrado socavar parte importante de la autonomía de las comunidades y actores locales, quienes se fueron desprendiendo de servicios elementales como el eléctrico, respaldado por la complicidad estatal que proporcionó los recursos para la construcción de infraestructura, la fijación de códigos, regulaciones y normativas (Bridge et al., 2013). Aquí entran en juego dinámicas que consideramos medulares para el análisis, como son los procesos de centralización - descentralización; concentración - desconcentración; y mercantilización - desmercantilización. Así como la fosilización del sistema energético tuvo un sesgo claramente definido en favor de los primeros, la tendencia hacia la desfosilización, además de ser un desafío desde el punto de vista técnico y ambiental, es también un desafío político y socio-tecnológico, el cual podría implicar no solo cambiar los modos de generación instalando fuentes renovables, sino el ascenso de un nuevo paradigma que podría alterar simultáneamente los modos de gestión, distribución y consumo de la energía. El fin de la *era fósil* y el ascenso de la *era de las renovables* nos invita a comprender la magnitud de este cambio, que

necesariamente reconfigurará el orden establecido y otorgará ventajas a quienes lo asuman tempranamente.

En Argentina, los combustibles fósiles han sido predominantes en la mayor parte de su historia. Para finales de la última década, estos representaban el 87% de la oferta energética y 66% de la oferta eléctrica total (CAMMESA, 2020); y su manejo se concentraba en un reducido grupo de empresas nacionales y transnacionales que lograron su inserción en los noventa, cuando primaran las políticas neoliberales (Azpiazu, 2002; Bertinat y Kofman, 2019). Ahora bien, en consonancia con los procesos globales, en los últimos años la participación renovable en la matriz ha variado sustancialmente: si hasta el año 2016 su participación permanecía en torno al 2%, cuatro años después escaló al 12% (CAMMESA, 2020); y, siguiendo las tendencias actuales, es probable que para esta década el mercado renovable crezca considerablemente, entre otras razones, por su mayor competitividad e impulso a nivel global; y por las condiciones geográficas y ambientales que presenta el país: es el octavo más grande del mundo –2,8 millones de km²–, con un 53% de tierras cultivables, alta radiación solar, fuertes y persistentes vientos, y un amplio litoral marítimo –4.700km– (Secretaría de Energía, 2016).

En este marco, la presente investigación se presenta como un análisis sociotécnico integral, comparativo, multiescalar y complejo de los procesos de transición energética, dividido en tres grandes secciones. Una primera parte del estudio proporciona una visión general del estado actual del sistema energético global y del desarrollo de las energías renovables, partiendo de ciertas preguntas medulares, a saber, ¿a qué nos referimos con “capitalismo fósil”? ¿Por qué es necesario un cambio en el régimen energético global? ¿Cuáles son los modelos y las propuestas en discusión y en disputa en torno a lo que se comprende por transición energética? El segundo apartado se aboca a caracterizar las transiciones energéticas para el caso argentino. Dado que no es objetivo de este análisis abarcar su totalidad, sino de la comprensión básica del contexto sistémico dentro del cual debe tener lugar la expansión de las energías renovables, nos referimos exclusivamente al sistema eléctrico, buscando reconstruir su configuración técnica y político-económica, para luego identificar qué modelos de transición se perfilan. Algunas preguntas que recorren el debate son ¿qué régimen energético impera en el país? ¿De qué modo el subsector de las energías renovables se encuentra atravesado por intereses, posiciones y asimetrías de actores políticos, económicos y sociales? ¿Cómo se vincula con el desarrollo económico e industrial del país? ¿Para quién y para qué producir energía? Por último, la tercera parte se enfoca en caracterizar el estado de desarrollo actual del sector descentralizado de energía renovable en Sudamérica y evaluar su papel potencial para inducir una mayor transformación del sistema energético argentino. Para lograr esto, conceptualizamos las diversas iniciativas que promueven el desarrollo y la aplicación de GDER como un nicho sociotécnico emergente y nos preguntamos ¿cuáles son las dinámicas internas y los factores relacionados con el contexto que han estado obstaculizando o apoyando su desarrollo? ¿Qué relación tiene la actual transición con la participación desde abajo y, de modo más específico, con la democracia? ¿Es la GDER una opción viable para descentralizar, desconcentrar y, en última instancia, desmercantilizar el sistema energético nacional? ¿Cómo ha sido la experiencia en otros países de la región? Claro está, no es posible abordar detalladamente cada una de estas preguntas generales y vitales, pero sí procuraremos pensar la mejor forma de formularlas y presentar sus problemáticas, así como acercarnos lo más posible y con el mayor rigor del que somos capaces a sus respuestas.

Problema y objetivos de investigación

El concepto de *transición energética* ha sido utilizado de diversas maneras y en diferentes contextos. Tiene su origen en Alemania a fines de la década del setenta, cuando surge el movimiento *Energiewende*, resultado de luchas sociales que propugnaban alternativas a la producción de energía de origen nuclear, acompañada también por reformas en la estructura de propiedad de los sitios de generación (Müller, 2015). La búsqueda por transformar el sistema energético germano era eminentemente política, resultado de la presión social, quedando la iniciativa mercantil al margen. Ahora bien, ya en el siglo XXI, esta visión se ha repotenciado, aunque bajo una gama de iniciativas polivalentes. El cambio no está impulsado por la innovación tecnológica –aunque sí lo permite–, sino por el imperativo social, la política gubernamental y, recientemente, por los riesgos financieros. Entre las visiones más conservadoras, Fornillo (2017) destaca aquellos actores gubernamentales que, desde una visión estratégica, propugnan una matriz menos dependiente del recurso fósil, o proponen actuar sobre la eficiencia y la infraestructura energética para la lucha contra el cambio climático, es decir, medidas que operan fundamentalmente en la esfera ambiental y geopolítica de orden global. Al contrario, existen también visiones disruptivas que apuntan no solo a abandonar paulatinamente las energías sucias y finitas, sino también a discontinuar y deconstruir los sistemas centralizados y concentrados fuertemente mercantilizados, y generar un tipo de tracción vinculado a energías renovables y sustentables, sobre sistemas más equitativos, menos concentrados y más democráticos.

Aunque en estos últimos años, el desorden energético global, el aumento incesante de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), las oscilaciones en el precio del petróleo, la minimización de riesgos y el gran potencial de las energías renovables, han forzado a los Estados a procurar diversificar la matriz energética, con el consiguiente desarrollo de fuentes alternativas, la estructura de producción y consumo existente no ha variado en cantidad ni en calidad. Más aun, estas tendencias abrieron el juego a un mercado de enormes dimensiones, donde nuevas energías son pasibles de ser incorporadas de manera concreta en una nueva era de acumulación del capital, más específicamente, de *acumulación por desfosilización* (Argento, Slipak y Puente, 2021). Esto quiere decir que se reproducen las lógicas extractivistas de la naturaleza del régimen fósil, ahora bajo el velo del *capitalismo verde* (Hawken et al., 1999) o el *crecimiento verde* (Banco Mundial, 2012), sin cuestionar los actuales modelos de producción, comercialización y consumo capitalista de la energía; ni los desequilibrios materiales que hacen que apenas un 18% de la población mundial –concentrado en países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE)– acumule un consumo cuatro veces mayor que el del 82% restante (Bolívar et al., 2006). En relación a esto último, para numerosos académicos, actores sociales y políticos, una transición debería apuntar a modificar nuestra idea de consumo, nuestra experiencia y cultura atada a la idea de energía infinita (Gudynas, 2011; Bertinat et al., 2014; Unceta Satrustegui, 2014; Svampa, 2018). Desde estas perspectivas, las ciencias sociales deben repensar desde otras bases la relación entre sociedad y naturaleza, entre economía y política, entre producción, circulación y consumo de bienes.

Tal como se abordará en este estudio, la transición energética es más que un proceso de sustitución de fuentes energéticas; es una transición sociotécnica que implica el ascenso de nuevos agentes dinamizadores y el reordenamiento del régimen energético en su conjunto, lo que se expresa en el binomio *poder-energía*. Para referentes de la teoría geográfica como Raffestin (1993), este ha sido un tema escasamente abordado, cuya vacancia sería ocupada posteriormente, en la década del dos mil, por estudios sobre transiciones sociotécnicas a través de la denominada *perspectiva multinivel* (Geels,

2002; Bridge et al., 2013; Avelino y Rotmans, 2009). Esta propone un marco analítico conformado por tres estadios fundamentales: el primero de ellos alude al *régimen sociotécnico*, compuesto por el conjunto de normas y prácticas establecidas para los actores que integran el sistema; el segundo, asociado a los *nichos*, que componen espacios protegidos para la experimentación en modelos inmaduros con potencial para cambios en el régimen; y por último, el *paisaje sociotécnico*, que incluye al conjunto de factores exógenos, ya sean políticos, económicos, ideológicos, etc. Si bien existe una amplia bibliografía para el revisionismo histórico, en los últimos años se incrementó el interés por el aporte de sus elementos prescriptivos para pensar el diseño de políticas públicas hacia regímenes más sustentables desde el punto de vista económico y ambiental (Smith y Stirling, 2010). Es así que surgieron propuestas analíticas como la *Gestión Estratégica de Nichos* (Geels y Raven, 2006) o la *Gestión de las Transiciones* (Loorbach, 2010), los cuales instalaron nuevos debates sobre las relaciones de poder y la gobernanza de la energía a nivel local, regional y global (Brisbois, 2020; Avelino y Rotmans, 2009).

Bajo esta perspectiva, la presente investigación sostiene que el poder que históricamente se ha ejercido de forma vertical y descendente por quienes detentan y controlan los reservorios hidrocarburíferos, podría depender en un futuro del poder proporcionado por las energías renovables y las relaciones humanas, organizándose de abajo hacia arriba. Por caso, en áreas de Europa continental, el concepto de propiedad comunitaria ha tenido cierto éxito en incentivar el uso de instalaciones de energía eólica de pequeña y mediana escala. En Dinamarca, hasta un 80% de la capacidad de energía eólica es propiedad de algún tipo de asociación comunitaria (Rae y Bradley, 2012); mientras que, en Alemania, el 40% de la energía renovable instalada para el 2011 se encontraba en manos particulares y sólo el 7% pertenecía a las grandes corporaciones (Rifkin, 2014). En Sudamérica, aunque los avances son más lentos, la visión de un sistema descentralizado ya empezó a ser considerada en muchos aspectos regulatorios y tecnológicos, por ejemplo, con la habilitación de la generación en baja potencia en las redes de distribución, lo que despierta nuestro interés sobre el tipo de descentralización ¿existen procesos de desconcentración política? ¿De desmercantilización del vector energético? Casos como los de Argentina y Chile presentan grandes oportunidades en el universo de las cooperativas; y Uruguay planea avanzar en una red inteligente de alcance nacional sostenido en organizaciones y firmas públicas (Castelao Caruana, 2016; Fornillo, 2021).

Si nos enfocamos en el caso argentino, los intentos de incorporar energías alternativas a través de leyes y programas han tenido escasos resultados. En líneas generales, la visión del Estado nacional se ha centrado en la explotación de los combustibles fósiles convencionales y, más recientemente, no convencionales de petróleo y gas, sin avanzar en una política sostenida de diversificación de la matriz –a excepción de una tenue reactivación del plan nuclear y el apoyo a la producción de biocombustibles durante los primeros tres lustros del nuevo milenio (De Dicco, 2013)–. La aparición de una potencia renovable significativa se circunscribe fundamentalmente a la política comercial llevada a cabo por el gobierno presidido por Mauricio Macri (2015-2019), período en el que los proyectos adjudicados totalizaron 6.130 MW de potencia, una cifra resonante si se tiene en cuenta que equivale al 15% del total instalado y que previamente este guarismo se reducía a apenas el 1,9%. Sin embargo, el desarrollo de este mercado verde se llevó a cabo sin cuestionar el modelo energético predominante. Todavía persiste un marco normativo fuertemente atado al paradigma neoliberal –Ley 24.065–, el cual dio vía libre a la desregulación del mercado y las privatizaciones (Azpiazu et al., 2008), la financiarización (Bertinat y Kofman, 2019; Navarro Rocha, 2020) y las políticas históricas que se concentran en la explotación fósil con impactos socio-territoriales y ambientales problemáticos (Svampa, 2018). En términos de nuestro análisis, los procesos de mercantilización y concentración

que signaron el paso del neoliberalismo en el país –y en la región toda– forjó un giro ideológico sobre la energía que llega hasta nuestros días: de recurso estratégico para el desarrollo nacional a commodity pasible de análisis y regulaciones estrictamente económicas.

En este marco, sostenemos que la transición debe ser entendida menos como lo hace la ciencia política, enfocado en las políticas públicas y sus estructuras, y más en términos de cambio social integral y profundo, que abarca todas las esferas de la vida social (Brand, 2011: 146). Aquí, el concepto de *transición energética justa* se vuelve central, pues, además de operar sobre la dimensión ambiental de la matriz, lo hace sobre la dimensión político-económica del sistema (Fornillo, 2017; Newell y Mulvaney, 2013). Aunque el concepto haya sido reinterpretado desde diferentes sectores, incluso antagónicos, se lo sigue asociando a la búsqueda de una transformación radical y democratizadora; a un cambio integral, a saber, en el plano energético, productivo y urbano; a modelos que articulen justicia social con justicia ambiental. Con qué actores, cómo transformar, cuáles son las alternativas, qué escalas involucra, cuál es el rol del Estado, son algunas de las preguntas que recorren el debate.

En sintonía con estos debates, van surgiendo cada vez más experiencias locales para la puesta en funcionamiento de instalaciones de energía renovable en baja potencia, redes inteligentes locales y microgeneración. Las mismas son promovidas desde ámbitos públicos, algunas derivan de iniciativas nacionales, otras surgen de iniciativas provinciales. En todos los casos se trata de experiencias de tipo piloto, con carácter experimental para iniciar una curva de aprendizaje sociotécnico, evaluaciones económicas y adaptaciones normativas. La reglamentación en 2018 de la Ley 27.424 de Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica puede considerarse todo un hito en el sector eléctrico argentino. Esta establece las condiciones jurídicas y contractuales para que los usuarios de la red puedan generar su propia energía para autoconsumo y, eventualmente, inyectar los excedentes a la red –lo que se denomina *prosumidor*–, alterando radicalmente el paradigma que tenía a los usuarios como agentes pasivos del sistema. Asimismo, desde el nivel nacional se viene promoviendo una sinergia en el seno de los organismos del Estado –a través de los distintos fondos sectoriales del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación (MINCYT)–, los distintos institutos de tecnología locales –como el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI)– y las universidades nacionales, los cuales buscan desarrollar experiencias en la planificación, instalación, operación y mantenimiento de las redes, así como también fomentar la inserción de energías renovables y la prueba e incorporación de diversas tecnologías. También existe una tendencia en aumento en las cooperativas eléctricas que operan la distribución a nivel local para con el desarrollo de las energías renovables y las redes inteligentes en su jurisdicción; y provincias que con sus empresas públicas de energía impulsan políticas decididas para consolidar su autosuficiencia con energías renovables.

En relación a esto último, esta investigación presta especial atención a los casos de San Juan y Santa Fe, debido a que estas provincias tienen planes muy concretos para impulsar su propia transición, además de que cuentan con una empresa pública que propicia la producción local con energías renovables y un fuerte entramado científico que apuesta a la experimentación en nuevos modelos energéticos. Particularmente, el Estado provincial santafesino ha impulsado múltiples programas que buscan aumentar sus capacidades de generación descentralizada, en un territorio donde predomina la actividad agrícola y funcionan numerosas cooperativas eléctricas, los cuales también se perfilan como jugadores importantes proporcionando modelos alternativos de organización y financiación. Por su parte, en San Juan, el asombroso potencial fotovoltaico es acompañado de una política sostenida por

el gobierno a través del proyecto Solar San Juan, que incluye no solo aumentar la capacidad de abastecimiento local, sino también escalar en la cadena de valor de la nueva industria verde. En ambos casos, las provincias presentan planes ambiciosos para avanzar en el desarrollo de una generación local descentralizada de fuerte vinculación científico-productiva con los actores públicos-sociales de su territorio. Adicionalmente, como hecho interesante de ver, ambas se inscriben en un modelo productivo particularmente intenso de la explotación de sus recursos mineros –en San Juan– y agrícolas –en Santa Fe–, lo que posibilita calibrar ciertos alcances de transformación sistémica.

De esta manera, resaltamos que la transición energética contemporánea es abordada aquí como un proceso sociotécnico y político-geográfico que implicaría reconfigurar los patrones espaciales de la actividad económica y social hacia una mayor descentralización y, sobre todo, una mayor desconcentración y desmercantilización. Bajo este escenario, observar la dinámica y poner en discusión las características propias del entramado político-económico nacional de la energía, la gestión que se realiza de los beneficios y la “renta energética” de bienes renovables, su potencial, así como su funcionalidad para lograr desconcentrar el sistema energético, constituye un prisma privilegiado para diagnosticar obstáculos y perspectivas de las políticas públicas y los actores sociales respecto de la energía y las –posibles o no– vías de una transición justa.

A partir de lo expuesto, el objetivo general del presente estudio consiste en abordar los procesos de transición energética en Argentina e investigar la potencialidad de la Generación Distribuida de Energía Renovable (GDER) para contribuir a una transición justa. Para alcanzarlo, nos propusimos los siguientes objetivos específicos:

- Caracterizar el capitalismo fósil, las tendencias corporativas y geopolíticas respecto a los modelos de transición, y sus implicancias en términos de centralización, concentración y mercantilización.
- Abordar la evolución del sistema eléctrico argentino a través de su configuración técnica y político-económica, con el propósito de identificar trayectorias internas de transición energética.
- Describir las principales propuestas e instrumentos para impulsar la energía renovable tomando como ejes de estudio los programas oficiales nacionales y el accionar de las provincias, municipios y cooperativas.
- Analizar los alcances y las limitaciones de la GDER a partir de examinar las estrategias locales para la transición energética en las provincias de San Juan y Santa Fe. Comparar con los casos más avanzados de Chile y Uruguay.

La aportación de este trabajo de investigación radica, principalmente, en una reflexión histórica, dinámica, compleja, conflictiva y multisituada a la hora de abordar el campo de acción de las energías renovables. Para ello, la cuestión económica se vincula estrictamente con la dimensión política de la energía y sus diferentes escalas. Poder desentrañar los condicionantes que acarrear los intereses de las grandes corporaciones globales, los dilemas propios de las provincias en tanto “propietarias” de los recursos, la actuación del Estado nacional en este marco, pero también la participación de los movimientos sociales, de la sociedad civil, de las poblaciones donde se implementan diferentes proyectos energéticos, representan un punto saliente a la hora de situar y problematizar la cuestión energética y los proyectos de transición posibles. Analizar esta dimensión política multinivel resulta

primordial para poder observar de manera crítica y reflexiva las condiciones y las propuestas que se inscriben en programas y proyectos políticos y sociales para la transición.

Estado de la cuestión

En los últimos años, los cuestionamientos hacia el actual modelo de derroche energético y la percepción global de las energías renovables, así como de los modos de desarrollo, han cambiado considerablemente, motorizando un extenso debate al interior de las ciencias sociales, y multiplicando los estudios abocados a la cuestión energética con una amplia variedad de nociones y perspectivas de análisis. Si bien algunos estudios han caracterizado la transición energética como un cambio en el combustible primario o la tecnología dominante (Hirsh y Jones, 2014; Miller et al., 2015), existe un consenso cada vez mayor sobre sus dimensiones socioeconómicas y políticas. En particular, el marco definido por la relación entre los combustibles fósiles, el capital global y el cambio climático, dieron origen a un nuevo campo denominado *humanidades de la energía* (Szeman et al., 2016; Huber, 2008; Altvater, 2017), el cual toma como punto de partida el reconocimiento fundamental de que la cuestión energética es –y siempre ha sido– un problema social. Szeman (2007: 806) desafía los entendimientos convencionales de las fases de la historia y los modos de producción dominantes, preguntando: “¿Qué pasaría si pensáramos en la historia del capital no exclusivamente en términos geopolíticos, sino en términos de las formas de energía disponibles para él en cualquier momento histórico dado?”.

Tanto Debeir et al. (1991) como Fernández Durán y González Reyes (2015) examinaron los sistemas de energía a lo largo de la historia, demostrando que las formas de energía no determinan la forma de la sociedad, sino que están profundamente arraigadas en los sistemas sociales y económicos en los que funcionan. “Si bien no existe un determinismo energético”, argumentan, “hay una poderosa determinación energética en acción en todas las sociedades (...) la determinación energética está dada en sí misma: es el resultado de la interacción de factores económicos, demográficos, psicológicos, parámetros intelectuales, sociales y políticos que operan en las diversas sociedades humanas” (Debeir et al., 1991: 13). Las trayectorias críticas de Szeman et al. (2016) y Huber (2008) pueden leerse como notas preliminares hacia una teoría del *capitalismo fósil*, siendo que ambos son firmes en su comprensión de que existe una relación dialéctica codeterminante entre el capitalismo y los combustibles fósiles. Ahora bien, debemos preguntarnos qué tipo de relaciones deberían surgir de la transición energética que se avecina.

El término "transición" ha ganado cada vez más vigencia en el lenguaje político en medio de los planes de los gobiernos para las transiciones hacia un futuro de baja emisiones de carbono. En los círculos académicos, el término deriva de un conjunto de literatura sobre transiciones sociotécnicas (Geels 2005; Geels y Schot 2007), que refiere a cambios estructurales profundos en sistemas como el energético. En la búsqueda de una definición de transición energética para Sudamérica, Fornillo (2017) destaca ocho concepciones de disrupción creciente: por un lado, la transición pensada como (1) el pasaje hacia una matriz sustentada en fuentes renovables; y (2) hacia una sociedad ecotécnica basada en la eficiencia, dos concepciones básicas del capitalismo innovador, las cuales estructuran el *mainstream* del ideario del *desarrollo sostenible*, o más cercano en el tiempo, la *economía verde* (PNUMA, 2011). A estas se podría agregar una tercera: (3) la transición como un modo de ir consolidando una *industria verde*, en base a una articulación renovada entre industria, ciencia e innovación endógena; lo que supondría una oportunidad para un nuevo tipo de macroeconomía asociada con los principios keynesianos tradicionales, pero “nuevo” en el sentido de que incorpora las

realidades ecológicas del siglo XXI –lo que podríamos definir como un *keynesianismo verde* (Harris, 2013)–. Entre las concepciones más radicales de este primer conjunto, están aquellas que destacan el poder transformador de la transición para (4) establecer los cimientos de un nuevo paradigma energético, que incluye el advenimiento de un nuevo capitalismo avivado por la *Tercera Revolución Industrial*, hito proclamado por el afamado economista Jeremy Rifkin (2011), donde nuevas tecnologías de la comunicación, como la *Internet de las Cosas* –IoT, por sus siglas en inglés– convergen con nuevos regímenes energéticos sustentables. Por otro lado, las *alternativas al desarrollo* desafían toda la base conceptual, explorando ordenamientos sociales, económicos y políticos radicalmente distintos. Entre ellos, se destacan los movimientos del *posdesarrollo* y del *buen vivir* (Gudynas, 2011; Unceta Satrústegui, 2014; Svampa y Viale, 2014; Cubillo-Guevara, 2016), o del *decrecimiento* en los países centrales (Latouche, 2009). Estas visiones piensan la transición como una oportunidad para consolidar (5) el pasaje hacia una sociedad desmaterializada; incluso para (6) desconcentrar, descentralizar, democratizar y desmercantilizar el sistema energético por completo. Más allá, están quienes abogan por (7) una transición socio-energética, es decir, el pasaje hacia una sociedad comunitaria, de creciente autonomía y autoorganización, (8) capaz de desconectarse selectivamente del mercado energético mundial, transformando de manera contundente las relaciones capitalistas entre el Norte y el Sur Global.

Más allá de estas concepciones genéricas, hay posiciones divergentes en cuanto a las posibilidades reales de que una mutación del régimen energético se lleve a cabo. Ciertos autores aseguran que ya es demasiado tarde para iniciar una transición ordenada, debido a que no utilizamos la potencia de la energía fósil que resta para instalar una estructura renovada (Fernández Durán y González Reyes, 2015); otros creen que ante la futura escasez de petróleo, y dadas las abundantes reservas de carbón, la transición vivida a comienzos del siglo XX se va a invertir en el futuro (Kerschner et al., 2010)¹; otros plantean “límites a las renovables”, dado que tampoco contamos con infinitos minerales que faciliten desentendernos del problema para siempre (Honty, 2014); y hay quienes afirman que inundar de renovables la matriz es un futuro posible (IPCC, 2011). Un camino todavía poco explorado es el de la *eficiencia energética*, lo que requiere desarrollar procesos de prospección y exploración de esta fuente como tal, es decir, de la misma manera en que se busca petróleo o gas se debería buscar eficiencia².

En los últimos años se ha consolidado fuertemente la idea de que un futuro apoyado en energías verdes es posible, convirtiendo la energía solar, eólica y de biomasa –así como toda la infraestructura que la acompaña– en un nicho de mercado clave de cara a lo que Bertinat et al. (2020) llaman una *transición energética corporativa*, contrario a lo que denominan una *transición energética popular*. Por corporativa, los autores entienden una visión en la cual, ante la situación climática, se ve en la transición energética una posibilidad de acumulación de riqueza y posicionamiento hegemónico geopolítico. Los autores toman como referencia trabajos previos de Maristella Svampa (2018), en lo que la autora identifica como el *universo del ambientalismo corporativo*, el cual reduce la discusión a la incorporación de fuentes renovables a la matriz, sin abordar cuestiones como la pobreza energética u otras aristas como la democratización de las decisiones sobre la producción y distribución de la energía. La posición radicalmente contraria sería la *transición energética popular* que, al igual que

¹ Vale mencionar que para Kerschner et al. (2010) nunca ha habido una sustitución del carbón por el petróleo, sino que se han cambiado sus aplicaciones y funciones principales.

² El concepto de *eficiencia energética* se define como la posibilidad de alcanzar iguales o mejores bienes y servicios con menos energía. Ciertos estudios (Navarrete, 2011; Honty, 2012) demuestran que es más económico invertir en eficiencia que en aumento de la infraestructura de transformación, al tiempo que contribuiría con casi dos quintos (38%) de la reducción total de emisiones.

nuestra definición de transición energética justa, apunta a un cambio mayor y no remite a una mera discusión sobre las fuentes. Remite a la construcción de una transición desde el conocimiento científico, a la par de conocimientos ancestrales, con una agenda de justicia social y ambiental.

Diversos organismos internacionales proporcionan datos estadísticos contundentes que evidencian el ascenso de las nuevas tecnologías energéticas a nivel global, fundamentalmente desde una acepción corporativa o mercantil. La Agencia Internacional de Energía (IEA), institución referente en el área cuya fundación fue en respuesta a la crisis del petróleo para aumentar la resiliencia de los países importadores frente a futuros impactos, es actualmente reconocida por su informe anual *World Energy Outlook* (WEO), donde proyecta el futuro de la demanda y el suministro de energía durante aproximadamente los próximos 25 años. Su objetivo consiste en proporcionar a los políticos, la industria y otras partes interesadas los datos y el análisis para la toma de decisiones. Pese a que esta agencia ha sido duramente cuestionada en el pasado por proyectar constantemente desaceleraciones en la energía renovable –incluso cuando el crecimiento de la instalación y la deflación de precios se aceleraban–, hoy todos sus escenarios incluyen una expansión de la participación de entre el 40-70% para el 2050, en comparación con un promedio del 10% en la actualidad (IEA, 2019). Asimismo, han surgido nuevos pronosticadores especializados en energía limpia –incluidos el almacenamiento y la eficiencia energética–, como Bloomberg New Energy Finance (BNEF) e IRENA, que a menudo consideran la posibilidad de una mayor disrupción tecnológica. Ambos realizan un reporte anual donde destacan la competitividad económica de estas tecnologías y los niveles de inversión, e incluso IRENA trabaja para lograr una mejor comprensión de las implicaciones geopolíticas de un cambio a gran escala hacia estas tecnologías. Para este último, la electricidad proveniente de fuentes renovables deberá suministrar el 57% de la energía mundial para el final de la actual década, y la inversión anual duplicarse de los US\$330 mil millones, a cerca de US\$750 mil millones (IRENA, 2020). Finalmente, el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) realiza informes detallados sobre los niveles de emisiones de GEI y los condicionamientos de factores económicos, demográficos y tecnológicos. En su Informe Especial sobre Fuentes de Energía Renovables y Mitigación (IPCC, 2011), el organismo ofrece una evaluación y un análisis pormenorizado de las tecnologías de energía renovable, donde destaca sus contribuciones potenciales en la reducción de emisiones.

Ahora bien, en el amplio universo de las ciencias sociales, el debate sobre la transición energética no se limita al análisis de la matriz y la evolución de su composición, sino que es mucho más profundo, y se inicia en la definición misma del término “energía renovable”. Generalmente se las ha asociado a todas aquellas fuentes que no implican la quema de combustibles fósiles –carbón, gas y petróleo– (IPCC, 2011; IEA, 2019), lo que ha llevado a que diversos autores e instituciones prefieran hablar en términos de “energías limpias”, incorporando al sector nuclear dentro de esta categoría, dado que es una fuente de “emisiones cero” (PNUMA, 2011); Honty (2012: 132-133) hace una clasificación más extensa entre: *alternativas, sustentables, limpias y renovables*, siendo estas últimas aquellas que por su naturaleza “fluyen continuamente en la biósfera”, lo que podría incluir grandes presas hidroeléctricas, frecuentemente cuestionadas desde los grupos ambientalistas (ver Tabla N°1). Desde una perspectiva sociotécnica, el significado social de las tecnologías de energía renovable varía considerablemente según la escala geográfica de su despliegue, así como la forma o el modo en que se implementan (Bridge et al., 2013). Siguiendo la legislación argentina –Ley 27.191–, en este estudio preferimos hablar de energías renovables –o alternativas– para referirnos a pequeños aprovechamientos hidroeléctricos –menores a 50 MW– y fuentes que no están presentes en la matriz, o se encuentran en una fase muy temprana de desarrollo. Estos abarcan recursos tales como la energía

solar-fotovoltaica, la eólica, la geotérmica y térmica oceánica, la mareomotriz y del oleaje, y la biomasa.

Tabla N°1. Clasificación de fuentes primarias

Alternativas	Son aquellas que no están presentes en la matriz energética de un país.
Renovables	Es un atributo de la fuente. Es una forma de la energía que por su naturaleza fluye continuamente en la biósfera.
No Renovables	Son aquellas que tienen un stock finito en la naturaleza y cuya utilización agota irremediamente las reservas.
Sustentables	Es una condición dependiente de su forma de apropiación. No todas las fuentes renovables son sustentables pues la renovabilidad depende de la manera en que estas son apropiadas por el ser humano.
Limpias	Aquellas que no producen efluentes líquidos o gaseosos contaminantes en su proceso de aprovechamiento.

Fuente: Honty (2012)

Varios trabajos relacionados con el nivel nacional están dedicados a la cuestión fundamental de cómo deben entenderse los procesos de cambio actuales o pasados en los sistemas nacionales de suministro de energía y/o cómo pueden explicarse las diferencias nacionales (Amador Guerra et al., 2000; Avelino y Rotmans, 2009; Brand, 2011). Desde una perspectiva sociotécnica, Rubio y Folchi (2012) presentan evidencia sobre las transiciones energéticas del carbón al petróleo para 20 países latinoamericanos durante la primera mitad del siglo XX, y argumentan que factores como los recursos energéticos nacionales, el tamaño del mercado interno de servicios energéticos, las relaciones comerciales y las decisiones políticas han sido importantes para determinar la naturaleza y la velocidad de sus transformaciones. Además, sugieren que las lecciones serán particularmente relevantes para comprender la forma en que los países periféricos podrían adoptar tecnologías de energía bajas en carbono. Particularmente en la región sudamericana, algunas contribuciones abordan los planes oficiales y analizan qué pueden aprender de ellas los actores en otros contextos nacionales (Bersalli et al., 2018; Santos y Sabbatella, 2020; Barrera et al., 2022; Freier, 2016; Glave y Zabaloy, 2020). Los casos más emblemáticos y recientes se encuentran en Chile y Uruguay, cuya reconversión, de acuerdo con Bertoni (2011) y Rodríguez Delgado (2018), respondió fundamentalmente a un asunto económico: Chile carece de producción local –a no ser una pequeña cantidad de petróleo que se extrae en la región de Magallanes–, lo que lo hace sensible a las oscilaciones del mercado; en tanto, en Uruguay la importación de combustible ha sido históricamente vista como una de las principales causas de la “fuga” de capitales, su talón de Aquiles (Fornillo, 2021). En ambos casos, el desarrollo de las energías renovables se conjugó con una dependencia estructural de los hidrocarburos. Argentina, por su parte, desde mediados de la década del dos mil también abandonó su capacidad de autoabastecimiento energético para comenzar a ser un importador de gas natural, luego de un período crítico en la exploración y explotación de bienes primarios por parte de empresas trasnacionales (Recalde et al., 2015). Si bien los primeros signos de disminución productiva pueden ubicarse a fines

de la década del noventa, la baja en el desempeño del sector quedó evidenciada recién en 2004, cuando el gobierno de Néstor Kirchner (2003-2007) se vio obligado a elaborar el denominado Plan Energético Nacional (De Dicco, 2013). Ello generó un cuadro de situación regional en el cual la temática energética ha sido, desde entonces, resituada en el debate público como una dimensión de la soberanía de primer orden, resultando decisivo a la hora de consolidar perspectivas políticas y económicas de orientación productivista sobre el desarrollo nacional.

Las investigaciones que abordan el desarrollo de las tecnologías de energía renovable en Argentina están en un período de acelerada expansión. Históricamente los estudios sobre el sector energético se han vinculado a las fuentes de energía convencional, como el gas y el petróleo (Kozulj, 2015), siendo que estos representan el 54% y el 33% de la composición de la matriz nacional, respectivamente³. Más recientemente, las fuentes fósiles no convencionales han adquirido gran centralidad, impulsadas por el descubrimiento del yacimiento Vaca Muerta (FARN, 2018; Acacio y Wyczykier, 2019). Los cambios tecnológicos y regulatorios asociados al sistema eléctrico (Macchione y Lanciotti, 2012; Murillo y Finchelstein, 2004; Azpiazu et al., 2008) y sus implicancias macroeconómicas y geopolíticas (Lorenzini, 2011; De Dicco, 2013; Goldstein et al., 2016; Ceppi, 2018) también han sido ampliamente estudiados. En los casos de los trabajos dedicados expresamente a investigar las energías renovables, estos se han concentrado más bien en el contexto mundial y las posibilidades técnicas para su aplicación (Barrionuevo et al., 2017; Coviello, 2003; Acquatella, 2008); en el acceso al financiamiento nacional e internacional (Di Paola, 2014; Barrera et al., 2022); su vinculación con el entramado industrial (Castelao Caruana, 2019; Neuman et al., 2019); y en los marcos regulatorios e institucionales para su promoción (Recalde et al., 2015; Fernández, 2010). Es decir, gran parte de estos estudios se centran en el concepto de *matriz energética* como objeto de estudio, priorizando un análisis asociado principalmente a la relación oferta-demanda de determinados volúmenes físicos de energía y el porcentaje de participación de las fuentes alternativas⁴. A pesar de su relevancia, la cuestión energética en Argentina comprende un campo de estudio prácticamente inexplorado desde una perspectiva sistémica y sociotécnica (Garrido et al., 2012).

Ante este escenario, el presente estudio busca ampliar y complejizar aún más el espectro de análisis, donde uno de los conceptos clave es el de *sistema energético*, pues posee una complejidad mayor que la correspondiente a la estructura conformada por la matriz, incluyendo su interrelación con el sistema societario y el soporte natural. Para Bertinat (2013), los sistemas energéticos son un componente esencial del sistema ambiental humano, determinados por una estructura estática conformada por sus componentes o subsistemas y el rol que cumplen, y una estructura dinámica conformada por flujos de energía, materia e información que relacionan las partes. En tanto sistema complejo, resalta la necesidad de mapear sus componentes y relaciones, así como explorar estrategias de abordaje integrales para acceder al conocimiento de la realidad en niveles de resolución particulares y generales.

³ Kozulj (2015) realiza una reflexión acerca de las consecuencias de que la energía sea un negocio y no un recurso estratégico, ya que el abandono del rol empresario del Estado implica una reducción de los instrumentos de conducción del rumbo de la política energética.

⁴ La elaboración de la matriz energética de un país es el estudio del sector energético en que se cuantifica la oferta, demanda y transformación de cada una de las fuentes de energía que proveen al país, así como al inventario de recursos disponibles, considerando para estas variables su evolución histórica y proyección futura (Organización Latinoamericana de Energía –OLADE–, 2019). Desde estas perspectivas, los análisis para el desarrollo de energías renovables se centran en los marcos regulatorios, junto a aspectos económicos y financieros.

Si bien la infraestructura de generación, transmisión y distribución de energía pueden describirse simplemente como ampliación o integración, centrarse en la forma en que los sistemas energéticos se territorializan llama la atención sobre las diferentes escalas y ámbitos de acción política que los rigen. Por caso, para Bridge et al. (2013), la reterritorialización de la electricidad a escala nacional a partir de la sustitución de los sistemas municipales a lo largo del siglo XX fue un proyecto político importante, así como uno económico. En el caso del sistema eléctrico argentino, esto se evidencia en los trabajos de Macchione y Lanciotti (2012) y Furlán (2017). El primero da cuenta de la importancia de la conformación de la red de interconexión nacional para “garantizar la infraestructura indispensable para el desarrollo” (p. 442); en tanto que, para Furlán, los cambios técnicos y las configuraciones espaciales de la matriz a través del tiempo constituyeron “un subproceso dentro de un cambio (mayor) en el régimen energético (nacional)” (p. 102). En esta línea, desde el Grupo de Geografía de la Energía, del Instituto de Geografía de la Universidad de Buenos Aires, se identifican numerosos trabajos que vinculan expresamente la cuestión energética con la territorial, por ejemplo, a través de abordar las condiciones históricas de desigualdad en regiones de población dispersa y la accesibilidad al servicio eléctrico (Benedetti et al., 2001). La evaluación de los impactos sociales y ambientales generados por las tecnologías alternativas ha sido un punto focal de estos trabajos (Combetto et al., 2000; Pelicano et al., 2001). Por su parte, Benedetti (2000) analiza el caso en la puna jujeña y demuestra cómo el modelo energético reproduce una organización territorial particular que inhibe el desarrollo económico para aquellas comunidades.

Retomando los actuales procesos de recambio energético, en este estudio sostenemos que el despliegue de las nuevas energías necesariamente implica la activación de nuevos puntos en el territorio, con criterios distintos a los convencionales, así como el rediseño de las redes y las formas de gestionarlas. Esto nos permite pensar en procesos de transición justa que den acceso a la energía para quienes no la tienen, y justicia para aquellos que trabajan dentro y se ven afectados por el modelo fósil (Newell y Mulvaney, 2013). Dado su competitividad con los sistemas tradicionales, los sistemas de Generación Distribuida de Energía Renovable (GDER) son las soluciones tecnológicas de mayor potencial disruptivo en la actualidad (Bridge et al., 2013). En un análisis histórico, Alstone et al. (2015) muestran que el presente es un momento único en donde sistemas de tecnología energética descentralizadas se están extendiendo rápidamente, dando mayor acceso a los servicios básicos de electricidad y contribuyendo a los objetivos de desarrollo sustentable. En particular, las microrredes o *redes inteligentes* constituyen un típico ejemplo de infraestructuras de energía distribuida, con un dinamismo y desarrollo vertiginoso en los últimos años (Goulden et al., 2014). En Hatzigiorgiou (2014) es posible encontrar un detalle de los diferentes modelos, su funcionamiento, costos, así como una amplia serie de experiencias exitosas en Europa, Estados Unidos, Japón, China y Chile. En Estados Unidos, más precisamente en el estado de California, la GDER lleva décadas de desarrollo, apoyado en la introducción de normas de interconexión y diversos programas vinculados a la incorporación de recursos distribuidos (Coley y Hess, 2012; Drury et al., 2012). Europa también se encuentra avanzado en este punto, mostrándose como una región energética innovadora, con especial protagonismo de los niveles municipales (Schönberger, 2013; Morthorst et al., 2006). Ya para el año 2020, la región del Asia-Pacífico representó una participación de mercado de más del 45%, apalancado por el aumento del gasto público en el desarrollo de infraestructura, de iniciativas industriales y de urbanización, bajo el marco del desarrollo de ciudades inteligentes. En términos generales, entre 2017 y 2020 se agregaron 179 GW a nivel global solo en energía fotovoltaica, un tamaño de mercado valuado en US\$246,4 mil millones, y la IEA (2021) proyecta una cuadruplicación

de este mercado hasta alcanzar los 633 GW por US\$919,6 mil millones a finales de la presente década.

Ahora bien, en línea con lo dicho anteriormente, tampoco existe una definición unívoca para la generación distribuida. A modo genérico, se la asocia a la generación que se ubica más próxima a los puntos de consumo, aunque varía según el tipo de tecnología, la capacidad instalada, el impacto ambiental o la titularidad. La IEA considera como distribuida únicamente a la que se conecta a la red de distribución de baja tensión; para los Organismos Europeos de Normalización, es aquella generación producida por instalaciones de menor tamaño que las centralizadas –habitualmente inferiores a 10 MW–; mientras que para el Departamento de Energía de Estados Unidos se extiende a varias decenas de MW de potencia (IEA, 2019). En un artículo de Ackermann et al. (2001) titulado “Generación Distribuida: una definición” los autores proponen una definición según su propósito, ubicación, potencia, tecnología, impacto medioambiental, modo de operación, propiedad y penetración. Sin embargo, en línea con nuestra interpretación de la Ley 27.424, y siguiendo los aspectos más relevantes identificados por los autores, abogamos por la siguiente definición: “Generación Distribuida es una fuente de potencia eléctrica conectada directamente a la red de distribución o en las instalaciones de los consumidores” (Ackermann et al., 2001: 201). Aquí, la distinción entre red de distribución y red de transporte queda supeditada a lo establecido legalmente en cada país, y la potencia puede ser de unos pocos kilowatts (kW) hasta decenas de MW.

Paralelamente a la expansión de este mercado, en los últimos años se han multiplicado los proyectos de investigación que tratan la relación entre energías renovables y el suministro local. Una gran cantidad de ellos se enfocan principalmente en un análisis de factibilidad del potencial técnico y ecológico, así como la rentabilidad económica, la reducción de emisiones y/o la creación de valor local (Essletzbichler, 2012; Miguez et al., 2006). Es decir, los estudios a nivel territorial se caracterizan por una fuerte orientación a la aplicación de alguna de las tecnologías disponibles; o para cubrir todas las fuentes de energía y luego compararlas para determinar una combinación óptima bajo las condiciones regionales dadas (Vanni y Sabundjan 2008; Becerra-López et al., 2008). Algunos artículos versan sobre los posibles usos y rendimientos en regiones con requisitos climáticos especiales, como pueden ser las regiones áridas (Meidav, 1998). Incluso existen evaluaciones de impacto que tienen como objetivo no solo optimizar la creación de valor regional, sino también minimizar las consecuencias ecológicas y sociales negativas (Luque y Rodríguez, 2017; Schmidt et al., 2012); o en la percepción del paisaje, principalmente en el caso de la energía eólica (Ruiz y Serrano, 2008).

Sin embargo, en gran medida, estos tipos de contribuciones e informes terminan en análisis puramente descriptivos, por ejemplo, sobre aplicaciones prácticas que se planifican, inician o completan en determinados territorios; o de planes y programas regionales que funcionan de manera autónoma en su jurisdicción. Es decir, una inmensa mayoría de estos enfoques son, hasta cierto punto, “ciegos al espacio”. Como afirma Schönberger (2013: 8), los estudios en torno a las oportunidades y los obstáculos para la política energética se han concentrado mayormente en “los niveles de gobierno internacional, supranacional y nacional (...) mientras que los estudios sobre regiones y municipios se han enfocado en los potenciales técnicos y económicos, más que en las opciones de política”. Dado que la dimensión espacial no se considera conceptualmente, se torna difícil clasificar los trabajos sociotécnicos existentes según sus referencias espaciales. En la mayoría de los casos, solo se puede

determinar si las contribuciones se centran en el nivel nacional o se ocupan de procesos y estructuras en algún lugar por debajo del nivel nacional, que en su mayoría se caracterizan como “locales”.

Las contribuciones científicas que tienen en cuenta la dimensión espacial del sistema de suministro de energía son escasas; y los supuestos y/o los resultados teóricos de proyectos que se aplican en la práctica se derivan en recomendaciones para transferirlas a otros lugares y/o para dar forma al marco político. Un caso a destacar se encuentra en la investigación de Seyfang y Smith (2007), donde se abordan numerosas constelaciones de cooperación regional en el campo de las energías renovables en Inglaterra. Allí se examina las posibles tensiones entre diferentes arreglos de gobernanza multinivel y se concluye que estos podrían desactivarse si se otorgaran más poderes a las autoridades regionales y se institucionalizaran los procesos de aprendizaje entre niveles. Otro estudio de Essletzbichler (2012) analizó la posible contribución de las regiones inglesas a la consecución de los objetivos nacionales de expansión de las energías renovables. Su conclusión es que los procesos y políticas nacionales deben complementarse con políticas “regionales y locales” que movilicen recursos adicionales a nivel meso.

Dado que el desarrollo de nichos o vías sociotécnicas es un proceso geográficamente localizado, los actores locales deben movilizarse utilizando modelos energéticos compartidos para mejorar la implementación de proyectos de producción de energía renovable. El trabajo de investigación de Francis y Scholles (2006) es un ejemplo de un enfoque que considera las regiones como lugares donde se implementan medidas e intervenciones nacionales o internacionales y se analizan sus efectos en los procesos y desarrollos regionales. Compara el impacto de diferentes marcos nacionales tales como subsidios y programas de financiación para la expansión de aerogeneradores en una región alemana y otra inglesa. A su vez, Amador Guerra et al. (2000) abordan los obstáculos que se interponen en el camino de una mayor integración y cooperación entre la planificación energética y la política territorial regional en Europa.

En el caso de Argentina, los estudios sobre el avance de la GDER se han catalizado sobre las dimensiones técnicas (Arraña et al., 2020; Coria, 2014; Facchini et al., 2011; Manassero et al., 2013), potenciadas por la multiplicación de experiencias piloto en el manejo de redes inteligentes en provincias como Buenos Aires, Santa Fe, Salta, Córdoba, Mendoza y San Juan (Guido y Carrizo, 2016). También las dimensiones jurídicas (Sosa, 2017; Fernández, 2010), por ejemplo, Porcelli y Martínez (2018) examinan el plexo normativo que regula el régimen de energía eléctrica así como las diferentes normativas provinciales que regulan la GDER, y destacan la necesidad de una regulación nacional para establecer lineamientos técnicos y administrativos comunes. Las implicancias políticas y socioterritoriales, aunque en menor medida, también se han multiplicado (Castelao Caruana, 2016; Carrizo et al., 2014; Garrido et al., 2012). Gran parte de los trabajos se han abocado a la problemática del acceso a la energía en regiones aisladas y la evaluación de sus impactos (Benedetti, 2000; Combetto et al., 2000; Pelicano et al., 2001). En esta investigación destacamos el abordaje de Garrido (2019), quién utiliza un enfoque sociotécnico para la reconstrucción analítica de las diferentes políticas públicas asociadas al desarrollo de la GDER. Esto incluye reflexiones acerca del proceso de co-construcción de tecnologías, conocimientos, formación de recursos humanos especializados, políticas públicas y dinámicas de desarrollo productivo.

Entonces, a partir de lo descrito, podemos afirmar que son cada vez más los productos científicos que buscan incorporar las peculiaridades geográficas y la cuestión de qué intervenciones –en particular formas de gobernanza– pueden apoyar los procesos actuales de cambio en el sector energético y la implementación de las correspondientes innovaciones sociales y tecnológicas. Las principales trabajan

con el enfoque de *Gestión Estratégica de Nichos* (Geels y Raven, 2006; Geels y Schot, 2007; Geels 2011; Schönberger, 2013) y *Gestión de las Transiciones* (Loorbach, 2010; Hansen y Coenen, 2014). Bajo estas perspectivas se puede decir que las posibilidades de una transición energética son múltiples, con diversas vías y futuros posibles. Contrario a los debates tradicionales que solo buscan alentar la reacción frente al cambio climático y al abandono de la tracción fósil, estas aproximaciones son más convenientes para discutir y pensar en proyectos de transición justa. Esto incluye: debatir cuales son las chances de generar una industria local de energías renovables y sustentables; las posibilidades de ampliar los márgenes de participación y gestión social del sistema energético; y el rol de la energía como componente central en la redistribución y equidad social, que aprovecha la puesta en valor de los recursos disponibles en cada lugar y privilegia las necesidades locales.

Marco teórico

La geografía, al igual que otras disciplinas, busca establecer leyes, sean o no cuantitativas, que expliquen la organización y las dinámicas del espacio. Naturalmente, los conceptos de *espacio geográfico* y *tiempo* han sido la base de cualquier análisis relacional, potenciado por una *constelación geográfica de conceptos* entre los que se destaca: *territorio*, *lugar* y *paisaje* (Haesbaert, 2014). Sin embargo, poco se ha hablado de la energía y su relación inherente a la teoría geográfica. De entre las actividades antrópicas, la producción energética es una de las que ha generado mayor impacto espacial y transformación del paisaje (Luque y Rodríguez, 2017), conformando también fuertes sistemas territoriales y estructuras de poder (Menéndez Pérez et al., 2012). El geógrafo suizo Claude Raffestin (1993: 170) sostiene que el hombre se encuentra “sometido al problema de la 'prisión espacial', cuya solución es energética”, no obstante, destaca que la disciplina carece de una “teoría energética de la localización”.

Estudios que historizan la energía, como los de Debeir et al. (1991) y Fernández Durán y González Reyes (2015), destacan la importancia del concepto *sistema de energía* para describir cómo funciona la energía económica, social, ecológica y políticamente. Estos sistemas son la “combinación originaria de diversas cadenas transformadoras que consumen determinadas fuentes de energía y dependen unos de otros, iniciados o controlados por clases o grupos sociales que se desarrollan y consolidan sobre la base de este control” (Debeir et al., 1991: 5). Retomando la teoría geográfica, Milton Santos los llama *sistemas técnicos* y resultan imprescindibles para comprender las diversas formas históricas de estructuración, funcionamiento y articulación de los espacios. Incluso, en su libro *La naturaleza del espacio* (2000), la técnica de captar, transformar y transportar la energía es considerada como un *macrosistema técnico*, noción que recupera del sociólogo Alain Gras (1997) para referirse a los sistemas técnicos que cumplen una función general sin los cuales “los otros sistemas técnicos no funcionarían” (p. 150).

Esta perspectiva de análisis se desarrolló siguiendo un estudio histórico de Thomas P. Hughes (1987), quien analizó el desarrollo de los sistemas eléctricos en Alemania, Inglaterra y Estados Unidos, para, posteriormente ser retomado y desarrollado por una amplia gama de perspectivas y enfoques conceptuales centrados en los procesos de transición energética. Estas líneas de análisis incluyen estudios centrados en las transiciones sociotécnicas (Bijker, 1995; Rip y Kemp, 1998; Geels, 2002); en la dependencia de la trayectoria (Liebowitz y Margolis, 1995); en los enfoques ambientales y de gobernanza (Loorbach, 2010; Hansen y Coenen, 2014); en los valores y comportamientos cambiantes

del usuario final (Li, 2017); en las limitaciones de la economía política para la transición justa (Newell y Mulvaney, 2013); entre otras. Frente a esto, resulta intuitivo que los patrones cambiantes de producción y uso de la energía son co-constitutivos de un cambio social y geográfico mucho más amplio, por lo que no sorprende que el estudio de la energía sea cada vez más reconocido en la investigación interdisciplinaria y en la disciplina geográfica.

Dado que la energía es parte integral de las relaciones socioespaciales, cada vez se la encuentra envuelta en identidades más allá de la tradicional “nación”, como por ejemplo la “comunidad” (Bermejo, 2013; Brangwyn y Hopkins, 2008), la “región” (Vanni y Sabundjan 2008; Becerra-López et al., 2008), lo “local” (Schönberger, 2013; Seyfang y Smith, 2007) y el “hogar” (Spinney et al., 2012; Li, 2017). Para estos estudios, si el espacio-tiempo son considerados juntos en cualquier análisis relacional geográfico, también debe serlo la energía y el poder que esa relación construye. El poder, en este caso, no es ni una categoría espacial ni una categoría temporal, sino que está presente en cualquier “producción” que se apoya en el espacio-tiempo (Raffestin, 1993). Cuando un geógrafo se enfrenta al espacio, lo que descubre en realidad es un sistema territorial, una producción ya elaborada marcada por relaciones de poder que se traducen en continuidades-discontinuidades o centralidades-marginalidades. Las redes, en particular, son, hoy por hoy, los elementos constitutivos del territorio por excelencia, y las redes eléctricas/energéticas, componentes basales de los sistemas energéticos⁵.

Frente a esto, el abordaje de los sistemas energéticos resulta un prisma fundamental para dar cuenta de los procesos evolutivos y dinámicos, pues su funcionamiento evoca un *metabolismo social* particular en donde las sociedades organizan los crecientes intercambios entre energía y materiales con el ambiente (Martínez Alier y Walter, 2015)⁶. La particularidad del régimen dado por las energías fósiles es que, a pesar de que el planeta Tierra se ha concebido, y de hecho funciona como un sistema abierto para la energía –alimentado por el flujo continuo e infinito de los rayos solares que entran a la atmósfera–, la compulsiva quema combustible implicó que el planeta fuera tratado como un sistema cerrado, aprovechando la energía solar almacenada a lo largo de millones de años en pozos de petróleo y minas de carbón, en lugar del flujo radiación solar presente. Este aumento artificial de la disponibilidad energética transformó de manera radical los procesos metabólicos hacia un aumento exponencial de la complejidad social y un mayor control de los territorios y las personas (Fernández Durán y González Reyes, 2015). Por ello la energía es más que un concepto físico, pues es, antes que todo, un elemento social, político, económico y cultural, una relación de poder.

⁵ Para tener en cuenta la limitación y la posible transferencia de las declaraciones a otros sistemas a gran escala relacionados con la energía, en este estudio utilizaremos los términos electricidad/energía de manera análoga.

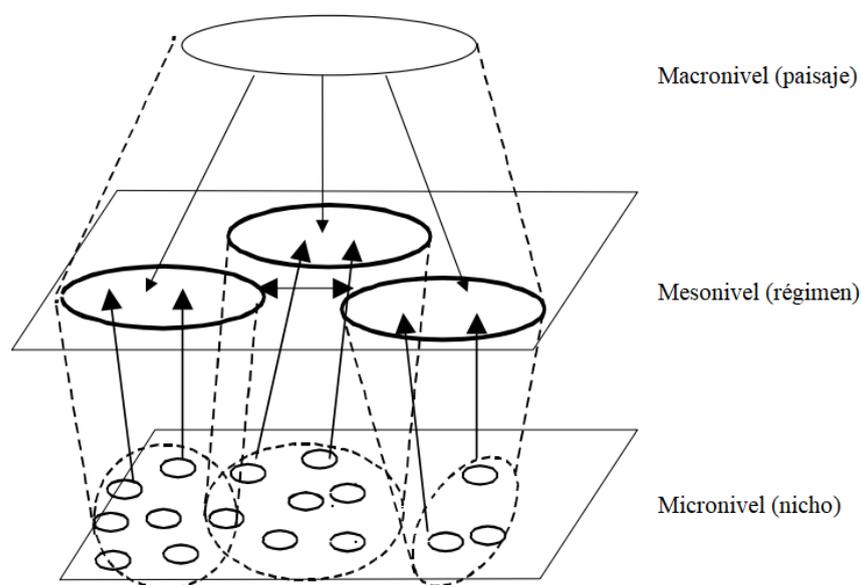
⁶ Si bien el concepto de *metabolismo social* aparece en Marx, quien señalaba la “ruptura metabólica” que implica la agricultura capitalista, éste fue retomado por economistas ecológicos en décadas más recientes y utilizado para realizar un “análisis de flujos de materiales”. Este proceso es ilustrado por Fischer-Kowalski et al. (2007) a partir de cinco fenómenos fundamentales: apropiación, transformación, circulación, consumo y excreción, los cuales se encuentran determinados por las relaciones de producción existentes y la propiedad entrópica de los procesos económicos (Bertinat et al., 2014). Aquí, la *entropía* refiere a la aplicación de la Segunda Ley de la Termodinámica al funcionamiento de la economía, desarrollado por Georgescu-Roegen (1989) a inicios de la década del setenta. El autor advierte que el proceso de un sistema se encuentra circunscrito por un límite a través del cual se intercambia materia y energía con el resto del universo material, y donde la energía puede encontrarse en dos estados: como energía disponible o libre –de baja entropía–, donde el hombre ejerce un dominio completo; o como energía confinada o no disponible –de alta entropía–, que refiere a aquella que el hombre jamás podrá utilizar.

Más allá del panorama técnico y geopolítico, la transición energética actual es multidimensional, dados los fuertes vínculos con la reducción de la pobreza y la desigualdad, la mitigación del cambio climático, la seguridad nacional, el crecimiento económico y el comercio mundial de energía. Asimismo, dado el crecimiento del papel de las fuentes renovables, cada vez se está colocando un mayor acento en el control de las tecnologías energéticas que en el de las fuentes de energía (Bertinat y Kofman, 2019). Esto último genera, sin duda, otro contexto de disputa en torno a la energía que aún ha sido poco abordado. Sobre la base de la teoría de las transiciones sociotécnicas, los geógrafos están ayudando a desentrañar las formas en que las trayectorias políticas, económicas, culturales y ecológicas locales dan forma a la difusión y adopción de tecnología para comprender mejor las condiciones geográficas bajo las cuales la energía transita específicamente. En oposición a los abordajes fragmentados, este enfoque genera respuestas más adecuadas para explicar los procesos en los que se construye la viabilidad y la inviabilidad del desarrollo de tecnologías energéticas (Garrido et al., 2012). Fundamentalmente, busca superar la tensión determinista –determinismo tecnológico vs. determinismo social– a través de captar la complejidad de los procesos de cambio tecnológico, en donde la condición de funcionamiento de una tecnología deriva de una evaluación socialmente construida de sus cualidades y no de sus propiedades intrínsecas (Bijker, 1995). En esta línea, Nelson y Winter (1982) desarrollaron el concepto de *régimen tecnológico* para abordar la relación entre los patrones de cambio tecnológico y patrones de crecimiento, a partir del análisis de la interrelación y competencia entre un conjunto heterogéneo de agentes con distintas capacidades de innovación. Más adelante, sociólogos de la tecnología como Bijker (1995) ampliaron su definición más allá de las aportaciones de los investigadores, incluyendo los responsables de la toma de decisiones, los usuarios y los grupos de interés.

Gran parte del trabajo más reciente se ha basado en la *perspectiva multinivel de las transiciones sociotécnicas* (Geels, 2002; Geels y Schot, 2007). Esta fue desarrollada por primera vez por Rip y Kemp (1998), como una teoría y un marco analítico que conceptualiza patrones de interacción en las transformaciones sociotécnicas, combinando conceptos de la economía evolutiva, estudios de ciencia y tecnología y la teoría institucional. Su amplia utilización en las ciencias sociales propició un punto de partida para la crítica, siendo Frank W. Geels quien llevó la perspectiva hacia nuevas direcciones. En su abordaje de las interacciones entre los desarrollos sociales y técnicos en los sistemas de energía, alimentos y transporte, Geels (2002) proporciona una comprensión global de las transiciones como interacciones entre *innovaciones radicales de nicho*, *regímenes establecidos* y un *paisaje exógeno*. Asimismo, también desarrolla una metodología de escenarios sociotécnicos, el cual proporciona una forma novedosa de explorar cómo las transiciones futuras surgen de interacciones entre desarrollos sociales, técnicos, políticos, culturales y económicos.

En el marco de la crisis climática y la necesidad de un desarrollo sostenible, el estudio multinivel de las transiciones sociotécnicas está recibiendo cada vez más atención política y académica. En especial, se ha tomado para explicar cómo y por qué algunas regiones pierden oportunidades para realizar su transformación energética, frente a los abrumadores enfoques centrados en la escala nacional exclusivamente (Chandrashekeran, 2016). Propone describir la interacción entre factores sociales y tecnológicos a partir de tres niveles que se ilustran en la Figura N°1: el paisaje sociotécnico –nivel macro–, el régimen sociotécnico –nivel meso– y el nivel de nicho –nivel micro–.

Figura N°1. Perspectiva estática de múltiples niveles sobre las innovaciones.



Fuente: Geels y Kemp (2000)

El régimen sociotécnico se estudia principalmente porque las transiciones se definen como el cambio de un régimen a otro. Comprende un conjunto de reglas que representan la estabilidad, incluyendo a todos los actores, grupos sociales, instituciones, regulación y actividades que comparten una percepción predominante de cómo deben hacerse las cosas en la sociedad (Geels, 2011). Los trabajos teóricos tienden a ser más precisos sobre la diferencia analítica entre “sistema” y “régimen”, siendo que el primero de ellos refiere más bien a elementos tangibles y medibles –artefactos, infraestructura, regulaciones, patrones de consumo–. Entonces, el régimen es un concepto analítico interpretativo que nos invita a investigar qué hay debajo de las actividades de los actores que reproducen los elementos del sistema. El nicho y el nivel de paisaje, por su parte, son conceptos derivados que se definen en relación al régimen. El paisaje describe la perspectiva macro, donde factores externos influyen y condicionan el régimen existente. Estas *presiones del paisaje* (Geels y Schot, 2007) pueden atribuirse a cuestiones macroeconómicas o a la política climática, las cuales provocan desequilibrios en el régimen fósil y crean oportunidades para que surjan innovaciones como la relacionada con la tecnología de energía renovable. Por su parte, el nivel de nicho refiere a espacios protegidos para el desarrollo y uso de tecnologías prometedoras contra la selección tradicional del mercado dentro del régimen. El estudio de estas experiencias a nivel micro se remonta a principios de los años noventa, impulsado por la observación de que muchas tecnologías sostenibles no se generalizaron o permanecieron como prototipos –véase Kemp et al. (1998), quienes realizaron una investigación sobre la experimentación temprana en el mercado de vehículos eléctricos–.

Por tanto, el régimen sociotécnico se caracteriza por la estabilidad y las dificultades de ajuste debido a la dependencia de la trayectoria y los marcos fijos. Para Giddens (1984), puede verse como un sistema de rutinas, normas y reglas que constantemente buscan estabilizar el sistema bajo presión externa tanto del paisaje como del nivel de nicho. Sin embargo, la creciente inestabilidad del régimen fósil representa una ventana y una oportunidad, es por ello existe una bibliografía cada vez más abundante relacionada a la *gestión estratégica de nichos* o la *gestión de las transiciones* (Geels 2011; Schönberger, 2013; Hansen y Coenen, 2014), los cuales se centran en el estudio de tecnologías de desarrollo sostenible, entre ellas, la GDER (Bridge et al., 2013). En contraposición, los mecanismos

de bloqueo que crean estabilidad en el régimen pueden ser, por ejemplo, actores con conflictos de interés –para proteger sus modelos de negocio e inversiones–, o actores que promueven y/o consumen la tecnología existente por sobre la nueva tecnología (Liebowitz y Margolis, 1995). Para Geels (2011), la estabilidad del régimen es, en efecto, el resultado de la resistencia activa de los actores en ejercicio.

Las críticas a la perspectiva multinivel han estado ligadas, entre otras cosas, a una subestimación de agencias, instituciones y actores, y a una conceptualización del cambio en el régimen como un proceso unilateralmente homogéneo en el que la acción racional y las diferencias de contexto no se toman en cuenta. Geels y Schot (2007) cuestionan los niveles analíticos que enfatizan el rol de los nichos tecnológicos como agentes de cambio en el régimen, así como el alcance de su aplicación empírica. Por ejemplo, el régimen de la energía puede ser estudiado a nivel de todo el sistema, que incluye la producción, distribución y consumo de energía; o simplemente el nivel de los factores de entrada de energía –lo que definimos como matriz–. Por lo tanto, puede ser un desafío definir una transición a un nuevo régimen cuando lo que puede verse como un cambio de régimen en una perspectiva puede verse como innovación incremental en otra. Es decir, el término régimen puede verse como un concepto analítico que puede utilizarse en diferentes grados. Por ello, los críticos que se ocupan de la gestión de las transiciones sociotécnicas abogan más bien por una mayor atención a la relación con la política y el poder. Por ejemplo, Geels (2011) reconoce la centralidad del desarrollo de nichos, pero apunta a la necesidad de observar la interacción entre varios regímenes, pues las sinergias pueden ser cruciales para el surgimiento de uno nuevo. Es por ello que en una primera parte de este estudio se discutirá la interacción entre regímenes globales que se disputan el cambio energético.

Otro punto débil de estos análisis ha sido su marcada inclinación por la puesta en marcha de modelos de la economía de la innovación, los cuales priorizan la lógica mercantil y en donde aplicaciones tecnológicas como la GDER dependen exclusivamente de su rentabilidad frente a la competencia (Garrido, 2019). Como alternativa, autores como Seyfang y Smith (2007) exploran soluciones *bottom-up* como las innovaciones sociales desarrolladas a nivel comunitario, las cuales ostentan una menor aversión al riesgo. Es en el marco de estas experiencias, al que los autores denominan como *grassroots innovation*, que las tecnologías son co-construidas por *multi-stakeholders* en nichos locales, con reglas e incentivos que difieren a las impuestas por los mercados. En relación a esto, hacia el final de esta investigación, se dirigirá la atención a las provincias, empresas públicas y cooperativas eléctricas, fundamentalmente porque son quienes poseen el control sobre las redes de distribución, aspecto clave para la expansión de la tecnología de GDER. En particular, la perspectiva multinivel se utilizará para estudiar la interacción de estos exponentes a través de los diferentes niveles, buscando comprender cómo reaccionan a la presión de reestructuración.

Los nichos pueden ser iniciados por instituciones dentro de las cuales se han desarrollado innovaciones técnicas, pero también por gobiernos o grandes empresas que inician grandes proyectos tecnológicos nacionales. En términos físicos, los nichos sociotécnicos consisten en programas piloto o experimentos de aplicación. Con su ayuda, los actores involucrados pueden probar, mejorar y desarrollar aún más la funcionalidad, las condiciones de aplicación y los requisitos de uso de la innovación técnica en un contexto de aplicación social real. Además, las reglas y redes sociales pueden desarrollarse dentro del nicho, por ejemplo, con usuarios, organismos reguladores u otros grupos sociales que permitan y apoyen el uso y la difusión de las nuevas tecnologías. Por último, pero no menos importante, los ajustes institucionales pueden iniciarse en el marco del desarrollo de nichos.

En líneas generales, el propósito de este marco teórico es salvar la distinción en las ciencias sociales entre teorías materialistas –precios, capital, inversión, recursos y competencia– y teorías idealistas –interpretaciones, visiones y debates–, vertientes que colocan a los actores en una forma de racionalidad limitada. Tal como afirma Raffestin (1993), es necesario poner un mayor énfasis en la racionalidad y en la geografía del poder para estudiar la interacción entre las instituciones y su patrón de acción. Bajo estas premisas, la transición contemporánea emerge como una cuestión de qué futuros geográficos se crearán y qué impactos tendrán estos en la organización política-espacial de la sociedad y las economías locales, regionales y globales (Bridge et al., 2013). En particular, consideramos que la descentralización de la generación eléctrica a través de la GDER, representa una dinámica fundamental con implicaciones sustanciales para la construcción de un nuevo régimen posfósil.

Metodología

Esta investigación supone una aproximación de carácter exploratorio y analítico, cuya metodología es cualitativa y cuantitativa. La metodología cuantitativa está dada por el uso de datos duros y la construcción de variables servidas de la producción estadística de instituciones globales –IEA, IRENA, BNEF, PNUMA, IPCC, Banco Mundial–, regionales –OLADE, CEPAL– y nacionales –Ministerios, Institutos de estadísticas, CAMMESA–. Para el análisis de estos datos se emplearon herramientas de estadística y análisis espacial, en particular, se ha trabajado con las funcionalidades de geoprocésamiento –carga, representación y tratamiento de datos geográficos– de los softwares ArcGIS, desarrollado por el Environmental Systems Research Institute (ESRI), y QGIS Geographic Information System. Por su parte, el análisis de carácter cualitativo se propuso realizar un aporte teórico a la teoría sociotécnica y a las perspectivas más tradicionales de la teoría geográfica. Para ello, parte de la propuesta de una estructura analítica de coherencia teórico metodológica en la cual la investigación en su totalidad responde a interrogantes centrales del objeto de estudio, a saber: ¿Cómo se relacionan el capitalismo y la energía fósil? ¿Cuáles son los sentidos políticos que los actores construyen para la transición hacia un capitalismo posfósil? ¿Hay un modelo predominante en Argentina? ¿Cuáles son las posibilidades de la GDER de salir de su nicho? Los hallazgos en torno a estos interrogantes son, en rigor, los aportes hacia el objetivo de caracterizar nuestra coyuntura como una transición hacia nuevos regímenes socio-energéticos.

A lo largo de la investigación se da cuenta de la dinámica multidimensional y multiescalar que asume la disputa por la transición, el cual tiene lugar en el marco de un entramado complejo donde se encuentran involucrados actores sociales, económicos y políticos, actores estatales locales, regionales y/o provinciales y poderes globales. Se hace especial énfasis en las diferentes características regionales y territoriales ligadas a las dinámicas energéticas, por ello la pertinencia a una perspectiva multinivel de las acciones, intervenciones y propuestas. Por su parte, la complejidad de este estudio está dada no solo porque la problemática en sí misma presenta diversas aristas y sustratos sujetos a un futuro análisis, sino también porque en torno a ella giran, como en un sistema radial, otros núcleos problemáticos, como puede ser el ascenso en la cadena de valor de la industria energética, cuya articulación no siempre tendrá, lógicamente, la misma relevancia. El abordaje está fundamentado por el proceso inductivo –explorar, describir, generar propuestas teóricas– a partir de la crítica bibliográfica y la interpretación documental de informes del sector privado y de entidades públicas: documentos oficiales, disposiciones legales, estadísticas, declaraciones públicas de funcionarios, entrevistas a informantes claves, etc. Habida cuenta de que “todo trabajo de investigación se inscribe

dentro de una opción epistemológica y esto implica una decisión no solo teórica, sino también político-ideológica” (Escolar, 2000: 180), cabe hacer explícita la decisión de recuperar aquí un “perspectivismo latinoamericano” (Rama, 1984) en la producción de teorías y análisis académico.

Para la ubicación teórico-conceptual de los casos de Santa Fe y San Juan, seguimos las declaraciones de Hughes (1987), según las cuales los sistemas nacionales a gran escala pueden dividirse en cualquier número de subsistemas por razones analíticas. Debido a que un sistema sociotécnico suele tener características diseñadas para sobrevivir en un tiempo y lugar determinados, sus arreglos de componentes sociales y técnicos difieren considerablemente. Por lo tanto, esta adaptación al medio crea un estilo específico que debe ser entendido. Para la indagación se utilizaron técnicas cualitativas de investigación propias del método etnográfico (Guber, 2001). La elección de esta metodología se debe a que, como afirman Taylor y Bogdan (1984), la profundidad que alcanza la producción de conocimiento a través de un estudio de caso permite verificar la pertinencia o no de los supuestos teóricos con los que se ha decidido abordar la realidad social estudiada. Esto significa, la confirmación, el desarrollo y la producción, en la medida de lo posible, de conocimiento teórico. El análisis supuso la realización de entrevistas semi-estructuradas, totalizando un conjunto de trece encuentros con actores clave –seis para el caso de San Juan y siete para Santa Fe–, los cuales fueron acompañados de lecturas de fuentes periodísticas, reconstrucción de indicadores económicos locales, documentos institucionales y públicos, entre otros.

A modo de resumen, el enfoque de investigación propuesto reconoce múltiples abordajes y niveles de análisis: (1) un abordaje integral que contemple las diferentes dimensiones de la transición energética, sus niveles, escalas y geografías; (2) un abordaje comparativo, que coloque el acento en las tensiones, diálogos y conflictos entre las agendas de los países del Norte global y los países del Sur, así como las diferentes trayectorias de la GDER al interior de la región sudamericana; (3) un abordaje dinámico y multiescalar, esto es, el estudio de casos no sólo en su lógica constitutiva individual interna sino en su dinámica de inter-relacionamiento, en el marco de un proyecto global de transición, dentro de una región dada y con un contexto mundial de crisis energética como el actual; y (4) un abordaje complejo, es decir, que problematiza la cuestión de la transición energética como una construcción política, económica e intelectual, la cual tiene lugar en el marco de un proceso histórico, conflictivo y multisituado.

Organización de la tesis

El texto se organiza en tres partes y nueve capítulos, concluyendo con las reflexiones finales:

La Parte I hace referencia a la dimensión global de la problemática energética y la necesidad de una concepción social de la transición. Se inicia con el Capítulo 1, titulado “Hacia una definición del régimen capitalista fósil”, que consiste en una revisión histórica que busca deconstruir el concepto de energía y revelar los intereses y el sesgo ideológico que carga. Parte de los modelos energéticos precapitalistas hacia la conformación del régimen capitalista fósil, a través de observar tres procesos medulares: centralización, concentración y mercantilización. Comenzar el análisis con este recorrido se debe a la necesidad de abordar la problemática energética actual desde sus raíces, con sus causas, en lugar de sus consecuencias. Su función principal es caracterizar los combustibles fósiles y el

capitalismo global como co-determinantes y enfatizar el papel significativo que juega la energía en la totalidad de las relaciones sociales, ecológicas y económicas.

El Capítulo 2, titulado “Acumulación por desfosilización ¿en las vísperas de un nuevo régimen energético?”, se propone caracterizar la problemática energética contemporánea que se erige del entrelazamiento del agotamiento de los recursos fósiles y la aceleración del cambio climático, y analizar las incipientes salidas que se tejen en relación a las energías fósiles no convencionales y las energías renovables. Examinando las principales dinámicas a través de la lente del capitalismo fósil, plantea una discusión en torno al tipo particular de acumulación de capital que se instala en el período actual y propone la categoría acumulación por desfosilización para describir las principales estrategias corporativas que auguran el ascenso de un nuevo régimen energético posfósil.

El Capítulo 3, titulado “La transición energética global en disputa”, aborda cómo los procesos de desfosilización y la transición hacia energías renovables, lejos de tratarse de una cuestión técnica o tecnológica, refleja múltiples propuestas y modelos de generación, gestión y consumo de la energía, los cuales cruzan transversalmente todas las políticas de desarrollo. A partir de identificar una transición promovida desde arriba –corporativa– y otra desde abajo –popular–, así como de analizar el desarrollo específico de la GDER en los países más avanzados, el estudio indaga entre las diferentes trayectorias y las condiciones geográficas de las cuales emergen, con el objetivo final de comprender qué tipos de institucionalidades ponderan las transformaciones energéticas y de qué manera.

El Capítulo 4, titulado “El sistema eléctrico argentino del siglo XX. Entre la concentración estatal y privada”, inaugura la Parte II de la tesis, que hace referencia a la dimensión nacional. Este busca caracterizar las transiciones en el sistema eléctrico argentino a partir de analizar la política energética y la evolución histórica de la red en el siglo XX. Para ello, aborda transversalmente los aspectos políticos, económicos, institucionales y de propiedad, junto con las transformaciones territoriales y de composición de la matriz, enfatizando en dos procesos paralelos descritos en la primera parte: la tendencia hacia la concentración política y la centralización espacial de la energía. Como ya fuera señalado por Milton Santos, analizar este fenómeno permite abordar la infraestructura energética como parte integral del territorio, “un elemento de su constitución y de su transformación” (Santos, 2000: 27)

El Capítulo 5, titulado “El sistema energético argentino del siglo XXI ¿Diversificación o refosilización?”, continúa la línea del capítulo anterior pero centrado en las políticas públicas para la expansión y diversificación de la matriz a partir de las energías renovables en los últimos años. La periodización utilizada corresponde a los mandatos de los gobiernos de Néstor Kirchner y Cristina Fernández (2003-2015), por un lado, y de Mauricio Macri (2015-2019), por el otro. Esta apunta a identificar cómo los cambios institucionales en los periodos presidenciales, aunque atravesados bajo el mismo régimen neoliberal, impactaron sobre el contexto de implementación de las políticas hacia las energías renovables.

El Capítulo 6, titulado “El programa RenovAr y la financiarización de la energía” hace foco en la reciente expansión del mercado renovable (2016-2019), partiendo de reconocer en este período un proceso de profundización de la dinámica corporativa. Indaga en los factores determinantes que explican tanto la alta receptividad del programa RenovAr, como su desempeño posterior en relación a los objetivos de diversificación y promoción industrial.

La Parte III corresponde a las experiencias de cambio socio-energético, lo que engloba la dimensión subnacional, fundamentalmente. Inicia con el Capítulo 7, titulado “La generación distribuida de energía renovable en Sudamérica”. Aquí se analiza el avance del GDER en la región Cono Sur, conformada por Argentina, Chile y Uruguay. Evalúa el tipo de descentralización que estas nuevas energías promovieron, centrándose en las condiciones del sector, los avances legislativos, las políticas públicas, las estrategias de mercado y el amplio grupo de iniciativas sociales –cooperativas, municipal, inversión privada local, autoconsumo, etc.–. Hacia el final, se realiza un análisis más detallado de los alcances y las limitaciones de las provincias, empresas públicas y cooperativas, para potenciar la GDER en Argentina y traccionar una transición justa.

Por último, se presentan los dos casos de estudio:

El Capítulo 8, titulado “Desarrollo fotovoltaico en San Juan ¿una oportunidad para la transición energética?”, es el resultado de un trabajo en territorio sanjuanino, donde se entrevistaron funcionarios públicos, autoridades de empresas e investigadores. Allí se ponen a prueba los argumentos establecidos en el Capítulo 7, examinando los roles de los distintos actores provinciales que operan sobre la cuestión energética local y la potencialidad público-social para alterar las condiciones históricas que la afectan.

En esta misma línea, el Capítulo 9, titulado “Transición energética en Santa Fe ¿provincia promotora o transformadora?”, analiza el rol del Estado provincial, la empresa pública y las cooperativas eléctricas para transformar el sistema energético regional. Se pregunta por los alcances de las políticas energéticas estatales desplegadas en el último tiempo, y si existen opciones políticas y económicamente viables para que las cooperativas incorporen de manera decidida generación renovable bajo su gestión.

En las reflexiones finales, se retoman las principales ideas desarrolladas a lo largo de la investigación y se hace una síntesis sobre los objetivos alcanzados y los desafíos pendientes.

PARTE I: Inestabilidad del régimen energético global

“Lo primero que hay que hacer para salir del pozo es dejar de cavar”

Proverbio chino

1. Capítulo 1: Hacia una definición del régimen capitalista fósil

La energía tiene una larga tradición en ciencias como la física o la ingeniería, e incluso en las ciencias económicas, ya que es considerada un bien intermedio para satisfacer necesidades en la producción de bienes y servicios. La conceptualización más difundida está dada por las ciencias exactas, que la define como la "capacidad para hacer un trabajo", no obstante, estudios recientes desde las ciencias sociales –y la geografía en particular– se han expandido para considerar simultáneamente el trabajo político, económico, tecnológico y cultural. Tal como lo hemos descrito desde un principio, la energía es, por sobre todas las cosas, un hecho social, un objeto de poder y por lo tanto de conflicto; así como un proceso con implicancias ambientales locales y de escala global (Fernández Durán y González Reyes, 2015).

Los estudios sobre transiciones sociotécnicas tienden a movilizar metáforas geográficas –nicho, régimen y paisaje– para proporcionar una descripción contextual del cambio tecnológico y comprender las innovaciones en los sistemas sociales a lo largo del tiempo. Si bien este enfoque ha contribuido en gran medida a comprender cómo pueden ocurrir las transiciones energéticas, sus principales preocupaciones son el desarrollo de un proceso temporal y la identificación de factores que hacen que algunos nichos evolucionen o se incorporen a regímenes mientras que otros no (Geels, 2011). En efecto, estas preocupaciones han tendido a circunscribir cualquier atención formal al espacio y sus relaciones de poder. Para el sociólogo Lewis Mumford (1977), desde el ascenso de la era industrial, la generación, transformación y transporte de la energía se ha caracterizado por una tendencia hacia el aumento de escala, y hacia la centralización geográfica y concentración política. En este sentido, existen buenas razones para pensar las transiciones energéticas en términos de una *geografía del poder* (Raffestin, 1993), principalmente porque los sistemas de energía se constituyen espacialmente (Bridge et al., 2013), y porque los resultados de las políticas reflejan la importancia subyacente del poder en el estudio de las transiciones (Brisbois, 2019).

De acuerdo con el historiador y economista político Jason Moore (2013), la historiografía y los debates en torno a transiciones sociotécnicas como la del feudalismo al capitalismo carecieron de un abordaje de las relaciones de la humanidad con el resto de la naturaleza como centro del análisis. La gran excepción fue Immanuel Wallerstein (1974: 44), quien vio la crisis feudal como una *coyuntura socio-física* que alumbró el camino hacia una perspectiva unificada sobre el capitalismo que Moore denominó *ecología-mundo*, el cual entrelaza “la acumulación de capital, la búsqueda del poder y la producción de la naturaleza en una unidad dialéctica” (Moore, 2013: 12). En esta misma línea, el geógrafo Matthew Huber (2008: 105) afirma que la energía es uno de los "principales puntos ciegos en el pensamiento marxista", y también propone una concepción dialéctica de la energía como parte de los procesos sociales dinámicos y las relaciones de poder. Demuestra que la transición desde una energía más de tipo biológica –predominante en la era precapitalista– hacia la explotación fósil post Revolución Industrial, coincidió con la capitalización de las relaciones sociales principales. Es así que, en los últimos 200 años, el combustible fósil –o lo que el historiador Alfred Crosby (2006: 59) llamó la "luz del sol fosilizada"– alimentaron el mayor crecimiento económico, demográfico y material de la historia, permitiendo por primera vez que “las fuerzas energéticas centrales de producción fueran independientes de lo que Marx llamó 'poder humano'" (Huber, 2008: 109).

En un mundo donde la producción y el consumo de formas de energía dominantes como los combustibles fósiles están en el epicentro de la geopolítica y tienen consecuencias cada vez más catastróficas, desde la amenaza constante del cambio climático global hasta la miríada de derrames de petróleo en la última década, comprender los mecanismos que mantienen estas relaciones es cada vez más pertinente. Si hoy estamos frente a un régimen capitalista fósil, pues ¿cuáles son sus rasgos fundamentales? ¿Qué relación tiene la energía con el poder? Más precisamente, ¿qué rol cumple la energía fósil en la reproducción del sistema capitalista? ¿Cuáles son aquellas contradicciones que anuncian un cambio de régimen?

A continuación, nos proponemos realizar un repaso sobre los rasgos esenciales de los diversos regímenes energéticos, con el objetivo de comprender cómo la reconfiguración de los patrones espacio-temporales de la actividad económica y social ha estado atravesada por la energía en sus diferentes formas y dimensiones, y viceversa. Nos enfocaremos en los procesos de centralización, concentración y mercantilización para deconstruir el concepto de energía y revelar los intereses y el sesgo ideológico que carga, para finalmente contribuir con una definición más clara de lo que significa la existencia de un régimen capitalista fósil. En línea con la teoría sociotécnica, este nivel análisis nos permitirá advertir qué hay detrás del patrón de acción de los actores que reproducen los elementos del sistema, lo que incluye tanto estructuras tangibles como intangibles y subyacentes.

A modo de estructurar el capítulo, los regímenes energéticos serán abordados en dos apartados independientes: por un lado, veremos la evolución desde los sistemas descentralizados precapitalistas hasta la conformación de los primeros modelos industriales centralizados basados en el consumo del carbón; por otro, nos enfocaremos en el último siglo, en la conformación del actual sistema capitalista-financiero sostenido por el petróleo, el cual se destaca por los procesos no solo de centralización, sino fundamentalmente de concentración y financiarización. Este acto de periodización naturalmente distorsiona la interpretación de los eventos, lo que no es menor en este caso, ya que transitar la era fósil requiere recorrer vastos espacios geográficos y tiempos históricos prolongados⁷. Aun así, su función consiste en evitar un análisis de la problemática energética contemporánea que comience con las consecuencias, en lugar de las relaciones causales constitutivas, lo que puede desempeñar un papel importante en la identificación de aspectos clave de las transiciones energéticas pasadas y futuras. La argumentación se apoya en teorías como la *biopolítica* de Michel Foucault, la *entropía* de Nicholas Georgescu-Roegen, los *sistemas técnicos* de Milton Santos, el *metabolismo social* de Fischer-Kowalski y la *geografía del poder* de Claude Raffestin; además de una gran variedad de datos históricos y estadísticos provistos por numerosos autores, pero que pueden encontrarse resumidos en la obra de Fernández Durán y González Reyes (2015) *En la Espiral de la Energía*⁸.

⁷ Por ejemplo, en la búsqueda de una teoría unificada del capitalismo como ecología-mundo, Moore (2013) caracteriza la Revolución Industrial como un punto de inflexión dentro de un proceso histórico más grande que se remonta a varios siglos atrás.

⁸ En el desarrollo de este análisis optamos por citar la fuente original utilizada por Fernández Durán y González Reyes (2015), mientras que en los casos en que la cita sea información provista exclusivamente por los autores, serán referidos a los mismos.

1.1 Del origen distribuido a la centralización capitalista-industrial

Siguiendo al economista ecológico Joan Martínez Alier (1998), la energía puede ser clasificada en dos grandes categorías según su origen: la *endosomática*, que es la energía interna utilizada por el ser humano –cuyo origen es la alimentación (y en última instancia, la radiación solar)–, y la *exosomática*, que es externa al cuerpo humano. Aunque el ser humano requiere de aproximadamente 1.600 calorías (kcal) por día para permanecer vivo (Debeir et al., 1991), sus consumos han ido evolucionando muy por encima de este valor, rebasando sus necesidades biológicas y alterando de manera decisiva su comportamiento y el entorno que lo rodea. De hecho, el aprovechamiento y la gestión de esta energía exosomática, junto con el lenguaje, han sido para Raffestin (1993) los elementos cruciales que nos permiten hablar de humanidad. En esta línea, el científico y analista político Vaclav Smil (2017) sostiene que todos los procesos naturales y todas las acciones humanas son, en el sentido físico más fundamental, transformaciones de energía. Estas han sido mediadas por sistemas técnicos que posibilitaron la organización social y su complejización, pero cuyas evoluciones no se han dado de manera homogénea alrededor del globo. Para Santos (2000), los sistemas técnicos forman una situación particular en un lugar dado, permitiendo entender cómo se realizan las acciones humanas en ese instante.

Si nos remitimos a los sistemas energéticos precapitalistas, los autores Fernández Durán y González Reyes (2015) distinguen tres grandes períodos históricos que se caracterizan por un régimen más bien descentralizado o local: (1) el forrajero, (2) el agrario y (3) el uso de trabajo animal y humano forzado. El modelo metabólico forrajero fue el más extendido en el tiempo, cuyas características se asocian a niveles de apropiación y transformación mínimos, y casi nula circulación de materiales y energía. Los intercambios de energía estuvieron asociados al trabajo humano y al uso del fuego, al que se sumaban herramientas elementales. Por su parte, el desarrollo de la agricultura se configura como la primera revolución energética y el inicio de una nueva edad geológica: el Holoceno.

Ya desde los tiempos antiguos, las condiciones de los suelos para la producción agrícola ocuparon un rol central, configurando ciertos patrones espaciales y demográficos. Por ejemplo, los suelos europeos a lo largo del tiempo fueron mayormente aprovechados para el cultivo de trigo, mientras que en Asia oriental se extendió el arroz, que necesita más mano de obra para conseguir la misma cantidad en energía calórica que el trigo (McNeill y McNeill, 2010). A diferencia del mundo animal, donde los ajustes poblacionales ocurren de manera espontánea, las sociedades humanas buscan intervenir directamente en los flujos naturales y espaciales para controlar y administrar sus energías, impulsando políticas de natalidad y migración. Un caso ejemplificador es el aprovechamiento de la mano infantil en los trabajos agrícolas, por lo que una familia amplia era una forma de conseguir energía en forma humana, sin grandes inversiones energéticas previas más allá de la alimentación. Para Fernández Durán y González Reyes (2015), esto explica parcialmente porque en Asia predominó, hasta no hace mucho tiempo, una población densa, mayormente rural, mientras que Europa hace siglos consolidó una estructura controlada, fundamentalmente urbana. Incluso, para los autores, el poder del campesinado en China explica, en cierta forma, el retraso del capitalismo en la región. Estas aseveraciones nos remiten indefectiblemente al concepto de *biopoder* desarrollado por Foucault (1976), y a la *biopolítica* de la población, que tendría su mayor expresión en los Estados territoriales, imbuido en los mecanismos de la vida: nacimiento, morbilidad, mortalidad, longevidad.

Para entonces, los modos de vida sedentarios se amoldaban en mayor o menor medida al entorno, evitando la degradación de su territorio, pues dependían de él para subsistir. La economía tenía como

eje central la tierra, es decir, acumular materia y energía, mientras que el aumento de la disponibilidad energética se traducía en forma de trabajo, a través del aumento de la población o la domesticación de animales. Así nacieron también las ideas primigenias de propiedad y de dominación de la naturaleza. Antes, la vida nómada fluctuaba con los cambios estacionales, por lo que la propiedad remitía sólo a lo que cada persona cargaba consigo –atuendos, herramientas, armas, etc.–. Con la agricultura, la posesión adoptaba un carácter más de tipo comunal, que, con el tiempo, cuando se empiezan a tejer las primeras relaciones de poder, iría mutando hacia propiedades privadas individuales más concentradas, y una explotación más intensiva y extensiva (Rifkin, 2011). Asimismo, el aprovechamiento de los ríos mediante molinos en la época del Imperio Romano, o de los vientos recién en el Siglo XI (Smil, 1994; Lorenzo, 2006), tendieron a reemplazar de forma parcial el trabajo humano y animal, maximizando las inversiones energéticas; también lo hicieron las innovaciones técnicas del arado de rueda y la rotación trienal de cultivos. Pero la ecuación energética precapitalista no se completa si no es con la apropiación de seres humanos y de su fuerza de trabajo: la esclavitud funcionó durante miles de años como una enorme fuente de energía a disposición de las relaciones de poder.

Aunque por entonces las relaciones sociales y de intercambio se encontraban espacialmente más acotadas, condicionado por los sistemas técnicos y la energía disponible para el transporte, el comercio a larga distancia en la Edad Media fue clave para extender los intercambios de las ciudades más allá de sus murallas, instalando una tendencia a la ampliación del comercio que no tendría retorno en los siglos siguientes (Arroyo, 2004). La domesticación de animales supuso el primer incremento de la velocidad humana sobre el territorio, aunque resultaba muy ineficiente: el transporte en carreta tirado por caballos, medio exclusivo en Europa, duplicaba su costo luego de los 50 km en la época de dominio romano; mientras que el rendimiento del camello en largas distancias era bastante más superior (Debeir et al., 1991). Por su parte, el aprovechamiento de la energía eólica con los barcos a vela supuso una revolución para el comercio regional e intercontinental, incrementando los costos en una pequeña fracción –apenas un 25%– para travesías de larga distancia (Lorenzo, 2006).

Hasta aquí, es claro que los recursos energéticos han sido constituyentes de relaciones comerciales y de poder, formando el núcleo de múltiples estrategias de organización, junto a técnicas que están permanentemente en evolución, perfeccionándose en pos de una mayor captación de energía y mayor tasa de ganancia. No obstante, este repaso da cuenta que su origen, lejos del sentido que predomina en la actualidad, es descentralizado. El abastecimiento de comunidades se ha dado milenariamente de manera local y en forma interrelacionada con su entorno directo. Solo el diseño de patrones socio-espaciales más complejos requirió de entramados socio-energéticos más complejos. En línea con el enfoque sistémico, este análisis va más allá del artefacto técnico y su contexto social, se centra en el sistema sociotécnico más amplio, en los que varios componentes técnicos y sociales están vinculados de una manera mucho más compleja.

Siguiendo la evolución de los regímenes precapitalistas, indudablemente el gran salto energético y paradigmático se circunscribe a un evento particular: la conquista de América supuso un incremento exponencial de la energía en todas sus formas –humana, animal, biomásica, mineral, entre otras–, en un momento donde el crecimiento demográfico y urbano europeo se encontraban presionando de sobremanera sus recursos boscosos, explotándolos a un ritmo superior al de su tasa de crecimiento (Heinberg, 2006). Este hito que Marx denominó *acumulación originaria*, constituyó una respuesta directa a la incipiente necesidad de aumentar el metabolismo de las economías europeas, dando comienzo a la *modernidad* como sistema de valores, y junto a él, al *capitalismo* como sistema

económico y el *progreso* como promesa de emancipación de toda la humanidad. En este sentido, para Moore (2013), la conquista del Nuevo Mundo no era simplemente una consecuencia del nexo mercantil-colonial, sino constitutiva del ascenso del propio capitalismo. Así como la producción de arroz en Asia oriental requería mayor mano de obra, el trigo europeo requería de más hectáreas, por lo que encontró en América un terreno vasto y fértil. En palabras de Fernández Durán y González Reyes (2015: 165), lo que Asia solucionaba con crecimiento demográfico, Europa lo hizo con “la expansión ultramarina”.

Al interior de las fronteras europeas, el incipiente capitalismo avanzó sobre su población despojándolos de sus medios de producción, e impulsando una creciente especialización social y concentración de la riqueza (Blanco, 2015). Los cercamientos de las tierras productivas dieron origen a la propiedad inmobiliaria para la compra y venta de tierras, que, junto a la apropiación de la fuerza de trabajo, consolidaron un sistema sumamente eficiente que expropió la energía societal y de la biosfera, y lo convirtió en plusvalía para los poseedores de los medios de producción. Por fuera del continente europeo se inauguró lo que Wallerstein (2010) denomina el *Sistema-Mundo*. Este es una unidad económica que engloba los múltiples Estados y sus sistemas culturales, que lejos de promover la uniformidad espacial, consolidó una fuerte división entre territorios centrales y periféricos, lo que Raffestin (1993) nombró como la *plusvalía espacio-temporal*: espacial en cuanto a que ciertos lugares ejercen poder imponiendo su centralidad en la circulación de flujos materiales e inmateriales; y temporal porque fuerza a utilizarlos por plazos cada vez mayores.

Así, grandes urbes como las capitales, más allá de su carga demográfica, se jerarquizaron sobre otras ciudades y regiones por su rasgo político y económico, imponiendo su perspectiva de la estructura espacio-temporal a partir de la construcción de puertos y vías comerciales. Esto permitió al capitalista moverse por un territorio mayor que el del Estado (Wallerstein, 2010), incorporando a América y África, y avanzando en un brutal proceso de esclavización y servidumbre, desposesión de tierras y apropiación de recursos naturales. La expansión ultramarina acentuó la importancia de la movilidad y la circulación de materiales, incorporándose al mismo proceso de producción (Harvey, 2014); al tiempo que reforzó los controles a través del establecimiento de lazos permanentes entre los lugares por medio de redes, los cuales aseguraban la eficiencia y la velocidad de los flujos (Blanco, 2009).

Sin embargo, el capitalismo no será tal hasta cuatro siglos más tarde, cuando se produzca el segundo gran salto energético: la transición hacia energías fósiles motorizaría la Revolución Industrial (1760-1840) –o a la inversa– y consolidaría definitivamente al sistema capitalista como modelo de reproducción, y junto a ello, el ascenso de la hegemonía británica y las grandes “centralidades” contemporáneas (Moore, 2013)⁹. Aunque gran parte de la vida social del siglo XIX seguía dependiendo fuertemente de sistemas aislados de energía, y del consumo de recursos biológicos locales como la leña, con los años los servicios centralizados y los combustibles fósiles irían ganando terreno. Sus ventajas energéticas resultaron insoslayables: gran abundancia, bajo costo de extracción, fácilmente transportables y almacenables, pero, sobre todo, alta densidad energética y poder calórico.

⁹ La correlación entre los combustibles fósiles y la Revolución Industrial, dilema análogo a la expresión “¿Qué fue primero?”, es aún fuente de debate –véase Szeman et al. (2016), Huber (2008) y Altvater (2017)–. Aunque no es objetivo de este capítulo dar esta discusión, y evitando cualquier sesgo de “determinismo energético”, no desconocemos la intrínseca interdependencia entre ambos, por ello la búsqueda de caracterizar el paradigma actual como “capitalismo fósil”.

La utilización de energía fósil transformó los patrones de espacio y lugar. La ubicación de la industria dejó de depender únicamente de la disponibilidad local de recursos energéticos (Altvater, 2017). Con ellos, la sociedad humana generó un gran flujo ininterrumpido de energía, cuyo proceso de metabolización energética se distanció de las épocas previas, cuando una misma persona participaba de la apropiación, transformación, circulación, consumo y excreción (Fischer-Kowalski et al., 2007). La “emancipación” de los ritmos solares –esto es, soslayar que la energía está limitada por las leyes de la entropía–, permitió un incremento altísimo de la productividad industrial –transformación–, lo que conllevó una mayor circulación y consumo, con todas las ganancias concentradas en un grupo menor de personas –apropiación–, así como un cambio en la cantidad y calidad de los residuos producidos –excreción–. Esto último es así ya que, de acuerdo con la teoría de Georgescu-Roegen (1989), cuanto más elevado es el grado de desarrollo económico, más acelerado es la emisión de desperdicios sin valor –alta entropía–, así como el agotamiento de recursos valiosos –baja entropía–.

Entre las múltiples estrategias empleadas por el ser humano para conseguir energía –fuego, recolección, caza, agricultura, domesticación animal, esclavitud, energías renovables como eólica e hidráulica–, los combustibles fósiles lograron multiplicar tres veces la disponibilidad energética en el siglo XVIII (González de Molina y Toledo, 2011) y cinco en el siglo XIX (Christian, 2005). El carbón no sería el único cambio técnico en el plano energético: la invención de la turbina también aumentó notablemente la eficiencia de los molinos de agua (Smil, 1994); el transporte terrestre, que hasta entonces estaba limitado a los animales de tiro –los cuales consumían más energía de la que arrastraban (Fischer-Kowalski et al., 2007)–, se vieron opacados frente al lanzamiento del ferrocarril y del barco de vapor. La revolución del carbón fue total.

La capacidad y naturaleza del ser humano de apropiarse de cada vez más energía exosomática implicó, además de un cambio biológico, un poder político. Una mayor disponibilidad de energía permitió y requirió de sistemas sociales más complejos. El ascenso de nuevos Estados territoriales supuso la reorganización de las redes existentes y la potenciación de los lugares centrales como las capitales, cuyo dominio territorial requirieron de ingentes consumos de energía. Para Fernández Durán y González Reyes (2015), la sustitución de fuentes de energía libre y renovable por fuentes de energía no renovable significó que la energía se volvió menos accesible. Los seres humanos dejaron de captar y utilizar los flujos de energía biológicos para convertirse en consumidores de energía suministrada en diferentes formas, por instituciones que se apropiaron de las fuentes. Es decir, los combustibles fósiles, lejos de suponer una liberación humana, permitieron una mayor apropiación del trabajo ajeno, que además multiplicó su productividad. “Otorgó poderes ilimitados a las organizaciones jerárquicas, coercitivas y centralizadas, que desbordaron el aparato estatal” (Fernández Durán y González Reyes, 2015: 253). Así también, el espacio absoluto del *valor de uso* fue reemplazado por el espacio abstracto del *valor de cambio*, configurando “un espacio relativo marcado por los precios y la energía simbólica del dinero” (Raffestin, 1993: 37).

El carbón evolucionó precipitadamente desde inicios del siglo XIX, pasando de una participación del 10% del comercio energético mundial al 60% en 1913 (Podobnik, 2006). En paralelo, el crecimiento físico de la economía se multiplicó por 25, acompañado por una baja en los costes de transporte marítimo, fluvial y terrestre, que cayeron el 65%, el 80% y el 87% respectivamente (Bernstein, 2010). El nuevo metabolismo dejó de estar centrado en una concepción estacionaria y cíclica, y encaró un crecimiento infinito gracias a los combustibles fósiles, donde el capitalismo se sostuvo con la incorporación cada vez mayor de territorios dentro del Sistema-Mundo. Fue el comienzo de la “geopolítica”, esto es, la mundialización de los Estados y de sus ambiciones de conquista (Raffestin,

1993). Con ello, la geografía económica del poder también fue completamente reconfigurada, pues Marks (2002) argumenta que previo a la Revolución Industrial, China e India eran las superpotencias económicas mundiales; maestros de lo que él llama el "viejo régimen biológico".

Pese a que el carbón reemplazó a la energía humana en ciertas actividades, no constituyó la emancipación humana, como se suele plantear, sino que implicó una profundización del proceso de industrialización, con más horas de trabajo y más mano de obra¹⁰. El crecimiento demográfico sirvió exclusivamente a los intereses del capital como fuente de energía, aspecto que claramente destaca Raffestin (1993: 54) en su definición y función de los censos en el proceso de conformación del Estado capitalista: “¿qué es un censo? Es una información sobre una energía acumulada. Una energía que la organización estatal va a integrar a sus estrategias”. También están quienes, al contrario, refirieron al crecimiento de la masa societal como una real amenaza, hecho que se refleja en la obra de Malthus (1798) *Ensayo sobre el principio de la población*. Vale mencionar que este ascenso de la masa asalariada fue en paralelo a la desaparición de la esclavitud como relación formal desde mediados del siglo XIX. Quizá el caso más paradigmático de confrontación entre dos modelos energéticos se haya en la Guerra de Secesión (1861-1865) de Estados Unidos. Allí, el dominio del norte industrial, sustentado por la energía procedente del carbón –y más tarde del petróleo–, triunfó y se expandió sobre el sur, de fuerte economía agrícola basada en energía humana procedente de la esclavitud.

De esta manera, la relación entre el carbón, la colonización y la industrialización apunta al primer conjunto de conexiones entre los combustibles fósiles y el capitalismo. Hasta aquí, las lógicas de poder territorialista y capitalista del proceso de acumulación originaria se retroalimentaron, mostrando que no son incompatibles, sino todo lo contrario. Se instauraron las ideas y las prácticas del mercantilismo, que fue la transferencia de las políticas mercantil de la ciudad comercial hacia el Estado territorial, para la apropiación y el despojo de los recursos energéticos en los espacios coloniales (Arroyo, 2004). Sin embargo, el sistema capitalista iría observando como la finitud territorial y material de la acumulación originaria agotaban las posibilidades de un crecimiento perpetuo, dando paso a una nueva etapa que Harvey (2014) denominó la *acumulación por desposesión*. Para el Harvey, cuando las oportunidades de acumulación se debilitan, podemos esperar ver un profundo cambio de soluciones espaciales a temporales, lo que Moore (2013) llamó una *colonización del tiempo* a través de la introducción de nuevos actores -mercados- al sistema, incrementando los niveles de riqueza y capital en circulación.

Entonces, si la tierra fue el factor central en la era precapitalista y en el incipiente mundo industrial, la circulación de capital lo sería para el capitalismo fósil más maduro. En otros términos, en la lógica territorialista, el poder residía la energía susceptible de ser acumulada, en cambio, en la lógica capitalista, el poder es sinónimo de la capacidad de movilizar y reproducir la energía y el capital, quedando “en un plano más oculto”, pero no por ello menos violento (Fernández Durán y González Reyes, 2015: 244). Se inicia, así, un nuevo proceso de especialización de los territorios y la creación de mercados nacionales financiarizados que desembocaron en una *Gran Transformación* –como apunta Polanyi (1944)–, el cual acentuó la desigualdad energética Centro-Periferia. Los Estados centrales pasaron a acaparar el 95% del consumo de combustibles fósiles (Smil, 1994), mientras que

¹⁰ Esto remite a la paradoja planteada por Jevons (1865), en donde al aumentar la eficiencia de un bien o servicio se disminuye su consumo específico, pero tiene un efecto de incremento en el consumo total, lo que provoca un balance neto de incremento de uso másico de energía. De esta manera, se cuestiona la falacia del optimismo científico depositado en meros cambios técnicos.

los territorios periféricos se limitaron exclusivamente a actividades primarias y a desarrollar los sistemas de transporte de cara a su exportación, siendo el ferroviario la infraestructura emblemática de la expansión y el desarrollo capitalista en su tiempo.

1.3 La mercantilización y concentración del capitalismo-financiero

En el transcurso del tiempo, el ser humano se ha dedicado a incrementar su energía a través de centralizar su extracción, transporte y distribución, así como su consumo. Sin embargo, no fue hasta el siglo XVII, en particular a través de la obra del pensador William Petty, que la idea de *concentración* empezó a invadir el terreno conceptual occidental (Raffestin, 1993). Este hace referencia a la estructura y dinámica del capitalismo contemporáneo, caracterizada por la convergencia de la riqueza y el poder en un grupo cada vez más reducido de instituciones; así como a la opresión de las masas populares, la postergación de las regiones periféricas y la profundización de las externalidades ambientales negativas. Siguiendo a Moore (2013), desde 1450 comenzó una sucesión de movimientos de “productividad y saqueo”, uniendo la vasta apropiación de los dones de la naturaleza con una innovación técnica extraordinaria en la producción y el transporte. Cada nueva ola de capitalismo que seguía, dependía de los grandes movimientos de fronteras, del equivalente agrario a los “ajustes” espaciales y productivos de la acumulación de capital en las metrópolis. Estos movimientos de acumulación y apropiación por capitalización, juntos, constituían una revolución ecológica a escala global a través de la cual surgieron nuevas oportunidades de apropiación máxima. Estas revoluciones ecológico-mundiales comprendieron innovaciones tanto en la industria y las finanzas como en la agricultura y la extracción de materias primas.

Entonces, podemos sostener, hasta aquí, que la fuerza centralizadora y concentradora de la energía fósil es intrínseca al modo de producción capitalista; incluso, para el economista y sociólogo alemán Elman Altvater (2017), su densidad energética es uno de los factores responsables de la plusvalía del capital. El modelo de negocio concentrado establecido por las primeras compañías del carbón y el acero se transfirió, luego, a empresas como la Standard Oil Company que controlaban verticalmente toda la cadena de suministros, desde los yacimientos y oleoductos hasta las refinerías y las gasolineras (Rifkin, 2011). El mismo caso aplica para las automotrices que monopolizaron el mercado. No es casualidad que la industria de combustibles fósiles sea, para fines del siglo XX, la más concentrada entre todas las ramas comerciales –seguida por el sector de las telecomunicaciones y la distribución eléctrica– (Rifkin, 2014: 76).

El carbón, que hasta finales del siglo XIX suponía el 90% de la energía de origen fósil (Heinberg, 2007), sería superado rápidamente por el petróleo, sobre todo después de la II Guerra Mundial. De acuerdo con Fernández Durán y González Reyes (2015), aquí intervinieron dos factores claves: (1) la implantación del modelo agroindustrial, con la introducción de maquinaria, fertilizantes y pesticidas que consumen petróleo y gas natural; y (2) la explosión demográfica y urbana basada en el transporte motorizado. La tecnología de combustión interna dejaría atrás al carbón y la máquina de vapor, así como el poder del petróleo estadounidense socavaría la hegemonía carbonífera británica, controlando más del 60% de la extracción mundial de crudo en la posguerra. Las propiedades intrínsecas del petróleo, como su alta densidad energética, bajo costo de extracción, versatilidad para el transporte y el almacenamiento, se vieron potenciadas ante un contexto de importantes movilizaciones mineras y ferroviarias que supusieron conquistas salariales y en las condiciones de trabajo. Por el contrario, la

industria petrolera requería menos mano de obra –menor inversión energética– para extraer una mayor porción de energía. Además, la posibilidad de refinar el crudo creó una variedad de usos que permitieron a las empresas diversificar su mercado –por ejemplo, la industria petroquímica, que es aquella dedicada a obtener derivados químicos del petróleo y de los gases asociados–¹¹.

Vale mencionar, de todas formas, que las transiciones de energía tienden a expresarse en términos relativos en lugar de términos absolutos. El petróleo no fue la única fuente energética que creció en el siglo XX, igualmente lo hicieron el carbón, el gas natural, la energía nuclear y la hidráulica. La biomasa, cuyo su empleo es tan antiguo como la existencia humana, todavía es preponderante en algunas economías africanas, constituyendo hasta el 80 % de su energía primaria para calefacción y cocción (IEA, 2019)¹²; y más recientemente, se erige como una fuente moderna en países centrales y periféricos a partir del aprovechamiento de residuos agrícolas y pecuarios. En este sentido, no existe una única transición energética, sino varias transiciones consecutivas que pueden solaparse en el tiempo u ocurrir en paralelo. Así como ocurre dentro de los combustibles fósiles –del carbón al petróleo y al gas natural–, otra transición medular fue el avance de la energía eléctrica, independientemente de su fuente. La electrificación implicó un salto fundamental en la industrialización de bienes y servicios, sobre todo para la iluminación y la comunicación. De hecho, el petróleo, junto con la electricidad –la primera como fuente de energía, la segunda como vector energético–, son, de acuerdo con Mumford (1977), el núcleo del sistema energético contemporáneo, correspondiente a la fase que denomina como *neotécnica*¹³.

Siguiendo el recorrido de los sistemas energéticos hasta aquí, en los primeros días de la generación de electricidad, la generación distribuida era la regla, no la excepción. No obstante, los primeros sistemas de corriente continua dieron paso a los de corriente alterna, lo que posibilitó transportar la energía eléctrica en alta tensión y a grandes distancias, dando paso al levantamiento de las grandes redes interconexión nacional e internacional, habilitando también un fuerte incremento en la potencia de generación. La afirmación de estas tendencias se correspondió con un proceso fuerte proceso de deslocalización de la energía y una centralización aún más marcada que dispuso el bienestar de la vida moderna, dando riendas a la creación de *monopolios radicales* que fueron suprimiendo la diversidad de opciones tecnológicas y condicionando la autonomía social (Illich, 2012)¹⁴.

¹¹ De acuerdo con Magaz y Romero (2014), de los 159 litros contenidos en un barril de petróleo, un 76,5-82% se utiliza como combustible en el transporte, 10-12% como fuente de calor, 2-3% como asfaltos, 1% para lubricantes, y el 5-7,5% restante en la industria petroquímica para la manufactura de fibras, plásticos, detergentes, medicamentos, y un largo etcétera de más de 3.000 productos de uso cotidiano, entre los que se destacan los abonos y fertilizantes.

¹² Las largas distancias y las poblaciones dispersas han sido factores determinantes para el acceso a la energía en las regiones más pobres, fundamentalmente debido al alto costo marginal de conexión en comparación con el uso esperado. A su vez, las limitaciones económicas se han reflejado en la dificultad para pagar las tarifas y adquirir el equipamiento. Por su parte, la extensión de la red centralizada a menudo requiere un grado de poder político que es una barrera para las poblaciones rurales y urbanas desfavorecidas (Alstone et al., 2015). Para el Banco Mundial (2010), abordar el desafío del acceso universal a los servicios de energía modernos implica una combinación de soluciones de red y fuera de la red.

¹³ En su libro *Técnica y civilización* (1977), el reconocido intelectual Lewis Mumford creó un esquema evolutivo sobre el desarrollo histórico de la técnica moderna, dividido en tres fases: eotécnica (1000-1750), paleotécnica (1700-1900) y neotécnica (1850-...).

¹⁴ El pensador austriaco Iván Illich (2012) define los *monopolios radicales* como aquellos bienes y servicios que al principio eran una opción –como el automóvil– y terminan siendo una obligación, modificando las estructuras espaciales y sociales de las sociedades. En este caso, la electrificación implicó un salto fundamental en la

Bajo esta estructura, la población mundial creció de los 1.600 a 7.200 millones de habitantes en sólo un siglo; y la urbana del 12-15% a más del 50% (McNeill y McNeill, 2010). Un hecho indiscutible entre los estudios de historia de la energía es la relación positiva entre el nivel de ingresos y el consumo de energía. Independientemente del espacio y el tiempo, las economías de altos ingresos son las que más energía consumen per cápita y las sociedades de bajos ingresos las que menos (Alstone et al., 2015). Del mismo modo, se puede decir que existe una relación negativa entre la proporción de combustible biomásico consumido y el nivel de producción económica (Rubio y Folchi, 2012). Como resultado, las economías que se incorporaron tardíamente al régimen fósil tendieron a generar un menor crecimiento económico en comparación a las naciones pioneras.

Otra característica de este proceso de modernización es la forma en que se han desarrollado las ciudades y sus áreas de influencia. Estas han sido determinadas por un modelo basado en el vehículo privado y en el impulso desenfrenado de la construcción, en cuyo inconsciente retumba la idea de una energía infinita proporcionada por el petróleo. Las ciudades europeas cambiaron los templos y palacios, lugares que anteriormente “destilaban poder” (Raffestin, 1993: 148), por espacios dedicados a la reproducción del capital y el derroche energético; mientras que la densificación, que se dio primeramente de forma vertical, abrió paso a la expansión suburbana, generando la llamada *ciudad difusa* y el ascenso de las *ciudades globales* descritas por la socióloga Saskia Sassen (2010). A esta explicación debemos agregar que la penetración de la industria petrolera no fue simplemente una consecuencia de la actividad de libre mercado, sino también una consecuencia de las opciones de política y la efectividad de las estrategias de presión desarrolladas por las empresas que comercian con estos productos. En este sentido, su expansión fue un proceso de formación y extensión de redes, en donde la innovación tecnológica contó con el apoyo de sistemas complementarios de capital, instituciones e información, los cuales dejaron una huella imborrable.

El hecho de que los flujos de petróleo fueran la base para la intersección de las redes de suministro de energía mundial y los movimientos monetarios mundiales, ayudó a introducir una disyunción que se volvería cada vez más evidente a lo largo del siglo XX: nos referimos al proceso de *mundialización financiera*, concepto que el economista François Chesnais (2001) define como la prevalencia de una economía internacional de valorización del capital bajo su forma financiera más que productiva. Este desplazamiento está regido en lo fundamental por la maximización de utilidades, alejando la concepción clásica que equipara recursos naturales a materias primas, para convertirlos en simples *commodities* (Fornillo, 2016). Aquí, el mercado petrolero encontró su mayor dinamismo. Junto con el desarrollo de múltiples instrumentos financieros –derivados, contratos de futuros, etc.–, la alta volatilidad, los períodos de inestabilidad y patrones estacionales del negocio petrolero habilitaron las oportunidades para la especulación, tornando las compañías energéticas en empresas tanto financieras como técnicas, las cuales buscan la consolidación tanto de la energía como del capital.

Bajo este escenario, las inversiones se conformaron en el flujo sanguíneo capitalista, destinadas a aumentar la cantidad de capital en circulación –inversión más beneficios o intereses–, en un bucle ininterrumpido de acumulación. En adición, es imperativo que la economía crezca de manera exponencial, es decir, no en una cantidad fija de dinero cada año –crecimiento aritmético–, sino en un cierto porcentaje. Si esta crece un 3% dos años seguidos, el crecimiento en el segundo año será mayor que en el primero. Esto lleva a que el capitalismo no solo crezca año tras año, sino que su tamaño real también crezca drásticamente –por ejemplo, si asumimos una tasa de crecimiento moderada del 2,1%

industrialización y en el crecimiento de las ciudades, con una gran cantidad de usos en comunicaciones, iluminación, refrigeración y todo tipo de motores.

anual, la producción total mundial será ocho veces mayor en cien años, y sesenta y cuatro veces en doscientos años—. El equilibrio dinámico contribuye a la complejidad del rompecabezas energético, ya que la demanda seguirá creciendo, lo que requiere sortear múltiples desafíos y obstáculos que habilitan o inhabilitan el despegue de nuevas fuentes de energía.

En paralelo, la oligopolización del mercado permitiría organizar formas de poder cada vez más concentradas, así como relaciones políticas más centralizadas o autoritarias. Para Raffestin (1993), esta evolución del sistema capitalista es rotundo, no sólo porque los actores difieren en sus objetivos, sino porque se reemplaza un poder legitimado como el del Estado por un poder de facto, en gran parte invisible, como el de las organizaciones económicas. Con el tiempo, las redes económicas prevalecieron sobre las políticas, estableciendo límites menos estables y más dinámicos; concibiendo también la economía de una manera particular: ya no importaba el total de la riqueza de una nación, sino la suma total de sus transacciones monetarias (Mitchell, 2011). La evolución de las tecnologías de la información y las revoluciones espacio-temporales en las telecomunicaciones también jugaron su parte incrementando sustancialmente “las posibilidades de movilidad geográfica del capital-dinero, lo que motivó un desplazamiento en la jerarquía del capital hacia la financiarización global” (Harvey, 2014: 177).

De esta manera, para Fernández Durán y González Reyes (2015), el mundo decimonónico descrito por Wallerstein como una *Economía-mundo*, dividida en tres tipos de territorios: *centrales*, *periféricos* y *semiperiféricos*, resulta insuficiente para abordar el nivel de desarrollo contemporáneo. Ya en el último siglo la potencia fósil propició un sistema más complejo, donde la hegemonía no residía exclusivamente en el terreno económico, de la política o la técnica, sino que se expresaba en la fusión de las tres, en un complejo empresarial-burocrático-tecnológico de poder que Mumford (1977) denominó *La Megamáquina*. Este supuso la expansión, sobre todo a partir de la década del setenta, de un engranaje de “actividades y relaciones capitalistas planetarias geográficamente articuladas” (Harvey, 2007: 426), donde el sector energético, junto con el financiero y el entramado de infraestructuras jugarían un rol protagónico.

Desde la posguerra y hasta 1973, el comercio internacional, controlado en un 70-80% por transnacionales, se multiplicó por cinco y el crecimiento mundial fue del 5% anual (Hobsbawm, 1998), período en el que La Megamáquina creció y se modernizó, fundamentalmente con créditos bancarios a los Estados y empresas, con la garantía que proporcionaba una energía barata como el petróleo. Las naciones del Sur Global abrieron sus mercados para la entrada de numerosas empresas transnacionales, dando paso a un proceso intenso de deslocalización productiva y de intervención política, con gravosos efectos socioambientales (Mitchell, 2011); y se creó el Fondo Monetario Internacional (FMI), la Organización Mundial del Comercio (OMC) y el Banco Mundial como instituciones supraestatales para regir la economía global. El mercado inmobiliario dejó de ser la inversión predilecta, dando paso a las acciones y distintos formatos de deuda pública (Lietaer, 2005); y el dólar se convirtió en la moneda mundial, sustentada, entre otras cosas, en que el petróleo –la principal mercancía– se intercambia en dólares.

Ahora bien, aunque el petróleo permitió que la potencia disponible por el ser humano llegase a su cénit, la sociedad moderna encontraría, más adelante, nuevos obstáculos. Hacia el último cuarto del siglo XX, la demanda mundial de petróleo se fue acercando a la capacidad de extraerlo, evidenciando síntomas de un pico petrolero que puso por primera vez en duda la viabilidad del modelo de crecimiento económico capitalista fósil (Lambert et al., 2012). Pero, sobre todo, la ecuación

energética se fue constituyendo en una problemática global no sólo porque acusa un límite geológicamente cercano, sino porque cruza un límite ambiental aún más peligroso. El sociólogo Ulrich Beck (1992) asegura que somos objeto y sujetos de una fractura acontecida en la modernidad, vinculada a la consolidación de la sociedad industrial clásica, para asistir a la conformación de la *sociedad del riesgo*. En rigor desde los años 50 y en pleno consenso y expansión del “desarrollo” como categoría civilizatoria post Segunda Guerra Mundial, podemos observar una serie de sucesos impactan en el mundo evidenciando la irreversibilidad de los daños ambientales: en 1952 en Londres una gran catástrofe conocida como “La Gran Niebla” terminó con la vida de 12 mil personas en 4 días; en 1953 se sufrió la catástrofe de Minamata en Japón por culpa de los vertederos de la industria petroquímica; en los años 60 acontecen las “catástrofes” por vertidos petroleros al mar o “mareas negras”; y posteriormente vendrán dramáticos accidentes nucleares. En esta fase, la producción social de riqueza y el crecimiento es acompañada por la emergencia de problemas y conflictos que surgen de la producción, definición y reparto de los riesgos producidos de manera científico-técnica, donde el aumento acelerado de la temperatura de la atmósfera y el cambio climático lo amplificaron de manera extraordinaria¹⁵.

La primera reunión internacional que alertó sobre esta problemática fue la de Climatología 1979 en Ginebra, la cual dejó establecido que las emisiones de CO₂ debían reducirse para no sobrepasar el contenido en la atmósfera de 300 partes por millón (ppm), lo que fue finalmente fijado en la Conferencia de Climatólogos Toronto 1988. La centralidad de esta problemática ha evolucionado tan precipitadamente que ha dado lugar a un consenso mundial sobre la existencia de una nueva época geológica dominada en diversas escalas por el hombre: el *Antropoceno*, concepto acuñado por Paul Crutzen en el año 2000. Aquí, la fuerza humana no se vincula exclusivamente al incremento en el uso de combustibles fósiles, sino también a los cambios en el uso de la tierra, la deforestación y la minería a gran escala, entre otros¹⁶. Uno de los indicadores más expresivos de este perfil metabólico es la *huella ecológica*, que refiere a la capacidad de regeneración de los ecosistemas: actualmente, la tierra requiere más de un año y medio para regenerar lo que hemos utilizado y los desechos producidos en un año (Bonneuil y Fressoz, 2013).

De esta manera, es claro que la fantasía de una economía de tierra plana, sin entropía ni límites biofísicos, ha conducido a nuestras sociedades inexorablemente hacia el abismo. El año 1973 puede catalogarse como el año en que se derrumbó la quimera capitalista: el de la energía fósil abundante y barata, desprovista de cuestionamientos ambientales. Por primera vez en la historia se revierte la tendencia expansiva del potencial energético mundial y se forman las coaliciones internacionales para proteger los intereses de las principales potencias y mejorar su seguridad energética –IEA, International Energy Forum (IEF), Shanghai Cooperation Organization (SCO)–. En paralelo, también surgen los procesos antiglobalización, ecologistas, posdesarrollistas, decrecentistas, los cuales propugnan un sistema energético alternativo: una vuelta al territorio y a los ciclos biosféricos a través de prácticas amigables con el medio ambiente y la tecnología de energía renovable. Las innovaciones

¹⁵ Aunque se considere una igualación mundial de las situaciones de peligro, para Beck (1992) nuevas desigualdades sociales se configuran dentro de la sociedad del riesgo, y surgen con mayor frecuencia en países periféricos, donde las situaciones de clase y las situaciones de riesgo se solapan.

¹⁶ El concepto Antropoceno devino un punto de convergencia entre geólogos, ecólogos, especialistas del clima, historiadores, filósofos y movimientos ecologistas, para pensar conjuntamente esta edad en la que la humanidad se ha convertido en una fuerza geológica mayor, debido a varios factores, entre ellos, al cambio climático, a lo que hay que agregar la pérdida de biodiversidad, la alteración de los ciclos biogeoquímicos del agua, del nitrógeno y del fósforo, todos ellos tan esenciales como el ciclo del carbono, que pasaron a ser alterados por el hombre de manera irreversible (Latour, 2015).

tecnológicas y un entorno económico y normativo cambiante han dado lugar a un renovado interés por las opciones descentralizadas, en una respuesta directa a la coyuntura climática, pero, sobre todo, ante las inequidades socio energéticas cada vez más marcadas del régimen fósil.

Hasta aquí, las diferentes transiciones energéticas que se han descrito tuvieron sentido en cuanto a aumentar la disponibilidad de energía a través de la centralización, pero sobre todo en la última, en aumentar la dinámica del capital a través de la concentración. El mismo concepto de “generación distribuida” que utilizamos en esta investigación nos remite al supuesto de que la energía es naturalmente centralizada, un atributo por demás engañoso. Únicamente el sistema fósil requirió de este tipo estructuras. Las trayectorias históricas de comunidades aisladas y la proliferación cada vez más significativa de ciudades que eligen desconectarse de los sistemas nacionales son muestra de un siglo XXI que bien podría ser diferente, mostrando una transformación radical del régimen energético y en la dinámica socio-espacial capitalista. La figura del *prosumidor*, término que designa a los agentes productores-consumidores de energía, y que fue utilizado por primera vez en el libro *La Tercera Ola* de Alvin Toffler (1979) para describir la configuración que tomará el mundo una vez superado la era industrial, también es cada vez más recurrente dentro del universo energético. En este sentido, las relaciones entre las diferentes trayectorias de la transición y las condiciones geográficas de las cuales emergen, delinean modos de instalar y expandir la infraestructura energética, reconociendo numerosas formas de organización: sistemas aislados, domésticos, comunales, regionales y de conexión nacional, e incluso a nivel continental. Analizar sus potencialidades, claro está, requiere una evaluación integral sobre cómo las nuevas tecnologías energéticas y las respuestas sociales evolucionan juntas en las políticas para la transición.

1.4 Recapitulando: agotamiento del régimen fósil

La energía es el tipo de abstracción “transhistórica” que se aplica a todos los seres vivientes y en todos los niveles de interacción con el entorno natural (Huber, 2008). Pero en el caso de las sociedades humanas, estas son, esencialmente, sociedades energívoras. Cualquiera sea la época en la que nos situemos, todas presentan un elemento común: la valoración de los territorios en función de la cantidad y calidad energética y de los objetos materiales que allí se ubican (Raffestin, 1993: 39). Historizar la energía nos permitió pensar en las transiciones energéticas precapitalistas como semillas para el surgimiento del capitalismo tal como lo conocemos hoy. En particular, fue la explotación del combustible fósil, y sus acumulaciones asociadas de riqueza y poder, las anomalías históricas que transformaron radicalmente los patrones de espacio y tiempo, formulando una visión económica regida por una única regla inquebrantable: crecer o morir. Evitando caer en cualquier tipo de determinismo energético que divorcie el desarrollo histórico de su verdadera base social y política, podemos afirmar que las energías fósiles, de alta densidad y retorno energético, han sido, son y serán condicionantes en los atributos y las capacidades del sistema capitalista para reproducirse.

Aunque puede que no exista una cualidad inherente de las fuentes de combustibles fósiles que exija un poder político concentrado, en comparación con el régimen del carbón, los agentes del sistema petrolero desarrollaron redes mucho más grandes y extendidas para hacer del mundo un lugar más amplio donde sus productos pudieran prosperar. Las consecuencias de este tiempo de oasis energético están a la vista: en el último siglo, la población mundial se cuadruplicó y la urbanización alcanzó a la mitad de ella; la producción industrial mundial se multiplicó 50 veces, la agricultura industrializada se

expandió y el transporte motorizado se globalizó. Todo ello apoyado por un impresionante flujo energético pero que, sin embargo, no se distribuyó de manera homogénea. Existen numerosos estudios que marcan una clara correlación entre el desarrollo humano y el consumo de energía (Alstone et al., 2015; Rubio y Folchi, 2012). De hecho, Fernández Durán y González Reyes (2015) manifiestan que los 17 terawatts (TW) de potencia que hoy genera la humanidad sería como tener 20 esclavos promedio trabajando para cada uno, pero repartido en los actuales niveles de asimetría, Europa tendría 45 esclavos energéticos per cápita y 120 para cada ciudadano estadounidense.

El punto principal de este capítulo no es sugerir que el sistema energético fósil "causó" estos desequilibrios, sino al contrario. Hasta el capitalismo, las necesidades energéticas se resumían en el territorio, con un fuerte componente en la carga demográfica y los recursos que se encontraban en la naturaleza. Según la importancia y la naturaleza de las funciones encargadas a cada nivel, se puede hablar de centralizaciones o descentralizaciones. Aunque el ascenso capitalista en sus múltiples expansiones también tuvo, en buena medida, a la centralización de los recursos energéticos como uno de sus mecanismos fundamentales, no fue la localización de los mismos lo que prevaleció, sino su circulación y, más adelante, su concentración. El capitalismo hizo que el papel social de la energía cambiase hacia una concepción mecanicista de la naturaleza, que generaría a su vez una nueva concepción del tiempo y el espacio: el primero se distorsionó acelerando a las sociedades hasta abstraerlas de él; y el segundo se relativizó con nuevas formas de percibir la cercanía y la lejanía, lo que permitió al hombre liberarse de las "prisiones del espacio convertido en territorio" (Raffestin, 1993: 144). En palabras de David Harvey (2020), el ascenso del capitalismo fósil significó la aniquilación del espacio por el tiempo.

La famosa frase de Benjamin Franklin, "tiempo es dinero", se corresponde al comportamiento humano en los "tiempos modernos" (Altvater, 2017). Los tiempos financieros que hoy predominan son abrumadoramente más rápidos que los biogeológicos, y los agentes dominantes del mundo contemporáneo son los que marcan la temporalidad dominante (Santos, 2000). La centralidad espacio-temporal que prevaleció cuando los actores precapitalistas desencadenaron una estrategia de control y se implantaron en un lugar escogido por la facilidad que ofrecía para la defensa o la proyección de un poder, se distorsionó en la era del petróleo, pasando a operar en un continuo espacio-temporal sin límites (Harvey, 2014). De la misma forma, la energía, que en las primeras etapas de la historia humana era un "común" –un elemento que garantizó la reproducción social mediante procesos de apropiación y uso colectivo–, se transformó en una mercancía vital, concentrado en un reducido grupo de empresas transnacionales privadas, aunque también estatales. Las propiedades y conexiones establecidas entre los flujos de energía, finanzas y otros objetos, proporcionaron una forma de comprender cómo se construyeron las relaciones entre estos diferentes elementos y fuerzas. En particular, la arquitectura centralizada de la infraestructura energética fue un legado de la era industrial y del sistema de producción en masa que convirtió la industria petrolera en la más grande del mundo y la más intensiva en capital, acaparando el 14% del comercio de mercancías, cuyo resultado, al día de hoy, ha sido la emergencia de un cúmulo reducido de corporaciones, verdaderos "nuevos leviatanes" de dimensiones colosales.

A los fines de esta investigación, no es sólo el tamaño descomunal de estas compañías energéticas lo que nos interesa, sino la magnitud del desequilibrio existente entre el dinamismo corporativo y la fragilidad de la participación democrática y soberana de los territorios sobre la cuestión energética. ¿Cómo contrabalancear la desorbitada gravitación de estos actores? ¿Cuáles son las instituciones, normas o instrumentos que pueden alterar este escenario? Si bien la evidencia histórica y la teoría

desarrollada actúa como puente para entender las posibles transiciones presentes y futuras, no existe una teoría formal. Lo más probable es que las empresas más grandes y concentradas ejerzan presión sobre los gobiernos para proteger su posición dominante. Un caso paradigmático se ubica en Francia, donde la energía nuclear es la principal fuente de energía. Allí, Glachant y Finon (2005) demuestran que una industria altamente concentrada y estrechamente involucrada en la toma de decisiones políticas ha ralentizado el cambio de matriz energética. De manera similar, es evidente el gran gasto en cabildeo por parte de las empresas intensivas en energía para descarrilar la política climática de Estados Unidos (Klein, 2014). Como venimos sosteniendo, existe un poder financiero y político considerable para retrasar y/o direccionar la transición hacia fuentes bajas en carbono.

Desentrañar la relación histórica entre sociedad y naturaleza a través del prisma de la energía, entender a ésta última como relación social, permiten afirmar que, en tanto fuerza de movimiento necesaria para la vida, la energía es un derecho humano, pero más aun, un bien común que ha sido sistemáticamente concentrado y mercantilizado. Si bien los factores económicos y técnicos pueden generar presiones externas para una transición, sostenemos que son los factores políticos, sociales y culturales los que desempeñan un papel fundamental para el direccionamiento de las mismas hacia una transición justa. Esto requeriría una transformación fundamental de la geometría del poder actual y, como tal, exigiría una estrategia política concreta y ambiciosa sobre cómo se podría alcanzar este tipo de transformación.

La creciente conciencia social sobre los riesgos ecológicos, que se expresaron en el creciente debate sobre la sostenibilidad y el clima, crearon una presión cada vez mayor para el cambio, una "ventana de oportunidad" que ofrece a las energías renovables la posibilidad de salir de su nicho, dentro de la cual se han venido desarrollando desde finales de la década de 1970, para reemplazar la primacía de la generación de energía con base fósil y nuclear. Si las innovaciones de nicho existentes están lo suficientemente estabilizadas en este momento, pueden usar esta ventana de oportunidad para expandirse más y competir con las tecnologías existentes. Si prevalecen, habrá cambios sociales más amplios que afectarán no solo a los mercados sino también a las regulaciones, las inversiones en infraestructura y las prácticas de uso.

Aun así, para finalizar, vale reforzar el siguiente mensaje: las transiciones que hemos visto y las que vendrán, probablemente seguirán siendo procesos graduales y acumulativos, más que revolucionarios. De hecho, la experiencia de cada país será diferente. Crucialmente, las transiciones de energía no son ni deterministas ni inevitables, sino que dependerán de la trayectoria de una serie de actores y fuerzas en disputa. El recorrido realizado nos ofrece algunas lecciones básicas para entender la forma en que el régimen fósil auto-percibe su existencia y puede reaccionar ante las demandas de cambios de régimen. Siguiendo esta línea, en el próximo capítulo nos abocaremos a la compleja interacción en los mercados financieros. Junto con un poco de casualidad, estos actores y fuerzas serán los que influirán en la existencia, la velocidad y la naturaleza de las transiciones hacia economías posfósiles.

2. Capítulo 2: Acumulación por desfosilización ¿en las vísperas de un nuevo régimen energético?

A finales de 2019, la región latinoamericana convulsionaba políticamente. Al tiempo que movilizaciones de sectores populares de la población ecuatoriana se manifestaban en contra del *Paquetazo económico* que preveía la eliminación de los subsidios a los combustibles; la sociedad chilena se alzaba masivamente en la *Revolución de los 30 pesos*, en contra del encarecimiento de la tarifa del sistema público de transporte, una medida que respondía en parte a las variaciones en el precio del commodity del petróleo. En esta línea, un año antes en Europa, el movimiento francés de los *chalecos amarillos* inundaba las calles en oposición al incremento de los precios de la gasolina y del diésel; y más atrás, en 2005, un fuerte desbalance entre la oferta y la demanda mundial de gas y petróleo derivó en incrementos en el precio de hasta 300% (Zubialde, 2016), lo que sirvió de caldo de cultivo para la posterior Gran Recesión de 2008, desatada por la burbuja inmobiliaria de los Estados Unidos. Así como el crecimiento económico y demográfico ha estado altamente correlacionado con aumentos en el consumo de combustibles fósiles, las perturbaciones sociales y económicas se han intensificado en el último tiempo por razones directa o indirectamente relacionadas con la forma en que se genera, gestiona, distribuye y consume la energía.

Como hemos visto en el capítulo anterior, nuestras estructuras y prácticas sociales, económicas y políticas están tan profundamente arraigadas al vector fósil, al punto que se conformaron monopolios radicales que fueron suprimiendo la diversidad de opciones tecnológicas y condicionando la autonomía social, consolidando una *petrocultura*, esto es, una sociedad petrolera de principio a fin (Szeman et al., 2016). Sin embargo, ya desde finales del siglo pasado, el capitalismo fósil como modo de acumulación encuentra límites planetarios que ponen en duda la continuidad de los modelos de desarrollo imperantes (O'Connor, 2001; Svampa y Viale, 2014; Lander, 2015; Rifkin, 2019). El límite más claro en ese sentido es de tipo geológico, dado por el pico de la producción mundial de petróleo –más conocido como *peak oil* (Lambert et al., 2012; Murphy, 22 de junio de 2009; Hughes, 2008)–, que da cuenta del agotamiento de los recursos petroleros, y que podría incluirse dentro del ideario *peak all*, esto es, la reducción de las reservas de casi todos los principales minerales que sustentan nuestro modo de vida. El segundo límite planetario es de tipo ecológico y tiene su origen en lo que O'Connor (2001) definió como la contradicción entre las relaciones productivas capitalistas y las condiciones de producción. Para el autor, es la propia acumulación capitalista la que afecta o destruye sus propias condiciones, en lugar de reproducirlas, y tiene su máxima expresión en el proceso de neoliberalización desplegado por el *Consenso de Washington* y la instauración de un nuevo orden económico y político-ideológico sostenido por el boom de los precios internacionales de las materias primas, fenómeno que Svampa (2013) definió como *Consenso de los Commodities*. Esto implicó una profundización del modelo extractivista, sobre todo en las regiones del Sur Global, acentuando un patrón energívoro y contaminante que hoy tiene a la quema de carbón, gas y petróleo como responsable del 56% de las emanaciones de GEI (Servín, 2012).

La paradoja de un colapso inminente del régimen fósil podría resumirse así: por un lado, el pico de la producción mundial de petróleo representa una catástrofe potencial en la que este recurso ubicuo estaría menos disponible para actividades esenciales como el transporte, la agricultura y manufactura; por otro lado, si la demanda persiste, probablemente garantizará un cambio climático global catastrófico y la extinción de la mayor parte de la vida en la tierra, incluidos los seres humanos

(Szeman et al., 2016). A su vez, si continuamos con los mismos niveles de adicción fósil, se presenta una segunda paradoja: de acuerdo con Murphy y Hall (2011), aumentar el suministro de petróleo para apoyar el crecimiento económico requerirá precios cada vez más altos del petróleo, lo que socavaría ese crecimiento económico.

Naturalmente, la reversión de un monopolio radical como lo es el aparato fósil es muy compleja, pues parte de toda una infraestructura física ya construida y tiene poderosos intereses económicos detrás (Szeman et al., 2016). Para 2019, esta energía fue responsable de cerca del 85% de la generación primaria –33,1% petróleo, 27% carbón y 24,2% gas natural– (BP, 2020); representando activos por más de US\$39 billones en reservas; US\$32 billones en infraestructura y operación; y US\$26 billones en bonos y acciones, esto es, más de dos tercios del PBI mundial en ese año (Bond et al., 2020). Disminuir las emisiones de GEI implicaría no solo reducir las inversiones, sino desinvertir, es decir, retirar o discontinuar instalaciones operativas, convirtiendo activos que hoy conforman un mercado multibillonario en *activos obsoletos* (Rifkin, 2019). En esta línea, el informe *Beyond Petrostates* de Carbon Tracker (2021) asegura que si la demanda se ajusta al endurecimiento de la política climática global y los avances tecnológicos –esto es, un déficit de US\$13 billones para 2040– unos 40 países podrían enfrentar una caída media del 46% en los ingresos esperados del petróleo y el gas.

Este capítulo tiene como objetivo analizar el tipo particular de acumulación de capital que se instala en este contexto, a partir de preguntarse cuáles son las nuevas estrategias económicas y financieras que se despliegan en el marco de un régimen capitalista posfósil. La teoría de las transiciones sociotécnicas nos indica que existen poderosos mecanismos de bloqueo para capitalizar la innovación tecnológica hacia nuevos regímenes energéticos, siendo que estos explican la mayoría de los casos fallidos (Liebowitz y Margolis, 1995). Sin embargo, aquí partimos del supuesto de que los límites biofísicos contribuyen a desplazar las estrategias estatales, empresariales y financieras desde los procesos de *acumulación por desposesión* (Harvey, 2004) hacia otros más novedosos como la *acumulación por conservación* (Büscher y Fletcher, 2015), la cual toma las contradicciones ambientales negativas del capitalismo contemporáneo como punto de partida hacia un nuevo modelo “sostenible” de acumulación¹⁷. Más aun, esta investigación propone una nueva categoría que denominamos *acumulación por desfosilización*, la cual se ajusta con mayor rigurosidad al análisis de las estrategias de inversión de los actores económicos-financieros globales más importantes, y al marco de las políticas de emisión cero y las visiones corporativas para la transición energética¹⁸.

El capítulo parte de explorar las discusiones y controversias predominantes en relación con el peak oil, tanto en las proyecciones de su eventual agotamiento como en torno a sus costes energéticos ligados a la declinación de su productividad; para inmediatamente explorar los mecanismos de bloqueo a partir del ascenso de las energías fósiles no convencionales. La teoría de la transformación sociotécnica enfatiza el importante papel de los Estados durante la etapa inicial del desarrollo de la

¹⁷ Sin desconocer los debates en torno la sostenibilidad/sustentabilidad en sus diversas acepciones teóricas, en este capítulo se hace referencia a la noción de “sostenible” definida a partir del Informe *Nuestro Futuro Común* elaborado por la Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo (CMMAD) (Brundtland, 1989). Allí, el desarrollo sostenible se define como “la satisfacción de las necesidades de la generación presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades”. De esta forma, el desarrollo sostenible trata de lograr de manera equilibrada el desarrollo económico, el desarrollo social y la protección del medio ambiente.

¹⁸ Esta conceptualización fue empleada por primera vez en Argento, Slipak y Puente (2021) para abordar las transformaciones vinculadas a la descarbonización para el caso del litio en Sudamérica, en una crítica a las formas neocoloniales que imprime el nuevo paradigma verde.

innovación (Geels y Schot, 2007), por ello, en un segundo apartado describiremos las *presiones del paisaje* dadas por los acuerdos políticos y las estrategias económicas que se impulsan en relación a las negociaciones climáticas y las políticas de reducción de emisiones de GEI. Finalmente, en un tercer segmento, analizaremos en concreto las estrategias económico-financieras de los principales actores de mercado que operan en la acumulación por desfosilización, lo que nos permitirá sustentar nuestra hipótesis sobre el cambio de paradigma en el régimen energético global.

2.1 Desestabilización del régimen fósil y mecanismos de bloqueo

La escasez de recursos estratégicos ha sido un tema primordial de preocupación para los pensadores y economistas desde hace varios siglos, como fueron el caso de las tierras fértiles para Malthus (1798) o el del carbón para Jevons (1865), aunque ignorados por la siguiente generación, cuando el potencial del petróleo se hizo evidente. No sería hasta la década de 1970 cuando, después de dos colapsos consecutivos del petróleo y de las publicaciones de La ley de entropía y el proceso económico (Georgescu-Roegen, 1971) y del informe Los límites del crecimiento (Meadows et al, 1972), que volvería a retomarse este debate. Particularmente, un interrogante fundamental que se ha instalado desde entonces es cuándo llegará el pico de producción petrolera. Una teoría descrita por primera vez por el geólogo King Hubbert en 1949 argumentaba que los puntos máximos de producción en campos petroleros individuales se manifiestan como curvas en forma de campana y que, de la misma forma, podrían repetirse en regiones y países petroleros, y hasta en todo el planeta (Kerschner et al., 2010). En 1956, Hubbert dio una conferencia a la dirección de los Royal Dutch Shell, en la que presentó sus predicciones y afirmó que Estados Unidos alcanzaría la máxima producción a principios de la década del setenta. Según Deffeyes (2005), estas afirmaciones fueron recibidas con arrogancia y críticas masivas, lo que no es sorprendente ya que anteriormente existía un amplio consenso de que los combustibles fósiles durarían casi para siempre. Empero, la producción de petróleo crudo de Estados Unidos efectivamente alcanzó su punto máximo en 1971, siendo las predicciones de Hubbert notablemente precisas e innovadoras para su época, instalando un debate que se multiplicaría en las décadas siguientes.

Entre los conceptos elementales que disparan la discusión están las definiciones de *producción acumulada*, *reservas* y *recursos* (Murphy y Hall, 2011). La *producción acumulada* hace referencia al total acumulado de la producción en el pasado; las *reservas* son la cantidad de petróleo que ya se ha descubierto y que se puede recuperar en el entorno tecnológico y económico actual; y los *recursos* comprenden la cantidad existente de este mineral bajo tierra, incluyendo aquella que no se considera recuperable hoy, pero sí en el futuro. Normalmente, los recursos no aumentan ni disminuyen si existe una perspectiva precisa para la tecnología y el entorno económico, pero las reservas, que son parte de ellos, tienden a aumentar a medida que se descubren. De acuerdo con el portal *The World Factbook*, actualmente se estiman en 1.665 billones de barriles en reservas, mientras que la producción acumulada en 2016 promedió los 80.770.000 barriles diarios, esto es, casi 30 mil millones anuales¹⁹. Si la producción aumenta al ritmo actual, al petróleo no le quedaría más que 30 a 40 años de vida. Sin embargo, existen varias hipótesis en cuanto a la cantidad efectiva de recursos, y esta es la causa fundamental de la gran controversia. Aquellos que enfatizan los peligros del peak oil estiman reservas equivalentes a 2 mil billones de barriles, es decir, gran parte de los recursos ya han sido descubiertos,

¹⁹ Véase: <https://www.cia.gov/the-world-factbook/countries/world/#energy>

mientras que, para los más optimistas, los recursos del mundo son de alrededor de 3 mil billones de barriles.

Por el lado de las reservas, estas también conservan cierto grado de incertidumbre, no sólo por las dificultades propias del método de medición, sino porque, fundamentalmente, existe una opacidad reinante en las compañías petroleras respecto a la apertura de datos²⁰. El valor de las compañías que cotizan en bolsa está condicionado por el tamaño de sus reservas petroleras, lo que les induce a inflarlas y promover la confusión entre recursos y reservas²¹. La falta de datos verificados significa que las discusiones sobre la cantidad de recursos y el crecimiento de las reservas tienden a ser especulativas, lo que ensombrece el futuro del mercado hidrocarburo. Basta con decir que una reducción del 30% de las reservas declaradas por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) –que agrupa 13 países de África, Asia y Sudamérica– reduciría las reservas mundiales en más del 24% (OPEC, 2012).

Ahora bien, otro punto crucial para comprender este debate radica en que los descubrimientos mundiales de petróleo alcanzaron su punto máximo en la década del sesenta y desde entonces han disminuido drásticamente (Lambert et al., 2012). Incluso, se estima que desde mediados de los ochenta venimos consumiendo más petróleo del que descubrimos. Por ejemplo, en 2010 se extrajo 2,6 veces más petróleo de lo que se descubrió; y en 2011 se descubrieron reservas equivalentes a 12 mil millones de barriles, aproximadamente una quinta parte de la cantidad encontrada hace 50 años (IEA, 2012). Esta situación nos permite introducir la “escasez” como un eje fundamental de la contradicción capitalista (O'Connor, 2001)²². La problemática, además, esconde un aspecto para nada despreciable, que es que la producción de petróleo se mide en volumen, concretamente, barriles de petróleo, lo que no incluye la energía efectivamente necesaria para encontrar, extraer, transportar, refinar y envasar el mineral. Estos costos de energía significan que una parte de la producción debe quemarse, lo que reduce considerablemente el suministro final. En este sentido, la evaluación de los flujos netos de energía no puede excluirse como factor explicativo de la producción y las reservas disponibles, sino que la tasa de retorno de energía (EROI, por sus siglas en inglés) será de importancia creciente, fundamentalmente porque una parte cada vez mayor de la producción provendrá de recursos que se caracterizan por costos energéticos más elevados²³.

Según Lambert et al. (2012), el EROI promedio para la producción mundial de petróleo y gas se ha reducido a la mitad en la década del dos mil, de 35:1 a 17:1. Esto refleja que el EROI está fuertemente correlacionado negativamente con los costos de producción: cuanto menor es el EROI, mayores son

²⁰ Compañías como British Petroleum, Chevron Corporation, ExxonMobil Corporation, Royal Dutch Shell, Total SA y Eni SpA son consideradas las seis petroleras más grandes –*supermajors* o *big oil*– a nivel global.

²¹ Un caso de trascendencia pública se vincula a la firma Royal Dutch Shell, la tercera compañía petrolera más grande del mundo, que en 2004 se vio obligada a reducir sus reservas en aproximadamente un 25% luego de que se filtrara una escandalosa manipulación de sus datos. Esto le valió a la empresa US\$150 millones en multas, además de cambios en la cúpula directiva y calificaciones crediticias rebajadas (BBC News, 24 de mayo de 2004). En esta línea, también la estatización de compañías petroleras se ha traducido en una mayor restricción a informes de producción y reservas, considerados secretos de Estado.

²² O'Connor (2001) distingue dos tipos de escasez: la escasez que surge de la crisis económica basada en la sobreproducción tradicional del capital, es decir, una escasez puramente social; y la escasez debida a la crisis económica basada en una escasez de condiciones naturales o de producción. La diferencia es que en las de segundo tipo no se debe simplemente a “malas cosechas”, sino a dinámicas estructurales autodestructivas.

²³ *Energy returned on energy invested* (EROI) es una medida de eficiencia del sistema de obtención de energía que se mide a través del cociente entre la energía conseguida y la empleada en conseguirla (Kerschner et al., 2010).

los costos. Su disminución para estas fuentes ha estado ocurriendo desde hace un tiempo prolongado, y aunque todavía persiste una gran incertidumbre asociada con su alcance, el impacto ya es palpable en las oscilaciones pecuniarias del commodity. En un análisis propio, David Murphy combina los valores de EROI y la metodología de Hubbert para conformar lo que llama *The Net Hubbert Curve*. Esta muestra la energía neta medida en número de barriles en lugar de la producción absoluta, basado en el supuesto de que los recursos petroleros más atractivos se producen primero, es decir, los que tienen el EROI más alto y los costos más bajos (Murphy, 22 de junio de 2009). Esta declinación de la productividad natural de los recursos significa que la curva decreciente de producción será más escarpada que la curva creciente ya superada, fundamentalmente debido a que una parte cada vez mayor del petróleo extraído debe reinvertirse en la producción, lo que eleva los costos del crecimiento económico y obliga a nuevos subsidios a la extracción y la tecnología (O'Connor, 2001).

Ante estos hechos y perspectivas, el consenso en torno al agotamiento del petróleo se ha ampliado hacia el inicio del siglo XXI. En Europa y Estados Unidos, pese a que no es una visión genérica, la posibilidad de que se ya haya alcanzado el pico, o se lo alcance pronto, se está discutiendo como una cuestión de rutina. Los teóricos del peak oil, encabezados por geólogos, sostienen que el aumento de los precios del crudo desde el año 2000 –desde los US\$30 el barril hasta US\$117 en 2012 (IEA, 2012)– es una manifestación de ello. Un análisis de las estimaciones de la IEA en su *World Energy Outlook* (WEO) de 2008 se considera todo un hito en este debate. Allí, la agencia que hasta entonces sostenía proyecciones fuertes para el petróleo, señaló por primera vez la necesidad de una nueva capacidad de producción en respuesta al rápido declive en los campos petroleros del mundo. Por su parte, ese mismo año, expertos de la Asociación para el Estudio del Pico del Petróleo y del Gas (ASPO) aseguraban que estábamos traspasando el pico, y que los proyectos petroleros factibles hasta 2030 serían, en su mayoría, más pequeños de lo que fueron en el pasado y/o más costosos (Hughes, 2008).

Sin embargo, la innovación tecnológica y los altos precios del petróleo en la década pasada han encendido nuevos debates, apuntalando también nuevos mercados. La preponderancia de los combustibles fósiles tanto en los países del Norte como del Sur Global para sostener el crecimiento económico, ha inaugurado en el milenio actual una nueva fase en el capitalismo, ligada a la producción de *energías extremas*. Como destacan Klare (2012), Roa Avedaño y Scandizzo (2017) y Svampa y Viale (2020), ante el agotamiento de la extracción de hidrocarburos convencionales de fácil acceso, empresas y gobiernos se han lanzado a producir energía en formaciones geológicas donde los hidrocarburos requieren técnicas y procesos de extracción más costosos y complejos, con grandes impactos socioambientales. Entre las nuevas fuentes se incluyen: la explotación de crudos pesados y extrapesados; los grandes yacimientos de hidratos de metano y de esquisto bituminoso (*shale oil* y *shale gas*); las arenas bituminosas; las exploraciones en aguas profundas o, en el caso del carbón, explotaciones en zonas subterráneas cada vez más inestables (Kerschner et al., 2010). A estos puede sumarse también la aplicación de nuevas técnicas que elevan la tasa de recuperación del 20-30% a casi el 50% en pozos petroleros convencionales (Murphy y Hall, 2011). Como resultado, las estimaciones de las reservas mundiales de petróleo han aumentado, a pesar de tratarse de descubrimientos individualmente más pequeños, costosos y contaminantes.

Lejos de tratarse de un simple aumento en los suministros, su papel en el régimen energético involucra una red dinámica de múltiples niveles para bloquear los procesos de transición, planteando a su vez cuestiones interrelacionadas con la seguridad y soberanía energética de las naciones. En diciembre de 2021, los líderes de las compañías petroleras más grandes del mundo utilizaron una reunión de la

industria en Houston, Estados Unidos, para contrarrestar la velocidad que está adquiriendo la transición hacia energías limpias, alegando que un proceso mal administrado podría conducir a un contexto de “inseguridad, inflación galopante y malestar social” (Ambrosio, 07 de diciembre de 2021). En efecto, estas premisas nos ayudan a reformular nuestra comprensión del panorama energético más amplio, así como las relaciones entre el Estado, el mercado y la sociedad sobre los futuros energéticos en disputa.

Liebowitz y Margolis (1995) afirman que cualquier economía con características duraderas muestra una *dependencia de la trayectoria*. Es decir, las empresas heredan un *stock* de capital –o activos fijos– que están obligados a cambiar de acuerdo con una ecuación diferencial: una tecnología particular continuará siendo utilizada hasta que los costos variables promedio de la nueva tecnología se reduzcan frente a los costos totales promedio de mantener la actual. Cuanto más duradera es la infraestructura, más persistentes son estos efectos de bloqueo sobre nuevas tecnologías. Por ejemplo, las usinas térmicas o las refinerías tienen una vida útil de entre 40 a 60 años (Honty, 2012), por lo que una vez que el capital ha invertido en ella, será de interés económico del operador continuar produciendo, incluso si eso implica una pérdida a largo plazo de la inversión, dado que el cierre daría lugar a una pérdida aún mayor. En consecuencia, hasta que las condiciones no estén dadas, las empresas energéticas –en especial las *supermajors* del petróleo– podrían considerarse "atrapadas" en el régimen fósil, exhibiendo una forma de dependencia de la trayectoria.

La apuesta por la refosilización a través de recursos no convencionales deja entrever la estructuración de una nueva ola de intereses político-corporativos que tendría implicancias socioambientales de grandes magnitudes. Se estima que estas actividades emiten tres veces más de GEI que la producción de petróleo convencional, dejando también fuentes de agua contaminadas y paisajes desérticos en el proceso (Klare, 08 de noviembre de 2007). Recursos como los hidratos de metano pueden contener hasta 10 mil millones de toneladas de carbono, más del doble de todo el carbón, el petróleo y las reservas de gas convencionales del mundo combinadas (Bolívar et al., 2006). Por su parte, la técnica de extracción de esquisto bituminoso a través de la fracturación hidráulica –o *fracking*– implica bombear un fluido a alta presión en un pozo horizontal, en macizos rocosos muy por debajo de la superficie terrestre, creando grietas en la piedra y dejando tras de sí la contaminación de aguas subterráneas, las emisiones de metano y la inestabilidad sísmica con consecuencias catastróficas (Roa Avedaño y Scandizzo, 2017). En el caso de la exploración en aguas profundas, esta necesariamente amplifica los riesgos de desastre, evidenciado, entre otros casos, por el derrame de 4,9 millones de barriles de petróleo en 2010 por la firma Deepwater Horizon de British Petroleum en el Golfo de México, en lo que es considerada la peor catástrofe de la industria petrolera de la historia (BBC News, 02 de junio de 2010).

Para autores como Svampa y Viale (2014), la aplicación de este tipo de técnicas extremas, y su despliegue en territorios vulnerables del Sur Global, son parte de un modelo general adoptado a escala regional al cual denominan *mal desarrollo*, concepto que apunta a subrayar el carácter insostenible de los modelos de desarrollo impulsados desde el Norte Global, y que se inserta en el marco de un proceso mundial como es el *Consenso de los Commodities* (Svampa, 2013). Los intereses geopolíticos tampoco están al margen, siendo que se crean nuevas *zonas de sacrificio* especializadas en la provisión de bienes naturales, intervenidos y operados bajo el control de grandes empresas transnacionales. Particularmente, la ubicación geográfica de las reservas no convencionales reduce

enormemente la dependencia actual de los países centrales frente a países productores como los que integran la OPEP²⁴.

La sustentabilidad ambiental, social, económica y financiera de esta actividad es fuente de disputas, no tan solo por los riesgos que implica sino, además, porque la producción de los no convencionales resulta fuertemente subsidiada por los Estados (Svampa y Viale, 2014); y la productividad de cada pozo decae alrededor de un 60% al cabo del primer año (Hughes, 2019). En esta línea, estudios de Lambert et al. (2012) estiman que fuentes no convencionales como las arenas bituminosas y el esquisto bituminoso tienen un EROI de 5:1 y 4:1, respectivamente, por lo que un mayor uso de estos recursos requiere una mayor inversión energética, dificultando su producción a gran escala. Además, la IEA (2012) estima que casi todos los proyectos no convencionales son insostenibles económicamente con un precio del barril de petróleo por debajo de los US\$75, tope que la consultora Wood Mackenzie eleva a US\$100 (Jones, 04 de junio de 2012). Frente a esto, la expectativa en torno a la profundización de estos procesos extractivos es recreada mayormente por sectores dominantes que buscan extender el ciclo de vida del régimen fósil, pero a costa de una mayor inversión económica, un menor retorno energético, un incremento de las emisiones de GEI y una intensificación de los conflictos socioambientales (Svampa y Viale, 2014).

Ahora bien, más allá de esta tendencia insostenible y autodestructiva, dos tendencias globales marcan que podríamos estar en las vísperas del ocaso del régimen de acumulación fósil. La primera se asocia a una mayor rigurosidad en el cumplimiento de los compromisos climáticos asumidos por los Estados para la reducción de GEI, lo que motiva a incorporar la conservación como un componente integral de la acumulación de capital. La *acumulación por conservación* es definida por Büscher y Fletcher (2015) como una estrategia mediante la cual el capitalismo busca monetizar los recursos naturales, preservándolos como “capital natural” para el llamado uso no consuntivo, en lugar de extraer recursos para el procesamiento industrial. Esto tiene múltiples implicancias, fundamentalmente, estimula una segunda tendencia: la ampliación del consenso en torno a la existencia de una *burbuja del carbono* (Unmüssig y Haas, 24 de noviembre de 2020). Esta burbuja financiera se atribuye a que la valoración bursátil de las compañías petroleras se basa mayoritariamente en reservas de *carbono incombustible*, es decir, carbono que no debe ser quemado, lo que conlleva el riesgo para los inversionistas y los mercados financieros de perder beneficios en estos activos. En 2016, un consorcio dirigido por Oil Change International publicó un estudio llamado *The Sky's Limit* (Muttitt, 2016) en el que asegura que las reservas fósiles inventariadas contienen suficiente carbono para superar las emisiones proyectadas y que todo nuevo desarrollo no es compatible con los objetivos climáticos. Otra investigación publicada en 2019 en la revista *Nature* (Tong et al., 2019) analizó la compatibilidad de la infraestructura existente de uso intensivo de CO₂ y también llegó a la conclusión de que, dependiendo del límite de temperatura y de los supuestos en los que se basa el presupuesto, no debería entrar en funcionamiento ninguna nueva infraestructura, y que la existente probablemente tendrá que ser retirada de servicio prematuramente.

Dada estas tendencias, que podríamos caracterizar como *presiones del paisaje* (Geels y Schot, 2007), es que los procesos de desfosilización y desinversión se han acelerado, desplazando los debates en torno al peak oil hacia uno mucho más enriquecedor en torno al *peak demand* –o pico de la demanda–, que se inscribe en un ciclo más amplio que denominamos *acumulación por desfosilización*. Como

²⁴ Por caso, después de casi medio siglo de producción decreciente, Estados Unidos produjo la mayor cantidad de petróleo que alguna vez haya producido, llegando a los 10 millones de barriles diarios en noviembre del 2017 (Sánchez de la Cruz, 02 de mayo de 2019).

expresó Zaki Yamani, ex ministro de Petróleo saudí y ex secretario general de la OPEP: “la Edad de Piedra llegó a su fin no por la falta de piedras, y la edad del petróleo terminará, pero no por la falta de petróleo” (Honty, 2012). Las nuevas energías dejarán los recursos fósiles atrás, en la edad de piedra.

2.2 Negociaciones climáticas y presiones hacia un nuevo régimen posfósil

En la actualidad, el agotamiento de los recursos petroleros rara vez se debate en foros públicos o políticos, derivando en una comprensión en general baja de la problemática. Al contrario, la aceptación social de la existencia de una verdadera crisis ecológica y la necesidad de un desarrollo más sustentable si ha trascendido de la esfera pública, situándose decididamente en la agenda política mundial. Los primeros hitos se remontan a 1988, cuando se crea el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), establecido conjuntamente por la Organización Meteorológica Mundial (OMM) y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA); y a 1992, con la adopción de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) en la Conferencia Medio Ambiente y Desarrollo, celebrada en Río de Janeiro –también conocida como *Cumbre de la Tierra*–. Allí se establecería la futura realización de un acuerdo vinculante entre los Estados para llegar a acciones conjuntas en cuanto a la reducción de emisiones de GEI; acuerdo que se daría en 1997 y se conoce con el nombre de *Protocolo de Kioto*. Entre sus aportes más relevantes se encuentra la inclusión de mecanismos para el comercio de créditos de carbono, como herramientas previstas para atemperar el cumplimiento de los compromisos asumidos. No obstante, luego de cuatro informes del Grupo de Expertos del IPCC (1995, 2001, 2007 y 2014) y más de una decena de Conferencias de las Partes (COPs) –órgano supremo de la CMNUCC que se reúne anualmente–, las negociaciones climáticas fueron abonando el camino para el acuerdo ambiental más importante del siglo XXI, el *Acuerdo de París*.

El Acuerdo de París, celebrado en la COP 21 de 2015, asumió el reto de alcanzar un marco internacional que reemplazara al Protocolo de Kioto, reimpulsando los esfuerzos para limitar el aumento de la temperatura por debajo de los 2 grados centígrados (°C) con respecto a los niveles preindustriales, con preferencia a los 1,5°C. Allí se hace explícita la necesidad de llegar a un pico mundial de emisiones de GEI tan pronto como sea posible y se destaca el financiamiento como una herramienta prioritaria. Entre las novedades, se encuentra la inclusión de los países denominados “en desarrollo” y la obligación, de igual modo a todas las partes, a presentar cada cinco años sus Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional (NDC), propiciando un formidable cambio energético que aleje a las economías de su dependencia de los combustibles fósiles y las conduzca a emprender pasos firmes hacia las energías limpias.

Así, en el último tiempo los procesos de desfosilización se han intensificado a nivel global, acaparando una gran porción de los cortes presupuestarios en las principales potencias, aunque de manera desarticulada. Las dificultades que trajo consigo la crisis financiera desatada en 2008 expuso las limitaciones para cumplir con las metas climáticas y la necesidad de un plan estatal más robusto, de largo alcance y coordinado entre los países, lo que finalmente se tradujo en una solicitada pública por un *Green New Deal*. Este término, que emula el *New Deal* norteamericano impulsado por el Estado en los años 30 para superar la Gran Depresión, se hizo público por primera vez en 2007, en un artículo de opinión del New York Times de Thomas Friedman (19 de junio de 2007), y se popularizó rápidamente tras la crisis causada de manera simultánea por la Gran Recesión, la aceleración del cambio climático y el peak oil. Este abrió un debate sobre el futuro de la economía y el papel de la

sostenibilidad, señalando la necesidad de un enfoque económico intervencionista de la descarbonización, poniendo un fuerte énfasis en las inversiones públicas, las políticas industriales y la planificación indicativa.

Si bien, visto desde la perspectiva del proceso de transición, el régimen fósil todavía se encuentra en una fase de relativo equilibrio entre los principales actores, ciertos jugadores ven la ventaja de apoyar innovaciones tecnológicas desde los nichos para seguir siendo parte de un posible nuevo régimen que pueda establecerse. Desde la órbita estatal, un paso importante se materializó en los llamados Objetivos 20-20-20 propuestos por la Unión Europea, un plan que consistió en reducir las emisiones de GEI en un 20% para 2020 en comparación con 1990, alcanzar el 20% del consumo final bruto de energía de fuentes renovables y aumentar la eficiencia energética en un 20% en comparación con una proyección para el año 2020 –para 2030 se impusieron objetivos aún más desafiantes: reducción del 40% de las emisiones y del 27% del consumo final bruto de energía renovable– (Ciambra y Duque, 2015). Ahora bien, más relevante para este capítulo que observar los procesos internacionales de negociación entre Estados, es poner atención en el mercado bursátil, en los mecanismos financieros y en las prácticas de las compañías petroleras, pues es allí donde se concentra el núcleo más intransigente del régimen de acumulación fósil.

El hecho de que la quema de carbón, petróleo y gas natural sean los principales responsables de la emanación de GEI, sugiere que la mayoría de las reservas restantes de combustibles fósiles deben permanecer bajo tierra para que la humanidad tenga una posibilidad razonable de debilitar el avance del cambio climático, un escenario, hasta hace poco, improbable en el *mainstream* del mercado financiero. No obstante, en una carta abierta del más grande fondo de inversión, BlackRock en 2020, el presidente Larry Fink, contra todos los pronósticos, afirmó que los riesgos climáticos son también riesgos de inversión, augurando nada menos que “un cambio estructural de las finanzas” en los próximos años²⁵. Dado que los mercados de capitales anticipan los riesgos futuros, para Fink los cambios en la asignación de capital tendrán lugar antes que los cambios climáticos propiamente dichos. En esta línea, el consultor internacional Rifkin (2019) plantea que la descarbonización de nuestra sociedad debe ir de la mano de la desinversión y la desvinculación de nuestras estructuras económicas y sociales de los combustibles fósiles.

De acuerdo con Unmüssig y Haas (24 de noviembre de 2020), la coyuntura construida por los límites biofísicos del planeta dio paso a la construcción de *riesgos climáticos* para los mercados financieros, los cuales pueden dividirse en tres categorías: (1) los riesgos físicos, que aluden a la posibilidad de que fenómenos meteorológicos extremos produzcan daños a los bienes patrimoniales de las firmas –instalaciones, infraestructura, etc.–, con la consiguiente interrupción de las actividades económicas y el impacto directo en la actividad aseguradora; (2) los riesgos de cambio tecnológico, debido a una mayor rigurosidad en las políticas climáticas y la transición hacia una economía con cero emisiones, lo que puede cambiar el comportamiento de los consumidores y devaluar las inversiones en activos fósiles; y, por último, (3) los riesgos de la responsabilidad civil, esto es, la posibilidad de que las demandas se multipliquen con la intensificación de las catástrofes, impactando en la economía de las compañías intensivas en generación de CO₂.

Según el informe Aon Impact Report (2020), los desastres naturales causaron pérdidas récord de US\$3 billones en la última década –US\$1,2 billones más que en 2000-2009– y les costaron a las aseguradoras US\$845 mil millones en pagos. Quien dirige el grupo de trabajo sobre cambio climático

²⁵ Véase: <https://www.blackrock.com/mx/intermediarios/larry-fink-ceo-letter>

de Axis Capital, la primera aseguradora de Estados Unidos en restringir tanto el carbón y las arenas bituminosas, dijo en una conferencia de la industria que actualmente existen más de 1.500 demandas climáticas activas en todo el mundo y advirtió: “No pasará mucho tiempo hasta que se establezca algún tipo de precedente legal en términos de responsabilidad por cambio climático” (Curtis, 23 de septiembre de 2020). Con todo, las campañas de desinversión en activos fósiles se han extendido en el último tiempo, con alcances todavía impredecibles.

El movimiento de desinversión tiene su origen en 2011, en el seno de agrupaciones estudiantiles europeas que, desde asambleas, sentadas y tomas en campus universitarios, exigían a sus administraciones retirar inversiones en activos fósiles y orientarlos al desarrollo de energías limpias y a estrategias de *transición justa* que empoderen a los más afectados por la degradación ambiental y el cambio climático (Advisors, 2015). En particular, tiene la intención de cambiar hacia un sistema energético en el que la demanda total de energía se reduzca con el tiempo, y donde la GDER suministre la mayor parte del suministro de electricidad. La campaña, que se había extendido a aproximadamente 50 campus a inicios de 2012, alcanzó trascendencia mundial meses después, tras la publicación del activista climático Bill McKibben *Las aterradoras nuevas matemáticas del calentamiento global* (McKibben, 2012). El artículo publicado en la revista Rolling Stone mostró como la necesidad de mantener el calentamiento global por debajo de los 2°C amenazaba con dejar 2230 de las 2795 gigatoneladas (Gt) de CO₂ bajo tierra, lo que constituye activos por US\$20 billones en reservas incombustibles. Esto, naturalmente, alentó un creciente reconocimiento de los riesgos financieros asociados con la inversión en industrias intensivas en CO₂, trasladando la campaña desde una justificación meramente ética y/o política, a una ecuación económica-financiera que encierra la posibilidad de una burbuja del carbono. Como consecuencia, el movimiento de desinversión creció y se diversificó, movilizando desde US\$2,6 billones en activos y 436 instituciones a mediados de la década, hasta casi US\$15 billones y más de 1300 instituciones en 2020, de acuerdo con el portal *Go Fossil Free*²⁶.

Como hemos visto en el capítulo anterior, las inversiones en empresas de combustibles fósiles y su financiarización se ha correspondido con la idea de que proporcionaban un potencial mejor rendimiento y diversificación de la cartera, es decir, una mejor distribución de riesgos y oportunidades. Sin embargo, en el artículo *Fossil Fuel Divestment and Portfolio Performance* (Trinks et al., 2018), los investigadores examinaron un extenso material y compararon el desempeño financiero de las carteras de inversión con y sin acciones de compañías de combustibles fósiles durante el período 1927-2016. El resultado que encontraron fue que no hubo diferencias significativas entre el desarrollo de las carteras, más aún, los datos mostraron que las empresas de combustibles fósiles se habían desarrollado peor financieramente en comparación con otros activos a partir de 2011, lo que se explica por la evolución negativa del precio del petróleo, descubrimientos decrecientes de reservas y una mayor competitividad de las energías alternativas. En consecuencia, los grandes jugadores del mercado financiero también están dando cada vez más indicios de una reorientación de sus estrategias bursátiles, hacia la desinversión en activos fósiles. Hablamos de fondos de pensiones, fondos privados de inversión, bancos públicos y multilaterales y compañías aseguradoras.

²⁶ Véase: <https://gofossilfree.org/divestment/commitments/#>

2.3 Nuevas estrategias financieras en la acumulación por desfosilización

Si bien la desestabilización del régimen energético crea ventanas de oportunidad para que nichos produzcan cambios en el mismo, esto depende del tipo de presión dado por el paisaje y de la madurez de los nichos en cuestión. Las interacciones entre estos tres niveles definen estrategias o *actitudes* genéricas, que son identificadas por Geels (2011): por un lado, el autor identifica una *actitud reformista* del nicho, que busca que las élites vayan aceptando cambios graduales “desde arriba”, como puede ser las negociaciones climáticas descritas en el apartado anterior; por otro, la *revolucionaria impaciente*, que busca un cambio en las élites para que promuevan cambios drásticos en el régimen; y, por último, la *revolucionaria paciente*, que busca preparar innovaciones y prácticas alternativas en los nichos, esperando un colapso del sistema que haga que estas prácticas puedan sustituir a las del régimen rápidamente. En esta investigación, sostenemos que la creciente convergencia del capitalismo neoliberal y las nuevas estrategias económico-financieras para erigir economías verdes, tornan cada vez más visible una serie de análisis útiles para incorporar la desfosilización como un componente integral de la acumulación de capital a escala global. Esto es, en términos de Geels (2011), un desplazamiento desde una actitud reformista del universo “verde” hacia una revolucionaria impaciente que se alinee con los intereses de los principales jugadores del mercado.

De acuerdo con el portal *Go Fossil Free*, los fondos de pensiones son los actores que, hasta aquí, más han avanzado en esta dirección. El proceso de desinversión en activos fósiles alcanza los US\$1,8 billones, lo que no es casual, pues, estos capitales se alimentan de los aportes de las cuentas de capitalización individual para la pensión de vejez y son especialmente grandes en países comprometidos a reducir sustancialmente sus emisiones, agrupados bajo la órbita de la OCDE –el portal de estadísticas del organismo estima un acumulado de más de US\$50 billones (Bullard, 29 de abril de 2021)–. Hasta no hace mucho tiempo, gran parte de ellos estaban invertidos en activos fósiles, financiando paradójicamente la crisis climática que sus Estados se habían comprometido a mitigar. Entre los más grandes, se destaca el Fondo de Pensiones del Gobierno de Noruega, el mayor fondo soberano basado en hidrocarburos del mundo con unos US\$900 mil millones en activos, que en 2015 decidió desinvertir en empresas que recibían el 30% o más de sus ingresos del carbón, caso similar al fondo KLP del mismo país, que en 2014 lo había hecho con el 50%. El National Employment Savings Trust (NEST), el fondo más grande del Reino Unido, también anunció que prohibirá las inversiones en cualquier empresa involucrada en la minería del carbón, el petróleo de las arenas bituminosas y la perforación ártica, siguiendo la línea que ya había trazado el Fondo de jubilación de universidades británicas (Collinson y Ambrose, 29 de julio de 2020). A estos se suman otro sinfín de fondos de pensiones en Estados Unidos –la legislatura de California aprobó una ley que obligaba a los fondos de pensiones estatales a liquidar acciones relacionadas con el carbón para 2017–, Australia, Holanda, Suecia, Dinamarca, etc.

A diferencia de lo descrito anteriormente, el despertar de una responsabilidad ambiental entre los grandes fondos privados de inversión todavía no se ha dado. Según una investigación de The Guardian (Greenfield, 12 de octubre de 2019), BlackRock –el mayor administrador de activos financieros con US\$7,4 billones–, Vanguard Group –segundo con US\$5,6 billones– y State Street Global Advisors –US\$2,8 billones–, supervisan 1.712 fondos por un total de US\$286,7 mil millones de acciones en compañías de petróleo, carbón y gas. Sus inversiones en emisiones potenciales de CO₂ han aumentado de 10.593 Gt a 14.283 Gt desde el Acuerdo de París, lo que equivale al 38% de las emisiones mundiales en 2018; y los primeros dos se opusieron o abstuvieron en más del 80% de las

mociones relacionadas con el clima en las compañías de combustibles fósiles. En efecto, estos fondos son ampliamente reconocidos por aplacar la agenda ambiental. Sin embargo, recientes eventos predicen lo que puede ser un cambio paradigmático. En la mencionada carta anual de BlackRock, su presidente instó a los CEOs de compañías a exhibir modelos de negocios compatibles con una economía de cero emisiones netas, y aseguró que el fondo evitará las inversiones que “presentan un alto riesgo de sustentabilidad”. Esto representa un giro copernicano si tenemos en cuenta que un año atrás, en su carta anual de 2019, el presidente expresaba que su deber primordial era “hacer ganar dinero a sus clientes”. Ya en 2020, el fondo votó a favor de resoluciones sobre cambio climático en las reuniones de accionistas de ExxonMobil y Chevron (O'Malley, 08 de junio de 2020), y anunció que desinvertirá en empresas que dependen de la producción de carbón en más de un 25% (Mason y Bosshard, 2020).

Si nos trasladamos al universo bancario, el panorama es similar. Un estudio de *Rainforest Action Network* (2020) afirmó que, entre 2016 y 2019, los bancos de las principales potencias inyectaron cerca de US\$2,7 billones al sector convencional y no convencional, encabezado por la norteamericana JPMorgan Chase y sus compatriotas Wells Fargo, Citigroup y Bank of America. Esto resulta lógico si tenemos en cuenta el influyente dominio de los cuatro fondos más grandes –BlackRock, State Street Corp., Fidelity y Vanguard Group– en la composición accionaria de los siete bancos más grandes del mundo –Bank of America, JP Morgan, Citigroup, Wells Fargo, Goldman Sachs, Bank of New York Mellon y Morgan Stanley–. No obstante, el informe también destaca que, en el mismo período, 21 de 35 bancos relevados han impuesto recientemente restricciones para proyectos de carbón, y 10 bancos europeos han adoptado normas restrictivas para proyectos de energía extrema. En un informe filtrado, JP Morgan reconoce “los riesgos económicos del calentamiento global causado por el hombre” y advierte que “la política climática tiene que cambiar o el mundo enfrentará consecuencias irreversibles” (Espiner, 21 de febrero de 2020). Un hito aún mayor tiene al Grupo del Banco Mundial como protagonista. La entidad, que entre 1992 y 2008 invirtió en unos 130 proyectos de energías fósiles, anunció en diciembre de 2017 que dejaría de financiar proyectos de exploración y producción –conocido como *upstream*– para el petróleo y el gas convencional, con el fin de alinear su apoyo a los países para cumplir sus objetivos de reducción de emisiones (IEA, 2017: 651).

Las compañías de seguros son otro actor central, no solo en su papel de grandes gestores de activos, sino también en su papel de aseguradores de grandes inversiones en activos de combustibles fósiles. En sus informes anuales, la organización *Insurance Our Future* reveló que el retiro de coberturas para proyectos de carbón se multiplicó por ocho en tan sólo cuatro años (2017-2020), abarcando 23 compañías que controlan el 12,9% del mercado primario de seguros y el 48,3% del mercado de reaseguros (Mason y Bosshard, 2020). Otras nueve compañías terminaron o limitaron la cobertura para arenas bituminosas. El mercado de seguros para el petróleo y el gas es significativamente más grande que el mercado del carbón, con primas estimadas de US\$17,3 mil millones en 2018. Sin embargo, las primas de asegurar nuevos proyectos ascendieron solo a alrededor de US\$1,7 mil millones ese año. Esta cantidad palidece en comparación con el costo social y financiero de los desastres climáticos cubiertos por la industria de seguros, razón por la cual muchas de ellas se están sumando a la Alianza de Propietarios de Activos Cero Netos convocada por la Organización de las Naciones Unidas (ONU), agrupación que se ha comprometido a desinvertir el 37% de sus activos, un monto que se acerca a los US\$9 billones (Unmüssig y Haas, 24 de noviembre de 2020).

Por último, están las propias compañías petroleras, quienes naturalmente tienen mucho que perder, y por lo tanto un fuerte motivo para utilizar sus enormes recursos de lobby en contra de la política

climática²⁷. No obstante, gran parte de ellas han anunciado planes para reducir sus emisiones de carbono de acuerdo con el objetivo de alcanzar cero carbono neto para 2050 establecido por diversos gobiernos. British Petroleum, que en 2001 se rebautizó como BP: Beyond Petroleum –que significa “más allá del petróleo”–, planea reducir sus emisiones de carbono a prácticamente cero para el 2050, en parte compensando las emisiones a través de esquemas de captura de carbono y la restauración de ecosistemas. También ha prometido multiplicar por ocho las inversiones en bajas emisiones de carbono para 2025 y por diez para 2030, al tiempo que reducirá su producción de combustibles fósiles en un 40% en la próxima década. La petrolera francesa Total ha realizado varias inversiones multimillonarias en energía renovable y tiene uno de los proyectos de energía limpia más grandes del mundo. Royal Dutch Shell, pese a que ha sido criticada por presentar planes climáticos que son vagos y se basan en objetivos de "intensidad de carbono" a corto plazo en lugar de cifras de emisiones absolutas, planea llegar a cero neto en términos absolutos para 2050. La compañía petrolera estadounidense Exxon, considerada una rezagada climática, también se ha movido en esta dirección (Jolly y Ambrose, 17 de febrero de 2021). Por su parte, los herederos del fundador de Standard Oil, John D. Rockefeller, se deshicieron de la dotación del Rockefeller Brothers Fund como parte del proceso de discontinuar activos fósiles (Advisors, 2015).

Con todo, los procesos de desinversión parecen acelerarse en los próximos años, con especial énfasis en la industria del carbón y las energías extremas. Por supuesto, estos niveles de desinversión no constituyen expresiones meramente altruistas, sino que son expresivos del lugar cada vez más importante que tienen las nuevas tecnologías energéticas en el mercado global. Un estudio de Busch y Lewandowski (2017) revela que las emisiones de carbono varían inversamente con el desempeño financiero, lo que indica que un buen desempeño del carbono generalmente se relaciona positivamente con un desempeño financiero superior. Según datos recolectados por Reuters, índices bursátiles como el RENIXX (*Renewable Energy Index*), que sigue a las 30 mayores empresas de energía renovable del mundo, ha subido más del doble en 2020. En cambio, las empresas de energía tradicional que forman parte del índice SyP500, han bajado en conjunto su cotización un 41%, golpeadas por la caída de los precios del petróleo (Barría, 15 de diciembre de 2020). La agencia de calificación S&P Global Ratings anunció en febrero de 2021 que rebajó la nota de las petroleras Total y Royal Dutch Shell, al considerar que los riesgos para el sector habían aumentado a raíz de la transición energética y del cambio climático (El Economista, 18 de febrero de 2021). Tres meses atrás, en una postal más que emblemática, la mayor empresa de energía renovable en Estados Unidos, NextEra Energy, sobrepasaba en valoración de mercado a Exxon Mobil, marcando un hito que, según expertos, refleja la tendencia vertiginosa hacia una transición con fuentes limpias.

Frente a esto, aunque se trate de procesos muy recientes, podríamos estar hablando ya no de nichos tecnológicos que se incorporan en una carrera por la sucesión, sino más bien de una interacción entre regímenes, donde las sinergias pueden ser cruciales para el surgimiento de uno nuevo. De acuerdo con *Bloomberg New Energy Finance*, la capacidad instalada en energía renovable –excluyendo las grandes centrales hidroeléctricas– se cuadruplicó en la última década, de 414 GW a 1,650 GW, superando los US\$2,6 billones en inversiones (BNEF, 2019). Específicamente, los proyectos eólicos y solares han

²⁷ Apenas 100 empresas generaron más del 70% de las emisiones desde 1988, y más de la mitad corresponden a 25 empresas y entidades estatales relacionadas con la producción de combustibles fósiles. Un informe elaborado por *The Carbon Majors* destacó entre las primeras se encuentra China (Coal) con un 14.3% de emisión, Saudi Arabian Oil Company (Aramco) con el 4.5%, Gazprom OAO 3.9%, National Iranian Oil Co 2.3%, ExxonMobil Corp 2.0%, Coal India 1.9%, Petróleos Mexicanos (Pemex) 1.9%, y Rusia (Coal) 1.9% (La Nación, 10 de julio de 2017).

experimentado un rápido crecimiento, representando el 67% de toda la capacidad de energía nueva en 2019, en comparación con menos de una cuarta parte en 2010. Aunque gran parte de estos activos se han consolidado en plataformas que replican las economías de escala de las centrales eléctricas tradicionales, las inversiones “verdes” también están transformando la estructura de los mercados de electricidad, afectando los precios de la energía y los modelos de negocios. Fundamentalmente, la tendencia a acercar la generación a los usuarios ha provocado la creación de nuevos modelos de negocio de GDER, los cuales reemplazan los modelos centralizados. Se estima que entre 2017 y 2020 se agregaron 179 GW solo en energía fotovoltaica, y se proyecta una cuadruplicación de este mercado hasta alcanzar los 633 GW a finales de la presente década (IEA, 2021). Las empresas de tecnología con grandes requisitos de energía, como Google, Apple y Amazon, emplean estos enfoques para operar sus centros de datos masivos, pues contribuye a satisfacer la presión regulatoria y de los consumidores, al tiempo que ayudan a los inversores a alcanzar los objetivos de reducción de emisiones para sus carteras. Esto hace que la implementación de capital sea más desafiante, por ello se están desarrollando plataformas que brindan una forma de agregar los proyectos distribuidos y de esa forma invertir y administrar los activos a escala. En este sentido, el director de Octopus, el mayor propietario de activos solares en el Reino Unido, aseguró que los proyectos de GDER serán propiedad de aquellos grandes agregadores que puedan administrar los activos como si se tratasen de grandes centrales renovables dispersas en el espacio (O’Dea, 01 de mayo de 2018).

En esta línea, también se han multiplicado los índices y fondos de renta variable centrados en empresas enfocadas en medidas ambientales, sociales y de gobernanza, y las emisiones de bonos verdes, desde los US\$170 mil millones en 2017 a US\$900 mil millones cuatro años después (Bullard, 29 de abril de 2021). Algunas empresas energéticas desempeñan un rol puramente financiero. Por ejemplo, en el primer trimestre de 2021, la petrolera noruega Equinor ASA publicó que el 49% de sus ganancias provienen de proyectos de energía renovable –US\$2.6 mil millones–, superando al segmento de petróleo y gas. Lo interesante es que este flujo no fue producto de la venta de energía, sino de una estrategia financiera denominada *rotación de activos*, un término técnico que alude a las empresas que financian activos en determinadas etapas de sus vidas y luego los venden a otros propietarios mejor posicionados. En este caso, la empresa perteneciente en dos tercios al Estado noruego –a través del Fondo de Pensiones del Gobierno de Noruega Global–, utilizó su capital de riesgo más caro para financiar el trabajo inicial de un proyecto eólico, que luego vendió a la compañía BP en una transacción que le dejó US\$1 mil millones limpios (Bullard, 29 de abril de 2021). Según BNEF, existen US\$2 billones en fondos privados de riesgo no invertidos esperando su turno, aproximadamente ocho veces más que al comienzo del milenio.

En resumen, es claro que el mundo está inmerso en una transición energética y financiera significativa, donde el ciclo de acumulación parece orientarse hacia otro vinculado a los procesos de desfosilización, concomitante a los de conservación (Büscher y Fletcher, 2015). El neoliberalismo y la devastación ambiental contemporánea son el resultado inmediato de la política de acumulación de capital, así como del predominio de un tipo particular de tecnología fósil. A partir del reconocimiento de la necesidad de formas de acumulación más sostenibles desde el punto de vista ambiental y económico, y del avance tecnológico, se refuerza la estrategia de desfosilización como mecanismo mediante el cual el capitalismo busca monetizar el desmantelamiento de su núcleo productivo hacia otro de emisiones netas cero. Esta intervención del capital financiero, respaldada por el poder estatal, se enmarca en un esfuerzo por absorber la sobreacumulación derivada del agotamiento del régimen fósil, y de esta forma recuperar ganancias a partir de la reproducción ampliada bajo el velo de la economía verde, la descarbonización o la transición energética. Todo ello sustentado en una red

internacional de amplísimas dimensiones (IPCC, ONU, PNUMA, OCDE, IEA) que opera en favor de las políticas climáticas y energéticas, acompañada por soluciones comerciales que incluyen incentivos sólidos –bonos o créditos de carbono, mecanismos REDD, certificadoras–, manteniendo el ciclo de crecimiento económico, invisibilizando las asimetrías Norte-Sur y promoviendo el desplazamiento de sus impactos en una nueva geografía de conflictos –como se evidencia en el trabajo de Argento, Slipak y Puente (2021) para el caso del litio–.

En contraposición, vale mencionar que movimientos globales como lo que dieron origen a la campaña de desinversión no sólo apuntan a estimular una reorientación de las inversiones bursátiles, sino que, en sus raíces más profundas, llama la atención sobre la gama completa de actores, dinámicas e intereses que están detrás de la extracción, producción y uso final de la energía, incluidas las externalidades ambientales. Uno de los rasgos fundantes de la campaña gira en torno a socavar la legitimidad social del régimen de acumulación fósil, lo que implica abordar las desigualdades en el poder y combatir el cabildeo corporativo sobre la política climática y energética (Healy y Barry, 2017). En el calentamiento global se observa un problema ético y político, más allá de uno ambiental o físico, partiendo de que no todos los países y regiones contribuyen de la misma forma con emisiones: entre los 15 países con mayor emisión de carbono a nivel mundial, se distinguen China, Estados Unidos, la Unión Europea, India, y Rusia –para poner en perspectiva, en el año 2018 América Latina emitió alrededor del 17% de GEI total que generó China, siendo México y Brasil los que se llevan la mayor parte– (BBC News, 23 de diciembre de 2019).

En esta línea, el Green New Deal también ha retornado con fuerza a la agenda política en 2019, cuando la congresista norteamericana Ocasio-Cortez tomó el proyecto europeo y lo enlazó con las propuestas de la justicia climática, que entre muchas de las exigencias integra la rendición de cuentas de las corporaciones responsables de las emisiones. Este se ha reformulado en sus aristas más democráticas, no como una simple política aislada enfocada en las emisiones, sino de una propuesta integral hacia una economía más equitativa, de lucha contra la pobreza, contra el racismo, contra todas las manifestaciones de desigualdad y marginación (Svampa y Viale, 2020). Estas dinámicas pueden ubicarse dentro de las luchas intensamente políticas que incluyen dimensiones ideológicas, democráticas y de economía política, cuyos objetivos apuntan a cambiar de forma explícita y deliberada las estructuras del régimen de acumulación fósil y las devenidas de un futuro posfósil.

2.4 Recapitulando: crisis y reinención

Así como los combustibles fósiles han hecho posible la mayor era de crecimiento social, tecnológico y económico que jamás se haya visto, la adicción petrolera del régimen capitalista ha generado su propio impasse lógico, físico y social (Szeman et al., 2016). Hoy nos encontramos ante un escenario de *crisis sistémica* (Lander, 2015) que es al mismo tiempo ambiental, energética, económica, financiera y civilizatoria; y en la cual la transición a diferentes formas de estar en el mundo, tanto entre nosotros como en relación con el medio ambiente, resulta imperativa. El capitalismo se debate entre la continuidad de un sistema fósil reforzado, que apunta a crecer consumiendo cantidades crecientes de energías extremas, y un capitalismo verde atento a los límites físicos del crecimiento económico, que intenta avanzar hacia una transición energética, pero sin poner en cuestión su lógica intrínseca de acumulación ampliada.

La discusión en torno al peak oil encierra una ecuación compleja de factores tanto geológicos como económicos y políticos. Mientras que quienes apoyan la teoría afirman que la producción mundial de petróleo disminuirá rápidamente en el futuro inmediato, las predicciones más optimistas sostienen que la producción de petróleo crudo se mantendrá constante y los recursos no convencionales asegurarán que la producción mundial aumente lentamente. Independientemente de estas posturas, lo cierto es que las estimaciones son muy inciertas, la revisión es insuficiente y los datos de campo son limitados, así como es probable que presenten distorsiones, lo que complejiza la formulación de proyecciones de mercado y la planificación de políticas públicas. Al contrario, sí hay un acuerdo tácito en que la producción mundial de petróleo nunca recuperará la tasa de crecimiento promedio histórica, signo de ello es que la producción está cambiando gradualmente de los grandes campos petrolíferos terrestres hacia proyectos cada vez más desafiantes desde el punto de vista técnico. Está demostrado que los recursos no convencionales tienen una energía neta significativamente menor que el petróleo crudo fácilmente disponible, además de que encarnan mayores riesgos en términos geológicos, ambientales, laborales y sociales, tomando el significado de la escasez en un carácter específicamente capitalista, más que neomalthusiano (O'Connor, 2001). Estas formas autodestructivas del capital dan señales claras de la inviabilidad en los modelos de desarrollo y acumulación imperantes, y la existencia de una crisis sistémica que atenta contra nuestra propia existencia.

A medida que se hacen evidentes los riesgos planteados por el cambio climático y el agotamiento de los recursos, los Estados y los agentes financieros han estado restringiendo las inversiones en combustibles fósiles y transfiriéndolos a productos de inversión ambientalmente más sostenibles. Aunque el foco sigue centrado en el carbón, lenta y gradualmente se están comprometiendo a retirarse de nuevos proyectos de petróleo y gas. La IEA estima que la inversión global en energía limpia tendrá que triplicarse para 2030 desde su nivel actual de aproximadamente US\$620 mil millones al año para cumplir con los objetivos del acuerdo climático de París, en una demostración del capitalismo como el gran salvador de sus propias contradicciones ecológicas negativas. Aunque hasta ahora los procesos de desinversión se han dado de manera voluntaria en un grupo limitado de inversores que se centran en un fundamento ético y político, cada vez más agentes suelen enmarcar la desinversión como una estrategia para mitigar el riesgo de activos obsoletos y la burbuja del carbono. Grandes actores del mercado financiero global, como los bancos y aseguradoras ya empezaron a tomar medidas restrictivas, las cuales se han vuelto decisivas para persuadir a los fondos privados más intransigentes. En el caso de los fondos de pensiones, el hecho de que se crean para proporcionar un seguro para las generaciones futuras, financiar la actividad de empresas de fósiles los convierte en una verdadera paradoja, por lo que la ya iniciada desinversión debería ser obligatoria.

A medida que aumente el consenso en torno a una crisis sistémica, el desplazamiento del debate desde el peak oil al peak demand se hará más evidente, haciendo que la producción futura de petróleo se estabilice y disminuya debido, no a las dificultades en la extracción, sino a la reducción de la demanda derivada de las políticas de reducción de emisiones. Las campañas de desinversión son, quizás, una etapa necesaria, pues representan un método de intervención en la expansión del capitalismo fósil. No obstante, por sí solo no perturba las dinámicas dominantes. Parte de su debilidad está en su visión implícitamente estrecha de los combustibles fósiles y no con el capital como tal, y por lo tanto pasa por alto la historia entrelazada de los combustibles fósiles y el capitalismo. En esta línea, la economía verde nos da pistas de cuál es la transición que la civilización petrolera –y el capitalismo– tiene planificada para garantizar su reproducción. Naturalmente, estas estrategias corren el riesgo de encerrar patrones de explotación y desposesión que caracterizan el capitalismo fósil. Más aún, a medida que más instituciones exploren la desinversión, sus compromisos podrían terminar siendo una

nueva forma de *greenwashing* (O'Malley, 08 de junio de 2020), esto es, un lavado de imagen verde que no altera las conductas empresariales de fondo. Un caso más que elocuente se da en el mercado de la GDER, donde los mecanismos financieros van a contramano de la dimensión técnica distribuida, mostrando que la descentralización no implica necesariamente la desconcentración, menos aún la desmercantilización.

En este marco, es posible vislumbrar un nuevo *fetichismo de la mercancía-energía*, en donde una constelación de estrategias busca re-estimular el crecimiento económico a través de la acumulación por desfosilización. Este proceso de acaparamiento verde aparece como un *deux machine*, arrojado al escenario global por las tecnologías de energía renovable para prolongar la vida de los procesos fundamentales relacionados con la acumulación por desposesión: privatización, financiarización, gestión y manipulación de crisis, y redistribuciones estatales (Harvey, 2004; Büscher y Fletcher, 2015). La acumulación por desfosilización es la forma en que se mercantiliza la transición energética, se busca la reproducción ampliada del siglo XXI y se replican las asimetrías del régimen capitalista fósil en un régimen capitalista posfósil. Para que el diálogo sobre la desfosilización y desinversión supere el simbolismo y apunte a una verdadera revolución del régimen energético, es preciso que se desplieguen estrategias para fondos desinvertidos basadas en políticas de transición energética a todas las escalas: nacional, regional, provincial, municipal y local. Esta visión de la transición se caracteriza por la estratificación, pero no solo eso. A los fines de una transición justa, se requiere la aceptación de la imposibilidad de seguir incrementando los consumos de energía en un contexto de crisis ambiental y desigualdad social. Por ello, en el próximo capítulo nos centraremos en las diferentes trayectorias para impulsar la transición, las diversas escalas de gobernanza desde las cuales emergen, y el patrón de acción en el que los actores políticos, económicos y sociales están inmersos.

3. Capítulo 3: La transición energética global en disputa

Como hemos visto hasta aquí, la actualidad marca que nuestro planeta se encuentra de cara a una crisis socioecológica sistémica sin precedentes y con consecuencias devastadoras. Más recientemente, la pandemia Covid-19, junto con las condiciones climáticas extremas y su aceleración –olas de calor, derretimiento de glaciares, inundaciones, incendios como los de la Amazonía, Australia y los deltas y humedales en Argentina, etc.– coadyuvaron a la expansión de la cuestión energética como problema público. Entre estos, dos fenómenos representaron una alerta extrema: de un lado el dato histórico publicado por la Organización Mundial Meteorológica (WMO, por sus siglas en inglés) sobre las cifras récord de emisión de CO₂ y la constatación de que una parte de la Amazonía –el pulmón del planeta– dejó de ser sumidero de carbono para convertirse en un contribuidor directo al calentamiento global. El otro, fue el efecto pandemia sobre el petróleo que significó el “gran freno de mano” en el cual 160 millones de barriles de petróleo quedaron varados en buques en el océano. Los estudios posteriores revelaron que, efectivamente, producto de la pandemia se redujeron considerablemente las emisiones de origen fósil desde un nivel máximo de 36,64 gigatoneladas de O₂–GtCO₂– en 2019 a un descenso extraordinario de 1,98 GtCO₂ –5,6 %– en 2020 (WMO, 2021). Sin embargo, ésta se trataría de una reducción efímera dado que los niveles de contaminación hacia mediados de 2021 ya se encontraban enmarcados en la tendencia creciente de 2019.

En este marco, la gran paradoja de la vida contemporánea es la de la aceptación del fin y su sistemática negación. Pese a los diagnósticos más o menos compartidos, el magma de resoluciones o propuestas alternativas para la transición sigue siendo profundamente dispar. Las agendas y propuestas globales oscilan entre un negacionismo neoliberal y conservador y las resoluciones capitalistas greenwashing, remercantilizadoras de la naturaleza, que niegan, violentan y subalternizan las experiencias y alternativas emancipadoras. Por el contrario, el clima ha sido elevado al estatus de preocupación política mundial también como resultado de las acciones de lucha y resistencia al extractivismo desde los territorios del Sur Global, la acción de activistas climáticos e investigadores, campañas mediáticas, documentales como el de la reconocida Naomi Klein “Esto cambia todo” (Klein, 2014), o el más reciente fenómeno Greta Thunberg y las “huelgas por el clima” que aglutinaron un conjunto de juventudes de diversos países en movimientos como *Friday for future*, o Jóvenes para el Clima, entre otros²⁸. En este sentido, asistimos a una progresiva ampliación de las agendas socioambientales entre organizaciones, sindicatos, movimientos populares, etc.

En consecuencia, al día de hoy existe una elevada incertidumbre acerca de cómo se desarrollará la transición energética, quién la gobierna y qué es lo que esto comprende, derivando en múltiples usos y apropiaciones (Bulkeley y Castán Broto, 2013). A modo genético, en esta investigación describimos a la transición como un cambio estructural del régimen y los sistemas energéticos nacionales, pero que puede ser abordado en dos niveles: (1) a nivel técnico, se trata de un proceso de transición desde una estructura basada en energías fósiles y nucleares, hacia un sistema basado en energías renovables y limpias relativamente descentralizadas; y (2) a nivel político, como un proceso de lucha desde abajo que se opone no sólo a las energías contaminantes –ya sean nucleares o fósiles–, sino también a la centralidad de las estructuras de poder que dominan el sector. La discusión planteada aquí no gira en torno al potencial técnico o económico de las nuevas tecnologías –ampliamente destacado por organismos como la IEA o IRENA–, sino cómo este potencial puede realizarse y contribuir

²⁸ De acuerdo con Svampa y Viale (2020), el protagonismo juvenil marcó un punto de inflexión en relación a la exigencia a las elites nacionales y locales de cambios radicales y políticas públicas, pero también en relación con un combate activo frente al escepticismo y la desinformación funcionales al negacionismo climático.

sustancialmente a una transformación del sector. Hablamos del pasaje de un sistema contaminante, centralizado y concentrado, hacia un incremento sustantivo del control comunitario del sistema y la construcción social de la energía, más que como mercancía, como un derecho o un bien común (Bertinat, 2013; Acosta et al., 2013).

Dada las características de las energías renovables, la disputa coloca un mayor acento en el control de las tecnologías que en el de las fuentes, lo que genera un contexto particular que aún ha sido poco abordado. Para referentes de la teoría sociotécnica como Bulkeley y Castán Broto (2013), las infraestructuras energéticas constituyen expresiones espaciales o articulaciones materiales de las ideologías político-económicas dominantes, detrás del cual existe un juego de poder sobre cuándo y cómo decidir e intervenir. Argumentan que una forma importante en la que se ejerce este poder es a través de estudios de cambio climático e intervenciones a nivel urbano, y muestran que las constelaciones de actores detrás de estos experimentos pueden ser considerables entre diferentes partes del mundo²⁹. En esta línea, el investigador del Centro Latino Americano de Ecología Social (CLAES), Eduardo Gudynas (2011), identifica tres nociones de sustentabilidad que resultan útiles para pensar el nivel de transformación sistémica subyacente en cada acción política: por un lado, un tipo de concepción *débil* de la sustentabilidad, que otorga un fuerte peso a los instrumentos técnicos, con la idea de reducir los impactos ambientales, a fin de conservar la naturaleza para promover el crecimiento económico –lo que se podría enmarcar en nuestra definición de *acumulación por desfosilización*–; por otro, una concepción *fuerte* de la sustentabilidad, la cual advierte que la naturaleza no puede ser reducida a mero capital, donde se subraya la importancia de preservar ambientes naturales críticos despojando a los mismos del sustrato mercantil –lo que podría incluirse parcialmente en los procesos de *acumulación por conservación* descrito por Büscher y Fletcher (2015)–; y por último, una concepción de sustentabilidad *súper fuerte*, donde se profundizan aún más estas posiciones, proponiendo la necesaria transformación de la propia lógica del desarrollo capitalista, e incluyendo otras valoraciones en relación con la naturaleza, entre ellas, culturales, religiosas y estéticas, que pueden resultar aún más importantes que las de tipo económicas –esta concepción rompe definitivamente con la relación desarrollo-crecimiento, y se enmarca en nuestra idea de *transición energética justa*–.

En este capítulo, nos proponemos profundizar la problematización de la cuestión energética a través de explorar las múltiples propuestas que surgen en nombre de la transición a nivel global. Para ello destacamos, por un lado, una transición *desde arriba*, colonizada desde las altas esferas del poder; y por otro, una transición promovida *desde abajo*, es decir, desde las iniciativas locales, entendiendo lo local entre una gama de opciones hacia el interior de los territorios nacionales y transversal a los grupos sociales minoritarios. Hacia el final destacamos la necesidad de un abordaje multinivel y el rol que tiene la GDER en este marco. El objetivo final del apartado es comprender, desde una perspectiva sociotécnica, qué tipos de institucionalidades pretenden apuntalar las transformaciones energéticas, de qué manera, cuáles son las relaciones entre el nivel local, nacional y global, y cuáles son las lógicas más importantes que lo marcan.

²⁹ Por ejemplo, Bulkeley y Castán Broto (2013) afirman que el sector privado es particularmente activo en los experimentos asiáticos sobre el cambio climático, mientras que la mayoría de los experimentos en América Latina se concentran en el sector del transporte.

3.1 Clima, matriz y transición desde arriba

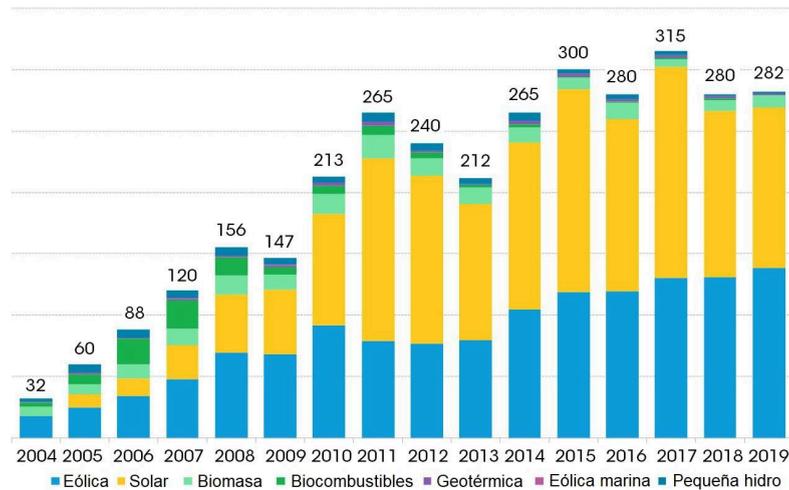
La transición energética desde arriba refiere a las propuestas que emergen desde quienes concentran los flujos de poder político y económico del régimen capitalista fósil. Pese a que en el capítulo anterior destacamos los roles de actores paraestatales –concretamente, el mercado financiero–, un legado de la pandemia Covid-19 es que, al tiempo que se convirtió en un revelador de los límites y las fragilidades de un modelo globalizador, también re-colocó la centralidad incuestionable de los Estados en su rol de grandes leviantes sanitarios no exento de control social y en su faceta planificadora. Junto a estos, organismos supranacionales, organizaciones multilaterales, consultoras y coaliciones empresariales, confluyen en un consenso total sobre la necesaria y urgente reducción de las emisiones de CO₂. En ellos, la transición está estrechamente vinculada a la seguridad energética, la reducción de riesgos financieros, pero, fundamentalmente, se centra en la relación entre energía y cambio climático (PNUMA, 2011; OCDE/IEA, 2011; IPCC, 2011; Banco Mundial, 2012; IRENA, 2019; IEA, 2019).

En los últimos años, los Estados más poderosos se han convertido en portavoces de una transición hacia regímenes energéticos más eficientes y sustentables, y menos dependientes de los combustibles fósiles, a través de propuestas como las mencionadas Green New Deal y los Objetivos 20-20-20. Estas políticas y medidas se encuadran dentro de las estrategias de desarrollo sustentable que se promueven desde 1992, en la Cumbre de la Tierra de Río de Janeiro; más cerca en el tiempo en los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS); y especialmente tras la crisis financiera de 2008, bajo la idea de Economía Verde, concepto sobre el cual se está reorganizando y resignificando el discurso político, incorporándose decisivamente en las agendas de inversión y desarrollo (Moreno, 2013). Como hemos visto, las posibilidades de una centralización parcial hacen que las energías renovables sean más atractivas para inversores más grandes y financieramente más fuertes, a través de la instalación de grandes parques solares y eólicos –*onshore* y *offshore*– y agrocombustibles. Incluso, en medio de los conflictos geopolíticos con Rusia y el abastecimiento de gas natural, los Estados europeos han dado marcha atrás en sus políticas de desnuclearización, incorporando estas resistidas fuentes dentro de la taxonomía verde, puesto que “no emiten CO₂” (Ainger, 2022)³⁰.

Datos extraídos de la base de *Bloomberg New Energy Finance* (BNEF) e ilustrados en la Figura N°2, muestran como los altos niveles de inversión en energías alternativas se han mantenido constantes entre US\$280 y US\$300 mil millones en la segunda mitad de la última década, con una gran participación de la energía eólica y fotovoltaica. La eólica se extendió desde 180.000 MW en 2010 a 622.000 MW en 2019, siendo los de mayor capacidad instalada China (210.478 MW), Estados Unidos (103.584 MW), Alemania (60.822 MW), India (37.505 MW) y España (25.553 MW) (IRENA 2020). Dentro de esta categoría, la eólica marina es la que ha tenido un crecimiento proporcionalmente mayor en las inversiones de los últimos años: US\$29,9 mil millones en 2019, un 19% más que en 2018 y US\$2 mil millones más que en el récord establecido en el año 2016 (BNEF, 2020). Por su parte, la energía solar-fotovoltaica tuvo un crecimiento mayor en términos absolutos con 638.000 MW de nueva capacidad. También se han propuesto estrategias comunitarias para los biocombustibles y se han oficializado planes para erradicar los vehículos de combustión interna de las ciudades.

³⁰ Debido a que el proceso de generación eléctrica a través de energía nuclear no emite GEI, muchos informes clasifican esta fuente como “limpia” (PNUMA, 2011). No obstante, debe tenerse en cuenta que la producción de desechos líquidos tóxicos la alejan de nuestra definición formal. Además, luego del accidente de Fukushima-Daiichi el 11 de marzo de 2011 en Japón, gran parte de las naciones iniciaron un proceso de desmantelamiento de estas centrales, por lo que los pronósticos para esta fuente han tenido ciertos vaivenes en los últimos años.

Figura N°2. Inversión global en energías renovables por fuente (en miles de millones de dólares)



Fuente: BNEF (2020)

Países como Holanda, Alemania y la región escandinava, han cumplido con creces sus indicadores de monitoreo de dichas políticas y presionan internacionalmente para incentivarlas en otros lados (IEA, 2019). En el caso de Asia, el ascenso de China, ya en el último tercio del siglo XX, lógicamente no es un hecho menor. El país, que históricamente ha estado ligado a un vertiginoso consumo de carbón (Kerschner et al., 2010), hoy ocupa el primer puesto en inversión para energías renovables y ha progresado de manera sorprendente en la moderación de su consumo fósil (IRENA, 2019). Para 2030, planea tener suficiente capacidad solar y eólica para generar 1.200 GW, lo que equivale a todas las necesidades energéticas de Estados Unidos; y para 2060 descarbonizar su economía entera. Para conectar estas fuentes, está invirtiendo en una red nacional de líneas eléctricas que, según una estimación, tomará 30 años y costará US\$300 mil millones (Bloomberg News, 06 de diciembre de 2021).

En las economías sudamericanas, la energía ocupa un lugar totalmente medular, mucho más destacado de lo que usualmente se considera: Brasil y Venezuela poseen grandes reservas convencionales y no convencionales de petróleo (Bersalli et al., 2018; Bolivar et al., 2006); en Ecuador y Colombia, este recursos representa más del 50% de sus exportaciones (Martínez Alier, 2008); Paraguay es un gran exportador de energía hidroeléctrica a sus vecinos; mientras que en Bolivia, aunque tiene dificultades para abastecer regularmente a su población, la exportación de gas es su principal fuente de divisas (Ceppi, 2018). Por su parte, Uruguay y Chile históricamente han concebido el problema energético como uno de seguridad y pérdida de divisas (Bertoni, 2011), fundamentalmente porque al carecer de combustibles fósiles han sido siempre grandes importadores (Fornillo, 2021). Ahora bien, la región se destaca por la calidad de sus recursos renovables: el desierto de Atacama en Chile ostenta uno de los niveles de radiación solar más altos; la región patagónica aloja potentes y persistentes vientos; la predominante actividad agrícola proporciona toneladas de biomasa; y la presencia de caudalosos ríos y extensas líneas costeras son otra gran fuente de energía.

La reconversión energética resulta más oportuna en países “en crecimiento” como los sudamericanos que para países “desarrollados”, ya que representan una vía redentora ante la generalizada coyuntura de déficit energético. Al contrario, en Europa existen capacidades excedentes, e incluso el consumo de energía, según normas de la Unión Europea, debe bajar, de manera que las energías renovables tienden a desplazar del mercado a otras centrales. Desde la perspectiva sociotécnica, esta interrupción

y/o discontinuación de la infraestructura preexistente es tan importante como las expectativas sobre la innovación, ya que debe lidiar con fuerzas como las devenidas de la *dependencia de la trayectoria* (Liebowitz y Margolis, 1995; Stegmaier et al., 2012); y aunque en algunos casos se puede asociar a un momento específico del contexto político-cultural más amplio –como el abandono de la energía nuclear justo después de los desastres de Chernobyl y Fukushima-Daiichi–, lo más frecuente es que la disponibilidad progresiva de nuevas tecnologías alternativas y su competitividad económica definan la terminación de una tecnología específica. Contrariamente al caso europeo, el potencial renovable en Sudamérica permite invertir en nuevas capacidades sin la necesidad de sacar de circulación centrales fósiles o nucleares operativas, lo que reduce los focos de conflicto.

Las políticas sudamericanas hacia estas energías se plasman en las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC) establecidas en el Acuerdo de París (ver Tabla N°2). Allí, cada país asumió –de manera no vinculante–, metas para reducir las emisiones y adaptarse a los efectos del cambio climático: Argentina apunta a un 20% de matriz de carácter renovable para 2025; Brasil y Chile un 23% y 20% respectivamente para 2030; y Uruguay, que cuenta con un matriz ampliamente ligada a la hidroelectricidad, para 2025 pretende un 32% de combinación eólica, solar y biomasa (Santos y Sabbatella, 2020). Vale aclarar que aquellos países que cuentan con un alto porcentaje de renovables en su año de referencia, como Paraguay y Venezuela, lo hacen a través de grandes centrales hidroeléctricas, resultando las energías alternativas un porcentaje marginal.

Tabla N°2. Porcentaje de energías renovables en la generación de energía eléctrica por país

País	Año de referencia	Propuesta de NDC	Fuentes incluidas
Argentina	1,9% (2015)	20% (2025)	Pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, biomasa, eólica y solar
Bolivia	2% (2010)	9% (2030)	Energías alternativas
Brasil	14,5% (2015)	23% (2030)	Energías alternativas
Chile	9,8% (2015)	20% (2025)	Energías renovables no convencionales
Colombia	5,1% (2015)	No especifica	Pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, biomasa, eólica y solar
Ecuador	1% (2013)	No especifica	Energías renovables no convencionales
Paraguay	100% (2015)	No especifica	Biomasa, eólica y solar
Perú	10% (2015)	No especifica	Pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, biomasa, eólica y solar

Uruguay	33% (2015)	32% eólica; 5% solar; 4% biomasa (2025)	
Venezuela	70% (2017)	No especifica	Eólica y solar

Fuente: Santos y Sabbatella (2020)

A los fines de esta investigación, un punto medular es cómo se piensan consolidar estos guarismos en los sistemas nacionales. En general, estas proyecciones se han traducido en subastas nacionales de energía renovable para grandes corporaciones, donde se suelen ofrecer contratos de compra de energía a largo plazo, con duraciones que van de 10 a 30 años (Santos y Sabbatella, 2020). Entre todas las fuentes de energía renovable, la eólica es una de las que más se ha desarrollado: se destaca Brasil con 15.364 MW de potencia, seguido de Chile (1.620 MW), Argentina (1.609 MW) y Uruguay (1.561 MW) (IRENA, 2020). Tanto en Uruguay como en Chile, la inédita posibilidad de autoabastecerse de energía eléctrica alentó a los gobiernos nacionales a proyectar planes estratégicos de largo alcance hacia una matriz renovable. El país oriental cuenta con la mayor capacidad instalada en relación con toda la energía generada (31%), mientras que, en Chile, las inversiones entre 2014 y 2017 tuvieron a la energía renovable como principal mercado, superando a la minería por primera vez, aumentando su participación desde un 5% hasta un 19% de la matriz.

En definitiva, estas tendencias se corresponden con las tradicionales visiones y políticas de desarrollo, estrategias con un fuerte sesgo eurocentrista y economicista que concilian la sostenibilidad ecológica con la competitividad económica³¹. La transición energética adopta una definición que articula la seguridad energética y la lucha contra el cambio climático, operando fundamentalmente en la esfera “ambiental”, un perfil que en nuestro marco conceptual Bertinat et al. (2020) denominan “corporativa” –el caso argentino será abordado en detalle en el Capítulo 6–. Es decir, la mayoría de los elementos –artefactos, proyectos, normativas, investigación y desarrollo, etc.– son controlados por, o funcionan en favor de corporaciones transnacionales o potencias mundiales. Se pretende mantener una distribución mayormente centralizada de la matriz energética a partir de enormes parques eólicos y solares que replican la disposición espacial de las grandes centrales termoeléctricas del sistema fósil, pero sobre todo, procura perpetuar un manejo concentrado en grandes empresas –como los casos de las corporaciones Iberdrola en España, Vestas en Dinamarca y Siemens en Alemania (Harris, 2010)–, en un nuevo ápice financiero bajo la lógica de acumulación por desfosilización.

Ahora bien, en línea con las definiciones descritas por Fornillo (2017) en nuestra introducción, dentro de esta visión de la transición energética existe un subgrupo de países que no solo apuntó a transformar la base de su matriz energética, sino que además ha logrado consolidar gigantescos entramados industriales que soportan su propia transición y la exportan. Alemania, Dinamarca y, sobre todo, China han modificado su estructura productiva, consolidando una nueva *industria verde* a través de la fabricación de paneles solares, aerogeneradores, autos eléctricos y toda una infraestructura de bienes y servicios (Hurtado y Souza, 2018)³². En ellos, una catástrofe potencial como es la

³¹ Para Gudynas (2011: 23), el desarrollo tradicional refiere a la idea consolidada a mediados del siglo XX, entendida como “un proceso de evolución lineal, esencialmente económico, mediado por la apropiación de recursos naturales, guiado por diferentes versiones de eficiencia y rentabilidad económica, y orientado a emular el estilo de vida occidental”.

³² En Sudamérica, se puede mencionar la experiencia de Brasil, cuyas subastas implicaron metas productivas a través del Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (PROINFA), con resultados satisfactorios (Freier, 2016).

aceleración del cambio climático, se convirtió en una oportunidad perfecta para traccionar la *Tercera Revolución Industrial* (Rifkin, 2011), revolución que combina tecnologías energéticas verdes con tecnologías de almacenamiento y comunicación; y articula fuerte entre industria, ciencia e innovación endógena para transformar la planificación del desarrollo. También incluye acciones fuertes, e inversiones importantes en todas las regiones del mundo y en todos los sectores económicos, desencadenando en una reorganización del tablero geopolítico, como ocurre con el exponencial ascenso de China, pero sin alterar los desequilibrios estructurales.

En este sentido, si dejamos de lado la retórica hueca de la colaboración internacional altruista, se expone una renovada lógica donde las economías periféricas actuarían como un factor estabilizador para las expectativas de las empresas transnacionales, a través de mecanismos como la inversión extranjera directa (IED) y/o bajo la modalidad “llave en mano”, los cuales reelaboran nuevos/viejos patrones de desarrollo desigual. Para la teoría sociotécnica, especialmente para la geografía, comprender esta variación es importante, pues la diferenciación espacial se entiende no como un mosaico estático de diferencia inherente, sino como un proceso de igualación y diferenciación simultáneas: la “producción continua de diferencias entre lugares” (Bridge et al., 2013). De acuerdo con Hurtado y Souza (2018), los países al margen de los procesos de innovación tecnológica son considerados recién en la fase final de “madurez”, cuando estos se encuentran en declive, opacados por un nuevo grupo revolucionario de tecnologías. Más aun, estos imaginarios productivistas colocan al Sur Global como depositario de basura y centro de la extracción de recursos necesarios para su transición, hecho palpable en la explotación del litio, un mineral clave para la producción de baterías (Argento, Slipak y Puente, 2021).

En definitiva, en una transición energética impulsada exclusivamente desde arriba, las tecnologías de energía renovable no serían más que una herramienta para patrocinar una transición de sustentabilidad débil, como lo define Gudynas (2011), reforzando el modelo de desarrollo concentrado que originó los actuales desequilibrios regionales, donde un cuarto de la población mundial consume tres cuartos del total de la energía primaria (Hughes, 2013). El mensaje hegemónico es contundente: “la continuidad de la política energética pondrá en riesgo el crecimiento económico, la seguridad y el bienestar de los habitantes del planeta. Por ello, es preciso transformar a fondo la manera en que se produce, distribuye y consume la energía” (OCDE/IEA, 2011: 20). Se habla de políticas verdes, pero nunca de “la política”, nunca del poder. No se cuestionan los temas estructurales de índole política o económica, ni se altera el paradigma energético dominante. En algunos casos podría implicar un reordenamiento de la geopolítica mundial entre las principales potencias, pero donde el Sur Global mantiene un rol subalterno, insertándose bajo una neodependencia a partir de tecnologías nacientes.

3.2 Energía, poder y transición desde abajo

Desde hace décadas, diversas voces críticas, estudios científicos, organizaciones sociales, luchas socioambientales y experiencias colectivas de resistencia denuncian las consecuencias devastadoras de un metabolismo social fósil adictivo, especialmente en el Sur Global, ligadas a la expansión de actividades mega-mineras, agro-forestales, pesqueras, petroleras, etc. Más aún, sobre este acumulado, la pandemia vino a ofrecer un gran momento de apertura y posibilidad de religar, por medio de la experiencia, la sensibilidad sobre los problemas ambientales en nuestras vidas. Bajo estas visiones, la transformación de raíz energética no se reduce simplemente, ni siquiera es en su mayoría, una

cuestión de tecnología y de política económica, sino que es, en esencia, una pregunta humana, una cuestión social (Escobar, 2000; Acosta et al., 2013; Bertinat, 2013).

La transición promovida desde abajo implica pensar la energía como un modelo de relacionamiento entre el sistema humano y el sistema ambiental, así como uno entre el desarrollo nacional y productivo local (Bertinat et al., 2014). Corrientes como las del decrecimiento europeo (Latouche, 2009) o del posdesarrollo en el Sur Global (Gudynas, 2011; Acosta et al., 2013; Bertinat, 2013), sugieren que el sistema capitalista ha sido investido de tal predominancia y hegemonía que se ha hecho imposible pensar la realidad social de otra manera. Pensar otras realidades como cooperativas e iniciativas locales son vistas como opuestas, subordinadas o complementarias al capitalismo, nunca como fuentes de una diferencia política significativa. Estos movimientos propugnan una intransigente promoción de los bienes comunes y la construcción continua de formas comunales de gobernanza a través de la energía ciudadana y una economía de proximidad, en contra del *acaparamiento energético* (Cotarelo et al., 2014), fenómeno que se incluye dentro de las fronteras de la acumulación por desposesión (Harvey, 2004) o, en términos de nuestro marco analítico, la acumulación por desfosilización; y que tiene como consecuencia la pérdida de soberanía de los pueblos sobre bienes propios y comunes. En esta línea, tanto los ODS como la Economía Verde han recibido fuertes críticas por potenciar el modelo neoextractivista, incluso numerosos autores (Unceta Satrústegui, 2009; Svampa y Viale, 2014) los han caracterizados como la conciencia máxima del capitalismo, esto es, una manera de entender la crisis ecológica, energética y alimentaria desde un punto de vista mercantil.

Desde los movimientos sociales, la cuestión energética adquiere un abordaje multidimensional con un fuerte componente en la redistribución y en la equidad regional y social. La transición se aborda como un proceso geográficamente constituido y no sólo un proceso que afecta a los lugares, donde los actores locales adquieren un papel central pudiendo intervenir en el ciclo energético y apoyar la transición hacia una sociedad baja en carbono (Klein, 2014). No obstante, entre activistas, académicos, ciudadanos e incluso políticos, el objetivo final de una transición energética desde abajo es bien diverso. En las "economías en transición" europeas se ha enmarcado principalmente como una "liberalización" del sector energético, con cambios clave en la estructura de propiedad y el papel de la competencia (Bouzarovski, 2009); también como una crítica a la economización y al esencialismo depositado en el crecimiento (Latouche, 2009). Fundamentalmente, plantea una reducción de las economías a través de mecanismos como la eficiencia energética a partir de la reconversión de ciudades y pueblos con nueva infraestructura sustentable, tecnología inteligente y transporte electrificado. Se destacan dos movimientos: por un lado, el programa de *Post Carbon Cities* (PCC), que se inscribe dentro de las políticas formales de los gobiernos locales; y por otro, el movimiento de las *Transition Towns*, que difiere del programa PCC por ser un proceso dirigido por la comunidad.

El movimiento de Postcarbon Cities tiene su origen en 2003, en Estados Unidos, cuando se funda el Postcarbon Institute (PCI), liderado por Daniel Lerch, con el propósito de concientizar comunidades y tomadores de decisión sobre la necesidad de promover sociedades descarbonizadas, sostenibles y cohesionadas. Cinco años más tarde, el Instituto publicó el manual *Postcarbon Cities: Planning for Energy and Climate Uncertainty*, sentando las bases del PCC. El programa resaltaba la imprescindibilidad de los estudios de vulnerabilidad, planes de emergencia y estrategias de desarrollo promulgados desde los organismos gubernamentales, para lo que se estructuró en base a tres objetivos centrales: (1) romper la dependencia del petróleo; (2) eliminar las contribuciones al calentamiento mundial; y (3) preparar a la comunidad para que prospere en un tiempo de incertidumbre energética y climática (Lerch, 2008: 5). Hacia el interior del movimiento se conformaron dos vertientes: por un

lado, quienes planteaban la transición energética como un proceso gradual de cambio tecnológico, donde estas velarían por la continuidad de un crecimiento económico y material ilimitado –visión predominante en ciudades más grandes–; y por otro, quienes, dentro del paradigma de la sostenibilidad, apostaban por cambios más radicales y bruscos tendientes a amortiguar los impactos de la sociedad de consumo. Un punto coincidente entre ambos es la demanda de una mayor participación comunitaria y la promoción de una economía más descentralizada y autosuficiente localmente.

Por su parte, el movimiento Transition Towns empezó en 2006 con la estrategia municipal *Kinsale 2021: An Energy Descent Action Plan*, en Irlanda. Basado en las estrategias descritas por Rob Hopkins en *The Transition Handbook. From oil dependency to local resilience* (2008), sostiene que la tecnología de energía renovable es incapaz de reemplazar el entramado fósil, lo que necesariamente conllevará la creación de sociedades más austeras y eficientes, de menor consumo energético. Reniega de las estrategias europeas asegurando que ninguna contempla una reducción del consumo y es crítico del PCC ya que parte del principio que la transformación es un proceso dirigido por la comunidad y vinculado a tomadores de decisión, visión que sintetiza en el lema "apoyar, pero no dirigir" (Brangwyn y Hopkins, 2008: 25).

Si bien los municipios grandes tendieron a un enfoque de PCC a través de la designación de grupos expertos, las estrategias de los Transition Towns también han tenido cierto éxito en gobiernos locales de municipios pequeños, concentrados en el mundo anglosajón. Pese a sus diferencias, ambos movimientos parten de la comprensión del peak oil y del cambio climático como impulsores de la acción, y persiguen un mismo objetivo: disputar la gobernabilidad de la energía hacia la democratización del sistema en su conjunto. Esto implica, pasar de la explotación privada a través de sistemas desterritorializados hacia un ascenso de los sistemas locales, donde predomina un redescubrimiento de las empresas de servicios públicos municipales, la GDER y el despliegue de estrategias creativas en el uso de las energías renovables como herramientas para el desarrollo local (Bermejo, 2013; Schönberger, 2013).

Por otro lado, desde numerosos movimientos de resistencia y antiglobalización, particularmente ubicados en el Sur Global, la transición adquiere un significado mucho más profundo, propugnando el ascenso de nuevos sistemas socioecológicos con parámetros sociales, políticos y culturales radicalmente distintos a los actuales. En estos casos, la concepción de lugar y la cultura se vuelven aspectos fundamentales ante la posibilidad de que un nuevo comportamiento alcanzado por una masa crítica de individuos logre un efecto sinergia dentro de la misma, adoptando en masa un estilo de vida diferente (Fernández Durán y González Reyes, 2015).

En la región sudamericana, particularmente en Bolivia y Ecuador, se ha extendido el concepto político del buen vivir, o *sumak kawsay* en idioma kichwa (Cubillo-Guevara, 2016), que hace referencia a un fenómeno social ancestral de la forma de vida del indígena andino que pretende que todas las personas podamos vivir en armonía con nosotros mismos, con la sociedad y con la naturaleza. Se refiere al sistema energético como el flujo sanguíneo del sistema productivo y coloca en un lugar central a la recuperación de los saberes locales y la cultura, dando cuenta de la diversidad abordajes posibles y la imposibilidad de “recetar” vías universales para lograr el buen vivir. Lo interesante es que este concepto político ha tomado un gran protagonismo en Ecuador, incorporándose en la Constitución nacional de 2008, fruto de un proceso participativo de múltiples organizaciones de la sociedad civil y del consenso alcanzado en el arco político; y se ha traducido en el Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017 (PNBV), el cual propuso “reestructurar la matriz energética bajo criterios de

transformación de la matriz productiva, inclusión, calidad, soberanía energética y sustentabilidad, con incremento de la participación de energía renovable”.

Un punto de convergencia entre las diferentes propuestas aquí expuestas radica en las críticas a las políticas estatales y los compromisos asumidos en los acuerdos internacionales, afirmando que poco hacen y poco han avanzado con la meta de la descarbonización, y mucho menos con un cambio estructural del régimen que incorpore el respeto de los derechos de los pueblos indígenas, la igualdad de género, la equidad intergeneracional, la seguridad alimentaria e integridad del ecosistema, entre otros (Moreno, 2013). Para ello, se requeriría no sólo una reelaboración de las infraestructuras energéticas, sino una nueva forma de gestionar la energía, de relacionarnos con el medio ambiente y de organizarnos como sociedad. Como venimos sosteniendo en esta investigación, implicaría pasar de concepciones que entienden la energía como una "cosa" o un "recurso", hacia una concepción de la energía como una "relación social" (Huber, 2008), enredada en densas tramas de poder y cambio socioecológico.

En resumen, bajo la óptica de los movimientos sociales y los actores territoriales predomina la idea de que sin presión desde abajo no habrá cambios reales, siendo los pequeños movimientos locales, más que los grandes acuerdos entre Estados, los que llevarán adelante la transición energética y la lucha contra el cambio climático (Klein, 2014). En última instancia, esta visión propugna un futuro no solo después del petróleo, sino también después del capital, donde la revalorización de los espacios locales y el aprovechamiento de las potencialidades propias de los diferentes ámbitos territoriales se conformarían en pilares de una estrategia defensiva de sustentabilidad súper fuerte ante el fenómeno de la globalización, la financiarización y la acumulación.

3.3 Atravesando escalas con la generación distribuida

Es claro que existen numerosas narrativas sobre el camino deseado que podría tomar la transición energética. Aquellos que se han beneficiado del régimen energético actual procuran que la transición se lleve a cabo de una manera que haga oscilar lo menos posible el poder contemporáneo; otros lo ven como una posibilidad para desarrollar su propia revolución industrial; otros como una apertura para la transformación política que redistribuiría tanto el poder incrustado en las estructuras políticas como en los sistemas de energía; y los más entusiastas verán la transición como una posibilidad de otorgar a las comunidades "superpoderes" sobre su energía, en lugar de convertir a los países en superpotencias energéticas.

Estudiosos de las transiciones sociotécnicas como Hansen y Coenen (2014) destacan que las tecnologías dominantes –hoy, las fósiles– configuran reglas cognitivas y normativas, integrados a tendencias y eventos más amplios como la globalización, la urbanización y los acuerdos de política internacional, los cuales guían el cambio tecnológico. Estos aspectos configuran un escenario difícil para pensar la expansión de proyectos alternativos; a lo que se agrega las disparidades en las condiciones ideológico-normativas de los territorios, condenando toda iniciativa de nicho a una simple experiencia local incapaz de reproducirse. Sin embargo, lo cierto es que una mayor conciencia sobre la transición energética, sus consecuencias espaciales y las posibilidades de un enfoque alternativo al enfoque tradicional “de arriba hacia abajo”, está comenzando a despertar gradualmente entre los responsables políticos en varios niveles.

Podemos destacar algunas combinaciones muy particulares entre procesos y movimientos locales y la legislación nacional, y otra combinación reciente entre lógicas políticas y económicas que han impulsado la planificación energética o el desarrollo de la energía renovable de manera local. Por ejemplo, en las últimas dos décadas ha crecido el consenso sobre el rol fundamental que desempeñan las ciudades en la respuesta al cambio climático, incorporándose explícitamente en los informes del IPCC y manifestándose en movimientos como los descritos Post Carbon Cities o los Transition Towns –de hecho, desde su Quinta Evaluación en 2014, el IPCC incluye capítulos específicos sobre dimensiones urbanas–. En ambos casos, los movimientos surgieron en un contexto de emergencia energética por parte de diversos distritos municipales, donde los gobiernos locales recurrieron al armado de estrategias y documentos de planeamiento para revertir la situación, impulsados no solo por el modelo *top-down* –de arriba hacia abajo– sino que también por iniciativas *bottom-up* –de abajo hacia arriba– (Bermejo, 2013).

La relación dialéctica entre lo global y lo local resulta natural ante la existencia de un proyecto holístico y globalizador como es la lucha contra el cambio climático, dando paso a que las iniciativas y conocimientos locales se mezclen con cadenas globales, nutriéndose mutuamente (Oslender, 2002). El estudio realizado por Bulkeley y Castán Broto (2013) descubrió que las intervenciones locales que persiguen estratégicamente la transferencia de carbono a nivel territorial se centran fundamentalmente en cinco categorías: infraestructura urbana, entorno ambiental, transporte, planificación urbana y secuestro de carbono. En ellos, la gran mayoría tiene un enfoque desde la problemática energética, mientras que casi la mitad presenta un interés explícito en la producción y el consumo de energía. Aunque las primeras propuestas surgen desde fines de los años ochenta y principios de los noventa, son un fenómeno relativamente reciente: casi el 80% de las iniciativas en curso tienen lugar en los últimos quince años y no se concentran solo en el norte, sino que son numerosas en América Latina y Asia³³.

Otros casos de combinaciones multinivel se ubican en Dinamarca y Austria, donde a causa de la primera crisis del petróleo en 1973, las iniciativas ciudadanas sentaron las bases de lo que hoy son las industrias modernas de aerogeneradores y fabricación de colectores solares térmicos (Harris, 2010). En ambos casos, los ciudadanos y las comunidades ejercieron su derecho al viento y al sol en forma de cooperativas, bajo marcos jurídicos que los incentivaron a través de leyes de inyección a la red y precios primados en las tarifas de la electricidad vendida (Bermejo, 2013). En Alemania, país que hoy en día proclama su transición energética, la propuesta de reorganización del sistema energético vino primero de la mano de pequeñas cooperativas como microprocesos sociales y alternativas de carácter local, antes de ser adoptado como bandera por y desde el Estado. Jacobsson y Lauber (2006) describen este proceso a través de cuatro etapas de causalidad acumulativa: (1) el cambio institucional a través de políticas en ciencia, tecnología y educación; (2) la formación de nichos de mercado que pusieron en marcha procesos de aprendizaje interactivo y adaptación institucional; (3) la entrada de organismos como universidades u organizaciones no gubernamentales; y en última instancia, (4) la entrada de empresas que aportaron conocimiento, capital y recursos.

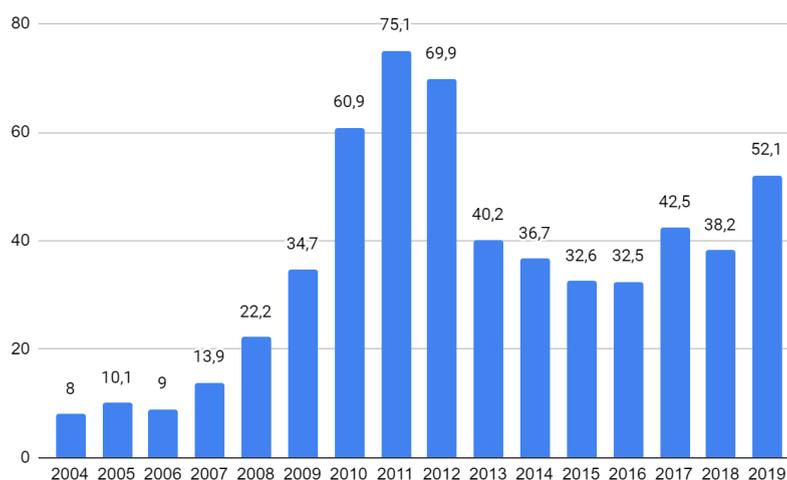
Para los autores, este proceso enmarcado en la *experimentación en nichos tecnológicos*, fue crucial para evitar que las innovaciones se frustren y maduren en espacios parcialmente protegidos con

³³ En Asia, América del Norte y África los experimentos ocurren con mayor frecuencia en el sector de infraestructura urbana, mientras que en Europa y Oceanía predomina el sector ambiental. En Latinoamérica prima el transporte, además de la captura de carbono, fundamentalmente por el interés en los programas de plantación en el Amazonas (Bulkeley y Castán Broto, 2013).

subsidios y otras medidas de apoyo públicas o privadas. A partir de ello, numerosos municipios europeos han replicado esta experiencia, tomando medidas para aumentar la participación de las energías renovables en sus territorios, dando paso a lo que Schönberger (2013) definió como un proceso de *remunicipalización* en Europa, donde las empresas de energía municipales adquirieron un rol central no sólo en términos energéticos y económicos, sino también sociales. Ya para el año 2019, la Unión Europea reconoció a las Comunidades de Energías Renovables (CER) como entidades con derechos particulares y con un papel protagónico que desempeñar en la transición energética y la descarbonización, fundamentalmente con la incorporación masiva de tecnología de GDER (Ríos, 2020).

Un informe de BNEF (2020) muestra cómo la GDER ha alcanzado su punto máximo en 2011, con inversiones que alcanzaron US\$75,1 mil millones, en un momento de actividad frenética en Europa, especialmente en Alemania e Italia, donde los subsidios estimularon la compra de paneles fotovoltaicos (ver Figura N°3). Más cerca en el tiempo, el relevamiento comprueba un desplazamiento geográfico de esta tecnología hacia Estados Unidos y China, siendo los mercados más grandes en 2019 con inversiones por US\$9,6 mil millones. A nivel mundial, la IEA (2021) estima que entre 2017 y 2020 se agregaron 179 GW solo en energía fotovoltaica, y proyecta una cuadruplicación de este mercado hasta alcanzar los 633 GW a finales de la presente década.

Figura N°3. Inversión en GDER, 2004-2019 (miles de millones de dólares)



Fuente: elaboración propia en base a BNEF (2020)

A pesar de que el coste por kWh de energía solar fotovoltaica ha disminuido notablemente –y continúa haciéndolo–, todavía se requiere incentivos financieros directos e indirectos para una mayor penetración de esta tecnología: créditos fiscales, reducción de impuestos, bonificaciones, exenciones, etc. Una de las claves ha sido los esquemas tarifarios dados por los Estados nacionales, y aunque existen numerosas experiencias, los instrumentos más aceptados se resumen a tres: el más eficiente respecto a la divulgación rápida de estas energías, por reducción de costos y los incentivos que ofrece a los inversionistas, es el instrumento de las tarifas incrementadas del modelo alemán denominado *feed in tariff* (FiT), donde el usuario-generador cobra un incentivo extra por cada kWh inyectado. Este esquema es considerado como modelo de referencia mundial (Schönberger, 2013), cuya particularidad reside en que la retribución percibida por el usuario-generador le garantiza un retorno de la inversión en un plazo más corto de acuerdo al monto asignado a la energía generada. El segundo es el balance neto –o *net metering*–, donde el pago se deduce de la diferencia entre lo que se ha producido y lo que

se ha consumido de la red de manera equitativa. Y, por último, el esquema de balance neto de facturación —o *net billing*—, que difiere del net metering en cuanto a que la energía inyectada por un particular y la comprada a la red tienen precios diferentes, establecidos por el precio estacional mayorista que deben pagar los distribuidores al sistema y los precios minoristas que pagan los usuarios cautivos, respectivamente.

El gran empujón para el desarrollo pleno de la GDER en Alemania fue la promulgación de la *German Renewable Energy Act*, una sucesión de leyes desde el año 2000 que dieron continuidad a un sistema FiT. Bajo este programa, se garantizó una retribución fija a largo plazo para las instalaciones solares fotovoltaicas, permitiendo que la propiedad de las instalaciones se encuentre, en su mayoría, en manos de los ciudadanos y de cooperativas. De hecho, entre 2007 y 2012, más de 180 concesiones de redes de distribución de energía volvieron a manos públicas, y el 50% de los aerogeneradores y 75% de las instalaciones solares se erigieron como obras de propiedad local (Schönberger, 2013). En Italia, desde 2005 comenzó a regir un sistema de primas conocido como *Conto Energia*, el cual sentó las bases para el *boom* solar cinco años después; y en Reino Unido rige el sistema de FiT desde 2010, abarcando sistemas basados en energías renovables con una capacidad total de hasta 5 MW. Por su parte, en España, el Real Decreto 436 de 2004 estableció los mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial a las empresas que vendan su producción o excedentes de energía, donde el precio era resultado del mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular de la instalación, complementado por un incentivo y, en su caso, por una prima, ambos expresados en céntimos de euro por kWh.

En el continente asiático, Japón fue pionero en aplicar un esquema FiT, aunque la tarifa es revisada anualmente, y los precios y periodos del contrato dependen de la capacidad de la instalación. Para 2016, la capacidad instalada era de aproximadamente 3,8 GW solo en instalaciones residenciales. Por su parte, China dobla esa cifra alcanzando los 6,16 GW para ese año. Los propietarios de los sistemas fotovoltaicos chinos pueden optar entre un esquema de FiT o un esquema de autoconsumo, siendo que para el primero, el gobierno divide el territorio en tres regiones, dependiendo de la abundancia en cuanto al recurso solar, de manera que en la región que tenga mayor recurso se venda la energía a un precio menor. En India los tipos de intercambios con la red varían entre esquemas net metering y FiT, según el estado que se considere; una particularidad que comparte con el mercado de la GDER en Estados Unidos, que no contempla una legislación federal unificada que abarque a todo el país. Aun así, ya para el 2010, 37 de los 50 estados habían creado normativas independientes, cada una con sus características propias. En la mayoría de los casos, el mercado de bonos municipales, que históricamente financió la infraestructura comunitaria —carreteras, alcantarillado y edificios—, sirvió como base para los sistemas de crédito denominados *Property Assessed Clean Energy* (PACE), instrumentos que hoy en día dan acceso a actualizaciones de eficiencia energética a través de hipotecas o gravámenes específicos, donde la propiedad del generador es del usuario o consorcio (Coley y Hess, 2012). También se ha expandido otros modelos como el de *financiamiento de terceros*, que corresponde a empresas o privados que administran sistemas de GDER en la propiedad de un tercero, fundamentalmente techos en zonas residenciales (Drury et al., 2012).

Pese a la proliferación de estos mecanismos de corte mercantil, en Europa sigue predominado el *modelo cooperativo* para el abastecimiento de pequeñas y medianas localidades, funcionando como sociedades de usuarios sin ánimo de lucro que comparten una unidad de generación (Bauwens et al., 2016; Hess, 2013; Ríos, 2020). La dispersión geográfica, y el gran número de instalaciones existentes, reflejan la gran socialización de esta tecnología, que, a diferencia de muchos otros sistemas de

producción de electricidad, está al alcance de las economías domésticas, y puede hacer de la generación un asunto de toda la sociedad y redistribuir los grandes ingresos de la industria eléctrica.

Sin embargo, en una visión más amplia y actualizada, Estados nacionales, provinciales y municipales han reaccionado de manera diferente a estos esquemas de incentivo. Por ejemplo, el gobierno de Corea del Sur debió abandonar su política de FiT en 2017 debido a la pesada carga financiera; situación similar a la de China que propuso un recorte importante para el esquema de FiT y el autoconsumo. España, cinco años antes debió imponer un “impuesto al Sol” dado que el estímulo fiscal –decían– afectaba la viabilidad del sistema (Dong, 2012; Sergent, 2018). Por su parte, Alemania y el Reino Unido realizan seguimientos continuos para gestionar los aumentos de tarifas y reflejar los cambios del mercado (Muhammad-Sukki et al., 2013). En este sentido, el enorme volumen fotovoltaico exige un esfuerzo de gestión del sistema eléctrico muy superior al tradicional, y las diferentes normativas que se van aplicando vienen a resolver problemas que van surgiendo o que se van previendo conforme se adquiere experiencia en la gestión de estas tecnologías recientemente instauradas a nivel comercial.

En Sudamérica, si bien los países han comenzado un proceso de transición posterior, están dando pasos muy valiosos a favor de un modelo de aprovisionamiento distribuido. Como veremos más adelante, los países del Cono Sur –Argentina, Chile y Uruguay–, se encuentran adaptando sus sistemas legislativos o regulatorios, en un intento de fomentar la energía ciudadana, aunque replicando de forma prácticamente acrítica los modelos desarrollados en los países centrales, lo que limita su potencial transformador y de expansión (Garrido, 2019). No obstante, a priori podemos destacar la experiencia acumulada de cooperativas y organizaciones comunitarias en la prestación de servicios públicos como modelos alternativos a los basados en incentivos de mercado, particularmente en Argentina donde la presencia es marcada en las ciudades del interior del país (Castelao Caruana, 2016).

Los conocimientos sobre el alcance geográfico de la transición energética indican que probablemente no lleguemos a una estrategia generalizada a nivel individual, ya que intervenir solo a nivel de una vivienda, por ejemplo, ignora el problema de que no todos pueden acceder a la tecnología necesaria de igual manera (Sijmons, 2014). De la misma forma, la búsqueda de un municipio con bajas emisiones también debe abordar importantes desafíos, pues ¿qué pasa con aquellos municipios que no pueden cumplir sus metas de manera autosuficiente? Probablemente tendrán que buscar soluciones a mayor escala. Para ellos, la cooperación intermunicipal o regional podría ser más interesante. En una ocasión, Harvey (2004) sostuvo que los movimientos anticapitalistas eran buenos para controlar lugares, pero que las relaciones entre los lugares –es decir, los espacios– se regían y estructuraban por otras lógicas, generalmente capitalistas. En este sentido, aunque algunas iniciativas comunitarias han tenido efectos positivos en el territorio, estos han fallado a la hora de generalizarse más allá del nivel local, consumando pequeñas utopías en sitios particulares. La conclusión preliminar parece indicar que todos los niveles de escala son necesarios y que la cooperación a estos niveles y entre estos niveles y con todas las partes interesadas involucradas, desde ciudadanos, empresas hasta gobiernos, es necesaria para maximizar el potencial de ahorro de energía y la generación local.

A modo de resumen, podemos afirmar que la dialéctica entre las propuestas *desde arriba* y *desde abajo* no parecería ser el clivaje absolutamente central, sino, más bien, que las políticas públicas tiendan a pensar *para abajo*, es decir, nuevos enfoques que consideren la heterogeneidad espacial, social y ecológica de los territorios, cuyo fin sea beneficiar a la sociedad civil en su conjunto. Las

experiencias descritas dan cuenta de la enorme relevancia de las dinámicas locales y su capacidad de traspasar los límites de influencia directa, pero también de la importancia de los organismos públicos nacionales y regionales para potenciarlas. A partir de esta sinergia, en algunos casos paradigmáticos como el de Alemania, el impulso inicial local a las energías renovables terminó convirtiéndose en un fenómeno nacional y luego mundial, que ahora comienza a erosionar el régimen energético fósil. Estos cambios radicales en los patrones de producción, gestión y consumo desencadenan un complejo proceso de construcción de un nuevo "sentido común" que se nutre del diálogo social y que podría desatar una profunda transformación en la forma de hacer las cosas en toda la economía, hacia una transición más justa y equilibrada.

3.4 Recapitulando: por una transición justa para abajo

Hoy enfrentamos la primera transición energética en la cual somos conscientes global y colectivamente. Este contexto abre un escenario de innumerables oportunidades en el que las energías renovables se posicionan como una respuesta más adecuada desde el punto de vista socioeconómico por facilitar el acceso universal a la energía, y desde el punto de vista ambiental por favorecer la reducción de emisiones de GEI. Está claro que las realidades nacionales y locales son únicas e irrepetibles, y sus necesidades energéticas muy diversas, por lo que múltiples vías para la transición coexisten y ofrecen una importante fuente de variedad y experimentación.

Entender las economías políticas de la transición, por quién y en nombre de quién se incentivan, a través de qué modos de gobierno y para qué fines, se convierte en un componente cada vez más crítico para la comprensión de la gobernanza de la transición energética, siendo que, en muchos casos, los procesos no se desarrollan linealmente de arriba a abajo, o de abajo hacia arriba, sino de forma contradictoria, engendrando permanentemente su antítesis. Cooperativas y movimientos sociales se posicionan como actores centrales portando proyectos tendientes a favorecer la producción local, con una concepción fuerte o súper fuerte de la sustentabilidad; mientras que los Estados y las corporaciones más fuertes refuerzan un sistema concentrado de sustentabilidad débil, que no es más que la ya descrita noción "corporativa" de la transición energética vinculada a procesos de acumulación por desfosilización. Las implicaciones de ambos modelos son marcadamente diferentes, por lo que el avance en una u otra dirección bien puede ser determinante.

A partir de lo desarrollado, destacamos cuatro grandes visiones de la transición energética: (1) una transición desde instituciones nacionales e internacionales que se ciñen a la relación entre energía y cambio climático, apuntando hacia la desfosilización de la matriz energética global y la introducción de energías renovables de forma más bien centralizada y concentrada; (2) una transición desde organismos gubernamentales que parte de este recambio de la matriz para traccionar una nueva industria verde nacional, cambiando buena parte de su base productiva; (3) una transición desde actores territoriales localizados en países centrales que propugna una transformación política y económica del régimen energético, con especial énfasis en la democratización y desconcentración del vector eléctrico; y (4) una transición desde movimientos sociales que aspiran a la construcción de nuevos regímenes socioecológicos, dentro de una sociedad comunitaria autónoma, igualitaria y desconectada del sistema global.

El carácter centralizado del sistema energético contemporáneo naturalmente derivó en que la problemática energética y la toma de decisiones se haya concentrado en el nivel nacional, siendo las

partes descentralizadas sistemáticamente marginadas, considerándolas como elementos remotos, impredecibles o caprichosos, especialmente cuando no se comportan de acuerdo a las directrices nacionales. Ahora, con el ascenso y masificación de las tecnologías de GDER, la descentralización y desconcentración son una oportunidad que coloca a todos los jugadores preexistentes ante nuevos desafíos. En un sistema descentralizado se podría transformar los modelos de gestión y profundizar la competencia con la entrada de pequeñas y medianas empresas, cooperativas, e incluso los propios usuarios de la red, desterrando a las grandes corporaciones y permitiendo que el circuito financiero empiece y finalice en el mismo territorio. Todo ello podría contribuir, además, a traccionar las economías locales y regionales; erigir nuevas industrias verdes de alto valor agregado a nivel local, las cuales aprovechan la puesta en valor de los recursos disponibles, la mano de obra, la tecnología y el conocimiento en cada lugar, privilegiando las necesidades locales.

Por otro lado, así como se han marginado las iniciativas locales, la percepción local de que la acción del Estado es necesariamente mala también ha socavado la capacidad para responder tanto a las crisis económicas como a las ambientales. Se debe entender a la transición energética como un proyecto sociopolítico que se gesta de manera local, pero que no necesariamente está desligado de niveles superiores. Por caso, la legislación nacional bien puede ser un factor que permita ampliar y estabilizar el espacio para innovaciones sociales creativas y autosuficientes. A nivel estatal existen muchas y variadas políticas de fomento de la GDER, cada una en virtud de las características de su mercado eléctrico. En Alemania, el factor decisivo que permitió la salida de los nichos fue una legislación nacional que ampliaba y otorgaba estabilidad al espacio para innovaciones sociales que hasta entonces se habían desenvuelto en forma autónoma. Junto a España, los subsidios lograron la conformación de movimientos de energía ciudadana de largo alcance. Por su parte, vale rescatar las experiencias comunitarias en Austria y Dinamarca, donde el fuerte apoyo estatal sentó las bases de la actual industria verde (Harris, 2010).

A medida que el mercado va reduciendo los costes de las energías renovables asistimos a una profundización de estas iniciativas comunitarias. Para dimensionar estas posibilidades en nuestra región, alcanza con mencionar que las 400 cooperativas de energía que existen en toda Europa (Bermejo, 2013) palidecen ante casos como el de Argentina, donde sólo este país agrupa más de 500 cooperativas que brindan servicios a más de 720 ciudades y pueblos (Castelao Caruana, 2016). Sumado a esto, la energía renovable se presenta no sólo como un vector para modificar la estructura productiva de la región, sino también para suplir la insuficiencia energética que afecta a las matrices nacionales; y para dar acceso a territorios que hoy en día no cuentan con el servicio, lo que reduce las inequidades y la pobreza energética, problemáticas que azotan a la región.

Entonces, si la cuestión energética fue abordada históricamente desde la óptica de los Estados-nación como principal espacio emancipatorio, ahora una transición justa requiere contemplar procesos que operan e interactúan en diferentes niveles, dando lugar a políticas *para abajo*, las cuales tiendan hacia un mayor protagonismo de la sociedad civil. Por supuesto, esta visión es lo que es no por su pureza o nitidez sino, muy al contrario, porque sigue una lógica de articulación abierta, dentro de un complejo de relaciones sociales y económicas multiescalares que se interpenetran, configuran y transforman permanentemente. El mapa de actores, racionalidades e intereses locales, nacionales y globales que intervienen en los territorios configuran escenarios *glocalizados* (Bebbington, 2006), donde lo global está cruzado por el espacio, el capital, la historia y el desarrollo; mientras lo local, por el contrario, es

vinculado al lugar, el trabajo y las tradiciones, así como sucede con las minorías y las culturas locales (Escobar, 2000).

En definitiva, una transición justa comprende un proyecto fundamentalmente político-geográfico, que no solo exige a las sociedades comprometer inversiones masivas para rediseñar la infraestructura, sino también elegir entre una gama de posibles soluciones espaciales y escalas de gobernanza, con mayor atención a los elementos sociales y ambientales de la sustentabilidad súper fuerte. Aunque el aprendizaje localizado implica, en gran medida, un conocimiento específico y tácito opuesto al conocimiento genérico más global, son dos procesos que se deben desarrollar simultáneamente. El punto no son las instituciones locales particulares, el punto es la manera en la que éstas salgan de sus nichos para convertirse en la base estructural del cambio. Es preciso convertir el conocimiento local en poder, y este conocimiento-poder en proyectos y programas concretos, en organizaciones nacionales e internacionales, para así mover las constelaciones de poder en el sector energético y convertirse en un desafío sistémico para el régimen fósil.

PARTE II: Transiciones en Argentina y la conformación del régimen neoliberal

“El poder, nombre común, se esconde detrás del Poder, nombre propio”

Claude Raffestin

4. Capítulo 4: El sistema energético argentino del siglo XX. Entre la concentración estatal y privada

A partir de lo descrito en la primera parte de esta investigación, podemos afirmar, con un cierto grado de certeza, que la forma de extraer, transformar, transportar y consumir los recursos energéticos ha condicionado la organización política, social y económica de las diversas sociedades a lo largo de la historia. Especialmente desde hace 200 años, los recursos hidrocarburíferos se convirtieron en el vector energético por excelencia de la sociedad moderna, asegurando la pervivencia y reproducción del modelo capitalista tal como lo conocemos hoy. Ahora bien, un punto a aclarar es que, hasta aquí, nos hemos referido al sistema energético de manera indiferencia, como una infraestructura de gran escala utilizada para el suministro de bienes y servicios energéticos. Es decir, ya sea un sistema sostenido por una matriz dependiente del carbón, del petróleo, del gas, de la energía hidráulica o de centrales nucleares, estos han sido asociados al régimen fósil. Sin embargo, al interior de este régimen podemos distinguir una multitud de subsistemas energéticos que vinculan al sistema humano entre sí y con la naturaleza.

Dado que la desfosilización y el aumento de participación de las energías renovables implica, en mayor parte, un proceso de sustitución de tecnologías que utilizan combustibles fósiles por tecnologías que utilizan la electricidad como vector de energía, de ahora en adelante nos centraremos en el análisis de los sistemas eléctricos. Aunque estos pueden considerarse un subsistema dentro de una dinámica mayor, lo cierto es que la electricidad ha conformado una estructura estática muy particular dispuesta en el territorio, así como una estructura dinámica propia, expresada en los flujos de energía, materia e información. De hecho, en razón de que están implicados en la mayor parte de las actividades humanas que se desarrollaron en el último siglo, los sistemas eléctricos han de considerarse, en los términos de Santos (2000), macrosistemas técnicos, pues son esenciales para la comprensión de las diversas formas históricas de estructuración, funcionamiento y articulación de los territorios. En su interior, se componen de tres “objetos” –o segmentos, si hablamos en términos del mercado eléctrico–: generación, transmisión y distribución. Estos no pueden ser abordados aisladamente, sino que deben ser entendidos dentro de un sistema más amplio, en un contexto histórico determinado y en el marco de una organización política, económica, social y territorial específica. En efecto, las trayectorias de los múltiples sistemas eléctricos desarrollados a lo ancho del globo han sido dispares en su configuración técnica y su configuración político-económica.

Un estudio de Macchione y Lanciotti (2012) sobre la experiencia a nivel mundial en la organización de los mercados eléctricos, revela que cada país se ha apoyado en una estructura de regulación y gestión del mercado diferente, moldeada por su propia historia, sus recursos y las decisiones de política económica y sectorial. Destacan, por ejemplo, que las trayectorias de los sistemas eléctricos latinoamericanos y europeos fueron divergentes, siendo que, en este último, la temprana municipalización de los servicios públicos y la fuerte regulación estatal, constituyeron políticas estratégicas que condujeron la conformación de un sistema eléctrico robusto e integrado territorialmente. Por su parte, Furlán (2017) realiza un recorrido histórico del sistema eléctrico argentino, en donde las técnicas de generación y la expresión geográfica de su evolución definen diversas etapas, las cuales el autor denomina *transiciones electroenergéticas*. En particular, destaca el

“comportamiento errático de la evolución técnica” y la “complejidad organizativa que habita los sistemas de la energía” (Furlán, 2017: 102).

En este capítulo nos preguntamos, ¿cómo fue el origen y la evolución del sistema eléctrico argentino? ¿Cuál fue su rol en el sistema energético más amplio y en la organización del territorio nacional? ¿Es posible encontrar diferencias históricas en el modo de concebir a la energía y de desplegar la red eléctrica? ¿Cómo ha sido la relación entre la configuración técnica y la configuración político-económica? Estos interrogantes buscan caracterizar los procesos de centralización, concentración y mercantilización que describimos en la primera parte de esta investigación, los cuales han de ser claves en el estudio de las transformaciones energéticas –o transiciones electroenergéticas, en este caso–, y revelar la estrecha conexión entre la organización social del sistema energético y las formas de gobierno que dominan la sociedad en su conjunto. Explorar la configuración del sistema eléctrico argentino implica indagar en los tres segmentos que la componen, pero, sobre todo, en el segmento de la transmisión eléctrica, pues, aunque no se la puede escindir de la generación y distribución, consideramos que es la componente clave para comprender la evolución técnica y la concreción histórica del sistema en su conjunto. Sin la red eléctrica en alta tensión, difícilmente podríamos hablar de un sistema a escala nacional, o del abastecimiento de ciudades enteras a partir de centrales hidroeléctricas distantes. La red nos habla, mejor que cualquier otro componente, de la dimensión espacial y organizacional del régimen fósil/eléctrico. A su vez, el área de la generación, por ser el sector de mayor consumo primario de energía, y porque allí se produjo en mayor medida la innovación tecnológica en el siglo pasado, también tendrá un abordaje amplio.

La propuesta teórico-epistemológica de Milton Santos (2000: 54), que define el espacio geográfico como “un conjunto indisoluble, solidario y también contradictorio de sistemas de objetos y sistemas de acciones”, nos revela que las políticas territoriales y los sistemas técnicos se superponen y heredan, lo que significa que el sistema eléctrico contemporáneo es obra de su evolución ideológica y su concreción histórica en sus diferentes etapas. Especialmente la red, es la condensación de múltiples iniciativas, proyectos y políticas de actores que operaron en un cierto marco normativo (Blanco, 2009; Raffestin, 1993). En esta misma línea, Raffestin (1993) afirma que es conveniente descifrar las redes a través de su historia y a través de los territorios donde se instalaron, los modos de producción que permitieron su instalación y las técnicas con que las construyeron. El objetivo final de este capítulo consiste en analizar la relación entre la configuración técnica –procesos que oscilan entre la centralización-descentralización– y la configuración política-económica –entre concentración-desconcentración–, lo que implica identificar actores centrales, tipo de propiedad y mercado, modos de coordinación sectorial, procesos de estatización-privatización, marco regulatorio, mecanismos de competencia y de expansión de infraestructura, entre otros.

El texto se divide en tres partes, identificando tres procesos de transición a lo largo del siglo XX, los cuales están en íntima asociación con el régimen eléctrico de su época: partimos del origen del sistema hasta mediados de la década del cuarenta, cuando predomina un sistema mayormente descentralizado y heterogéneo; inmediatamente, caracterizamos el segundo período, que se extenderá hasta los ochenta, cuando la energía se inserta decididamente en la órbita pública; y finalmente analizamos las lógicas desplegadas en el período neoliberal de los noventa, cuando grandes capitales nacionales y, sobre todo, transnacionales, acaparan el sector eléctrico. A modo de facilitar su lectura, cabe aclarar que en este apartado utilizaremos los términos electricidad/energía de manera indiferenciada, situación que se extenderá hasta la finalización de esta investigación.

4.1 El nacimiento de un sistema privado y descentralizado (1900-1946)

El descubrimiento de petróleo en el subsuelo de la superficie de Comodoro Rivadavia en 1907, y la creación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) en 1922, constituyeron el basamento del régimen energético nacional. YPF nació como la primera empresa petrolera estatal en el mundo, desplazando a empresas transnacionales como Standard Oil y Royal Dutch Shell del mercado local, resaltando la importancia del control de las reservas en manos del Estado. Hacia el interior del país, alimentó procesos de modernización, con la urbanización y el despliegue de todo un conjunto complejo de infraestructura de transporte, que incluye carreteras, vías férreas y puertos. La expansión del combustible fósil fue también la multiplicación de los sistemas locales de abastecimiento eléctrico, los cuales rápidamente se convertirían en uno de los fenómenos distintivos del proceso de acumulación del capital, de cambio tecnológico y de expansión de los mercados energéticos (Genta, 2006). Pero, a diferencia de lo que sucedía en el mercado de hidrocarburos, el ámbito institucional y político en el que actuó la actividad eléctrica fue el municipal, siendo que las autoridades nacionales intervinieron marginalmente, aunque con una intensidad creciente a medida que se expandían las redes y aumentaba la demanda.

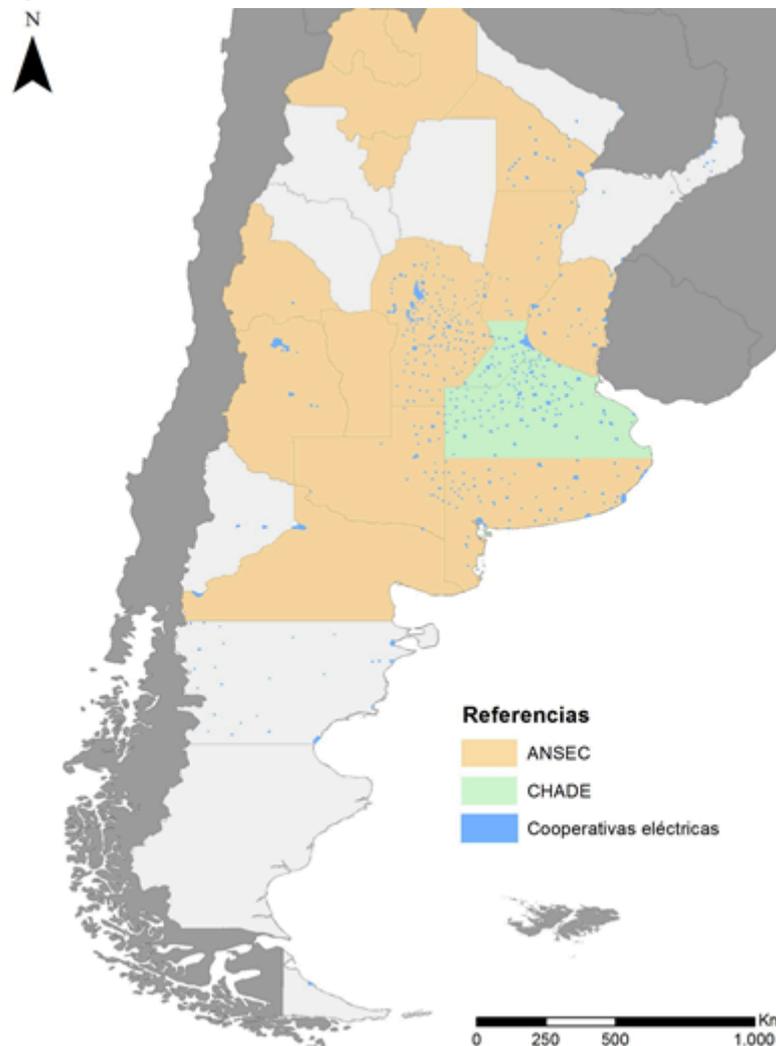
En los inicios del siglo XX, la producción de electricidad era una actividad económica sujeta solo al otorgamiento de un permiso de las autoridades locales, circunscrita a la parte céntrica de las ciudades. La operación en grandes ciudades era realizada mayoritariamente por sucursales de compañías extranjeras, al principio de origen británico (Ghía, 2012), en tanto, en las ciudades medianas y pequeñas, las primeras usinas de electricidad fueron organizadas por empresarios locales, muchos de ellos vinculados a otras actividades productivas (Genta, 2006). La presencia del capital externo en el sistema eléctrico fue aumentando a medida que el servicio se fue extendiendo a diferentes ámbitos de la sociedad. Múltiples iniciativas locales, desarrolladas bajo concesiones municipales, fueron evolucionando de manera dispersa y extensa en la mayoría de las ciudades, no sólo a través de la instalación de usinas termoeléctricas, sino de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, consolidando monopolios naturales en razón de las características de los sistemas de servicios públicos. El aumento de la demanda y el aprovechamiento de economías de escala generaron importantes ganancias para las primeras empresas, las cuales rápidamente serían absorbidas por compañías *holdings* que mantendrían el control oligopólico del sector hasta la Segunda Guerra Mundial³⁴.

La prestación del servicio en el aglomerado de Buenos Aires, principal centro urbano del país, se repartió entre dos grandes empresas: la Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad (CATE), perteneciente al holding alemán AEG, y la Compañía Ítalo Argentina de Electricidad (CIAE), perteneciente al holding suizo Motor Columbus. A nivel nacional, tal como se puede apreciar en la Figura N°4, el servicio eléctrico se dividió entre: CHADE, filial del grupo Société Financiere de Transports et d'Entreprises Industrielles (SOFINA), compuesto de capitales españoles y belgas, operando en la región más poblada y desarrollada del territorio nacional –Buenos Aires y sur de Santa Fe–; y por otro lado, ANSEC, subsidiaria de la estadounidense Electric Bond and Share CO.

³⁴ Compa a holding de servicios públicos refiere a aquella que directa o indirectamente es propietaria del 10% de las acciones, con voto de una compa a de servicios públicos o de otra compa a holding dentro de esta definición (Macchione y Lanciotti, 2012).

(EBASCO), que actuaba en un área más extendida territorialmente y menos poblada, en las regiones Centro, Cuyo, NOA y NEA (Ghía, 2012)³⁵.

Figura N°4. Prestación del servicio de distribución eléctrica hasta 1940³⁶



Fuente: elaboración propia a partir de Ghía (2012) y Secretaría de Energía (2021)

Paralelamente, desde diversas poblaciones y gobiernos locales nacieron cooperativas para la generación y distribución de electricidad, motivadas por el beneficio social de sus socios, siendo las encargadas de proporcionar el servicio en aquellos territorios más aislados y menos rentables para las grandes compañías de distribución eléctrica. La particularidad de esta forma de organización reside en su carácter comunitario, donde cada usuario es propietario de una parte de la compañía y tiene derecho a voto. A su vez, la cooperativa no está motivada por la generación de ganancias, sino como espacios asociativos para resolver la necesidad de abastecimiento eléctrico. La primera se fundó en Bahía Blanca en 1927, tras la sanción de la Ley 11.388 sobre Régimen Legal de las Sociedades

³⁵ ANSEC refiere a una sigla. A: Compañía de Electricidad de Los Andes en las provincias de San Luis, Mendoza y San Juan, N: Compañía de Electricidad del Norte Argentino en las provincias de Tucumán, Salta y Jujuy, S: Compañía de Electricidad del Sud Argentino en las provincias de Buenos Aires, La Pampa y Río Negro, E: Compañía de Electricidad del Este Argentino en Entre Ríos y Chaco. C: Compañía Central Argentina de Electricidad en Córdoba y norte de Santa Fe.

³⁶ Nota: La subdivisión del servicio en las provincias de Buenos Aires y Santa Fe es a modo ilustrativo.

Cooperativas en 1926, y se multiplicaron rápidamente hasta 1941, cuando se fundó la Federación Argentina de Cooperativas Eléctricas (FACE).

Así, hasta mediados de siglo se iría configurando un mapa eléctrico nacional amplio, aunque ciertamente heterogéneo y desintegrado (Furlán, 2017; Ghía, 2012; Lanciotti, 2009). Este desarrollo técnico del sistema con configuraciones político-económicas diferentes es advertido por Santos (2000) cuando señala que para un mismo bien o servicio se despliegan diversos modos productivos y múltiples formas de distribución y de consumo, de acuerdo a los niveles de capital, de organización y de información (Santos, 2000: 261). El hecho de que el sistema carezca de un tipo de coordinación o planificación centralizada, configuró una racionalidad hegemónica en los territorios más rentables del país, y contra-racionalidades en las áreas más remotas. Aunque existieron normas específicas sobre determinadas actividades, el sistema careció de leyes sectoriales, un régimen o ley marco de la energía eléctrica, mientras que las concesiones a privados funcionaron como el instrumento predilecto para la regulación, lo que moldeaba un poder de contralor limitado, más aún si consideramos la heterogeneidad en las condiciones establecidas en cada una (Macchione y Lanciotti, 2012).

El segmento de la transmisión eléctrica, que constituye aquella infraestructura de transporte en alta tensión –mayor a 132 kW– que conecta al generador con el usuario, fue inexistente en este período, siendo que la primera línea demoraría hasta el año 1956, cuando se construye la Central San Nicolás, de 300 MW en Buenos Aires. En virtud de ello, el alcance del sistema eléctrico se circunscribía a la extensión de las diferentes redes de distribución, y la generación, a centrales hidráulicas o térmicas de baja o mediana potencia –vistas desde las magnitudes actuales– en cada localidad.

Sin embargo, hacia fines de la segunda década, el debate por el alto costo del servicio de electricidad brindado por las compañías extranjeras se generalizó. Sumado a una posterior crisis de abastecimiento, estos dieron riendas para que, en la década del cuarenta, la nacionalización de los sistemas de generación y distribución eléctrica fuera una cuestión de orden público nacional. En 1945, el 97% del total de la capacidad de producción estaba en manos del sector privado, sostenido por la quema de combustibles líquidos derivados del petróleo y del carbón, en tanto, la capacidad hidráulica constituía el 3,4% de la matriz, y solo la mitad de esa participación era de propiedad pública. Los principales fundamentos que aludían la necesidad de una intervención estatal nacional se reducen a tres: (1) la insuficiencia de las jurisdicciones municipales y provinciales para contener la complejidad y magnitud de la prestación del servicio; (2) los importantes adelantos tecnológicos que, junto con la progresiva expansión del servicio, había permitido una abrupta caída de los costos que no se había transferido a los usuarios; y en términos ideológicos, (3) la internalización en la clase política de la idea de que existían ciertos bienes y servicios que eran esenciales para el desarrollo económico-social y la defensa de la nación (Genta, 2006).

En este contexto, un conjunto de nuevas instituciones se desplegaría en las décadas siguientes, las cuales posibilitarían la articulación de una política pública inédita en un campo que hasta ese momento había tenido como protagonista principal a la iniciativa privada.

4.2 El poder centralizador y concentrador estatal (1946-1989)

La década del cuarenta sería tiempo de grandes transformaciones en la política económica nacional, las cuales naturalmente se reflejarían en el sistema eléctrico. La aplicación de medidas proteccionistas

produjo cambios sociales que, tras el agotamiento del modelo primario exportador, crearon un mercado interno urbano-industrial en ascenso: el aglomerado de Buenos Aires consumía el 65% de la generación eléctrica nacional, pero contaba solo con el 43% de la potencia instalada, mientras que la producción a nivel nacional se había estancado (Ghía, 2012). Pese a que la situación puede ser atribuible a las compañías holding, quienes no habían invertido lo suficiente para expandir y modernizar el sistema, fundamentalmente en el segmento de transmisión –que se magnificaba dentro de un sistema marcado por las distancias que separaban los centros urbano-industriales de las fuentes primarias de energía–, lo cierto es que la insuficiencia se debió mayormente a la política de sustitución de importaciones impulsada por la presidencia de Juan Domingo Perón (1946-1955), que motorizó un exponencial aumento de la demanda que no pudo ser abastecida en tiempo y forma (Furlán, 2017).

Ante esta coyuntura crítica, y con la implementación de programas desarrollistas en alza, el Estado decidió, entonces, tener un rol protagónico en el sector eléctrico. Las empresas que operaban la generación y distribución en la mayoría de las provincias fueron nacionalizadas rápidamente, sin que mediara una transición desde el sistema privado no regulado al sistema público, reduciendo la participación extranjera hacia apenas el 9% del mercado para fines de la década del cincuenta –CIAE fue la única empresa de capitales extranjeros que quedó operando en el país (Macchione y Lanciotti, 2012)–. Aunque existieron múltiples propuestas para la reorganización del sector –como la municipalización de los servicios eléctricos, que imitaba el modelo europeo–, primó una fuerte concentración de las derivas del sector en el aparato estatal nacional: en la declaración constitucional de 1949, el artículo 40 declara al Estado Nacional como dueño natural de los servicios públicos y de las fuentes de energía. Previamente, en 1947, se constituye la Dirección General de Agua y Energía, fusión de la Dirección General de Centrales Eléctricas del Estado (CEDE) y la Dirección Nacional de Irrigación, que durante el mandato peronista se convertiría en la Empresa Nacional de Energía (ENDE)³⁷. Esta última era responsable de toda actividad relativa a la explotación, producción, industrialización, distribución y comercialización de combustibles y energía.

La organización y las metas más estrictas de la política eléctrica se cristalizaron en el Plan Nacional de Electrificación de 1946. Este definía al Estado nacional como promotor del potencial térmico e hidráulico, coordinador de las redes eléctricas provinciales y, cuando fuera necesario, encargado del servicio. El Plan preveía el desarrollo de las grandes redes de transmisión, buscando integrar los territorios e interconectar los sistemas aislados locales, y la conexión de centrales de gran potencia con grandes centros de consumo. Incluía también la construcción de doce centrales térmicas por 390.400 kW, y cuarenta y cinco centrales hidroeléctricas con una potencia de 1.329.700 kW, en un período de quince años (Macchione y Lanciotti, 2012). Para financiar estas instalaciones se crearon nuevas fuentes de recursos, como el Fondo Nacional de la Energía (FNE), compuesto por el recargo sobre el precio de los combustibles y del carbón importado (Genta, 2006).

Debido a la situación crítica en algunas localidades del interior –Córdoba, Mar del Plata, Tucumán, Santa Fe, Allen, Santiago del Estero y Neuquén–, la reconvertida Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado expropiaría la mayoría de las centrales del interior del país correspondientes al grupo ANSEC (Ghía, 2012); mientras que en 1960, la sanción de la Ley 15.336 crearía el Consejo Federal de Energía Eléctrica –encargado de coordinar los planes de desarrollo–, y establecería la jurisdicción

³⁷ La ENDE fue creada sobre la base de direcciones generales preexistentes: YPF, Agua y Energía Eléctrica, Gas del Estado, Combustibles Vegetales y Derivados y Combustibles Sólidos Minerales. En 1957, luego del derrocamiento de Perón, la ENDE se constituyó en Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado.

nacional para la generación y transmisión, y la jurisdicción provincial para la distribución y subtransmisión –transmisión regional–.

Las grandes obras de transporte en alta tensión tendrían lugar a finales de la década del cincuenta, cuando la red superó finalmente los límites de la ciudad, integrando el aglomerado de Buenos Aires con Rosario. Por su parte, las líneas de extra alta tensión (500 kW) comenzarían más tarde, en la década del sesenta, multiplicándose en el decenio siguiente: entre 1974 y 1976 se desarrollarían la primera y segunda línea que unen Comahue-Buenos Aires. La extensión en el tiempo y en el tipo de gobierno de estas políticas marca que se trató de una política de Estado sostenida a lo largo de la segunda mitad del siglo XX. La incursión del Estado en el desarrollo de una red eléctrica nacional se sustentaba en la necesidad de un cambio en el ejercicio del poder político, y en un nuevo carácter público de la energía como constructor de una nación cohesionada y soberana. En esencia, las redes constituyen “estructuras vivas que concentran y dispersan; integran y desintegran los territorios” (Santos, 2000: 234), lo que los convierte en herramientas fundamentales para la política pública. El levantamiento de una red de alcance nacional, que conecta los diferentes sistemas locales, permitió un control centralizado del sistema, lo que otorgó también grandes ventajas para la instauración de una organización institucional concentrada en el aparato estatal.

Por el lado de la distribución, los procesos de transferencia de los servicios públicos a las provincias definieron, mayoritariamente, una gestión bajo la égida pública, que luego se ampliaría con la transferencia de la producción a pequeña escala y la comercialización, lo que implicó una revisión de la política nacional concentradora, inicialmente formulada³⁸. En el Gran Buenos Aires, el sistema de distribución operado por la empresa mixta Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA), que representaba más del 50% del consumo total del país (Lanciotti, 2009), evidenciaba serias dificultades e ineficiencias, lo que derivó en la declaración del aglomerado como parte de la jurisdicción de ámbito federal, asumiendo el Estado nacional la prestación del servicio. Aunque SEGBA se fundó como una empresa mixta con capital mayoritario estatal, las empresas CADE, CEP y CIADE, gradualmente les irán transfiriendo sus bienes hasta 1961, cuando el Estado se convierte en el único accionista de la empresa.

Paralelamente, las cooperativas eléctricas, que habían cobrado gran protagonismo en las provincias de Córdoba, Santa Fe y Buenos Aires, y que estaban únicamente representadas por la FACE a nivel nacional, iniciaron un proceso de movilización con el objeto de generar una profunda transformación institucional, a partir de la conformación de federaciones provinciales. Uno de los argumentos que justificaron esta posibilidad fue que la distribución del servicio eléctrico estaba dividida en forma regional y provincial, por lo cual se necesitaba de entidades locales fuertes, con poder de decisión³⁹. Esto sucedió en un contexto marcado por la expansión del modelo de transmisión y distribución desde pequeños sistemas aislados a grandes sistemas regionales que centralizaban la generación proveniente de lugares distantes, aprovechando las ventajas de las economías de escala, lo que relegó a gran parte de las cooperativas y organismos municipales a limitarse exclusivamente al servicio de distribución, abandonando el segmento de la generación (ver Figura N°5).

³⁸ Durante la gestión del presidente Arturo Frondizi (1958-1962), hubo un intento de retomar la política concesionista como instrumento para promover la inversión privada en el sistema eléctrico, aunque no logró prosperar (Macchione y Lanciotti, 2012).

³⁹ Información provista por la Federación Santafesina de Cooperativas de Electricidad (FESCOE). Véase: <http://fescoe.com.ar>

Figura N°5. Expansión de la red eléctrica nacional hasta 1970



Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía (2021)

Así, en el marco de un país atravesado por la política de sustitución de importaciones, que incluye procesos de industrialización, crecimiento demográfico y consumo de masas, se iría consolidando una tendencia en la modalidad empresarial de gestión del sector eléctrico bajo lo que se denomina comúnmente como *monopolio integrado* (Rodríguez et al., 2015), es decir, una única empresa vertical y horizontalmente integrada, propietaria de los activos de generación, transporte y, según el caso, de distribución. La política energética nacional sería redireccionada de la mano de un conjunto de empresas públicas (ver Figura N°6), cuyos objetivos generales se reducían a tres: (1) autoabastecimiento; (2) integración territorial a través de la expansión de la red eléctrica; y (3) diversificación de la matriz.

Figura N°6. Empresas energéticas bajo la órbita estatal



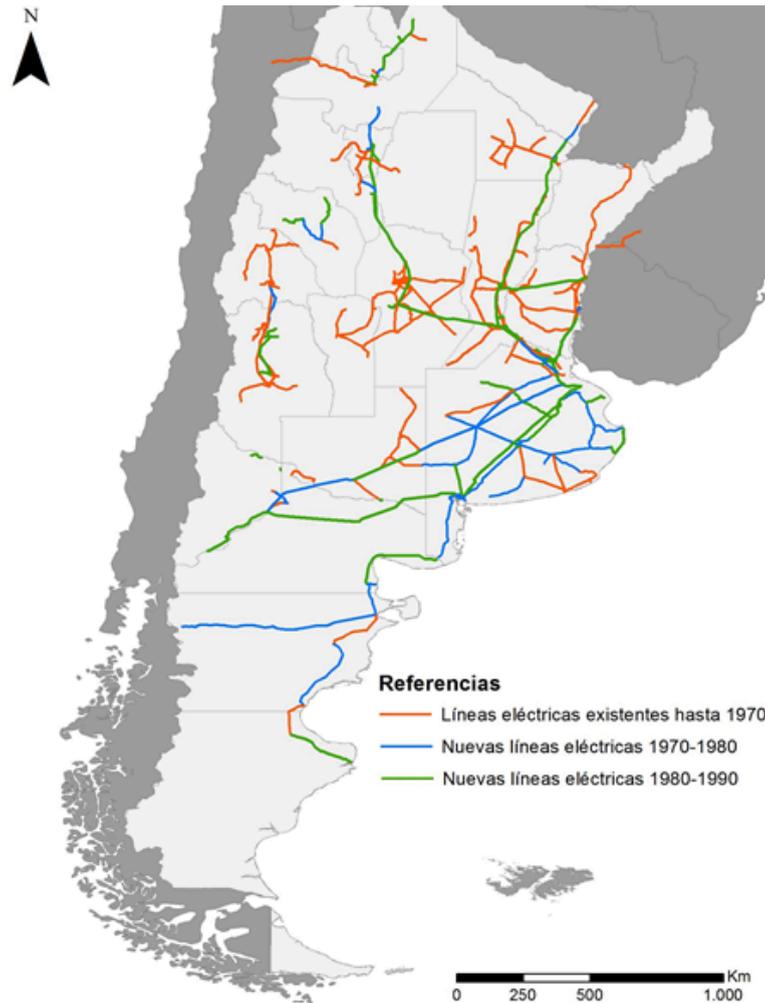
Fuente: elaboración propia

De la mano de las empresas Agua y Energía e Hidronor S.A., y en un contexto global marcado por los shocks petroleros de 1973 y 1974, la configuración predominantemente fósil de la matriz energética se iría transformando (Ceppi, 2018). La energía hidráulica crecería aritméticamente a un 28,75% anual entre 1973-1987 (Furlán, 2017); y la promoción de la energía nuclear despegaría con las centrales Atucha I (1974) y Embalse (1984). Estas últimas se incluían no solo como proyectos energéticos, sino que acarrearían el desarrollo de las capacidades tecnológicas nacionales. De hecho, la creación de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) en la década del sesenta respondió a una decisión estratégica de delinear una tecnopolítica nuclear de nicho sobre la base de tres componentes: (1) el desarrollo de capacidad tecnológica autónoma; (2) la conformación de una industria nacional sectorial; y (3) la búsqueda del liderazgo nuclear regional (Hurtado, 2012).

La construcción de estas mega-estructuras de generación conllevó una reconfiguración radical del sistema de transmisión, pues, mientras que inicialmente los recursos eran transformados localmente, más tarde regionalmente, las grandes hidroeléctricas y centrales nucleares revelaron la necesidad de una red de mayor alcance y capacidad. El avance de dos regiones nítidamente exportadoras de energía eléctrica como Comahue y el Litoral requirieron de tender nuevas líneas de transmisión en alta tensión donde no había, o extenderlas para que interconecten con los sistemas regionales aislados, iniciando así una reconfiguración de la división político-territorial del sistema hacia una red principal denominada Red Nacional de Interconexión (RNI), que más tarde sería renombrada como Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

La RNI nació de la interconexión del Sistema de Transporte de Alta Tensión con los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal, siendo Agua y Energía el ente encargado del Despacho Nacional de Cargas (DNC). Su planificación estaría sujeta no solo a criterios de eficiencia de corto plazo respecto a la confiabilidad y economicidad del sistema eléctrico, sino también orientada a objetivos estratégicos de largo plazo, que modifican la configuración territorial y el alcance del mercado eléctrico. Para fines de la década del ochenta, el SADI integraría los sistemas Centro, Cuyo, NOA y NEA; mientras que las regiones Patagonia sur y Misiones continuarían como sistemas aislados (ver Figura N°7).

Figura N°7. Expansión de la red eléctrica nacional (1970-1990)



Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía (2021)

De esta manera, el cambio político-institucional se proyectó en un enorme despliegue de infraestructuras energéticas interconectadas, apoyados en un marco institucional coordinado y sostenido por el Estado a través de sus empresas. La transición de sistemas eléctricos aislados a otros interconectados posibilitó la diversificación de la matriz, soportar variaciones de demanda, mejorar las condiciones de seguridad y calidad, y disminuir los costos de provisión de energía mediante el establecimiento de mercados de mayor escala.

Sin embargo, ya durante la última dictadura cívico-militar en 1976, y a lo largo de la década del ochenta, se comienzan a gestar cambios en el sentido de la intervención estatal, sentando las bases de un nuevo modelo de acumulación de capital constituido por un complejo económico estatal-privado que se consolidaría en los noventa (Schvarzer, 1982). Esta reestructuración del Estado estableció su funcionalidad hacia el capital más concentrado, relegando la planificación estratégica a favor de grandes grupos económicos internacionales y locales, tales como, Techint, Soldati, Pérez Companc, Socma, entre otros (Azpiazu et al., 2008). Se transfirieron por decisión unilateral la prestación de los servicios de riego, subtransmisión, distribución y centrales de generación eléctrica a las provincias –a excepción de La Rioja, Santiago del Estero, Tucumán, Río Negro y Formosa–, en algunos casos con

experiencias traumáticas como la de Córdoba, que absorbió las instalaciones vinculadas al SADI (Ghía, 2012)⁴⁰.

Para fines de siglo, los agentes privados se encontrarían con un mercado eléctrico sub-explotado y de gran potencial, que se beneficiaba por un contexto donde la intervención del Estado en la economía y, sobre todo, en el control de los servicios públicos y en el sistema eléctrico, era profundamente cuestionada.

4.3 La reconcentración privada de la energía (1989-1999)

La década del noventa estuvo signada por las reformas estructurales del aparato estatal, que irrumpió sobre el patrón de acumulación basado en la sustitución de importaciones y lo reemplazó por otro sustentado sobre la valorización financiera del capital (Zicari, 2020). Previamente, la crisis de la deuda externa mexicana de 1982 y el inicio de un ciclo de racionamiento crediticio hacia la región latinoamericana, habían conformado un contexto marcado por el déficit fiscal y el endeudamiento, que en Argentina se tradujo en una crisis económica que deterioró las balanzas comerciales y de pago, así como la calidad del servicio de las empresas públicas (Ramírez, 2016). La provincialización de los servicios eléctricos en este contexto devino en un proceso de fuerte desfinanciamiento, a lo que se sumó una limitada capacidad de generación para abastecer el sistema, y la crisis hiperinflacionaria de 1989 que tuvo un impacto negativo en la situación económica de las empresas estatales (Vagliasindi y Besant-Jones, 2013). El sistema sufría de una indisponibilidad eléctrica que superaba el 50%, y un déficit de 1.250 MW, que se profundizó con la imposibilidad de importación de energía y con el período de sequía durante 1989, el cual disminuyó la capacidad de generación hidráulica. Todo esto alimentó una situación de quiebre institucional y caos social que derivó en la anticipada asunción del gobierno presidido por Carlos Menem (1989-1995) y la inevitable aplicación de reformas estructurales.

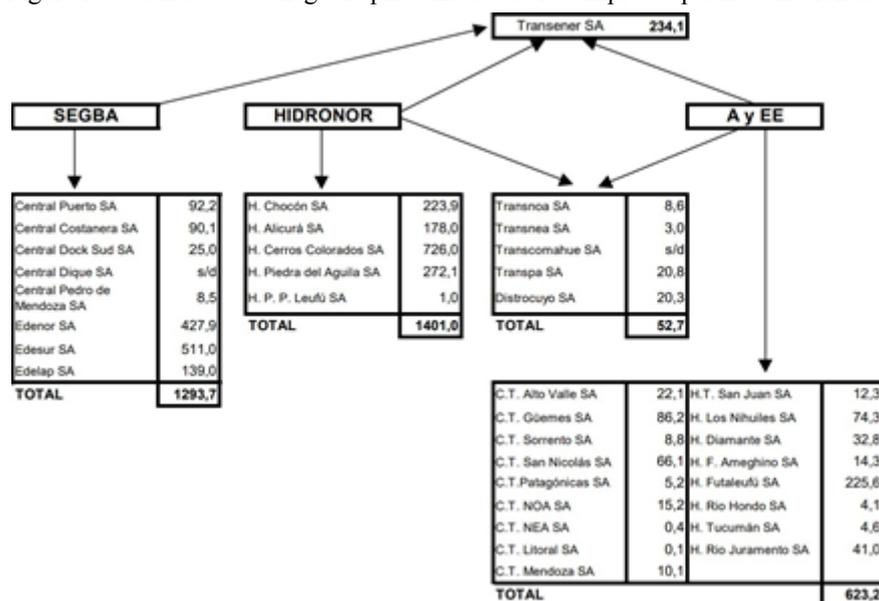
El nuevo gobierno asumió con el compromiso de enviar señales positivas al mercado, las cuales garantizaran la confianza de los inversores privados nacionales e internacionales. La Ley 23.696 de Reforma del Estado y la Ley 23.697 de Emergencia Económica constituyeron los primeros instrumentos, los cuales sentarían las bases de la denominada Reforma del Estado de 1992 (Zicari, 2020). Siguiendo las directivas inscriptas en el *Consenso de Washington*, este consistió en un paquete de leyes que propiciaban un esquema de privatizaciones, liberalización comercial, reforma tributaria y convertibilidad, los cuales impactarían directamente en el desarrollo del sector energético. Particularmente el sector eléctrico nacional, imitando el modelo chileno (Serra, 2002), se constituyó en uno de los núcleos más dinámicos del modelo de acumulación, con un mercado dinamizado por las fuerzas de la oferta y la demanda en el segmento de generación, y con reglas regulatorias claras y lucrativas en los sectores de transporte y distribución.

El mayor hito se encuentra en la sanción de la Ley 24.065 sobre el Marco Regulatorio Eléctrico, que dispuso el desmantelamiento del monopolio estatal, declarando sujeta a privatización total las actividades de Agua y Energía Eléctrica, Hidronor S.A. y SEGBA, concesionando el sistema en sus

⁴⁰ Para Ghía (2012), la transferencia de competencias a la órbita provincial no sólo estaba asociada al desmantelamiento del poder estatal nacional, sino también a la disminución de la concentración del poder sindical de Luz y Fuerza.

tres segmentos. Agua y Energía Eléctrica se dividió en dieciocho unidades de negocios para la generación eléctrica, y se concluyó con la transferencia del servicio de distribución a las provincias; Hidronor S.A. se desprendió de sus centrales hidroeléctricas a través de cinco unidades de negocio; y SEGBA se repartió en cinco sociedades de generadoras térmicas y tres de distribución. Como resultado, cada unidad nueva se transformó en una sociedad anónima (ver Figura N°8), mientras que, en paralelo, a través de diversos mecanismos de presión, y con el aval de organismos internacionales, “se ‘invitó’ a las provincias a adherirse al programa desestatizador” (Azpiazu et al., 2008: 23), quedando los servicios de distribución pasibles de ser concesionados.

Figura N°8. Unidades de negocio privatizadas de las empresas públicas nacionales



Fuente: Romero (1999)

Las privatizaciones revelaban un gran potencial en el sistema eléctrico, fundamentalmente porque implicaban un recorte del gasto público, mayor cobranza relativa –recaudación en impuestos–, fondos líquidos frescos para el pago de la deuda, e inferiores implicancias relativas en términos medioambientales (Ramírez, 2016).

El segmento de la generación fue sometida a la competencia mercantil, buscando expandir los niveles de producción para el abastecimiento nacional y la exportación, siendo la tecnología de ciclo combinado de gas natural –de bajo costo, rápida construcción, alta eficiencia y rentabilidad– la que canalizó el grueso de la inversión privada. La potencia instalada de esta fuente creció desde apenas 160 MW en 1992 hasta los 6.790 MW en 2001. En cambio, las centrales hidroeléctricas y nucleares, que se presentaban menos competitivas para el mercado, decayeron su participación en la matriz acompañados de un cercenamiento de las bases de su desarrollo, que en el caso de la nuclear incluyó un fuerte recorte presupuestario hacia la CNEA y la adhesión al Tratado de No Proliferación (Murillo y Finchelstein, 2004; Hurtado, 2010)⁴¹. Para el final de la década, la participación por operador en potencia instalada era un 75% privada, mientras que los operadores binacionales representaban el 10% y los nacionales apenas el 7%.

⁴¹ La adhesión se enmarca en un fortalecimiento de las relaciones bilaterales con Estados Unidos, principal impulsor del tratado (Hurtado, 2010).

Por el lado de la transmisión, éste se estructuró a partir de tres tipos de agente: el sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión –igual o mayor a 220 kW–; el sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal –igual o mayor a 132 kW y menor a 400 kW–; y prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT)⁴². Para la primera, que correspondía al 95% –7.453 km– de las líneas de alta tensión a nivel del SADI, se creó la transportadora Transener S.A., adjudicándose en un 65% al consorcio Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica S.A (CITELEC), del Grupo Soldati y las firmas estadounidenses Duke y Entergy, quienes, en 1997, vendieron sus participaciones a Pérez Companc y al fondo británico National Grid (Azpiazu et al., 2008); y para los 1.835 km de transmisión por red troncal, se crearon las sociedades anónimas Transpa, Transba, Transcomahue, Transnea, Transnoa y Distrocuyo.

En el caso de la distribución, más allá de la distinta celeridad con que se desarrolló en el interior del país, fueron trece provincias las que terminaron concesionando su principal empresa de distribución eléctrica, siendo que, para principios del siglo XXI, el abastecimiento del total de hogares se componía de un 66% privado, 18,6% público y 15,4% cooperativas (Azpiazu et al., 2008). En cuanto al resto de las empresas estatales, YPF tuvo su primer proceso de enajenación en 1993, con el cambio de tipo societario desde una Sociedad del Estado a una Sociedad Anónima, donde el Estado mantenía el 20% de las acciones, y un 12% que quedaba en manos de los estados provinciales; hasta que finalmente sería vendido seis años después al conglomerado español Repsol. La estatal Gas del Estado fue dividida en 10 compañías: dos transportistas y ocho distribuidoras (Ceppi, 2017).

En este contexto, y para poder operar el nuevo sistema eléctrico, el Estado naturalmente debió erigir un cúmulo de nuevas instituciones y mecanismos que obedecieran al nuevo esquema de mercado. Para ello, crea: (1) el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM); (2) la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA); y (3) el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).

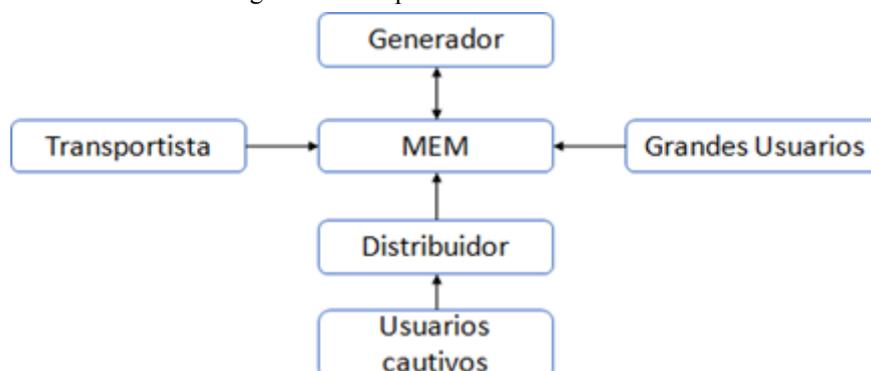
El MEM se constituyó como instancia para vincular a los agentes de los tres segmentos y realizar las transacciones económicas que serían gestionadas por CAMMESA⁴³. Asimismo, esta última asume el rol de coordinar el Despacho Nacional de Cargas del SADI –función que cumplía anteriormente Agua y Energía–, pero con una particularidad, la generación se desdoblaría en dos tipos de mercados con lógicas distintas: el *Mercado Spot* y el *Mercado a Término*. El primero obedece a la lógica de competencia bajo un esquema marginalista, en el que todas las máquinas reciben el precio resultante de la última máquina despachada. Esto significa que las centrales más eficientes, con un costo variable medio más bajo que el costo marginal de despacho de la última máquina, obtenían un excedente del oferente mayor, lo que generaba incentivos para una mayor penetración de los equipos de ciclo combinado, en detrimento de las políticas de diversificación y reducción de dependencia de los hidrocarburos. El Mercado a Término, por su parte, corresponde a convenios entre generadores y

⁴² Los PAFTT son entidades comerciales independientes que operan bajo la órbita de una transportista por distribución troncal, sin adquirir condición de agente del mercado eléctrico. De esta forma, conviven sistemas de transporte operados por terceros bajo una licencia técnica de una transportista.

⁴³ CAMMESA es integrada por representantes del Estado, incluyendo en su directorio a las cuatro asociaciones civiles que nuclean a cada uno de los segmentos: Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA), Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA), Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina (ATEERA) y Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA).

distribuidoras o Grandes Usuarios, acordados de antemano y por un período establecido (ver Figura N°9)⁴⁴.

Figura N°9. Esquema eléctrico del MEM



Fuente: elaboración propia

Por su parte, el ENRE se constituyó como el organismo encargado de velar por el cumplimiento de la normativa vigente en los segmentos concesionados –transmisión y distribución–, y prevenir o mediar ante conductas anticompetitivas. En su carta fundacional, el ENRE llamó a transformar el sector eléctrico, “debiéndose inscribir dentro de la noción moderna del Estado” (ENRE, 1994), esto es, reducido en sus dimensiones; despojado de actividades que no puede desarrollar con eficiencia. Asimismo, en consonancia con el plano nacional, las jurisdicciones provinciales que se vieron involucradas en la privatización del servicio, también crearon entes de regulación y control locales.

Un punto clave para entender el desempeño del segmento de la transmisión en este período es que, a diferencia de la lógica establecida en el mercado de la generación, las iniciativas para las ampliaciones en la red no podían partir del concesionario que explota económicamente el servicio, sino de los propios usuarios. Se destacan dos mecanismos: (1) acuerdos entre partes, donde los beneficiarios acuerdan entre sí la necesidad de una ampliación y reparten los costos; y (2) concursos públicos, donde los beneficiarios votan en audiencia pública la conveniencia de una ampliación y determinan un porcentaje del canon a pagar por cada uno. Esto quiere decir que los transportistas debían garantizar el libre acceso, mientras que los generadores, distribuidores y Grandes Usuarios cargaban con el financiamiento de nueva infraestructura, lo que podía favorecer la instalación de potenciales competidores. Este mecanismo cuestiona claramente la lógica competitiva del esquema de crecimiento del sector, al tiempo que fue introduciendo, en forma gradual, una modalidad de competencia al resto de los jugadores, al permitir a los Grandes Usuarios contratar su provisión directamente con los generadores.

Como consecuencia, los grados de inversión en transmisión eléctrica fueron magros. La expansión de la red en este período es explicada, prácticamente en su totalidad, por dos hechos: líneas para la evacuación de la energía producida por la presa binacional Yacyretá –que tuvieron un carácter más bien inercial al estar signadas por decisiones tomadas en décadas anteriores–; y una nueva línea –la

⁴⁴ Los Grandes Usuarios se dividieron en tres categorías definidas por su nivel de consumo: Grandes Usuarios Mayores (GUMA), que tienen en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 1 MW, y de energía igual o superior a 4.380 MWh anuales; Grandes Usuarios Menores (GUME), con una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 30 kW y menor a 2.000 kW; y Grandes Usuarios Particulares (GUPA), con una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 30 kW y menor a 100 kW.

cuarta– Comahue-Buenos Aires (ver Figura N°10). Esta última se explica por la presencia de cuantiosos recursos gasíferos en la región del Comahue, fundamentalmente en el mega-yacimiento gasífero Loma La Lata, lo que motivó el emplazamiento de numerosas usinas térmicas allí, aprovechando la explotación en origen, reforzando un mapa de generación concentrado en regiones específicas y una red de morfología radial con su nodo central en Buenos Aires (Furlán, 2017).

Figura N°10. Expansión de la red eléctrica nacional (1990-1999)



Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía (2021)

De esta manera, los mecanismos previstos en los noventa para la expansión del sistema de transporte no fueron eficientes a la hora de incentivar obras en beneficio del sistema en su conjunto, lo que promovió la desigualdad regional en la dotación de la infraestructura básica, mientras que, en el segmento de la generación, la reforma introdujo oportunidades de rentabilidad privada en detrimento de las inversiones estratégicas estatales que incentivaban la diversificación y la reducción de la dependencia hacia los hidrocarburos. Asimismo, el escaso desarrollo de la red tendría efectos posteriores determinantes sobre el sistema en su conjunto: la saturación de las redes en Comahue provocadas por la sobreinversión en generación, motivaron, más tarde, una producción térmica también más próxima a los puntos de demanda, en Buenos Aires y la región Litoral, lo que denota que la ubicación de estas centrales se ajustó exclusivamente a localizaciones competitivas para ingresar al mercado. A su vez, el desinterés en este segmento impidió avanzar en cuestiones estratégicas como la integración física del país, hecho que se demoraría una década más, con la interconexión del Sistema Interconectado Patagónico (SIP) en 2006.

El nuevo modelo de organización del sistema energético cumplió su objetivo de reemplazar el esquema basado en el monopolio estatal verticalmente integrado y de planificación centralizada, por un sistema competitivo basado en el mercado, que incluyó a más de 2.300 actores eléctricos y US\$3,5 mil millones en ingresos de capitales (Ghía, 2012). La liberalización comercial y la desregulación de las inversiones extranjeras, permitieron el ascenso de los grandes grupos económicos nacionales y firmas transnacionales, los cuales se consolidaron en posiciones dominantes y monopólicas sobre esta área estratégica para el país. Se destacan: Pérez Companc, Techint, Cartellone, Soldati y Loma Negra; entre los inversores internacionales: AES, Électricité de France, Duke Energy, Camuzzi, Endesa, National Grid; y entre los bancos extranjeros: J.P. Morgan, Citicorp, SEI Holdings y Banco de Galicia (Furlán, 2014).

Pese a que, en un principio, las inversiones privadas tendieron a ser más diversificadas, condicionadas por la reglamentación que imposibilitaba a una misma empresa poseer más del 10% de la potencia instalada a nivel nacional (Ramírez, 2016), y alentadas, también, por un contexto de incertidumbre, estas se fueron concentrando con el paso de los años en distintas corporaciones vinculadas a un mismo grupo empresario. En igual medida, al poseer activos en los distintos segmentos de la industria, algunos grupos comenzaron a reintegrarse verticalmente, tanto comercial como propietariamente. Como resultado, el sistema eléctrico del siglo XXI heredaría una red con una configuración técnica centralizada que fue forjada desde una visión estratégica del Estado, pero bajo una conducción concentrada en actores privados que encontró en la generación fósil un mercado mucho más lucrativo.

4.4 Recapitulando: sobre concentración política y centralización espacial

A partir de lo desarrollado, hemos podido observar cómo la evolución del sistema eléctrico es el resultado de una búsqueda de coherencia entre sus componentes materiales y sociales, en íntima asociación con el régimen energético de la época. Particularmente, la red es el resultado de la condensación de múltiples proyectos políticos, determinados por las condiciones intrínsecas del espacio, sus recursos y las regulaciones que imperaron sobre ella. Su configuración técnica y su configuración político-económica han delineado distintos modelos de gestión que han resultado decisivos para el sistema en su conjunto. Estos los hemos agrupado en tres grandes períodos o transiciones: el primero se caracteriza por la consolidación de un sistema descentralizado a nivel local, pero políticamente concentrado en el sector privado; el segundo, marcado por una configuración centralizada bajo un esquema estatal verticalmente integrado a nivel nacional; y, por último, un tercer momento de configuración también centralizada, pero bajo un esquema de actores privados que gradualmente irían concentrando las actividades del sector.

En los inicios del siglo XX, el acelerado proceso de urbanización y de concentración poblacional producto de la inmigración, crearon las condiciones apropiadas para la expansión y fortalecimiento del negocio eléctrico, aunque ello no fue acompañado en igual grado por el desarrollo de las instituciones públicas, primando la concesión como instrumento para la regulación del servicio público. Para entonces, difícilmente podríamos hablar de un sistema eléctrico nacional, pues, apenas se trataba de pequeños y medianos centros de demanda, inconexos entre sí, donde la oferta de generación y la demanda convivían en un mismo lugar. Los actores se desplegaban a partir de lógicas

claramente delimitadas y confinadas en recortes territoriales, los cuales coincidían con los alcances de la red de distribución.

Ahora bien, como hemos visto en la primera parte, los sistemas técnicos en general se caracterizan por evolucionar hacia formas más complejas y exigentes, los cuales demandan un control coordinado. En este caso, el sector eléctrico evolucionó desde redes aisladas apoyadas en un cúmulo de objetos, actores y flujos poco densos y localizados, hacia sistemas cuya organización se concentraría en compañías holding altamente capitalizadas y repartidas regionalmente. Empero, con el tiempo, estas instituciones se mostrarían inconducentes para propiciar el cambio técnico que demandaba una mayor interconexión entre los sistemas de distribución. Para mediados de siglo, la complejidad del sistema, el avance tecnológico y la falta de una adecuada intervención pública, hizo inviable el esquema organizacional del sector.

El sistema mostraba un fuerte grado de asincronismo entre su configuración técnica y su configuración política-económica, que eran exacerbados ante los crecientes procesos de industrialización y concentración urbana. Estos inducían un crecimiento acelerado de la demanda eléctrica y nuevas pautas de consumo, los cuales dejaron expuestas las limitaciones de los servicios concesionados por los municipios y las provincias. Tal como afirmaba Furlán (2017), este comportamiento errático denota los altos niveles de complejidad organizativa que habitan en los sistemas de energía, haciendo que, para este caso, la reconfiguración organizacional fuera asumida por el Estado nacional, cuyo gran poder económico y poder de decisión lo convertían en un agente ideal para viabilizar el desarrollo de un sistema a gran escala. Mientras las compañías salientes del mercado eléctrico reorientaron sus inversiones hacia nuevas actividades industriales, el Estado pasó a tener una participación decisiva en el desarrollo de los sistemas regionales, en la electrificación rural y, más tarde, en la conformación de una red de interconexión nacional, los cuales garantizaran la infraestructura indispensable para el desarrollo general (Macchione y Lanciotti, 2012).

A medida que la injerencia estatal en materia energética aumentaba, se fueron reconfigurando las instituciones públicas para adecuarlas a las nuevas funciones, siendo, finalmente, las empresas de propiedad pública, bajo un esquema de integración vertical estatal, las protagonistas de esta transformación. Las obras de Agua y Energía permitieron el acceso de una porción creciente de la población a los beneficios de los servicios eléctricos, electrificando el territorio nacional, dándole prioridad a la hidroelectricidad y nucleoelectricidad, y garantizando el servicio para la industrialización. En este sentido, tal como afirma Bridge et al. (2013), los relatos de la expansión territorial de las fuentes de energía hidroeléctrica, nuclear y de hidrocarburos ilustran cómo los recursos naturales y las tecnologías de los sistemas energéticos pueden influir en el surgimiento de afiliaciones de grupos particulares a nivel de los Estados nacionales.

Un punto crítico aquí es la difusión espacial de estas tecnologías y su integración en los sistemas nacionales. Las líneas de alta tensión comenzaron a perfilar el SADI, lo que fue conectando no sólo grandes redes regionales, sino también pequeñas redes que funcionaban, hasta entonces, de forma autónoma a través de entes municipales y cooperativas. Estos abandonaron mayormente la generación y redujeron sus actividades a la distribución, o fueron absorbidas por empresas públicas nacionales y provinciales, lo que supuso una concentración estatal aún mayor de la actividad. El re-escalado de la infraestructura energética jugó en favor de un esquema centralizado que supuso el despliegue de una organización concentrada en el aparato estatal, formando parte integral de proyectos políticos en su sentido más amplio. En concreto, este modelo contribuiría de manera fundamental al cumplimiento de

los tres grandes objetivos nacionales: autoabastecimiento, diversificación de la matriz y, en último término, soberanía energética. Aun así, cabe preguntarse, ¿qué hubiese ocurrido si se aplicaba un enfoque multiescalar de la transición, donde el pasaje hacia la diversificación de la matriz, con el Estado nacional como protagonista, se hubiese complementado con tendencias evolutivas internas de ciertos nichos a nivel local?

Si bien el rol estatal no fue homogéneo a lo largo de la segunda mitad del siglo XX, habiendo transcurrido gobiernos de diversas ideologías –de facto y democráticos–, acontecimientos internacionales como los shocks petroleros implicaron un fortalecimiento del tratamiento de la energía como problemática de impacto en el ámbito nacional. En el año 1979, Agua y Energía tenía la mayor participación de la potencia instalada a nivel país con el 34,6%, seguida por SEGBA con el 23,2%, e Hidronor S.A. con el 17,2%. Podemos decir que la preocupación por el impulso a la diversificación de las fuentes de abastecimiento energético y la expansión de la red eléctrica sería una constante hasta la década de los ochenta, cuando se empieza a gestar un nuevo complejo económico estatal-privado. Ya en los noventa, la energía dejaba de ser un bien estratégico para convertirse en “un bien económico más” (ENRE, 1994). El abandono del rol empresario del Estado implicaba una reducción de los instrumentos de conducción del rumbo de la política energética, y la vuelta a la política concesionista donde el Estado mantiene la titularidad del servicio y cede la explotación económica a terceros. A su vez, el ascenso de los privados para “una administración eficiente de sus recursos” (ibidem), proponía una transformación del sistema energético en su conjunto, al someterla a un nuevo paradigma de reglas, las del mercado.

La liberalización del sector eléctrico y la capacidad patrimonial de los interesados implicó un creciente poder en manos de un núcleo acotado de conglomerados, produciendo un giro ideológico sobre la energía, que pasó de recurso estratégico, a commodity pasible de análisis y regulaciones estrictamente económicas, donde la dinámica privada tuvo una tendencia a la concentración y extranjerización del sistema en su conjunto. Particularmente en el mercado de la generación, la introducción de la competencia propició un cambio tecnológico a través del ciclo combinado, cuyos costos bajos la hacían más competitiva para operar en el MEM, pero a costa de abandonar la política de diversificación previa. En el caso de la transmisión, el segmento careció de los incentivos suficientes para que se realicen nuevas obras de magnitud que permitan contar con una mayor conectividad y capacidad de transmisión entre los territorios. La lógica establecida para su expansión, que partía de la iniciativa de los usuarios, fue estéril, respondiendo casi exclusivamente a la demanda generada por los actores privados de la generación térmica.

En resumen, podemos decir que el sistema eléctrico manifestó una cronología y una intensidad diferente en razón de la tecnología y los recursos disponibles, pero, sobre todo, en razón de las estrategias regulatorias y las modalidades de intervención estatal, representados por la estructura del mercado eléctrico, las relaciones entre el Estado nacional, provincial y municipal, los proyectos de capitalismo nacional, y las relaciones políticas y económicas con el mercado. En el contexto de los desarrollos reales, podemos concluir que las reformas energéticas de los años noventa sentarían las bases para los desafíos actuales del régimen energético nacional, los cuales serán tratados en el próximo capítulo.

5. Capítulo 5: El sistema energético argentino del siglo XXI ¿Diversificación o refosilización?

El paso del neoliberalismo en los años noventa constituyó un punto de inflexión en el patrón de desenvolvimiento del sistema energético argentino. Particularmente, forjó una fuerte relación entre estructura de mercado, estrategias empresariales y tipo de intervención estatal que permitió la consolidación del vector fósil en un reducido número de firmas nacionales y transnacionales, las cuales adquirieron las facultades para establecer las condiciones a lo largo del ciclo extracción, transformación, transporte y distribución de la energía. Ahora bien, si observamos el panorama hacia el final de la última década, este no ha variado sustancialmente: los combustibles fósiles aún mantienen su hegemonía, representando el 87% de la oferta energética y 66% de la oferta eléctrica total (CAMMESA, 2020); la red ostenta un alto nivel de saturación en sus líneas (Villaruel-Gutiérrez, 2019); y la operación del sistema se mantiene concentrada en un puñado de grandes jugadores privados nacionales y transnacionales (Abraham, Kofman y López Crespo, 2019). En este sentido, no podemos afirmar que, hasta aquí, se hayan alterado las condiciones heredadas del régimen neoliberal, aunque sí es posible identificar líneas de continuidad y ruptura marcadas por las banderas políticas que ocuparon el aparato estatal.

La trayectoria política reciente puede desdoblarse en dos grandes períodos: por un lado, los gobiernos de Néstor Kirchner (2003-2007) y Cristina Fernández (2007-2015), conceptualizados por Katz (2015) como *neodesarrollistas* –promoción del mercado interno y el consumo–, los cuales dispusieron un conjunto de políticas públicas sobre el sector energético atravesado por la aparición de nuevas empresas estatales, retomando de manera parcial la iniciativa expansionista de la red eléctrica, así como también la senda diversificadora de la matriz, y en donde se incluyen las primeras apuestas a las energías renovables, aunque con más sombras que luces (De Dicco, 2013). Y por otro, la política energética del gobierno de la alianza Cambiemos, presidido por Mauricio Macri (2015-2019), la cual estuvo signada por una política de diversificación con especial énfasis en las energías alternativas, acompañada también de una desregulación financiera que fue a contramano de la política intervencionista anterior –siguiendo a Katz (2017), el autor define este gobierno como *neoliberal*–.

El presente capítulo se propone realizar una comparación crítica de las políticas energéticas entre estos dos períodos, buscando identificar rupturas y continuidades. A modo de adentrarnos en el sector de las energías renovables, exploramos el rol del Estado y las políticas públicas desplegadas para la expansión y diversificación de la matriz, partiendo del supuesto que las dificultades en el autoabastecimiento a inicios del milenio fueron decisivas para impulsar el ascenso de la dimensión energética en la agenda política nacional, aunque lo que finalmente prevaleció fueron más bien medidas coyunturales y cortoplacistas. Es decir, el marco regulatorio neoliberal se mantuvo immaculado y la energía fósil mantuvo su nivel de participación, permitiendo a los privados conservar sus privilegios y aumentar los grados de concentración. Si bien el protagonismo de las energías renovables hacia el final de la segunda década podría considerarse un evento inédito en la búsqueda de una transición energética de orden nacional, sus características merecen un análisis particular. Por ello, en este capítulo se presentarán sus rasgos más fundamentales, siendo profundizado en el capítulo siguiente.

A modo de organización, el texto se divide en dos grandes secciones: la primera consagrada a la caracterización de las políticas energéticas en el período 2003-2015; y la segunda al período

2015-2019. En cada uno de ellos, nos abocaremos a presentar los tipos de intervención y el contenido de las políticas públicas. En particular, veremos las políticas de promoción de las energías renovables, principalmente debido a los fines de esta investigación, pero también al rol que desempeñó este sector como indicador prefigurativo de las políticas estatales en general.

5.1 El Estado empresario y la diversificación trunca (2003-2015)

La crisis energética que comenzó a manifestarse a comienzos del 2004 puede ser interpretada como una consecuencia previsible de las reglas de juego puestas en vigencia durante los años noventa. En ese tiempo, la meteórica expansión del segmento de generación constituyó una importante ampliación de la capacidad termoeléctrica, que se expandió en casi 10.000 MW de potencia, consolidando una fuerte dependencia hacia el gas, que acaparó el 46,3% de la matriz (Furlán, 2017). La falta de supervisión estatal en el mercado hidrocarburífero dio paso a que las compañías maximizaran sus ganancias mediante las ventas a los mercados externos, haciendo hincapié en la explotación intensiva de reservas, pero sin realizar nuevas exploraciones de magnitud (Kozulj, 2005). Esto derivó en un pronunciado descenso en la extracción de gas a lo largo del tiempo: las exportaciones que se iniciaron en 1997 por un total de 670,74 millones de metros cúbicos (MMm³), y que se quintuplicaron hasta los 3.385,87 MMm³ dos años después, tenderían a mermar en la década siguiente, donde el período 2003-2006 representó una disminución de la producción de gas del 6% promedio anual (Ceppi, 2017). Como consecuencia, las compras externas de combustible para el abastecimiento interno tenderían a incrementarse.

En los primeros años de la década del dos mil, la demanda de energía eléctrica se elevó desde 86.500 GWh –gigawatt/hora– hasta 130.000 GWh en 2013, según Goldstein et al. (2016), debido a tres grandes factores: (1) el fuerte crecimiento económico general y de la industria en particular, que entre esos años significó una expansión del PBI industrial promedio anual del 5,8%⁴⁵; (2) un aumento de la demanda residencial producto de una mayor capacidad adquisitiva de la clase media y baja; y por último, (3) cierto derroche energético por parte de hogares de ingresos medios y altos concentrados en el Área Metropolitana de Buenos Aires⁴⁶. En relación a esto último, la intervención estatal se evidenció en una de las políticas que abarcó todo el período: la implementación de subsidios a la energía eléctrica. La meta principal era contener la inflación y destrabar el desarrollo industrial, no obstante, estas políticas se desarrollaron sin modificar el marco regulatorio impuesto en los noventa, lo que conllevó a una coexistencia entre un mercado liberalizado al tiempo que intervenido (Haselip y Potter, 2010).

Estas dinámicas impactaron notablemente en las capacidades del sector, que hasta entonces no sólo abastecía el mercado interno, sino que funcionaba como generador de divisas por una doble vía: como motor de inversiones extranjeras y por las exportaciones de gas, productos petroquímicos y otros derivados del crudo. Por un lado, las exportaciones de gas natural hacia Brasil, Chile y Uruguay

⁴⁵ Una medida para contrarrestar este crecimiento de la demanda fue el Programa Energía Plus –Resolución 1281/06–, ideado por el gobierno y acordado con la Unión Industrial Argentina (UIA). Este imponía contratos de energía a precios mayores para Grandes Usuarios que consumían kWh adicionales, por encima del año base (2005).

⁴⁶ Una medida de poco impacto fue el Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PRONUREE), por el cual, entre otras medidas, se cambió el huso horario durante el verano y se ordenó el reemplazo de lámparas incandescentes por otras de bajo consumo.

ingresaron en una fase declinatoria, particularmente el gobierno anunció fuertes recortes a Chile en 2004, con quién mantenía un importante volumen comercial desde 1997, lo que derivó en la denominada “Crisis del gas” (Lorenzini, 2011). Por el otro, en el marco interno, el suministro empezó a experimentar frecuentes cortes, lo que desencadenó en una crisis de abastecimiento que se compensó a través de dos medidas: la importación a través de gasoductos que conectan con Bolivia, con quién se suscribió un acuerdo de importación/exportación hasta el 2026⁴⁷; y de gas natural licuado (GNL) a través de los barcos regasificadores que se instalaron en Bahía Blanca y Escobar, en la provincia de Buenos Aires. Esta situación implicó una creciente vulnerabilidad y dependencia del sistema desde el punto de vista de los altos costos que debía pagar el Estado para asegurarse la provisión de los recursos.

Previendo esta situación, en 2004 el gobierno elaboró el Plan Energético Nacional 2004-2019 (PEN) y creó la empresa pública Energía Argentina S.A. (ENARSA), que en conjunto delinearon el rumbo energético de los siguientes diez años. Mientras que el primero surgió con el propósito de revertir años de ausencia de planificación e inversiones, la aparición de ENARSA respondía a la necesidad política del Estado de contar con un espacio en el oligopolizado mercado energético, espacio que se había perdido con la privatización de YPF y de las demás empresas estatales. Bajo este escenario, las iniciativas estatales explicarían el 44% de la nueva potencia instalada y el 36% de los kilómetros de líneas de alta y extra alta tensión. Sin embargo, las demoras y falencias políticas en materia de generación obligaron a emprender soluciones de emergencia de costos elevados, como el programa de Generación Distribuida, destinado a entregar potencia en forma rápida e inmediata en lugares puntuales con generadores diésel transportables de baja potencia⁴⁸. El programa se desarrollaría en cuatro etapas que abarcaron conjuntamente 72 usinas transportables de mediana y alta potencia en 18 provincias por un total de 1.265 MW, mientras que la entrada de grandes generadoras se demoraría hasta 2008, creciendo a una tasa anual del 5,7% hasta el 2013, lapso en el que entraron en servicio las centrales Ensenada de Barragán, Brigadier López y Pilar, además de la repotenciación de la central Villa Gesell (De Dicco, 2013). Con ellos, se reforzó el sistema centralizado en grandes usinas alimentado en casi un 90% del petróleo y el gas, ambas fuertemente interconectadas a la utilización de la tecnología de ciclo combinado y dependiente de la importación de recursos energéticos.

Contrario a estos hechos, en el PEN se advertía la necesidad de diversificar la matriz “a fin de disminuir la dependencia del aparato productivo de los recursos hidrocarbúricos y los recursos no renovables” (De Dicco, 2013). Esta necesidad se enlazaba con un contexto global eufórico por el desarrollo de las energías renovables alternativas, las cuales habían sufrido una disminución muy pronunciada en sus costos, traccionados ante el movimiento alcista en los precios internacionales del petróleo entre los años 2005 y 2014⁴⁹. Esto conformó un escenario propicio para realizar la primera

⁴⁷ A pesar de la intensidad de su producción gasífera previo a la crisis, Argentina ya se había abastecido con gas natural boliviano entre 1972 y 1999. Según Ceppi (2017), esta relación comercial buscaba contribuir al proceso de gasificación del país, al tiempo que satisfacer ciertos intereses políticos.

⁴⁸ Vale recordar que independientemente de que una planta de generación sea renovable o no, dicha instalación puede ser considerada como de generación distribuida, siempre y cuando esté conectada a la red de distribución.

⁴⁹ Previamente, las primeras apuestas por la energía renovable en Argentina no provinieron de empresas privadas ni de empresas estatales, sino de cooperativas eléctricas: a mediados de la década del noventa, trece entidades montaron parques eólicos ubicados en las provincias de Chubut y Buenos Aires para abastecimiento local, mayormente implementados sobre la base de convenios de cooperación con gobiernos de la Comunidad Europea (Garrido et al., 2013). Si bien contaron con un magro apoyo estatal dado por un régimen de incentivo aprobado en 1998 –Ley 25.019, que otorgaba una remuneración adicional de un centavo por kWh–, luego las

gran apuesta nacional hacia estas tecnologías, que se inició con dos hitos: (1) la publicación del Plan Estratégico Nacional Eólico en 2005, que contemplaba la confección del mapa de potencial eólico, la construcción de parques de generación y un plan para el desarrollo de la industria local; e inmediatamente, (2) la aprobación de la Ley 26.190 de Régimen de Desarrollo Nacional para el Uso de Fuentes de Energía Renovables destinadas a la producción de energía eléctrica, que en 2006 estableció la meta de que las energías renovables debían constituir el 8% de la electricidad consumida en 2016.

Estas políticas establecían una declaración de intenciones que, sin embargo, no se tradujo en un salto cualitativo en la matriz. En el primer lustro de este período, el sistema evolucionaría hacia una matriz cada vez más dependiente de las importaciones energéticas, con un impacto creciente sobre la balanza comercial. Ya para el período 2010-2014, el sector energético explicaba el 27,1% del crecimiento del gasto público y más de US\$30 mil millones en salida de divisas, fundamentalmente para la compra de gas natural, GNL, gasoil y fueloil (Goldstein et al., 2016). Una medida que buscaba evitar este escenario fue la puesta en marcha del programa de Generación de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables (GENREN) en 2009. Este fue el primer régimen de promoción de inversiones de capital destinadas a la instalación de centrales alternativas. Liderado por ENARSA, se licitaron 1.000 MW de potencia, desglosado en: 500 MW eólicos, 150 MW térmicos a partir de biocombustibles, 120 MW térmicos a partir de residuos urbanos, 100 MW de biomasa, 60 MW micro-turbinas hidroeléctricas, 30 MW geotérmicos, 20 MW solar y 20 MW biogás. Sin embargo, del total de potencia adjudicada, sólo una quinta parte lograron finalmente concretarse, lo que hizo que, para el 2014, el total de energía renovable del país ascendiera a sólo 223 MW (ver Tabla N°3). La política industrializadora contemplada en el programa también sufrió serias deficiencias, principalmente porque, a pesar de que todos los proyectos debían tener componente nacional, y de que existía una industria eólica de capital nacional como IMPSA y NRG Patagonia, los aerogeneradores eran 100% importados (Hurtado y Souza, 2018).

Tabla N°3. Rendimiento del GENREN (en MW de potencia)

	Eólica	Solar	Hidráulica	Biocombustible	Biogás	Biomasa	Total
Adjudicado	752	20	2,7	110,4	15	55,5	955,6
Desarrollado	128,4	20	1	-	15	-	164,4
% de éxito	17,07%	100%	37,03%	0%	100%	0%	17,2%

Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía (2019)

Este fracaso del programa GENREN debe entenderse en el marco de una decadencia del sistema energético, donde la inflación y devaluación conllevaban un encarecimiento de costos operativos –fuerza de trabajo, insumos importados, etc.– y dificultades para el financiamiento. En relación a este último punto, los bancos y fondos de inversión habían frenado los créditos a largo plazo en respuesta a un contexto de incertidumbre macroeconómica impulsado por algunas políticas tales como el control del mercado de divisas, las restricciones a la remisión de ganancias al exterior, la falta de acuerdo con el Club de París o las controversias con los tenedores de deuda externa (Recalde et al., 2015).

En este período, las políticas de diversificación más importantes y con mayor impacto tuvieron a la energía hidroeléctrica y a la energía nuclear como protagonistas: en 2006 se relanzó el Plan Nuclear

condiciones macroeconómicas y posterior devaluación de 2001/2002 lo desactualizaron (Hurtado y Souza, 2018).

Argentino con el que se reactivó el desarrollo de la tercera planta nuclear Atucha II (745 MW), además de respaldar proyectos como la Central Argentina de Elementos Modulares (CAREM) para el diseño y fabricación de reactores nucleares. Esto implicó, además, la recuperación de las tareas de exploración uranífera y de la tecnología de enriquecimiento de uranio que se había interrumpido en la década del ochenta. Por otra parte, en 2011 se habilitó la finalización de obras en Yacyretá, lo que elevó la cota del embalse de 76 metros a 83 metros sobre el nivel de mar, y un año después se hizo el llamado a licitación para la construcción del sistema de presas hidroeléctricas Presidente Néstor Kirchner y Gobernador Jorge Cepernic sobre el Río Santa Cruz, aunque estos nunca se llevarían a cabo. En otro orden, vale rescatar la continuidad del Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER), programa puesto en marcha a finales de 1999, cuyo objetivo se enfocó en expandir el mercado privado de sistemas energéticos alternativos a las áreas rurales dispersas, alejadas de las redes de distribución. Para el 2015, el programa logró proporcionar acceso a la electricidad a más de 100.000 residentes rurales, un total de 29.980 sistemas equivalentes a una capacidad de 8,15 MW (Banco Mundial, 2015)⁵⁰.

Finalmente, el anuncio en 2010 del descubrimiento de hidrocarburos no convencionales en la formación geológica Vaca Muerta en la cuenca neuquina, por parte de la entonces privatizada YPF –perteneciente a la corporación española Repsol–, dio por tierra cualquier intento de diversificación base a energías alternativas, dando inicio a un conjunto de transformaciones institucionales y políticas de gran envergadura hacia la refosilización. La sanción en el año 2012 de la Ley 26.741 de soberanía hidrocarburífera viabilizó la expropiación del 51% de las acciones de YPF y planteó entre sus principales objetivos la explotación de hidrocarburos no convencionales como una manera de impulsar al conjunto de la producción nacional. Esto implicó una apuesta política e institucional por el reforzamiento de dicha dependencia, con los gravosos costos sociales y ambientales que ello conlleva y sin que ello asegurara el tan ansiado autoabastecimiento energético (Svampa y Viale, 2014; Bertinat et al., 2014).

Por el lado del transporte eléctrico, las limitaciones heredadas de los noventa obligaron al Estado a avanzar en una mayor participación en el proceso de decisión, ejecución y financiamiento de las obras. La principal transportadora eléctrica Transener S.A., sociedad controlada por la Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica S.A (CITELEC) –que hasta 2003 pertenecía al emporio Pérez Companc y luego a Petrobras–, recayó en manos estatales en 2007 cuando la petrolera estatal brasileña debió comprometerse a un proceso de desinversión, siendo que la adquisición se daría por parte de ENARSA y de Electroingeniería, firma privada que en cuatro años había experimentado una meteórica expansión al calor de la obra pública y que, años más tarde, estaría envuelto en causas de sobornos. Independientemente de esto, la medida significó el regreso del Estado a la administración del sistema de transmisión eléctrica con más de 8.800 km en 500 kW y 3.600 km en 220 kW. Previamente, el ENRE había frustrado intentos de venta a otros fondos privados, particularmente a Eton Park, fondo estadounidense que había llegado a un acuerdo con Petrobras, pero cuyo ingreso fue vetado por el Ministerio de Planificación. En su momento, el ministro Julio De Vido adujo que una empresa "tan trascendente para el sistema vital argentino no podía quedar en manos del sector privado", sobre todo, si se trata de un fondo de inversión (Szafranko, 16 de julio de 2019).

⁵⁰ El programa subsidia la provisión e instalación para el suministro de energía eléctrica y comunicación, sobre todo sistemas solares para fines térmicos –cocinas parabólicas, hornos solares, termotanques solares–, para bombeo de agua potable y para generar mayor potencia para proyectos productivos locales.

En este marco, se iniciaron múltiples iniciativas para expandir la red, entre ellas, las contempladas en el Plan de Obras Imprescindibles para el período 2004-2008 y el Plan Federal de Transporte Eléctrico (FFTEF), bajo los cuales se construirían 7.061 km de nuevas líneas de alta y extra alta tensión. Estas conectaron todas las provincias –excepto Tierra del Fuego que es territorio insular– bajo el Sistema Interconectado Nacional (SIN, antes denominado SADI), destacándose: la incorporación de la Región Eléctrica Patagónica Sur en 2006 a través de la línea Puerto Madryn-Choel Choele de 354 km; la Interconexión NOA-NEA en 2011 mediante las líneas Cobos-Monte Quemado-Roque Sáenz Peña de 1.209 km; y la ampliación de la región patagónica entre 2008 y 2015, con las líneas Puerto Madryn-Santa Cruz Norte-Río Santa Cruz-Esperanza, por un total de 1.111 km (ver Figura N°11).

Figura N°11. Expansión del SIN (2004-2015)



Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía (2021)

Estas obras fueron estratégicas para el país, pues mutaron la morfología del SIN de un formato radial a un modelo circular que anilla a las diferentes provincias, aumentando la confiabilidad y eficiencia del servicio, permitiendo también volcar la energía generada en nuevos puntos como la región patagónica, que manejaba 778 MW de manera aislada y donde fue clave para promover los escasos desarrollos contemplados en el mencionado plan eólico (Alasino, 2011; De Dicco, 2013). Como principal resultado, se logró contener la expansión de la demanda registrada en un período de relativa pujanza económica, aunque dejando una pequeña capacidad remanente de generación y transporte para mediados de la década siguiente.

5.2 El Estado subsidiario y su sesgo verde (2015-2019)

La asunción del gobierno de Mauricio Macri a finales del 2015 implicó un cambio en la orientación de la política económica, incluida la política energética. De hecho, ésta constituyó uno de los ejes principales sobre el cual el nuevo gobierno se propuso dar un giro copernicano respecto a la gestión anterior. El rol estatal se reconvirtió con la creación de una nueva élite política que asumió las directrices del sector bajo una visión de clase dirigente. Entre los casos más destacados se encuentra la designación como Ministro de Energía de Juan José Aranguren, ex presidente de Shell Argentina –segunda empresa más importante del sector *downstream* (refinación y comercialización de combustibles)–; el secretario de Recursos Hidrocarburíferos José Luis Sureda, quien fuera vicepresidente de Pan American Energy (PAE) –la segunda y tercera operadora más importante del mercado de crudo y gas natural, respectivamente–, y David Tezanos, ex directivo de Metrogas, como interventor del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), organismo que debía controlar, entre otros, a su anterior empleador (Sabbatella y Burgos, 2017). La designación de directivos empresarios o “CEOs” al frente de estas áreas del Estado tenía como meta retornar algunos de los principios que rigieron en plenitud en los noventa y desandar todos aquellos mecanismos de regulación estatal impuestos en el período anterior.

Este retroceso del Estado se torna palpable con sólo observar el desempeño de ENARSA que, en su fusión con Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A. (EBISA) en 2017, pasó a llamarse Integración Energética Argentina S.A. (IEASA) –ver Decreto 882/17–. Bajo su órbita, las centrales termoeléctricas Ensenada de Barragán y Brigadier López, construidas con fondos estatales, fueron vendidas en 2019 por menos de la mitad de la valuación fiscal que la Auditoría General de la Nación fijó en 2012, y por apenas algo más del doble que la ganancia obtenida por cada una de ellas en tan solo un año⁵¹. La venta de estos activos públicos corporiza un cambio de posición político-ideológica, que se hizo explícita en los considerandos del decreto que institucionalizó IEASA:

“Con el propósito de racionalizar y tornar más eficiente la gestión pública relacionada con actividades del sector de la energía, limitando la participación del Estado a aquellas obras y servicios que no puedan ser asumidos adecuadamente por el sector privado, se estima necesario efectuar las adecuaciones pertinentes respecto de las sociedades de capital estatal que desarrollan actividades del sector energético” (Decreto 882/17).

Para entonces, el mercado energético ya se encontraba fuertemente oligopolizado en cuatro firmas: Enel, AES Corporation, Pampa Energía y Central Puerto habían desarrollado, desde los noventa para acá, diversas estrategias de integración tanto vertical como horizontal, adquiriendo facultades para establecer las condiciones a lo largo del ciclo energético. AES y Enel controlaban el 12% y 14% respectivamente de la potencia instalada, pero, además, la última controlaba Edesur, la segunda distribuidora más grande del país. Central Puerto, con 11% en generación, le sumaba el negocio de distribución de gas, segmento que abastece a casi todo el parque termoeléctrico, seguido de Pampa que poseía el 10% en generación y el control de la transmisora y distribuidora más grandes del país. A

⁵¹ Este hecho conllevó una denuncia por parte de diputados opositores contra el presidente y los funcionarios involucrados. Véase: <https://www.energiaynegocios.com.ar/wp-content/uploads/2019/02/DENUNCIA.pdf>

estos jugadores se sumaría en 2013 YPF Luz, subsidiaria de la petrolera estatal, que bajo un parámetro economicista se propuso ser el quinto *player* del mercado.

Tamaño peso oligopólico y concentrado por parte de empresas privadas habilitó una desmedida capacidad de presión política y económica, lo que conllevó un reparto de mercado cautivo antes que una competencia inter-firmas, al tiempo que la integración vertical les permitió un control de precios, manejo de costos, etc. No es casualidad que ante la emergencia eléctrica declarada por el flamante gobierno en diciembre de 2015 –Decreto 134– se instalara rápidamente la necesidad de avanzar con una readecuación tarifaria (Sabbatella et al., 2020). Con ello, se dio paso a un proceso de dolarización de precios y tarifas, lo que representó aumentos en la factura del servicio eléctrico, cuyo acumulado desde el inicio de la gestión llegó a un promedio de 3642%. En los casos de la distribución y transporte, las subas fueron de 450% –219% en dólares–, y la rentabilidad interanual a 2018 de las principales distribuidoras –Edenor, Edesur y Edelap– se incrementó hasta un 675%. Tampoco es casualidad que se haya condonado la deuda a los primeros dos por \$13.570 millones, y refinanciado otros \$18.450 millones.

La política estatal en este período arrojó por resultado dos ganadores claros: los sectores financieros y energéticos, o energético-financieros, pues detrás de empresas como Enel están los *hedge funds* que los integran –BlackRock, Norges Bank, JP Morgan, Capital Research Global Investor, entre otros–. En alianza con las políticas públicas, estos holdings exigen una elevada rentabilidad en dólares al sector, para luego multiplicarla con la especulación financiera (Navarro Rocha, 2020). Entre las energéticas, se destaca el crecimiento de Pampa Energía, que para 2020 producía un total de 3.924 MW a través de siete centrales térmicas, tres centrales hidroeléctricas, una de cogeneración y dos parques eólicos. La firma se desempeñó en todo el sistema, desde la extracción y transporte de gas, pasando por la transmisión eléctrica de alta tensión –es dueña del 85% de las redes nacionales a través de la firma Transener–, hasta la generación y distribución eléctrica –con Edenor, que en 2021 se anunciaría su venta al Grupo Vila-Manzano–. Incluso, en un hecho inédito hasta entonces, en 2016 se dio a conocer un préstamo de YPF por US\$140 millones para la compra de la filial argentina de Petrobras (Pampa Energía, 27 de julio de 2016). La vinculación directa con las medidas propiciadas por el gobierno puede colegirse con tan solo apuntar que la acción de la empresa era de \$4,64 a inicios de 2015 para valer \$52,95 cuatro años después⁵².

En paralelo a este derrotero económico-financiero, las políticas de diversificación frenaron los planes previstos para aumentar la potencia hidroeléctrica y nuclear, priorizando el desarrollo de las energías alternativas como fuente excluyente. Incluso, el año 2017 fue declarado “Año de las energías renovables”. Previamente, esta política volvía al centro de la escena con la sanción de la Ley 27.191 en septiembre de 2015, que reformaba la incumplida Ley 26.190 y establecía nuevos plazos: 8% a fines de 2019 y 20% a fines de 2025, e incluía la novedad de que los Grandes Usuarios debían cumplir con

⁵² Según un informe presentado en la cámara de Diputados en momentos previos a la discusión sobre tarifas, a principios de 2019, a lo largo de los últimos doce meses las empresas eléctricas ganaron un total de \$11.997 millones. Las empresas que más ganancias obtuvieron fueron Pampa Energía con \$4.716 millones, seguido por Central Puerto –propiedad del ex-ministro Nicolás Caputo– con \$3.728 millones y Transener con \$2.300 millones. Más lejos en la tabla quedaron Edenor (\$491 millones), Central Costanera (\$369 millones) y en el último lugar del ranking quedó Edesal, que tuvo que conformarse con \$193 millones. Esto derivó en saltos importantes de la cotización de sus acciones desde finales de 2015: Camuzzi (644%), Gas Cuyana (523%), Gas Natural Ban (189%), Metrogas (477%), TGN (378%), TGS (706%), Edenor (368%), Edesal (696%), Transener (525%), Central Puerto (197%) y Central Costanera (177%) (En Orsai, 03 de junio de 2018; Política Argentina, 09 de enero de 2019).

dicho objetivo en forma individual. Para ello, se concedieron tres opciones: (1) contratación con un generador privado o comercializador, (2) autogeneración y (3) compra conjunta con CAMMESA.

Entre los programas oficiales desplegados, el más importante fue el Programa RenovAr, lanzado en 2016, que en sus tres rondas licitatorias adjudicó 4.467 MW. El programa eliminó la participación de ENARSA, y la tarea de abastecer al conjunto de la demanda de menos de 300 kW y los Grandes Usuarios que no ejercieron su derecho de *optout* fue asignada a CAMMESA. Aquellos que sí lo ejercieron canalizaron su abastecimiento a través de la negociación libre con generadores o la autogeneración, aunque con una participación relativamente baja: de los 2.045 Grandes Usuarios habilitados en 2018, apenas 126 –23% de la demanda de ese grupo– se orientaron al Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (MATER), régimen iniciado en 2017 que corresponde a contratos celebrados entre generadores y Grandes Usuarios. En cuatro subastas se ofertaron 1.165 MW distribuidos en 49 proyectos. Además, otros 499 MW de potencia adicional se incluyeron bajo la Resolución 202/16, que corresponden a proyectos reflotados del programa GENREN. En suma, estos proyectos totalizaron 6.130 MW de potencia en apenas tres años (2016-2019), una cifra resonante si se tiene en cuenta que equivale al 15% del total instalado y que previamente este guarismo se reducía a apenas el 1,9%.

La nueva potencia se asentó un 27% en la región NOA, 18% en Cuyo y 17% en la Patagonia; mientras que otra porción considerable (23%) también se adjudicó en Buenos Aires, dado que en el sur de la provincia existe una buena fuente de recurso eólico y, sumado a esto, las restricciones de transporte son menores a las que se pueden producir en áreas más distantes de los grandes centros de consumo. En relación a este último punto, las inversiones en este período para la extensión del tendido eléctrico fueron magras: en sus primeros dos años de gobierno (2016-2017), las obras en líneas de alta tensión fueron prácticamente nula, mientras que las troncales se extendieron apenas en un 0,9% (181 km) –si comparamos con el mismo período inmediato anterior, las líneas de alta tensión aumentaron un 3% (430 km) y 9% las troncales (1.639 km)–. Esta situación desembocaría en la rápida saturación del sistema y la interrupción de obras y programas para la ampliación de la generación; que se aceleraría en 2018 cuando la economía argentina recrudesció luego de una fuerte devaluación del peso. La imposibilidad de acceder a créditos de largo plazo a tasas competitivas y el retroceso del 2,8% del PBI anual, dieron por tierra la ejecución de obras públicas proyectadas para expandir la red, mientras que la iniciativa privada también se frenó⁵³.

El gobierno tenía previsto licitar 2.825 km de líneas bajo el régimen de Participación Público-Privada (PPP) –Ley 27.328 y Decreto Reglamentario 118/2017– a cambio de un canon a 10, 15 o 20 años. Las líneas que figuraban como prioritarias eran: Charlonés-Junin-Plomer (415 km); Atucha II-Plomer (130 km); Puerto Madryn-Choele Choel-Bahía Blanca (1045 km); Rodeo-La Rioja Sur (300 km); Río Diamante-Charlone (490 km); Atucha-Belgrano 2-Smith (135 km); y Santo Tomé-San Francisco-Malvinas (310 km) (ver Figura N°12). Estas obras buscaban proyectar ejes transversales de oeste a este, desde Mendoza hacia Buenos Aires y desde Córdoba a Santa Fe, para incrementar la

⁵³ La falta de interés de actores privados por promover acuerdos entre partes o de concursos públicos para la ampliación de la capacidad de transporte derivó en que el entonces Ministerio de Energía y Minería reemplazara el esquema de remuneración al sistema de transporte. A través de la Resolución 1.085/2017, se estableció un “estampillado” donde los costos del servicio pasaron a dividirse entre los usuarios en forma proporcional a su demanda o aporte de energía. Esta medida buscaba incentivar las inversiones en transporte para integrar sistemas eléctricos aislados, “haciendo que no sean ellos solos (los interesados) los que deben soportar los costos de la inversión, sino que la misma se reparta conjunta y uniformemente entre todos los usuarios del sistema de transporte” (Secretaría de Energía, 2019: 32). Pese a ello, la falta de inversión en la red persistió.

confiabilidad del sistema y actuar como refuerzo del corredor NEA-NOA y del corredor NOA-Centro-Litoral-Buenos Aires para la exportación de la generación renovable fotovoltaica y, en menor medida, eólica –también está previsto desarrollar energía geotérmica en la zona cordillerana–. Por su parte, la línea Vivoratá-Bahía Blanca también buscaba incrementar la capacidad de transporte en el circuito sur bonaerense, convirtiéndolo en un camino alternativo para exportar la generación renovable de Patagonia y Comahue, que también tenían previsto aumentar su capacidad de transporte para nuevos proyectos de generación eólica e hidráulica, este último a partir de la construcción de las presas Néstor Kirchner y Jorge Cepernic.

Figura N°12. Propuestas de expansión del SIN en 2018



Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía (2021)

En este contexto, la política de expansión de renovables se hizo a costa de la capacidad remanente del sistema en 2015 y hundiendo los costos de expansión de la red que habían pagado el Estado y la demanda. Así lo expresaba Pablo Tarca, director técnico de Transener en 2017: “los casi 14.000 km de líneas del sistema interconectado los podemos dividir en dos grupos: el corredor NEA-Litoral-Buenos Aires y corredor Comahue-Buenos Aires (...) donde las condiciones de despacho están muy cerca del punto de saturación (...) Y los corredores Patagonia y NOA-Centro, que están en una condición con mayor capacidad remanente” (Mercado Eléctrico, 25 de julio de 2017). Así, el titular de la principal empresa del segmento advertía sobre el nivel de saturación en las líneas, aunque aseguraba que algunos corredores estaban en una condición menos crítica, lo que en definitiva posibilitó adjudicar una importante porción de generación renovable. Recién en 2018 se licitaría la primera línea en 500 kW,

aunque por impulso excluyente de la provincia de San Juan, cuya ruta Rodeo-Iglesia tenía como meta principal abastecer los proyectos mineros allí alojados.

Esta situación trajo inconvenientes en el desarrollo temprano del programa RenovAr, el cual había asegurado a 3.425 MW el acceso a un nodo de la red eléctrica. La Ronda 2, a finales del 2017, debió dividirse en dos fases: la primera otorgó 1.200 MW de cupo, mientras que en la segunda se propuso la ampliación del 50% del cupo original por tecnología, con la salvedad de que, en caso de restricción de transporte eléctrico, las obras necesarias de ampliación quedarían a cargo del oferente. Situación similar se expresó en las rondas abocadas a los grandes consumidores: la quinta subasta del MATER en el último trimestre de 2018 no obtuvo ninguna adjudicación, siendo que los únicos dos oferentes en carrera desistieron por causas asociadas a las dificultades de financiamiento y el desinterés de los grandes compradores (Energía Estratégica, 07 de febrero de 2019).

En paralelo, muchos de los proyectos adjudicados en las primeras rondas del programa RenovAr experimentaron una fuerte oposición en su provincia: en La Rioja, la construcción del Parque Solar Nonogasta de la empresa 360 Energy trajo aparejado cuestionamientos desde sectores políticos que alegaban que la autorización por parte del gobierno provincial a su conexión sin costo con la línea de alta tensión La Rioja-Nonogasta, limitaría la capacidad de explotación futura por parte de la provincia (Energías Renovables, 09 de septiembre de 2017). En Jujuy, los mega-parques fotovoltaicos Cauchari I, II y III se desarrollaron envueltos en una profunda polémica, producto de que los costos de las nuevas líneas de transmisión para el parque –estimados en US\$50 millones– serían asumidos por el Estado nacional en lugar de la provincia.

El hecho de que se haya garantizado el cupo de despacho a proyectos renovables y que la termoeléctrica también se haya adjudicado en cantidades desproporcionadas a la inversión en transporte, condujo a la red a un punto de inevitable saturación. La Tabla N°4 muestra la capacidad remanente en cada una de las regiones del SIN, posterior al proceso de adjudicación de potencia en la Ronda 2, pudiéndose observar que regiones como NOA, Comahue, Buenos Aires y Patagonia carecían de capacidad de transporte. Un estudio realizado por Barrionuevo et al. (2017) concluyó que cualquier ingreso o nueva potencia inyectada por encima de la adjudicada necesariamente estaría sujeta a nuevas extensiones en el sistema de transmisión; en tanto, análisis realizados por CAMMESA sostienen que para abastecer el 20% de generación renovable establecida por la Ley 27.191 para 2025, se requerirá casi 5.000 kilómetros nuevos de líneas de alta tensión.

Tabla N°4. Capacidad remanente en el SIN

Región	Capacidad Inyectada (MW)	RenovAr 1,5 (MW)	RenovAr 2 (MW)	Capacidad Remanente (MW)
Buenos Aires Sur	500	236	266,4	-2425
Comahue	313	137	200,4	-24,4
Cuyo	800	404	199,9	196,1
NOA	250	259	353	-362
Patagonia	290	200	99	-9

Fuente: Villarroel-Gutiérrez (2019)

Como consecuencia, las perspectivas para el sistema eléctrico desde el año 2018 en adelante motivaron a que se reevaluara la capacidad de transmisión y la generación comprometida, limitándose el ingreso de nuevos proyectos. La tercera ronda licitatoria del RenovAr debió ser suspendida, llevándose a cabo un año más tarde, en 2019, pero contemplando solo proyectos de menor escala, de hasta 10 MW de potencia y con un tope de 400 MW en todo el país, los cuales debían considerar su conexión a redes de distribución eléctrica de media tensión. Es decir, mientras que las primeras licitaciones admitieron proyectos solares y eólicos de entre 1 y 100 MW, y mini-hidroeléctricas de entre 0,5 a 50 MW, en la Ronda 3 los umbrales se establecieron en 0,5 y 10 MW, orientados al aprovechamiento de las capacidades disponibles en redes de media tensión –13,2 kV, 33 kV y 66 kV–, los cuales debían estar bajo el mando de distribuidoras que no estén endeudadas con CAMMESA. Esto último generó ciertas controversias por tratarse de un mecanismo de presión, sobre todo considerando que era el Estado nacional quien asumía la compra de la electricidad, no la distribuidora. Finalmente, la ronda adjudicaría 38 proyectos por 259 MW de potencia divididos en: 128,7 MW en energía eólica, 96,75 MW en solar, 8,50 MW en biomasa, 12,75 MW en biogás, 5 MW de biogás de relleno sanitario y 7,38 MW en pequeños aprovechamientos hidroeléctricos⁵⁴.

En este marco, la política de diversificación en este período refuerza las características mercantilistas de un sistema que se ha ido transformando en función de la inversión privada. Si bien se introdujo un discurso político sobre la transición energética, respaldada por un discurso ambientalista, no implicó el abandono de las actividades extractivas en el yacimiento no convencional de Vaca Muerta, sino todo lo contrario, incluso se reforzó la dependencia de los combustibles con la instalación de nuevas centrales térmicas por una potencia de 3.725 MW. Este incremento en la infraestructura de generación, a su vez, contrasta con la nula expansión del sistema de transporte, evidenciando una falta de planificación integral a largo plazo, como sucedió en la década de los noventa.

5.3 Recapitulando: Ni transición, ni diversificación

La transición energética requiere de un cambio radical del sistema, en el curso del cual se establecen otras estructuras sociotécnicas y mecanismos de control. Estos incluyen, por ejemplo, una organización más descentralizada y, por lo tanto, estructuras de redes técnicas modificadas. Sin embargo, dentro de los sistemas a gran escala, existen fuerzas políticas y técnicas inerciales, las cuales influyen en las posibilidades y los obstáculos de una reconversión. La perspectiva sociotécnica asume que un cambio tan fundamental solo puede tener lugar dentro de las llamadas "ventanas de oportunidad", en donde los mecanismos de control, generalmente muy estables, trabajan para mantener el status quo. Para el caso de Argentina, las condiciones del marco estructural e institucional han cambiado en muchos aspectos a favor de las energías renovables, pero aún no se ha decidido definitivamente hasta qué punto puede prevalecer un cambio en el suministro y si realmente habrá una transformación radical en el sistema. Conforme aumenta la importancia de las energías renovables, aumentan también las resistencias sistémicas y las barreras del régimen vigente. Estas incluyen, por ejemplo, las contramedidas de las grandes empresas de suministro de energía establecidas, pero también problemas técnicos, como

⁵⁴ Vale mencionar que si bien la Ronda 3, en el sentido técnico, se trata de un caso de aplicación de la Generación Distribuida de Energía Renovable (GDER), el mecanismo de promoción utilizado fue el mismo que en las rondas licitatorias anteriores. A diferencia de los mecanismos más tradicionales de la GDER, como las mencionadas tarifas de incentivo, la aplicación de subastas nacionales limitó la participación a empresas de mayor competitividad económica.

cuestiones de integración en la red. Los combustibles fósiles todavía juegan un papel protagónico en la política energética y en los vínculos de larga data entre la política estatal y los actores empresariales. Más importante aún son las posiciones de los actores que tienen una visión positiva del cambio de matriz, pues estas también difieren notablemente. Las discusiones sobre el rol que debería tomar el Estado, la formulación de políticas y las decisiones comerciales que permitan una transición energética efectiva no funcionan en aislamiento, sino que reaccionan o influyen en consideraciones macroeconómicas, institucionales, sociales y geopolíticas.

A partir de lo descrito, hemos identificado dos dinámicas sociotécnicas distintas, las cuales resultaron en una concepción energética particular. Por un lado, el período 2003-2015 estuvo marcado por una mayor participación estatal en su rol de empresario, donde la creación de ENARSA fue parte de una política que pretendía controlar un área central para el desarrollo industrial. Sin embargo, en materia de generación, el gobierno fue incapaz de superar definitivamente la crisis de abastecimiento, siendo la inversión en potencia la más baja de la historia, con una tasa anual del 2,7%-3,2% entre 2002 y 2012 (Alasino, 2011). En cambio, recurrió a estrategias cortoplacistas con recursos importados y costosos, además de contaminantes como los programas de Generación Distribuida, los cuales funcionaron como medidas paliativas ante un sistema eléctrico obsoleto que elevó el monto de subsidios un 258% en el último tramo, alcanzando casi 3% del PIB (Goldstein et al., 2016). Contrariamente, la eliminación de los subsidios constituyó una de las políticas más defendidas por el gobierno de Cambiemos. En este período, la actividad energética se organizó en función de inversionistas privados, y el Estado se redujo a un rol más bien subsidiario. Sin ir más lejos, declaraciones como las establecidas en la creación de IEASA encuentra su antecedente directo en la Ley 24.065, que dio luz al marco regulatorio de la electricidad en 1992.

Si nos enfocamos en el mercado renovable, las trayectorias en estos dos períodos también parecen haber tomado direcciones opuestas. En su diseño, el programa GENREN buscaba promover las capacidades industriales y científicas locales, mientras que el RenovAr no requería la participación de empresas locales –a pesar de que la ley actual establecía lo contrario–, sino que la principal preocupación resultó estar relacionada con la inversión directa. El mecanismo de licitaciones aplicado en ambos casos buscaba apalancar la inversión privada, obteniendo resultados diferentes, fundamentalmente porque resultaba inviable bajo una dinámica de fuerte intervención. Por su parte, la importante incorporación de potencia renovable bajo los programas de la administración macrista demostró una fuerte fragmentación de la política energética, que se manifestó en los límites físicos del transporte y la nula inversión en este sector. A su vez, vale remarcar que el 80% de la ampliación del parque de generación estuvo centrada en fuentes fósiles, especialmente gas natural, lo que fue a contramano de la supuesta “revolución verde” propuesta por las autoridades. De hecho, se puede argumentar que la aclamada “transición energética” se redujo a una visión determinista que implicaba únicamente la importación de tecnología.

De esta manera, la situación dada por la dependencia de las importaciones que se remonta a mediados de la década del dos mil, adquirió una dimensión significativa en el decenio siguiente, partiendo de una dificultad sectorial para convertirse hoy en un problema de impacto macroeconómico. Incluso desde una visión tecnológica determinista, la apuesta por las energías renovables en ambas gestiones fue un acto fallido que se asoció, no a los altos costos de generación, la competitividad económica, o las prioridades estatales, sino que fue resultado de dinámicas sociotécnicas fragmentadas y de bajo alcance, así como de una política sostenida que, sin dudas, respaldó el régimen fósil. El aumento de la producción gasífera en este siglo es inseparable del crecimiento de los subsidios de los que gozó: los

mismos pasaron de representar un 1,8% del gasto público en los primeros años de aplicación –2004– a un 9,64% en 2015 y 5,6% en 2017 (FARN, 2018). Esto representa US\$9,48 mil millones, 1,74% del PBI, el cual se financió en un 87% con deuda pública. Además, resulta imposible ignorar la existencia de Vaca Muerta, en tanto repositorio fósil al que parecen dispuestos a apostar el conjunto de las fuerzas políticas tradicionales y empresariales, bajo la cuestionable suposición de que los bajos costos y la cantidad de reservas garantizan su viabilidad económica. Sólo los subsidios nacionales entre 2013 y 2016 implicaron fondos de US\$11,19 mil millones, donde el único disenso pareció disputarse en el rol de YPF⁵⁵.

La reconversión energética, el tipo de intervención, los programas de industrialización, no son atributos de las fuentes energéticas en sí, sino resultados de políticas adecuadas a ese fin. Bajo esta visión, el sistema energético no presentó transformaciones sustanciales que lo hicieran económica y ambientalmente más sostenible. Más aún, en el último tramo, la declaración de la emergencia eléctrica podría haber constituido una oportunidad para introducir los cambios tecnológicos necesarios para una transición profunda, sin embargo, se intentó reproducir el esquema neoliberal: los mecanismos dispuestos para el desarrollo de las energías renovables y su alta convocatoria fueron el reflejo de un mercado que ofrecía grandes ventajas para el despliegue de grandes grupos económicos de capital –cuestión que veremos en detalle en el próximo capítulo–, pero que resultaba insostenible en el corto/mediano plazo, como fue el caso de la tecnología de ciclo combinado en los noventa.

Para finalizar, es claro que la política energética del siglo XXI no ha seguido una estrategia a largo plazo, sino que el vector relativo al rol del Estado ha sido direccionado por el perfil identitario de la fuerza política al mando, desembocando en medidas de contingencia que han provocado la actual pérdida de autosuficiencia. Han persistido problemáticas asociadas a la privatización y concentración del sistema energético que hoy yergue un manto de opacidad sobre el sistema, y que requieren pensar y analizar la articulación entre renta, empresa privada y sector público, mismo entre la política de subsidios, tarifas y la actividad fiscal como modo básico de redistribución. Particularmente, en el marco de esta investigación, y desde una mirada prospectiva, la estrategia política más efectiva para introducir tecnologías de energías renovables será la que integre diversas reglas de juego, por ejemplo, eliminar subsidios a favor de tecnologías convencionales, recalcular los precios de electricidad, implementar un sistema incentivo, desarrollar fórmulas de redistribución, amparar los sectores marginados energéticamente, proveer fondos para programas de eficiencia energética y gestión de la demanda, fortalecer el rol de las empresas públicas y los actores locales, pero sobre todo, diagramar una política energética estatal consensuada que se proyecte más allá de la inmediatez.

⁵⁵ Entre septiembre de 2017 y septiembre de 2018, YPF pasó de representar el 61% de las exploraciones y ventas en Vaca Muerta a reducirse a un 45%. En ese mismo lapso, la compañía que más creció fue Tecpetrol, la cual saltó de no tener inversiones en el área a representar el 21% del mercado (López Crespo y Kofman, 2019: 55-56).

6. Capítulo 6: El programa RenovAr y la financiarización de la energía

El programa RenovAr fue el régimen que tuvo mayor impacto en el mercado argentino de las energías renovables. En sus primeras tres Rondas licitatorias (1, 1.5 y 2) adjudicó 4.467 MW de potencia distribuida en 147 proyectos: 41 solares, 34 eólicos, 18 de biomasa, 14 pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, 36 de biogás y 4 de biogás de relleno sanitario (Ministerio de Energía y Minería, 2017). Como se ha descrito, este nivel de convocatoria resultó resonante, no solo por cantidad de proyectos y potencia, sino porque supuso romper con barreras estructurales que atentaban contra su desarrollo y superar los traumas sufridos por experiencias fallidas como el programa GENREN. Siguiendo a Recalde et al. (2015), cabe destacar que el sector renovable es un mercado de características intensivas en capital, lo que requiere de esquemas de financiamiento rigurosamente planificados, altos costos de inversión y largos plazos para su recupero. Si a esto se suma el hecho de que los ingresos monetarios de los proyectos dependen de un único comprador de energía estatal, y que las inversiones en territorio nacional exigen tasas de interés elevadas que dificultan su acceso a los desarrolladores, son evidentes los limitantes que ha presentado el desarrollo de esta industria en el país. Entonces, un primer interrogante que se presenta aquí es el siguiente: ¿cómo es que el gobierno de Cambiemos logró reactivar este mercado?

Más allá de las mejoras en las condiciones del mercado mundial y la reducción del costo de generación para estas tecnologías (IRENA, 2019), la gran ventaja que ofrecía el programa frente a iniciativas pasadas se apoyó en el respaldo económico que le dio el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) y la garantía del Banco Mundial (Glave y Zabaloy, 2020), dos instancias que minimizaron el riesgo financiero y proporcionaron sustento jurídico para la firma de contratos de compraventa de energía –o *power purchase agreement* (PPA)– con precios fijos en dólares y a largo plazo, además de condiciones fiscales redituables que acotaron el monto de inversión y elevaron la tasa de recupero (Constantini y Di Paola, 2019). El furor por entrar en este mercado fue tal que, en el último llamado, a finales del 2017, la convocatoria superó ocho veces lo solicitado (Ministerio de Energía y Minería, 2017).

Ahora bien, el “éxito” que pudo tener el programa en las rondas licitatorias contrasta fuertemente con su desempeño posterior. Luego de la firma de los contratos, los avances en la etapa de búsqueda de financiamiento e inicio de obras fueron más bien magros, siendo que hacia 2021 solo 75 proyectos se encontraban operativos y 65 estaban demorados (Medinilla, 03 de agosto de 2021). Aunque una causa fundamental se asociaba a la crisis económica que se agudizó en 2018, existen también otras aristas a considerar. Por caso, algunas de las características sobresalientes de la trayectoria del programa fue la participación de un amplio espectro de empresas ajenas al sector renovable, y el hecho de que gran parte de los proyectos que entraron en la licitación luego dejaron de estar en manos de sus adjudicatarios.

El objetivo de este capítulo consiste en analizar el desempeño del programa RenovAr hacia el final del gobierno de Macri –diciembre de 2019–, evaluar el grado de avance de los proyectos e indagar en los factores determinantes que explican tanto su alta receptividad en las convocatorias como su bajo grado de desarrollo posterior. En línea con lo descrito en el capítulo anterior, partimos de reconocer en este período un proceso de profundización de la financiarización de la energía, entendido como una pauta de acumulación en la que los beneficios se acumulan principalmente a través de los canales financieros, y no a través del comercio y la producción de bienes (Chesnais, 2001; Krippner, 2005); lo

que a su vez conlleva conductas especulativas y oportunistas orientadas a incrementar las ganancias en el corto plazo (Krier, 2012).

En Argentina, estas dinámicas se remontan fundamentalmente a los procesos de desregulación y privatización desplegados en los noventa, lo que indujo un protagonismo creciente de fondos de inversión y grupos económicos locales en el sector energético (Kulfas, 2001). Luego de la crisis económica desatada en 2001, se advierte una profundización de estos procesos de financiarización, principalmente por la reorientación de empresas no financieras como Pampa Energía, que se consolidó como un holding especializado en el sector eléctrico, pero bajo una estrategia propia de una empresa financierizada, esto es: capitalización por medio de obligaciones negociables y crecimiento mediante fusiones, adquisiciones, compra de títulos públicos, letras de tesorería y moneda extranjera (Navarro Rocha, 2020).

En una revisión del estado del arte, Van Der Zwan (2014) identifica tres niveles de análisis para los estudios sobre financiarización: un primer enfoque *macro* que la ubica en el centro del régimen de acumulación; otro *meso* donde el énfasis está puesto en la relación de las empresas con los mercados financieros; y, por último, el nivel *micro* que aborda aquellos procesos de financiarización vinculado a la vida cotidiana de personas y hogares. A los fines de este capítulo, se abordarán los procesos de financiarización del sector renovable a partir de una perspectiva de alcance *meso*. Se presentan en primer lugar las condiciones marco que sentaron las bases para el despegue del sector y su dinámica comercial; seguidamente, se hará foco en el desarrollo de las políticas de promoción industrial; y, por último, se abordará la situación al 2021 de los proyectos, las dificultades que acarrearán y las salidas posibles.

6.1 El negocio financiero detrás del proyecto productivo

La campaña electoral del gobierno de Macri tuvo como ejes centrales la meta de “volver al mundo” y la promesa de una “lluvia de inversiones” que reactivaría una economía nacional estancada. Para lograrlo, la estrategia adoptada por el gobierno puede dividirse en dos partes: por un lado, una activa participación en foros multilaterales de inversión y el intento de ingreso a la OCDE –lo que requería que el país migrara hacia una economía alineada a los declarados Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)⁵⁶ y los compromisos asumidos en el Acuerdo de París⁵⁷–; y por otro, instrumentos de integración financiera a partir de desregulaciones del mercado financiero y en los movimientos de capital (Sabbatella et al., 2020; Glave y Zabaloy, 2020). El acuerdo con los acreedores externos denominados *holdouts* o “fondos buitres” también implicó una baja del riesgo país y, por ende, posibilidades de financiarse en moneda extranjera a menores tasas. Este marco se conjugó, además, con el Decreto 134/2015 que declaró la emergencia del sector eléctrico y la necesidad de aumentar la capacidad del sistema.

⁵⁶ Los ODS entraron en vigencia en 2016, cuyo objetivo específico en materia de energía (ODS 7) es proporcionar acceso universal a los servicios energéticos modernos, duplicar la tasa de mejora de la eficiencia energética y aumentar sustancialmente la participación de las energías renovables en la combinación global de energía para 2030 (Glave y Zabaloy, 2020).

⁵⁷ Las metas para el cambio de la matriz energética fueron establecidas por la Ley 27.191 de manera escalonada: 8% para finales de 2017, 12% en 2019, 16% en 2021, 18% en 2023 y 20% en 2025.

Así, las energías renovables se convirtieron en un mercado privilegiado para atraer nuevas inversiones, principalmente para desarrolladores y promotores del sector privado (Sabbatella et al., 2020). No obstante, los riesgos considerados por el empresariado nacional y transnacional, sobre todo por los financiadores, representaban un escollo de carácter estructural para el despegue del sector –ya las dificultades institucionales habían socavado el programa GENREN cuyas inversiones fueron a parar a Uruguay y Chile–. Estas preocupaciones se vincularon a los plazos de ejecución, al acceso a la red de transporte o despacho de la energía, al respaldo crediticio del comprador de la energía generada –en este caso, CAMMESA–, los derivados del riesgo cambiario y los cambios normativos, tanto regulatorios como tributarios (Remiro, 26 de octubre de 2016). Frente a esto, el programa RenovAr presentó una serie de ventajas que le permitieron gozar de cierto éxito. Por un lado, los incentivos fiscales sirvieron para acelerar los plazos de amortización, entre los que se destacan: devolución anticipada del IVA, exención del Impuesto a las Ganancias Mínimas Presuntas, exención del Impuesto a los Dividendos ante la reinversión en infraestructura, deducción de la carga financiera en el Impuesto a las Ganancias, certificado fiscal sujeto a acreditación de componente nacional y transferible a terceros, y exención de aranceles a la importación (Ministerio de Energía y Minería, 2017). Las bases del programa establecían un cupo de beneficios por tecnología de US\$960 mil para potencia eólica y US\$720 mil para fotovoltaica en la Ronda 1, lo que podía alcanzar un ahorro de hasta el 20% del precio (US\$/MW) ofertado por un desarrollador.

Por otro lado, las garantías comerciales se convirtieron en la piedra angular del programa: la preferencia de alimentación establecida en los PPA obligaba a los operadores de las redes a dar prioridad a la electricidad generada por los proyectos renovables, mientras que la cláusula *take or pay* hacía lo propio con CAMMESA, garantizando el pago a las centrales habilitadas independientemente de si se despacha la energía o no. En relación con esto último, el programa reforzó los mecanismos de garantía por falta de pago a través del FODER⁵⁸ y del Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE)⁵⁹; habilitando también la sumisión a arbitraje internacional por la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil (UNCITRAL) (Glave y Zabaloy, 2020). Se fijó que, ante el incumplimiento de sentencias y laudos arbitrales, el Estado tenía la obligación de adquirir los proyectos en caso de que el adjudicatario haga uso de la opción de venta, cuyos fondos estaban garantizados por el Banco Mundial con un límite de US\$500 mil por MW de potencia instalado⁶⁰. Además, podemos señalar otro préstamo con función de garantía, dado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en 2016, como parte de su programa de *Green Climate Fund*, por US\$130 millones; y los bonos verdes colocados por las provincias, cuyo caso más resonante lo constituye Jujuy con la colocación de un bono internacional por US\$210 millones.

Con todo, el programa atrajo numerosos interesados, a tal punto que en el primer llamado se adjudicaron 1.143 MW de los 6.346,3 MW ofrecidos, lo que derivó en una nueva ronda unos meses más tarde. La Ronda 2 tendría aún más convocatoria, alcanzando 9.340 MW en ofertas, ocho veces más que los 1.200 MW licitados (Ministerio de Energía y Minería, 2017). Este “éxito” del sistema de

⁵⁸ El fondo fue creado por la Ley 27.191, compuesto por recursos del Tesoro Nacional equivalentes a no menos del 50% del ahorro efectivo en combustibles fósiles por la incorporación de generación renovable en el año previo.

⁵⁹ En conjunto con el Fondo Verde Para el Clima, aportó unos US\$100 millones para proyectos de eficiencia energética y energías renovables en 2018.

⁶⁰ La garantía aportada por el Banco Mundial era de US\$4.480 millones, la cual pasó a formar parte del FODER. En 2018, la entidad otorgó otro préstamo de US\$250 millones, el cual sirvió como garantía para la Ronda 2 (Ministerio de Energía y Minería, 2017).

subastas se explica, en parte, por la continua reducción de los costos de las tecnologías renovables, pues si consideramos que los PPA aseguraban un precio fijo dolarizado a 20 años, con amplios beneficios fiscales y prioridad de despacho, los márgenes de ganancia estaban garantizados (Constantini y Di Paola, 2019). La fuerte competencia tendió a la baja en los precios de venta de electricidad adjudicados (ver Tabla N°5), especialmente en los rubros solar y eólico, los cuales se redujeron un 31,1% y 28,2% respectivamente entre la Ronda 1 y 2.

Tabla N°5. Precio promedio ponderado (PMP) por Ronda y tecnología

Tecnología	Ronda 1		Ronda 1.5		Ronda 2	
	Potencia (MW)	PMP (US\$/MWh)	Potencia (MW)	PMP (US\$/MWh)	Potencia (MW)	PMP (US\$/MWh)
Eólica	707,5	59,39	765,4	53,39	993,4	40,91
Solar	400	59,75	516,2	54,89	816,3	42,86
Hidro	11,4	105	-	-	20,8	99,05
Biomasa	14,5	110	-	-	143,2	118,20
Biogás	8,6	154,01	-	-	69,3	160,62
Total	1.142		1.281,6		2.043	

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía (2021)

En paralelo, estas condiciones del programa dieron lugar para propiciar lo que en la jerga financiera se denomina *market depth*, esto es, un mercado de enorme liquidez donde compradores y vendedores operaron en mercados secundarios de manera especulativa. Estas estrategias son exclusivas de los regímenes de financiarización, especialmente abordados por Krier (2012), cuya única intención es influir en el precio de los activos a través de mecanismos financieros. De esto último resulta que una gran porción de los adjudicatarios se enfocó en la competitividad de su PPA, no para desarrollarlo, sino para inmediatamente revenderlo en el mercado.

Al momento de indagar en la trayectoria de los contratos, es posible observar cómo algunos de ellos han cambiado de propietario en múltiples oportunidades, reeditando en grandes márgenes de ganancia para los intermediarios⁶¹. Entre los proyectos de la Ronda 1 se encuentran el parque eólico Kosten (24 MW), que fue adjudicado a las empresas Enat y SEG Ingeniería y luego adquirido por la española Greenergy en 2017, y los parques solares Puna Solar (107 MW) y Cafayate (97,6 MW), adjudicados a las empresas españolas Fieldfare e Isolux Ingeniería, que pararon a manos de la francesa Neoen y la fabricante de módulos fotovoltaicos Canadian Solar, respectivamente. En el caso de la Ronda 1.5, Genneia compró los parques solares Ullum I, II y III (82 MW) a la compañía 360 Energy, e Isolux vendería los parques eólicos Loma Blanca VI (100 MW) y Miramar (98 MW) –junto con los parques Loma Blanca I, II, III y IV (de 50 MW cada uno) adjudicados en el programa GENREN– a las empresas Sideli, S.A. y Sidel, S.A., quienes a su vez, meses más tarde, se los vendieron a la gigante china Goldwind –cinco de ellos– y Genneia –Loma Blanca IV–, en lo que se convirtió en un escándalo nacional por el vínculo de esas sociedades intermediarias con el Grupo Macri (Kollmann,

⁶¹ Debido a que no existen fuentes oficiales sobre la compra/venta de proyectos adjudicados, el siguiente análisis ha sido producto del rastreo particular de cada proyecto. La lista puede consultarse en <https://www.minem.gov.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados-del-programa-renovar>

29 de febrero de 2020)⁶². Por otro lado, la inacción de la estadounidense Soenergy International para con el desarrollo del parque solar Sarmiento (35 MW) le valió la baja del contrato en 2018, situación análoga a la del parque Vientos Reta (100 MW) de la china Sinohydro, quien luego ratificó sus intenciones de continuar con la construcción, ampliando la garantía de cumplimiento de contrato por US\$11 millones.

Esta dinámica se intensificó en la Ronda 2, fundamentalmente por la dificultad de algunos proyectos para conseguir financiamiento. La argentina Eipor S.A. –cuyo principal accionista es CMS de Marcelo Mindlin–, que había ofrecido el precio eólico más competitivo de US\$37,3 por MWh y había sido adjudicado, vendió su parque Energética I (100 MW) a la transnacional norteamericana AES Corporation. La firma portuguesa Martifer Renewables SGPS hizo lo propio con su proyecto Guañizuil II (117 MW) al consorcio noruego formado por la promotora Scatec Solar y el grupo petrolero Equinor –anteriormente conocido como Statoil–, quién también firmó un acuerdo por el 50% de las acciones del parque eólico Cañada León (120 MW) de YPF Energía Eléctrica, aunque se retiraría más tarde. Asimismo, conforme fue transcurriendo el tiempo y la crisis económica se acrecentaba, otra gran cantidad de firmas intentaron comerciar sus parques, aunque infructuosamente, tales son los casos de la norteamericana Golden Peaks –parque Verano Capital Solar One (100 MW)– y Kuntur Energía –Zapata (37 MW)– a la china State Power Investment Corporation (SPIC).

Estas estrategias cortoplacistas marcadas por la financiarización de la energía se presentan no solo por la dinámica contrapuesta del sector financiero frente a la economía real, sino también por la predominancia del capital transnacional (Chesnais, 2001). Si bien fuentes oficiales han destacado que una gran porción de inversores del programa corresponde a agentes del empresariado nacional –en su mayoría cercanos al círculo presidencial por entonces al mando– (Ministerio de Energía y Minería, 2019), estos actuaron más bien como intermediarios, ya sea porque luego vendieron su proyecto a firmas transnacionales o porque, al requerir de experiencia comprobable para participar de las subastas e importar la mayor parte del capital y la tecnología, trabajaban en sociedad con ellas. De los 4.467 MW licitados, 24,7% fue adjudicado a empresas de capitales europeos, con las españolas a la cabeza (12,9%), mientras que los capitales chinos aportaron 16,7%, y los fondos de inversión de Estados Unidos 7,6% del total (Verbitsky, 20 de enero de 2019). Entre los capitales nacionales, Genneia S. A., de Fides Group, fue la de mayor adjudicación con 7,6%, le siguen 360 Energy, Central Puerto, JEMSE, Arauco, Latinoamericana de Energía y Construcciones Electromecánicas del Oeste.

Del análisis surge otro dato relevante que es la participación de empresas sin experiencia en el mercado renovable como el Grupo Frali, cuya mayoría accionaria corresponde a los dueños de la firma de electrodomésticos Frávega, y de empresas constructoras o de servicios a la construcción (Ministerio de Energía y Minería, 2017). Incluso muchas de las firmas están directamente vinculadas a actividades extractivas: las petroleras YPF, CAPSA/CAPEX y Petroquímica Comodoro Rivadavia (PCR) acumularon el 18% de los MW adjudicados; acompañados por las transnacionales Pan American Energy (PAE), la francesa Total y la noruega Equinor. Por su parte, el sector de las bioenergías contó con la presencia de cerealeras, ingenios azucareros, feedlots, frigoríficos y

⁶² Cuatro de los seis parques eólicos vendidos por Isolux –que se encontraba en proceso de reestructuración– fueron adjudicados bajo el programa GENREN, con contratos que pagaban US\$71 el MW. Sin embargo, al 2015 solo uno de los parques se encontraba operativo. Todos ellos fueron adquiridos en 2016 por el Grupo Macri por un monto de US\$25,8 millones, y vendidos instantáneamente a Goldwind y Genneia por un total de US\$90 millones. Aquí no solo ganaron las empresas intermediarias, sino que, con precios que rondaban los US\$59 en 2016 y US\$40 en 2017 el MW eólico, la transacción resultó también un gran negocio para las firmas adquisidoras, en perjuicio del Estado (Kollmann, 29 de febrero de 2020).

criaderos. La participación de empresas públicas concentró apenas el 17% de la potencia adjudicada, gran parte en sociedad con privadas, destacándose la ausencia de la empresa nacional IEASA (ex-ENARSA) que no tendría un rol protagónico en este mercado –su campo de acción se circunscribe en este período a la construcción de las presas patagónicas Presidente Néstor Kirchner y Gobernador Jorge Cepernic–.

En esta línea, la tercera Ronda del Programa RenovAr, inicialmente estimada para el año 2018, debió ser pospuesta fundamentalmente por dos razones: por un lado, las dificultades para conseguir financiación ante la profundización de la crisis económica y cambiaria que atravesaba el país; y por otro, la mencionada saturación en las líneas de alta y extra-alta tensión que forman el SIN, en parte por los cupos asignados a los proyectos de las Rondas 1, 1.5 y 2. Finalmente, la Ronda 3 se llevó a cabo en 2019, pero contemplando solo proyectos de menor escala –hasta 10 MW–, con un tope de 400 MW y sin prioridad de despacho frente a emprendimientos de subastas anteriores. Estos proyectos siguieron la línea trazada por las rondas previas: el 60% de las adjudicaciones lo acapararon las empresas españolas Elawan Energy Developments, Enerland y Albares Energía; mientras que un 11% recayó en la alemana Abo Wind AG.

En simultáneo a los procesos de desregulación financiera y modificaciones normativas en el sector energético –los cuales dispusieron, por ejemplo, los aumentos en las tarifas–, el programa RenovAr también funcionó como un mercado con ganancias extraordinarias para los privados, pues, además de establecer precios por encima de los estacionales que cobran las generadoras convencionales, los incentivos al desarrollo de los proyectos terminaban recayendo en un encarecimiento del 20% en dólares del precio a pagar por CAMMESA (Constantini y Di Paola, 2019). Ello se debe a que, en el proceso de adjudicación, el precio por MWh propuesto por los oferentes –denominado *precio ofertado*– era luego ajustado a un nuevo *precio adjudicado* que se actualiza anualmente, donde el precio se multiplica por un factor de incentivo y por un factor de ajuste anual (Ministerio de Energía y Minería, 2017). El primero corresponde a un factor de 1,2 para el primer año y disminuye conforme se retrasa la habilitación comercial de la central hasta un mínimo de 0,8; mientras que el segundo tiene por objeto premiar la cantidad de años en operación con un factor de ajuste anual fijo de 1,7, el cual busca cubrir la inflación en dólares por el período de 20 años comprendido en el PPA⁶³. Si seguimos a Sabbatella et al. (2020), notamos que, para una economía inestable con posibles devaluaciones, fijar extensos contratos dolarizados constituye un riesgo, lo que ya en el corto plazo tornó insostenible el programa.

6.2 Política industrial y extranjerización tecnológica

De acuerdo con Krippner (2005), un patrón de acumulación presidido por el capital transnacional financiarizado necesariamente altera el funcionamiento del comercio internacional y la división internacional del trabajo, creando nuevos patrones de especialización entre países y regiones, y facilitando la desarticulación de las cadenas productivas en las economías en desarrollo. En este caso, la cadena de valor industrial asociada a las energías renovables estuvo apalancada por el Decreto 531 de la Ley 27.191, que otorgaba un certificado fiscal para aquellos proyectos cuyo Componente Nacional Declarado (CND) era superior o igual al 30% del total del proyecto de inversión –en la

⁶³ La inflación en dólares refiere a un incremento de los precios mayor que el del tipo de cambio nominal, lo que implica la pérdida de poder adquisitivo en esa moneda.

Ronda 2 se elevó el umbral por tipo de tecnología—. El número de ofertas que superaron este umbral fue escaso pero creciente a lo largo de las rondas licitatorias, trepando desde el 19,5% de los proyectos de la Ronda 1, hasta alcanzar el 35,4% en la última (Energías Renovables, 10 de octubre de 2017). No obstante, los valores exhibidos en las ofertas de las diferentes rondas inevitablemente colapsan si observamos los proyectos que efectivamente fueron adjudicados.

Si tomamos como referencia la Ronda 2 en su Fase 1, allí la cantidad de ofertas en eólica factibles de obtener el certificado fiscal agrupaba 17 proyectos de 53 y para la solar 20 de 74. Ahora bien, de los proyectos eólicos finalmente adjudicados, apenas uno logró superar el umbral del 30%: la firma Central Puerto que declaró un 97,33% de CND para su parque La Genoveva (86,63 MW) –en un esquema de valorización objetable, como veremos más adelante– (Ministerio de Energía y Minería, 2017). Situación análoga experimentó el rubro solar, donde únicamente los parques María del Río Seco (20 MW) de la firma Neuss Fund y Añatuya I (6 MW) de 360 Energy superaron el umbral. Esto significa que, independientemente de los beneficios garantizados por el programa nacional, los costos de los insumos locales resultaron en precios de licitación comparativamente altos, redundando en un CND efectivo que promedió el 20,36% para eólica y 18,47% para solar en esa ronda.

Si bien es cierto que la necesidad de buscar respaldo financiero condicionó la elección de proveedores internacionales, las razones por las que el impulso del CND en los proyectos fracasó también se asocian a las condiciones establecidas por el programa. En principio, cabe remarcar que el porcentaje de CND se ponderó solo en caso de empate técnico de ofertas, teniendo un peso menor en la evaluación general del proceso licitatorio. Asimismo, los recursos del FODER no se destinaron al apoyo de la industria nacional como estaba previsto, sino que actuaron únicamente como fondo de garantía para los jugadores privados, evidenciando un rol estatal más como agente dinamizador del mercado que como promotor del desarrollo nacional (Constantini y Di Paola, 2019). También se habilitaron las licitaciones abiertas y se promovió la desprotección arancelaria a la importación de equipos, partes, repuestos, componentes y materias primas –ver Decreto 814/2017–, lo que condicionó la dinámica de inserción de la industria local en las cadenas de valor.

En esta línea, otro factor determinante fue la forma en que se concebía y contabilizaba el CND. Según el artículo 4 del Decreto 531/2015, se consideraba nacional a “las partes y piezas, conjuntos y subconjuntos de bienes que tengan un contenido máximo importado, desde cualquier origen, menor o igual al 40%”, es decir que aquellos componentes con un 60% de insumos locales eran considerados nacionales, porcentaje que incluso podía reducirse a apenas el 30% si el desarrollador demostraba fehacientemente que no existía oferta tecnológica competitiva a nivel local. Más llamativo fue la ponderación que se hacía de los diferentes componentes a la hora de auditar los proyectos, función que fue asumida por el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI) a través del Registro de Proveedores de Energías Renovables (ReProER)⁶⁴. Por ejemplo, para la Ronda 2, el CND mínimo para emprendimientos eólicos se estableció en 35% (Nimcowicz, 17 de octubre de 2017), lo que era posible cubrir con componentes de menor valor agregado como la torre (23%), el ensamblado de la góndola (10%) y el hub (3%), totalizando un 36% a partir del cual se reconoce el 100% de la inversión en el aerogenerador como nacional. Lo polémico de esto radica en que estos porcentajes no guardan ningún criterio técnico y no representan la contribución real en el costo total del

⁶⁴ El INTI cumplía un rol estratégico en el desarrollo del Programa: realizaba las evaluaciones técnicas de los proyectos; los seguimientos de ejecución de proyectos; la evaluación y control de CND y régimen de exención de importaciones; la comprobación de destino de los bienes sujetos a amortización acelerada en el impuesto a las ganancias; y la verificación de criterios de calidad en proyectos y productos.

aerogenerador. La posibilidad de contar con el certificado fiscal no era un aspecto menor, pues se estima que el desarrollador se ahorra US\$500 mil por aerogenerador (Massare, 22 de marzo de 2018), lo que naturalmente atrajo a grandes firmas globales a instalarse en el país. Este fue el caso de la danesa Vestas en conjunto con la empresa argentina Newsan en Zárate y de la alemana Nordex Acciona con FADEA, dedicada a la fabricación de aeronaves en Córdoba (Neuman, Malco y Nicolini, 2019); lo que resulta paradójico si se tiene en cuenta que el sector eólico nacional detenta grandes capacidades científicas e industriales, incluso siendo el único país en América Latina con tecnología propia y pionero en todo el hemisferio sur (Castelao Caruana, 2019).

Ya a principios del año 2012 se constituyó un clúster eólico en el país, el cual articuló a 62 empresas donde sobresalen IMPSA –estatizada en 2021–, la empresa pública INVAP y la firma NRG Patagonia, tornando evidente el potencial industrial del rubro, que incluso se remonta a la década del noventa, cuando tuvo lugar un proceso de innovación por parte de las cooperativas eléctricas que incluía sociedades con empresas fabricantes de aerogeneradores (Garrido et al., 2013). En 2017, el Clúster de Industrias y Tecnologías de las Energías Renovables (CITERA) ideó una propuesta para generar un marco específico de políticas para que la industria local pudiera competir en paralelo con las diferentes rondas, el cual incluía financiamiento a través de bonos públicos, pero no logró concretarse⁶⁵. En cuanto a paneles fotovoltaicos, el desarrollo es más escaso con apenas dos empresas –LV-Energy en la provincia de San Luis y Solartec en La Rioja, con una capacidad instalada de 12 MW y 10 MW respectivamente–, quienes realizan el montaje de paneles que tienen su origen en las células solares sin montar provenientes del mercado asiático –más precisamente, de China y Taiwán–.

Para culminar con el soterramiento de las capacidades industriales nacionales, en 2017 la Resolución Conjunta-E 4/2017 crea la figura de “proyecto crítico” para proyectos del Ronda 1 y 1.5, previendo una exención del pago del derecho de importación y de las tasas de estadística y comprobación a la importación de aerogeneradores de potencia superior a 700 kW –no hay ofertas menores a ese módulo–. La razón se explicita en el propio comunicado: “La necesidad de brindar las condiciones requeridas para que (los proyectos) se desarrollen en tiempo y forma”⁶⁶. La cantidad de solicitudes se detonaron en 2018: cuatro parques de la china Envision y otra de Goldwind; una de la francesa Eren; una de la italiana Enel Green Power; tres de Genneia; y cinco repartidas entre las nacionales Petroquímica Comodoro Rivadavia (PCR), Enat, Grupo Frali, SAPEM y EMESA, totalizaron 717,5 MW de potencia, cuyos aerogeneradores pudieron ser importados con arancel cero (Gubinelli, 14 de junio de 2018).

Frente a esto, vale mencionar experiencias no muy distantes como la de Brasil, que marca que es posible aplicar metas productivas de manera gradual y escalonada. Allí, el Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (PROINFA) brindó financiación del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social para parques eólicos con contenido local no menor al 60% con resultados satisfactorios (Freier, 2016). En Sudáfrica, por su parte, el programa de licitación evaluó los proyectos otorgando una ponderación de 70% al precio y de 30% al cumplimiento de objetivos socioeconómicos, tales como la creación de empleo directo, el componente nacional y la estructura de propiedad (Pahle et al., 2016). En la Argentina, al contrario, la declaración de contenido nacional habilitaba a importantes beneficios fiscales, que luego no se traducían en un desarrollo genuino del entramado local, sino que servía a las grandes firmas globales para instalarse en el país. Así, los incentivos tributarios se convirtieron inexorablemente en un subsidio a las importaciones, y la

⁶⁵ Véase: <http://www.citera.com.ar/>

⁶⁶ Véase: <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-4-2017-270613/texto>

extranjerización tecnológica fue inevitable, presionando sobre la demanda de divisas y relegando la industria local, en el mejor de los casos, a ser proveedores de componentes y partes de baja complejidad tecnológica.

6.3 Contratos errantes, costos estatales

Pese a las lucrativas condiciones establecidas por el programa a favor de los desarrolladores privados, la etapa de búsqueda de financiamiento dibujó escenarios disímiles en el mercado. El hecho de que los proyectos hayan tenido acceso a garantías del Banco Mundial, cuya calificación crediticia es la máxima del mercado –denominados AAA–, permitió a ciertos desarrolladores de gran porte –Genneia, Central Puerto, 360 Energy y Canadian Solar– optar por mecanismos de financiamiento *project finance* (Fenés, 26 de julio de 2018; Energía Estratégica, 16 de agosto de 2019), donde el financiamiento no depende del valor de los activos que los patrocinadores puedan poner como garantía, sino de la capacidad del mismo proyecto para generar sus propios recursos, en este caso, de la venta de energía⁶⁷. Contrariamente, otra gran masa de adjudicatarios tuvo serios inconvenientes para avanzar en esta etapa, situación que ha llegado a ser tan calamitosa que, a casi cuatro años de la última ronda realizada en noviembre de 2017, 52 de los 88 proyectos adjudicados en esa convocatoria no estaban operativos y más de la mitad no había respetado ni un solo hito de los que plantea el pliego de licitación, ya sean la fecha programada de cierre financiero, el comienzo de construcción o el principio efectivo de ejecución. La Tabla N°6 muestra el estado de los proyectos adjudicados hacia mediados del 2021, observándose 2.408 MW de potencia operativos, 195,22 MW rescindidos y 2.138 MW aún sin definición.

Tabla N°6: Estado de los proyectos RenovAr al 2021

	Adjudicados		Operativos		Rescindidos		No operativos	
	Proyectos	Potencia (MW)	Proyectos	Potencia (MW)	Proyectos	Potencia (MW)	Proyectos	Potencia (MW)
Ronda 1	29	1.142	23	890,1	1	1,62	5	250,2
Ronda 1.5	30	1.281,5	21	908,9	1	35	8	337,5
Ronda 2	88	2.043	31	608	3	123	52	1311,9
Ronda 3	44	274	0	0	6	35,6	38	238,4

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía (2021)

Entre las principales causas, se alega la limitada solvencia del FODER, que resultaba insuficiente para los financiadores y obligaba a los desarrolladores a incluir una garantía propia, de sus socios o sociedades matrices; también la multiplicidad de instancias necesarias para ejecutar la garantía del Banco Mundial y su acotada cobertura (Energía Estratégica, 21 de julio de 2016); pero, sobre todo, la delicada situación macroeconómica argentina que se disparó en 2018. En ese año, la fuerte devaluación del peso, la inflación, el aumento del riesgo país y la incertidumbre política abrieron una

⁶⁷ Tradicionalmente las empresas recurren a lo que se denomina *corporate finance*, es decir, préstamos o créditos sindicados donde la sociedad asume la deuda a nivel corporativo, lo que conlleva un bajo riesgo de impago si se trata de firmas con un respaldo mínimo.

puerta legal para que las compañías intentaran justificar incumplimientos por causas de fuerza mayor, eximiéndolas de responsabilidad⁶⁸.

Esta situación fue reconocida por la Secretaría de Energía quien, mediante la Resolución 52/2019, autorizó a los titulares de los proyectos a solicitar una prórroga de las fechas comprometidas en los PPAs, e instruyó a CAMMESA para suspender temporalmente las intimaciones. En la normativa, el organismo señaló que se había “detectado un retraso generalizado del cumplimiento de los hitos contractuales suscriptos en el marco de la (...) Ronda 2, motivados por distintos factores que inciden en el desarrollo de los proyectos”. Las penalidades aplicadas a estos incumplimientos tenían costos sumamente elevados que alcanzan los US\$1.388 diarios por MW de potencia contratada (Ministerio de Energía y Minería, 2017), aproximadamente medio millón al año, lo que despertó el descontento de las empresas alcanzadas.

Ya hacia mediados de 2021, la Secretaría de Energía, bajo la administración de Alberto Fernández (2019-2023), se encontraba evaluando la situación de 1.899,6 MW de potencia no operativa que conserva un cupo en el congestionado sistema de transporte. Si bien la posibilidad de que algunos proyectos lograran acceso a financiamiento externo existía, desde esa secretaría aseguraban que la mayoría ya no serían construidos, y una opción que se barajó fue la de negociar la rescisión de los contratos con CAMMESA y recuperar aquellos cupos en nodos de transporte para nuevos proyectos (Bellato, 20 de agosto de 2020). Sin embargo, la situación resultaba más compleja, así lo expresaron desde la Secretaría:

Desde un punto de vista, no podemos ejecutar todas las garantías de los proyectos con causales de rescisión. Son tantos en esta situación que llevaría a un colapso a las aseguradoras. Desde otra mirada, tampoco podemos rescindir los contratos sin que haya consecuencias. Esto implicaría una especulación porque sí hubo proyectos que se concretaron y están generando energía renovable a pesar de la crisis en la macroeconomía. En el medio de estas dos opciones está la solución (Bellato, 20 de agosto de 2020).

Las garantías del programa RenovAr tienen un costo de US\$250 mil por cada MW de potencia comprometida, a lo que se agregan garantías adicionales sumadas por los propios desarrolladores (Energía Estratégica, 21 de julio de 2016). Ejecutarlas implicaría múltiples litigios y arbitrajes internacionales, probablemente con gravosos costos para el Estado. Hasta mediados de 2021, cuatro empresas habían iniciado acciones legales ante la UNCITRAL, cuya resolución en su favor podría desencadenar en réplicas por parte de decenas de otros proyectos. Situación similar se presenta en el caso de la demanda presentada por el Grupo Fides, el cual busca evitar la imposición de las penalidades contraídas en dos proyectos, alegando que los cambios macroeconómicos que sufrió el país le impidieron concretar el cierre financiero para sus proyectos en tiempo y forma (Bellato, 06 de julio de 2020). Por su parte, la italiana Enel Green Power firmó en diciembre de 2020 la rescisión del contrato de común acuerdo con CAMMESA debido a que no se habían realizado las obras de transporte a cargo del Estado (Bellato, 03 de diciembre de 2020), una vía que podría replicarse con otros proyectos en el corto plazo. Entre las alternativas posibles para los proyectos restantes, se

⁶⁸ De acuerdo a lo establecido en los PPA, “se considera caso fortuito o fuerza mayor al hecho que no ha podido ser previsto o que, habiendo sido previsto, no ha podido ser evitado. El caso fortuito o fuerza mayor exime de responsabilidad, excepto disposición en contrario” (remisión al artículo 1730 del Código Civil y Comercial de la República Argentina).

encuentra la imposición de una multa “mínima” a los contratos que quieran rescindirse con el acuerdo de los privados –se estima una multa de entre un 8% y 20% correspondiente al seguro de caución establecido en el PPA–; mientras que para aquellos proyectos que tienen posibilidad de reflotarse, una opción que han acercado los referentes de la industria nacional es incorporar mayor contenido local (Medinilla, 03 de agosto de 2021).

Más allá de la política desarrollada y los instrumentos seleccionados, es claro que la situación macroeconómica general, el funcionamiento del mercado mayorista, y la ausencia de una política y planificación integral de largo plazo, constituyen elementos medulares que condicionaron la consolidación de este mercado. La integración de la red y la disponibilidad de financiación asequible han constituido los desafíos más importantes, no sólo para mantener la política de promoción de renovables, sino para la viabilidad del sistema en su conjunto. En definitiva, el sector de las energías renovables es dinámico, por lo que las políticas y medidas de apoyo deben actualizarse permanentemente en el marco de una planificación adecuada de la inversión en infraestructura.

6.4 Recapitulando: una Caja de Pandora de energía renovable

La atracción de inversiones en energías renovables constituyó una de las claves de la política exterior del gobierno macrista, lo que implicó intentar dar previsibilidad en las condiciones del mercado, reducción de riesgos con garantías y la habilitación de productos financieros innovadores. Si bien el programa RenovAr fue exitoso al reubicar a las energías renovables en el plano energético nacional, la cantidad de potencia instalada hacia 2021 no alcanzó una cifra que se pueda considerar “exitosa” en relación al objetivo establecido por la Ley 27.191. Para ese año, 2.407 MW del programa se encontraban operativos, esto es, un 50% de la potencia total instalada para el mes de septiembre (4.791 MW), pero que representa apenas el 11,3% de la matriz (42.258 MW), por debajo de la meta del 12% planteado para el año 2019 (CAMMESA, 2020).

En esta investigación, sostenemos que las condiciones regulatorias y tributarias establecidas por los PPA se convirtieron en un combo seductor para estrategias cortoplacistas, donde los proyectos fueron comercializados entre firmas como activos especulativos que escaparon del más mínimo tinte productivo con el cual se los presentaba. Como afirman Panigo y Chena (17 de marzo de 2019), el proceso de financiarización de la energía desplegado en este tiempo tuvo efectos virtuosos para los accionistas, pero impactos perjudiciales para la inversión real, la estabilidad macroeconómica, la competitividad internacional y el crecimiento del sector en el corto/mediano plazo.

Al igual que en licitaciones pasadas, el financiamiento de las inversiones se mantuvo como el principal escollo del sector. El hecho de que el país depende del financiamiento externo, y que este se ha reducido considerablemente con la crisis desatada en 2018, debe sumarse que los proyectos que fueron comercializados en mercados secundarios inevitablemente vieron afectados los plazos estipulados para la finalización de las obras y su posterior entrada en operación. En esta línea, el desarrollo de proveedores locales tampoco formó parte de los objetivos centrales del programa. La mayor parte del CND se estructuró en base a la oferta provista por industrias metalmeccánicas locales para componentes de baja complejidad tecnológica, que posteriormente eran ensamblados por el tecnólogo extranjero. A diferencia de lo que ocurre en licitaciones públicas de otros países, donde los objetivos socioeconómicos de la política energética –empleo directo, componente nacional, estructura

de propiedad— se reflejan directo en su diseño, aquí hubo un fuerte apoyo a la instalación de tecnologías extranjeras y a la importación de componentes, sin asumir que había una industria nacional capaz de competir o de desarrollarse. La utilización del FODER para disminuir la incertidumbre de los inversores, y no para apoyar proyectos con alto contenido nacional, refuerza esa orientación de la política energética en detrimento de los objetivos de la política industrial.

Esta situación fue heredada por el gobierno siguiente como una caja de pandora de múltiples aristas problemáticas: por un lado, el hecho de que no se cumplieran los plazos estipulados en los contratos conllevó la aplicación de sanciones y rescisiones de contratos, lo que podría derivar en arbitrajes internacionales con gravosos costos para el Estado. Por otro, el cupo de despacho asignado a estos proyectos obturó la posibilidad de sumar nuevos proyectos de generación a una red de transporte eléctrico de por sí saturado, impidiendo la expansión de la generación con las consecuencias que ello acarrea en la calidad del servicio. Para los casos de proyectos que sí se ejecutaron, la importación masiva de componentes también dibujó un escenario indeseado en medio de la crisis cambiaria y la escasez de reservas de divisas.

En este marco, el país no solo profundizó su dependencia tecnológica, redujo sus márgenes de soberanía energética y presionó sobre sus posibilidades económicas, sino que desaprovechó la oportunidad de sentar las bases de una transición hacia nuevos modelos socioenergéticos, esto es, de concebir a las tecnologías de energía renovable como una oportunidad para consolidar una política energética y enlazarla con la política científica e industrial del país. De acuerdo a lo descrito, la experiencia reciente resalta la necesidad de avanzar hacia una valoración cualitativa, además de cuantitativa del contenido nacional; cambiar la concepción en la adjudicación de la oferta con el precio más bajo, para comenzar a utilizar el criterio de la oferta más conveniente, para así desarrollar nichos específicos de alto valor agregado. Al ser la energía un producto transversal de la economía, aumentar su accesibilidad y permitir su expansión, adquiere la capacidad de potenciar el desarrollo de economías regionales y la mejora en la productividad de la sociedad en su conjunto.

A modo de conclusión, podemos decir que la necesidad de propender al desarrollo y expansión de los sistemas eléctricos con una visión centralizada, instaló la problemática a resolver en la definición y concreción de obras de transformación y transmisión. Pero son las propias limitaciones del sistema energético las que hacen que la expansión de las renovables tenga su nicho en módulos más pequeños que puedan conectarse en función de las capacidades remanentes, y no ya en megaproyectos, como fue el caso de la Ronda 3. Desde un punto de vista técnico, esto trae numerosos beneficios como evitar pérdidas en el sistema por transporte y distribución, mejora la eficiencia, al tiempo que estabiliza las puntas de línea por ubicar generación cerca de la demanda. La posibilidad que brinda la dispersión de la energía solar, la eólica o la biomasa son un aliciente para ello, y, desde una visión sociotécnica, es posible que estas opciones distribuidas territorialmente puedan asociarse a procesos de desconcentración y democratización, aunque también pueden ser parte de paquetes tecnológicos “enlatados”. En definitiva, desarrollar estrategias vernáculas que apoyen la innovación, el desarrollo y la competitividad de estas opciones tecnológicas podría ser la vía para avanzar hacia nuevos regímenes energéticos.

PARTE III: Experiencias de cambio socio-energético

“Cuando lo nuevo no termina de nacer y lo viejo no termina de morir”

Antonio Gramsci

7. Capítulo 7: La generación distribuida de energía renovable en Sudamérica

Hasta aquí, hemos visto como, en el lapso de la última centuria, los sistemas energéticos se han fortalecido de la explotación de sus más asequibles y rentables recursos fósiles, apoyado en un proceso de centralización y concentración de la generación y distribución energética, no sólo en sus aspectos técnicos, sino también económicos, políticos y de propiedad. Pese a sus cualidades particulares, las energías renovables y su reciente expansión en los sistemas nacionales no han modificado esta situación, pues la puesta en marcha de programas como el RenovAr, que se replican en la región sudamericana y alrededor del globo, sientan las bases para la proliferación de proyectos de gran potencia conectados a la red de transmisión, con modelos de negocio que benefician a las grandes empresas y que excluyen a los actores locales más pequeños.

Esta comprensión sociotécnica de la expansión de las fuentes renovables muestra una correlación con los mecanismos de funcionamiento y las estructuras del suministro de energía tradicional basado en energía fósil, los cuales todavía definen el sistema en la actualidad. Para un cambio radical en el sistema, es necesario que las energías renovables puedan crecer en la medida que exige la política climática, donde radical implica un proceso de recambio tecnológico con nuevas estructuras sociotécnicas y mecanismos de control que se adapten a las condiciones de un sistema de suministro de energía distribuido y orientado a la eficiencia. Con la ayuda del concepto de transiciones tecnológicas y del modelo multinivel, que distingue los tres niveles funcionales –paisaje, régimen y nicho–, es posible describir cómo puede producirse un cambio tal magnitud, a pesar de la, normalmente, alta estabilidad del sistema de suministro de energía. Un requisito previo esencial es la existencia de nichos sociotécnicos, es decir, áreas de acción dentro de las cuales las reglas específicas del sistema o régimen solo se aplican de manera limitada. Aquí pueden ganar fuerza las innovaciones técnicas, así como los nuevos sistemas de control y las constelaciones de actores. En situaciones donde las innovaciones de nicho se encuentran con condiciones inestables de régimen y paisaje, se abre la oportunidad para un cambio radical. Pero para entender este cambio, un aspecto medular es evaluar las fuerzas sociales, políticas y económicas que abogan por ello.

Tal como venimos sosteniendo, el avance de la transición energética ha dado lugar a nuevos agentes en el campo de la energía. El entramado que se ha tejido es bien diverso: desde empresas y cámaras empresarias, pasando por organismos públicos/estatales, redes de trabajadores y usuarios, hasta organizaciones de base comunitaria (Avelino y Rotmans, 2009; Bermejo, 2013). La conformación de este variopinto universo responde a las oportunidades que brinda una tecnología energética dúctil y adaptable a diferentes aplicaciones y territorios (Geels y Raven, 2006; Loorbach, 2010). En particular, la expansión de la GDER da cuenta de cada vez más experiencias en donde la puesta en funcionamiento de instalaciones de energía renovables tiende a un desplazamiento en la concepción de la energía hacia modelos de pequeña escala (Brisbois, 2020; Hess, 2013). El aprovechamiento in situ de la energía de los vientos, los ríos, la radiación solar y los residuos biomásicos, habilita a pensar en modelos de gestión locales, los cuales se conectan exclusivamente a la red de distribución en baja tensión; opuesto a lo que sucede hoy con los mega parques eólicos y/o fotovoltaicos, que responden a una lógica más bien centralizada y a una escala de generación similar a la generación termoeléctrica o nuclear.

Este modelo no es en absoluto nuevo, sino que, al contrario, constituyó la norma en los inicios de la industria eléctrica. Como se describió en los apartados anteriores, la centralización e interconexión del

sistema eléctrico argentino –y de casi todos los sistemas nacionales– no comenzó hasta la década del cincuenta, siendo que hasta entonces una gran cantidad de proveedores pequeños proporcionaban electricidad a la red regional a partir de fuentes hídricas e hidrocarbúricas. Incluso, en las décadas siguientes, bajo el contexto de la Guerra Fría, Estados Unidos eligió el modelo distribuido para la expansión del servicio eléctrico, ante la posibilidad de que grandes usinas generadoras se convirtieran en potenciales blancos militares (Rifkin, 2011). Más allá de estas experiencias, la instalación de centrales de transformación cada vez más potentes y el despliegue de redes de transmisión de mayor capacidad fueron acrecentando el esquema centralizado, en paralelo con mayores grados de concentración. Aunque la reforma de los mercados en la década de los noventa rompió con el papel dominante de los Estados nacionales, los sistemas siguieron, en gran medida, operados de manera centralizada y concentrada en un convenio equilibrio estatal-privado. Es en este marco que las iniciativas descentralizadas han sido sistemáticamente marginadas, consideradas como experiencias locales incapaces de generalizarse y reproducirse más allá de sus fronteras.

A pesar de ello, ya en las últimas décadas, la creciente competitividad de las tecnologías de generación eólica y fotovoltaica ha convertido a la GDER en un fenómeno mundial que está transformando el funcionamiento típico de los servicios públicos, erosionando el modelo eléctrico convencional centralizado en todos sus segmentos: generación, transmisión y distribución. Particularmente en Europa, municipios y pequeñas cooperativas agrícolas son agentes preponderantes del mercado eléctrico, los cuales han persistido a través de la generación renovable, pese al embate de las grandes corporaciones energéticas (Morthorst et al., 2006). En estos casos, la GDER se ha presentado como una vía para romper con la dependencia de las importaciones y lograr un autoabastecimiento energético dentro de un modelo de desarrollo sostenible. En Sudamérica, aunque las experiencias en GDER existen desde los inicios del milenio, la ausencia de un marco regulatorio y de un régimen de promoción específico, así como la implantación de un modelo mercantil para el desarrollo masivo y de gran escala de las energías renovables, han demorado este tipo de aplicación. Particularmente, Chile y Uruguay han sido los laboratorios privilegiados para la experimentación en GDER, con dinámicas y resultados específicos que han abierto un campo de debate al interior de los países, desembocando en problemáticas de diversas aristas.

En efecto, es la implementación de recetas que tienen su origen en países centrales lo que ha mostrado un desarrollo dispar en otras regiones, evidenciando la imposibilidad de aplicar mecanismos universales en mercados heterogéneos. Incluso dentro del continente europeo se identifican trayectorias diferentes: en países como Alemania, Holanda y Dinamarca, el fortalecimiento de las opciones de generación más cercanas al consumo ha desembocado mayormente en el despliegue de múltiples experiencias de corte social, activando el pasaje de una dimensión societal pasiva respecto de la energía a una activa, a través de movimientos como los mencionados Postcarbon Cities o Transition Towns (Bermejo, 2013). Otros casos como el de España y Corea del Sur, el estímulo inicial a la microgeneración generó una burbuja que luego debió ser desincentivada (Sergent, 2018; Dong, 2012). Más aún, en países como el Reino Unido y Estados Unidos se han generado nuevos mercados cooptados por fondos de inversión y grandes empresas, los cuales han encontrado un negocio paralelo a su *core business* (O’Dea, 01 de mayo de 2018). Es en este punto que el eje de la cuestión va más allá de la simple descentralización y recae en un debate sobre la desconcentración, el cual es independiente del tipo de tecnología, pues, una generación distribuida geográficamente puede ser propiedad de una misma empresa, así como un modelo altamente interconectado puede estar compuesto por proveedores independientes.

En este capítulo nos proponemos analizar cómo se desarrolló comparativamente el mercado argentino de la GDER respecto a otros países de la región sudamericana, tomando como casos de estudio las experiencias avanzadas en Uruguay y Chile. Estos países han sido pioneros en adaptar sus marcos regulatorios e implementar diversos esquemas de incentivos, los cuales han tenido resultados dispares y ambivalentes. La pregunta fundamental es ¿qué tipo de descentralización promovieron estas nuevas energías? ¿Podemos hablar de procesos de desconcentración y/o desmercantilización? Aquí sostenemos que la GDER podría habilitar una mayor autonomía a los usuarios, lo que podría contribuir a una cierta redistribución de los beneficios del sector eléctrico o, por el contrario, podría reforzar el esquema liberalizado que hoy contribuye a fuerzas de poder marcadamente asimétricas. Para ello, a continuación, caracterizamos sucintamente las principales transformaciones en estos países, para seguidamente abordar de manera integral el caso argentino: sus particularidades, avances y limitaciones, así como las incipientes oportunidades que comporta su futura expansión.

7.1 Uruguay: la amenaza al monopolio estatal

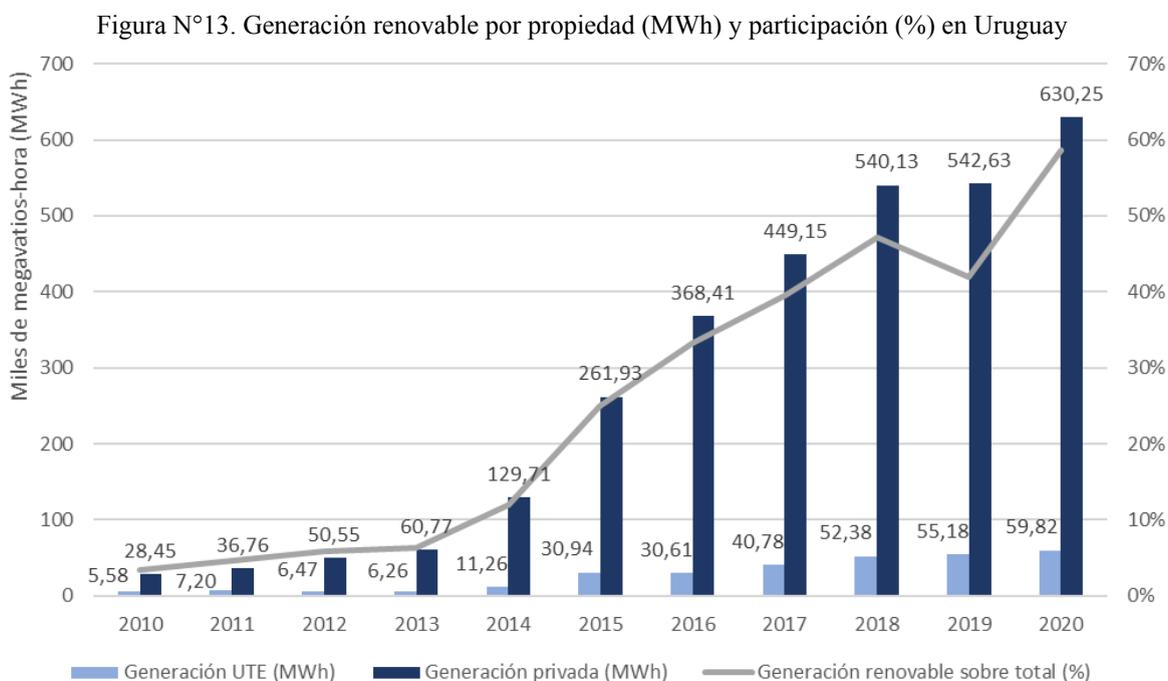
En Uruguay, la propiedad del área eléctrica, hasta no hace mucho tiempo, era absolutamente pública, controlada por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE). La Ley de Marco de Regulatorio del Sector Eléctrico 16.832, promulgada en 1997, eliminó el monopolio estatal de la generación y habilitó la oportunidad de que la generación fuese privatizada, creando un mercado competitivo en esa instancia (Bertoni, 2011). Así fue que se creó la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) como ente público no estatal que gestionaría el mercado, y se dispuso un ente autárquico –la Unidad Reguladora de Energía Eléctrica (UREE)– para separar la función empresaria y reguladora del Estado. Más allá de estos intentos por liberalizar el mercado, en el país oriental existe una auténtica narrativa común que avala el control público de la energía eléctrica, asentada en los tres grandes actores con voz y peso en la política nacional: partidos, sindicatos y universidad. Tanto la Universidad de la República como el sindicato eléctrico AUTE son punta de lanza en el control público de la energía, al tiempo que la UTE, con un sólido historial y capacidad financiera, cumple un rol protagónico siendo el principal agente en la generación y dueño de las redes de transmisión (Bermúdez y D'Espada, 2014). En este sentido, no pululan grandes sectores que se opongan a las medidas más progresistas si se compara con los países vecinos, ese espacio, en todo caso, está conformado por aquellos que desde la derecha del espectro político quieren enarbolar las bondades del libre mercado y la competencia.

El consenso político entre estos actores fue el que permitió definir la Política Energética 2005-2030, una propuesta de largo plazo tendiente a reducir la dependencia energética de los países vecinos, minimizar los costos de generación y bajar las tarifas de electricidad. En relación a esto último, el mercado eléctrico uruguayo tiene una de las tarifas más altas de la región, que se explica, en parte, por una densidad de usuarios mucho más baja, lo que aumenta fuertemente los costos de distribución, y un déficit energético crónico, que incluso constituyó la principal causa de la restricción externa al crecimiento durante todo el siglo XX (Bertoni, 2011). Es en este marco que la Ley 16.832 empujó la materialización de señales regulatorias favorables a la inversión privada en centrales de generación renovable (Bermúdez y D'Espada, 2014). Entre las diferentes disposiciones legales, en el año 2010 se sancionó el Decreto 173 que convirtió a Uruguay en país pionero de Sudamérica en permitir a los usuarios de baja tensión generar su propia energía y venderla a la red eléctrica. La legislación fijó las condiciones comerciales de compra de excedentes a través de un régimen *net metering* y aseguró un

periodo de contrato de 10 años. Posteriormente, en 2012, el Decreto 158 habilitó a usuarios industriales que generaban energía eólica a realizar contratos de compraventa con la UTE.

De este modo, a pesar de la mancomunidad posible entre los actores que participan en el campo energético, y del consenso social acerca del beneficio que trae aparejado el control público de la energía, Uruguay diseñó una política multipartidaria de promoción a la inversión privada. Particularmente, el crecimiento del mercado de GDER tiene mala prensa, ya sea desde el punto de vista sindical, pasando por integrantes del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) y la Universidad. Esto se debe a, por un lado, la pérdida de poder de generación de UTE producto de instalaciones fotovoltaicas, eólicas y de biomasa de baja potencia y para autoconsumo; y por otro, al hecho de que este segmento encara hoy un lobby para acrecentar la “libertad de mercado” y vender la energía por fuera de los canales de la UTE, directamente a consumidores privados (PIT-CNT, 30 de agosto de 2016). Estos actores resaltan el carácter emprendedor y “libre” de la autogeneración y venta de la energía, en una suerte de liberalismo económico-energético que fomenta disminuir el papel central de la firma pública.

Mientras en el año 2012 apenas el 5% de la energía eléctrica renovable provenía de generadores privados –básicamente biomasa de la planta de celulosa de la firma UPM en Fray Bentos–, en 2017 este guarismo trepó hasta el 40%, en donde la energía eólica representó el 72% del total (ver Figura N°13). En este sentido, la GDER no sería otra cosa que la forma en que el país adquirió la privatización parcial de aquel segmento. En 2017, el responsable del área de Generación Eólica de la UTE advertía: “si este sistema se generalizara, no sería sustentable económicamente para el Estado” (Energía Estratégica, 18 de abril de 2017). Esto hace referencia al régimen tarifario establecido por el Decreto 173 que garantiza un subsidio para los primeros 100 kWh mensuales a los usuarios residenciales, lo que constituye una energía más cara que la que el usuario abona tradicionalmente a la empresa.



Fuente: elaboración propia en base a Dirección Nacional de Energía (2021)

Un dato importante a destacar es que la venta de energía en el mercado *spot* dio magros resultados a los inversores en renovables, siendo actualmente un mercado casi inexistente en el país. Estos sectores expresamente propician la venta de energía por fuera de UTE: “Desde Ventus aseguran que pueden ofrecer un precio de 25% a 35% menor (a la energía vendida por UTE al sector industrial)” (Energía Estratégica, 07 de marzo de 2017), al tiempo que afirman tener presencia en el 50% de los proyectos de GDER. De esta forma, se sostiene que la expansión de mercado les ha garantizado a firmas privadas una parte sustancial de la renta energética, que de ese modo la pierde el Estado. De acuerdo con Esponda y Molinari (2017), si la inversión hubiera sido realizada directamente por la UTE habría supuesto un importante endeudamiento de la empresa, aun así, este modelo implicó un aumento exponencial del pasivo “por concesión de servicios”, llegando a representar casi el 40% del total en el año 2015.

A la hora de pensar en una GDER de base público-social, cabe resaltar que en Uruguay no abundan las organizaciones locales de usuarios que tengan dentro de sus ejes prioritarios de trabajo la energía. Esto se debe, en gran parte, a que la prestación de la UTE es prácticamente total –99,80% de la población–, y allí donde no llega, AUTE ha propiciado la actuación de *brigadas solidarias* para la ejecución de programas de electrificación y tarifa social, a manera de garantizar el acceso a la energía. Por su parte, las redes o institutos públicos que apoyan a los proyectos comunitarios de GDER se enmarcan dentro de las universidades y los equipos técnicos de la misma UTE, citando a los fundamentales. Estos propician la GDER y la constitución de redes inteligentes de base social, como un modo de apropiación orgánica de la inteligencia obrera y la sociedad civil de la dimensión energética. En los hechos, Uruguay planea incorporar 300 mil medidores inteligentes de un total de 1,5 millones de usuarios. También existen espacios de trabajo en el área de las Ciencias Sociales y Humanas como el Centro Latinoamericano de Economía Social (CLAES) o el Grupo Comuna. En relación a este punto, a partir del año 2008, en el ámbito de la Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII), se creó el Fondo Sectorial de Energía, con aportes del MIEM y las empresas públicas UTE y Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland (ANCAP), el cual lanza anualmente convocatorias para el apoyo a proyectos de investigación, desarrollo e innovación en el área energética.

En este marco, la GDER abre un campo de debate en el país oriental, básicamente porque no es una prioridad ni para la UTE, ni para el MIEM, menos para el sindicato AUTE que la asocia a la inyección privada y la pérdida del predominio clásico de la empresa pública. La descentralización suele vincularse con la asimetría que conlleva su puesta en marcha en espacios autorregulados de sectores de amplios recursos, como podría ser un condominio, o la injerencia sobre los dominios privados a través de las redes inteligentes. En este sentido, el espacio de actores privados se alimenta de grandes empresas que potencialmente pueden tornarse grandes generadoras, o por grandes corporaciones que según condiciones de mercado prefieren volverse autosuficientes o entablar un contrato especial de compra de energía con otros actores no estatales, hecho que es una demanda de los actuales generadores privados. A modo de conclusión, podemos decir que Uruguay es un ejemplo en donde la GDER y la descentralización, contrariamente a lo que venimos exponiendo, son sinónimo de mercantilización y concentración privada de la energía. A futuro, la cuestión es si la GDER va a significar la consolidación de los actores privados y su acumulación, o la creación de una ancha base social dedicada a la producción de energía para convertirse en una vía de redistribución. La clave, claro está, se encuentra en oponer la descentralización público-social frente a la descentralización para el capital.

7.2 Chile: apertura y disputa por la renta privada

En Chile, la dictadura militar privatizó el sistema en 1982, rompiendo con el modelo de empresas verticalmente integradas que imperaba en el mundo, y dando paso a un mercado liberalizado que consolidó el sistema concentrado que llega hasta nuestros días. Partiendo de la generación, cuatro empresas conforman un oligopolio que controla más del 80% del mercado y cuentan con un gran poder de presión: el grupo Enel (7.521 MW), AES Gener (5.795 MW), Colbún S.A. (3.287 MW) y Engie (2.040 MW). La mayoría de la generación que poseen es térmica e hidráulica, pero se están volcando a la energía renovable con mucha fuerza. Por caso, la más grande de ellas creó Enel Green Power Chile, que se aboca al conjunto de las tecnologías renovables y anuncia haber sido la primera en Sudamérica en obtener energía en base a la geotermia. Entre otras cosas, estas empresas cuentan con el absoluto control sobre tecnología a utilizar, tamaño de las centrales, ubicación, fecha de entrada, etc., mientras el Estado cumple un rol fiscalizador/regulador. En el área de transmisión, los 9.672 km del Sistema Interconectado Central (SIC) son propiedad de Transelec, un consorcio internacional de capitales canadienses y chinos; y Transnet, parte del grupo Compañía General de Electricidad (CGE), adquirida en 2021 por la estatal china State Grid. Al final del circuito, la distribución también es un mercado controlado por empresas transnacionales: la misma CGE es la responsable del 40% de la infraestructura de distribución; por su parte, Enel abastece a más de 1,8 millones de usuarios en casi la totalidad de la Región Metropolitana de Santiago. En las regiones “aisladas” de Aysén y Magallanes la lógica es más concentrada aun: Edelayen posee el conjunto de la generación, transmisión y distribución de la región aysina, y forma parte del Grupo Sociedad Austral de Electricidad (Saesa), cuyo dueño son fondos de pensión canadienses.

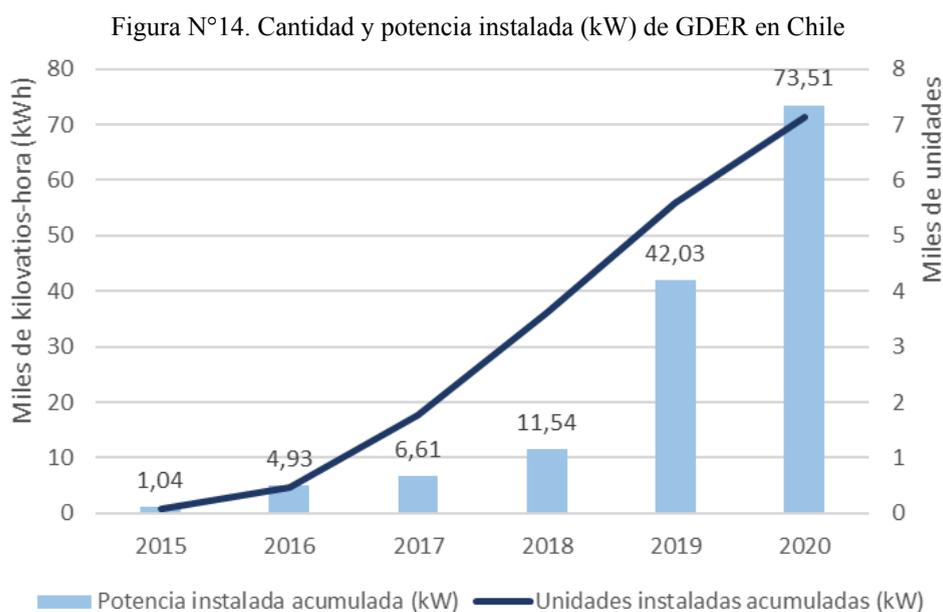
Dicho esto, en Chile la GDER constituye una opción totalmente disruptiva, pues el hecho de posibilitar que tanto usuarios cautivos como Grandes Usuarios sean proveedores de su propia energía, atenta contra el predominio de las mencionadas compañías energéticas. Esta alternativa se puso en marcha en 2012 con la sanción de la Ley 20.571 bajo el modelo de *net billing*, donde el usuario recibe aproximadamente un 60% del costo que paga por su consumo. Este régimen menos atractivo, justificado en la inversión que el operador realiza en el mantenimiento de la red, se compensa con precios para la energía más altos que deben abonar los usuarios chilenos: el precio en 2019 era de US\$0,18 por kWh en contraste con los US\$0,15 de promedio mundial⁶⁹. Además, a diferencia de sus vecinos, el país no cuenta con ningún tipo de tarifa social o subsidio a la electricidad.

Hasta 2018, la aplicación GDER no era fructífera, por un lado, porque los trámites de aprobación distaron de ser diligentes, una tardanza aproximada de un año terminaba por desincentivar su puesta en práctica, siendo que para principios de ese año apenas 1.776 unidades –6,61 MW– lo habían llevado adelante entre las que se incluyen aquellas de las instituciones públicas (Ministerio de Energía, 2020). Por otro lado, su aplicación apuntó a satisfacer el autoconsumo, de modo que la distribuidora indicaba la capacidad instalada permitida en la unidad. Es decir, no se pensaba en la microgeneración con una unidad capaz de obtener beneficios. La potencia máxima admitida de 100 kW también limitó la participación de clientes regulados de carácter comercial y/o industrial,

⁶⁹ Información provista por la Agencia Internacional de Energía (IAE), disponible en: <https://www.eia.gov/international/overview/world>

provocando que enormes superficies de techos que poseen centros comerciales, fábricas o industrias no puedan ser utilizados para fines de generación.

Sin embargo, la ley se ha modificado a finales de 2018, detonando un crecimiento exponencial de este mercado: en 2020, la GDER alcanzaba los 73 MW de potencia (ver Figura N°14), y en un escenario tendencial a 2030 se proyectó en 2.000 MW, un 13% de la potencia renovable (Ministerio de Energía, 2020). Entre las principales variaciones a la Ley estuvo la ampliación de 100 a 300 kW de potencia autorizada, además de extenderse el rango de proyectos admisibles a sistemas comunitarios y de propiedad conjunta (Herrera, 23 de agosto de 2019), abriendo la chance a la concreción de cooperativas energéticas. En la zona centro y sur del país, existe un conjunto de cooperativas concesionarias del servicio de distribución que operan en el SIC. Agrupadas en la Federación de Cooperativas Eléctricas (Fenacopel), en total poseen 148.100 clientes y cuentan con 63.086 socios⁷⁰. Asimismo, en el último tiempo han surgido una serie de iniciativas cooperativas en prácticamente todas las regiones, bajo un impulso de fuerte participación ciudadana, pero que aún no han podido adentrarse al campo de la generación. La particularidad que poseen es que no todos los usuarios son socios y que es posible tomar ganancias, así, el marco legal no la diferencia de una empresa particular con fines de lucro. Las nuevas disposiciones, además, permiten el *net metering virtual* para la cosecha de energía para aquellos que carezcan de la oportunidad de instalarla en sus espacios, lo que convierte a la GDER en una opción viable en los grandes centros urbanos⁷¹ (Vargas, 01 de diciembre de 2018; Sánchez Molina, 11 de octubre de 2018).



Fuente: Ministerio de Energía (2020)

⁷⁰ El gremio nació en 1963 y actualmente representa a las siete asociaciones que son reguladas y fiscalizadas por el Departamento de Cooperativas del Ministerio de Economía y por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC): Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó (CEC); Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno; Cooperativa Eléctrica Charrúa (Coelcha); Cooperativa Eléctrica Los Ángeles (Coopelan); Cooperativa Eléctrica Paillaco (Socoepa); Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán (Copelec), y Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue (Crell). Véase: <https://fenacopel.cl/>

⁷¹ No todas las regiones pueden convertirse en autosuficientes energéticamente o pasar de ser un importador de electricidad/energía a un exportador. Para áreas urbanas densamente pobladas con sectores económicos intensivos en energía, esto no sería posible sobre un modelo de generación local, al menos en la situación actual.

Este modelo es el que ha priorizado el gobierno entrante de Gabriel Boric (2022-2026), cuyo plan de descarbonización incluye instalar 500 MW en sistemas de autogeneración de energía renovable no convencional, tanto residencial como comunitaria. Prevé la descentralización de la generación a través de compañías y cooperativas locales, en el marco de la puesta en marcha de políticas de desarrollo local que buscarán “una transformación productiva verde que permita superar el extractivismo y avanzar hacia un nuevo modelo de desarrollo” (Rodríguez Nazer, 20 de diciembre de 2021). En esta línea, un estudio Cisterna et al. (2020) indica que, aunque aún no es rentable económicamente invertir en equipos de generación distribuida, la ecuación cambiaría si se subsidiara el 31,4% del costo de los mismos en el sector residencial, o si se aplicara una prima del 45,8% al precio de la energía inyectada.

Con todo, en Chile existen condiciones para exigir la apertura del mercado como vía para conseguir elementos medianamente disruptivos; de hecho, la posibilidad de producir energía propia no se contradice con los postulados básicos del liberalismo corriente que prima en el país. La GDER presenta un desafío para las empresas de servicios públicos en torno a la forma de mutar el flujo convencional de la energía hacia uno bidireccional. Las tensiones aquí se juegan con el esqueleto omnipresente de la gestión privada de la energía, que naturalmente no propicia la más mínima inconsistencia que pueda vulnerar sus operaciones. Ilustrativo de estas controversias son las declaraciones del, por entonces, ministro de energía, Máximo Pacheco, en relación a una discusión en 2019: “A mí me parece grave que una política pública primero identifique una oportunidad de inversión para los privados, luego se la haga obligatoria para todos los chilenos y finalmente le garantice por ley la rentabilidad a esa inversión” (Sepúlveda, 29 de marzo de 2019). La frase refiere a que el gobierno de Bachelet había aprobado, con fuerza de ley congresal, la instalación de medidores inteligentes por un costo de US\$1.000 millones que serían pagados por los mismos usuarios, lo cual despertó una fuerte discusión pública al punto que el presidente Piñera tuvo que salir a reafirmar “los usuarios pagan todo”. Pero el embate que sobrevino llevó a la medida a revisión. Enel, de hecho, compró a su subsidiaria italiana E-distribuzione los medidores instalados, lo que llamaba a ser un negocio redondo: la firma se compraba a sí misma y el costo lo pagan los usuarios. Finalmente, las distribuidoras “aceptaron” dar el brazo a torcer y ofrecieron pagar \$10 mil a los usuarios por los medidores antiguos (Orellana, 28 de marzo de 2019).

A partir de esta experiencia, se generó un debate nacional en torno a, no sólo a la instalación de medidores inteligentes, sino a las altas utilidades que obtienen las distribuidoras amparadas por la Ley General de Servicios Eléctricos de 1982. La legislación garantiza el monopolio privado del sector y una rentabilidad anual mínima del 10% antes de impuestos, un porcentaje muy superior a las establecidas por las regulaciones europeas y norteamericanas, las cuales rondan entre el 5% y el 7%. Solo en 2017, Enel Chile reportó \$349 mil millones en utilidades, seguido por CGE con \$179 mil millones. En total, las empresas eléctricas que participan del negocio de la distribución obtuvieron utilidades por casi \$600 mil millones en ese año, equivalente a más de US\$850 millones, una cifra superior a la ganancia anual de las seis administradoras de fondos de pensiones que operan en el país (Sepúlveda, 29 de marzo de 2019). Frente a esto, el propio Pacheco afirmó que “el Estado no puede garantizar negocios redondos para las empresas”, y sentenció: “se deben revisar ahora normas impuestas hace 30 años que las favorecen de forma desmedida”.

De acuerdo con Sara Larrain, integrante de la Comisión Ciudadano Técnico Parlamentaria por la Matriz Eléctrica (CCTP), los usuarios residenciales posibilitan una rentabilidad que ronda el 60% si se considera en las facturas “carga fijo, carga único por uso del sistema troncal y energía base, y dividir dicha suma por los kWh consumidos en el mes” (Larraín, 29 de octubre de 2011). No es extraño,

entonces, que se hayan dispuesto paliativos en el año 2015, como la promulgación y puesta en marcha de la Ley de Equidad Tarifaria, pensada para que las comunidades rurales y zonas alejadas no terminen abonando servicios eléctricos más caros que en las grandes ciudades. En esta línea, un estudio realizado por la consultora Bonilla y Asociados para la Comisión Nacional de Energía (2017) aseguró que una tasa de rentabilidad acorde a nuestros tiempos no debe exceder el 6,5%, lo que generaría una notoria baja en las cuentas de electricidad. Más aun, la Comisión propuso mutar radicalmente la actual operación del sistema eléctrico hacia modelos desregulados de comercialización de energía como el europeo, donde las distribuidoras mantendrían el *negocio cable* –la infraestructura de distribución–, mientras que la comercialización de electricidad se abriría al denominado *mercado retail*.

Aunque las iniciativas pugnantes en el sistema eléctrico resultan atractivas para pensar una mayor intervención pública, lo cierto es que la experiencia chilena es especialmente fructífera para propugnar innovaciones conservadoras de corte mercantil. Entonces, la apertura del mercado eléctrico y las posibilidades técnicas que ofrece la GDER, son aspectos que abren una ventana de oportunidad para la desconcentración. El Estado chileno parece haber encarado una actitud “proactiva”, que vendría a diferenciarse de la prescindencia absoluta a la que estaba confinado, realizando las políticas que regulan la transición hacia nuevos modelos energéticos. En paralelo, el movimiento cooperativista está atravesando un resurgimiento, ante el cual se visualiza una oportunidad para la realización de proyectos energéticos que consoliden una generación de energía local y comunitaria. Así, pierden los grandes generadores, y se traslada la ganancia a la cooperativa, incluso la entidad tiene el potencial de generar una renta que al día de hoy solo la externaliza. Ganará el usuario, ganará la cooperativa, y ambos bajo el mismo arraigo territorial, la misma cercanía.

7.3 Argentina: autarquía y crecimiento asimétrico

En Argentina, la sanción de la Ley 27.424 y su reglamentación hacia fines del 2018, constituyó el primer paso regulatorio nacional hacia nuevos modelos energéticos descentralizados. Esta establece las condiciones jurídicas y contractuales para que los usuarios residenciales de la red puedan generar su propia energía para autoconsumo e inyectar los excedentes a la red. Obliga a los distribuidores a facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, y crea la figura del *usuario-generador*. Este abarca tanto personas físicas como también consorcios de copropietarios de propiedad horizontal o conjuntos inmobiliarios, y excluye expresamente a los Grandes Usuarios y autogeneradores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), comprendidos por la Ley 27.191. Asimismo, crea dos fideicomisos con el Estado nacional como autoridad de aplicación: el Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables (FODIS), destinado al otorgamiento de préstamos, incentivos, garantías, la realización de aportes de capital y adquisición de otros instrumentos financieros⁷²; y el Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida (FANSINGED), que buscaría incentivar la fabricación nacional de equipos.

El desarrollo de este mercado ha sido paulatino si lo comparamos con el chileno o uruguayo, siendo que para mediados de 2021 apenas 5,7 MW de potencia se encontraban conectados a la red. De esa

⁷² Su patrimonio se constituye mediante aportes del Tesoro, que no podrán ser inferiores al 50% del ahorro en combustibles fósiles obtenido en el año previo debido a la incorporación de la GDER.

potencia, el 70% corresponde a usuarios industriales y comerciales, y solo un 21% a usuarios residenciales. Es decir, esta tecnología no ha logrado consolidarse como una alternativa rentable para pequeños usuarios cautivos, en todo caso ha sido aprovechado por quienes ostentan grandes consumos y poseen el capital para realizar la inversión. Tampoco fue exitoso en cuanto a financiar la producción por parte de pymes argentinas, pues, el presupuesto de \$200 millones asignados por ley al FANSIGED nunca se actualizó, pese a la fuerte devaluación.

Un punto importante y característico para entender esta situación es el marco regulatorio dado por la Ley de Energía Eléctrica 15.336 y la distribución de competencias entre el Estado Federal y los Estados Provinciales sobre los servicios públicos. Este establece que, a diferencia de las líneas de transmisión y la generación conectada a ella, la distribución y el cobro de la electricidad corresponde a la jurisdicción provincial⁷³. De lo anteriormente expuesto, resulta que la GDER, en la medida que se conecta a la red de distribución, pertenece a la jurisdicción provincial, esto es, no participa de la interconexión interjurisdiccional ni interviene en los intercambios de energía eléctrica que se dan al nivel del MEM. Por ello, para que la Ley 27.424 sea efectiva en cada jurisdicción debe ser suscripta por los Estados provinciales, lo que ha despertado ciertos conflictos y superposiciones a lo largo del territorio nacional.

Desde diversos sectores políticos se argumenta que algunas de las disposiciones establecidas por la Ley nacional exceden a la jurisdicción federal, en particular la tarifa de incentivo y la autorización de conexión (Porcelli y Martínez, 2018). Esto ha llevado a que cuatro años después de su sanción, sean 15 de las 24 jurisdicciones las que adhieren plenamente: Buenos Aires, Catamarca, Chaco, Chubut, Ciudad de Buenos Aires, Córdoba, Corrientes, Entre Ríos, La Pampa, La Rioja, Río Negro, San Juan, San Luis, Tierra del Fuego y Tucumán (ver Figura N°15). Las adhesiones no se corresponden con un mayor avance de este mercado en aquellas jurisdicciones, sino que se explican porque les brinda acceso a los fondos de incentivos federales: FODIS, FANSIGED y exenciones impositivas –IVA, Ganancias, entre otros—. Al contrario, las provincias que más han incorporado son aquellas que han establecido legislaciones locales, diferentes a las directrices nacionales. Un caso paradigmático es la provincia de Santa Fe, que fue pionera en habilitar la conexión a la red de sistemas residenciales en 2013, y entre 2016 y 2020 llevó adelante su propio programa de incentivos denominado *Prosumidores*. Este buscó fomentar la adopción de soluciones fotovoltaicas de GDER para los clientes de la Empresa Provincial de la Energía (EPE) y las cooperativas eléctricas encargadas de la distribución. A esta experiencia lo siguieron numerosas provincias, aunque bajo diversas estructuras y condiciones normativas (ver Tabla N°7).

⁷³ La Constitución Nacional de 1994 establece, en los artículos 1, 5, 121 y 122, que “las provincias conservan todo el poder no delegado al poder central”. En este sentido, los servicios públicos son competencia de las provincias, aunque pueden ser excepcionalmente nacionales cuando presenten caracteres interprovinciales o internacionales. La determinación y fijación de tarifas en sus jurisdicciones se definen a través de sus Direcciones Provinciales de Energía.

Figura N°15. Marco regulatorio provincial respecto a la Ley 27.424



Fuente: elaboración propia

Tabla N°7. Legislaciones provinciales para la promoción de la GDER

Provincia	Legislación	Año	Tipo de tarifa
Santa Fe	Ley 12.503 (Res. 442)	2013	Balance Neto
Santa Fe	Ley 12.503 (Dec. 1.165)	2016	Feed in tariff
Mendoza	Ley 7.822	2013	Balance Neto
Salta	Ley 7.824	2014	Balance Neto
Salta	Ley 7.824 (Res. 1.315)	2014	Feed in tariff
San Luis	Ley IX-0921	2014	Balance Neto
Neuquén	Ley 3.006	2016	Balance Neto
Misiones	Ley 118	2016	Balance Neto
Jujuy	Ley 6.023	2017	Balance Neto
Tucumán	Ley 8.994	2017	Balance Neto

Fuente: elaboración propia

Los lineamientos técnicos y administrativos establecidos por la Ley 27.424 no son sólo puntos políticamente controversiales, sino también económicos. Mientras que la Ley nacional adoptó un esquema tarifario net billing, la mayoría de los regímenes provinciales optaron por net metering o balance neto; Santa Fe y Salta orientaron su estrategia hacia un sistema de FiT; y la legislación de Neuquén autorizó a la Autoridad de Aplicación a establecer precios diferenciales durante distintos plazos (Sosa, 2017). Estos regímenes son cruciales para el desarrollo del mercado e indisolubles de los costos de la energía y la paridad de red en cada provincia, es decir, de las capacidades que tiene una instalación de GDER para amortizar la inversión en un plazo corto. En efecto, la ineficiencia en la prestación del servicio, o diferentes regulaciones establecidas por los entes provinciales, han conformado tarifas dos a tres veces superiores a las vigentes en el ámbito nacional o en otras provincias, financiadas por subsidios a la demanda regresivos⁷⁴. Por ejemplo, un estudio de Sargent (2018) afirma que una reglamentación net metering en Buenos Aires podría ser amortizada en 21 años, a comparar con una vida útil promedio de los equipos de 20 años. En el caso de un usuario de Santa Fe, que se beneficia de una radiación apenas mayor a Buenos Aires, esta amortización baja a los 12 años. Esta diferencia se explica por dos grandes razones: el tipo de tarifa aplicado y la fuerte disparidad que persiste en las tarifas de luz entre provincias. Los prosumidores santafesinos se benefician de un modelo FiT que les ahorra el consumo de energía de red, más cara que la de su par en Buenos Aires.

No obstante, desde distintos organismos regulatorios y distribuidoras se argumenta que una cantidad exagerada de incentivos monetarios supone que los usuarios cautivos subsidien parte del costo de distribución a los usuarios microgeneradores, derivando en lo que en la jerga del sector se denomina *espiral de la muerte* (Gubinelli, 15 de febrero de 2018). Esto es, cuando los costos necesarios para operar y mantener las redes se distribuyen entre una base cada vez menor de consumidores y una cantidad menor de kWh consumidos. Si nos trasladamos al caso de Santa Fe, buena parte del programa FiT se alimentó de un impuesto irrisorio fijo en pesos que, de acuerdo con lo establecido por la Ley provincial 12.692, pagan todos los usuarios de la provincia por igual, sin diferenciar entre pequeños y grandes consumidores. Esto limitó los recursos disponibles del programa e impactó en su alcance, acotando el beneficio a tan solo cien proyectos al año para sectores con capital disponible.

Más allá de los cuestionamientos de índole político, económico, legal y técnico que dibujan una difusa línea divisoria entre las facultades nacionales y provinciales, cabe destacar que hoy existe un debate abierto en Argentina sobre la GDER, en algunos casos con una fuerte decisión política. Pese a la conservadora meta de 1.000 MW de potencia instalada para 2030 que propone la Ley 27.424 –5% de las fuentes renovables si se toma el escenario tendencial para cumplir con la Ley 27.191–, la contribución de esta tecnología todavía es incipiente, y el grado de participación ciudadana necesariamente será resultado de una efectiva difusión en todos los niveles de gestión: federal, provincial y municipal, sobre todo si se tiene en cuenta que solo una porción menor de la población tiene capacidad de ahorro para invertir autónomamente en ella.

⁷⁴ La particularidad de Argentina es que el consumo del servicio es gravado por los tres niveles de gobierno: nacional, provincial y municipal. De acuerdo con Alasino (2011), las diferencias en el tratamiento impositivo generan una multiplicidad de impuestos y fondos sobre la misma base imponible que sugieren serios problemas de coordinación fiscal y una limitación estructural para diseñar una política tributaria eficaz y equitativa. De acuerdo con el Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía, se estima que entre 50% y 60% del costo de la tarifa de luz se compone por impuestos sobre distintos tramos de la cadena de valor, más otras ineficiencias y afectaciones a la productividad (CACME, 2019).

Provincias como Mendoza y Córdoba han avanzado en programas de generación distribuida comunitaria (GDC), las cuales dan la posibilidad de sumar inversiones individuales para asociarse en un proyecto de generación de escala media (Medinilla, 03 de agosto de 2021). Por su parte, las cooperativas se encuentran estudiando la posibilidad de entrar en el Mercado a Término, es decir, vender energía limpia a Grandes Usuarios. En cuanto al nivel nacional, se desarrollaron programas específicos que buscan, por medio de capacitación, investigación y transferencia, brindar apoyo a aquellos organismos que busquen desarrollar proyectos de GDER. Se destacan: el proyecto Interconexión a Red de Energía Solar Urbana Distribuida (IRESUD), un convenio público-privado específico para el desarrollo de sistemas solares fotovoltaicos, conformado por la CNEA, siete universidades públicas, diversos organismos públicos-provinciales, y 5 empresas privadas proveedoras de componentes⁷⁵; el Programa de Estudios en el Sector Energético (PESE), que realiza licitaciones y otorga financiamiento para la investigación del desarrollo de nuevas fuentes de energía renovables; el mencionado Programa de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER), que otorga financiamiento y apoyo técnico para poder abastecer de energía a aquellas zonas rurales carentes de la misma –para 2019 se calculaba 1,5 millones de personas en áreas rurales sin acceso a electricidad–; y por último, el programa para la promoción de la energía derivada de biomasa PROBIOMASA, que brinda asesoramiento para proyectos locales –se inscribe dentro del Plan Estratégico Agroalimentario 2010/2020 del Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca de la Nación (MAGYP), lanzado en 2010–. Todos ellos se han potenciado en el primer lustro de la década pasada por programas educativos y tecnológicos en colaboración con universidades y organismos públicos como el CONICET, el INTI o Y-TEC, empresa de tecnología creada en 2013 por YPF (51%) y CONICET (49%), cuya misión es brindar soluciones tecnológicas al sector energético.

Dado su corto recorrido, sobre la GDER recae la posibilidad de que se abra la generación ciudadana y/o comunitaria, o se cierre a partir de especificaciones que terminan por beneficiar a las grandes empresas, inhibiendo su potencial medianamente disruptivo. El trabajo con empresas públicas provinciales, gobiernos municipales y las más de 500 cooperativas eléctricas que operan el servicio de distribución local se muestran por lo demás estimulantes. Una anticipación de sentido es que estos actores subnacionales constituyen potenciales agentes de cambio y desestructuración del sistema energético. Las provincias, porque desde la reforma constitucional de 1994 poseen el control de las reservas energéticas, lo que ha sido acompañado por la creación de empresas públicas y mixtas para explotarlos, en algunos casos con especial énfasis en el recurso solar y eólico. También son quienes tienen la potestad sobre sus redes de distribución eléctrica, aspecto clave para regular la conexión de la generación en baja tensión. Las cooperativas eléctricas, por su parte, porque también son dueñas de sus redes y porque una gran cantidad de ellas planea ampliar su participación en el mercado eléctrico –hoy como meros agentes de la distribución–, reapropiándose de la generación a través de proyectos renovables y distribuidos. A continuación, abordaremos las incipientes pero disruptivas experiencias de GDER a partir de estos actores.

⁷⁵ Las universidades son: Universidad de Buenos Aires, Universidad Nacional de San Martín, Universidad Nacional de Luján, Universidad Nacional de La Plata, Universidad Tecnológica Nacional (Regionales Buenos Aires y Mendoza) y la Universidad Nacional del Nordeste. Las empresas son: Aldar S.A., Edenor S.A., Eurotec S.R.L., Q-Max S.R.L. y Tyco S.A. El proyecto fue parcialmente subsidiado con Fondos Argentinos Sectoriales (FONARSEC) a través de la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica (ANPCyT) del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva (MINCYT).

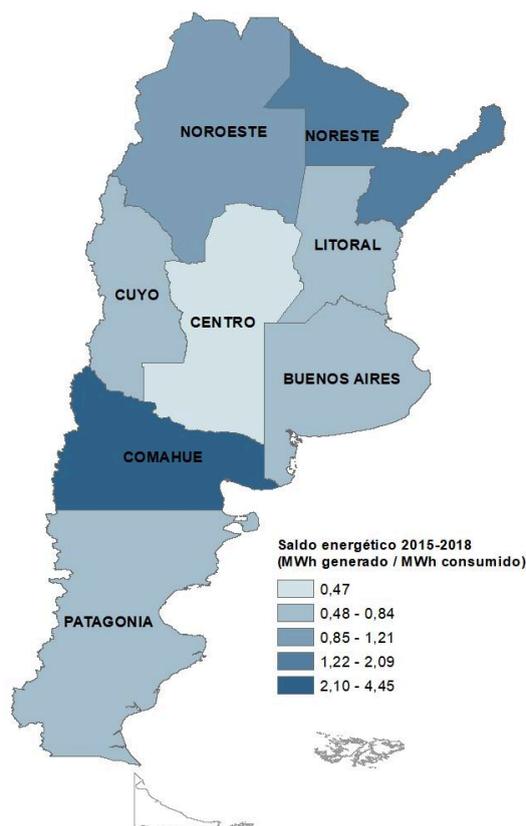
7.3.1 Las posibilidades de una generación pública

Como se ha visto, la evolución histórica del sistema eléctrico nacional y el control provincial de las reservas energéticas consolidó grandes desigualdades regionales en la dotación de infraestructura básica, así como potenció la competencia interna por el aprovechamiento de recursos hídricos e hidrocarburíferos, o la instalación de centrales termoeléctricas y nucleares. En consecuencia, el escenario actual presenta provincias y regiones ostensiblemente importadoras de energía, por un lado, y exportadoras de energía, por otra. Por ejemplo, existe una demanda concentrada en el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) que, junto a otras aglomeraciones urbanas en las provincias de Santa Fe y Córdoba, representan dos tercios de la demanda nacional (CAMMESA, 2020). Ya en los inicios del milenio esto representaba un problema, cuando la potencia de generación de Comahue (5.327 MW) y el NOA (1.713 MW) sobrepasaba la capacidad de transmisión a los puntos de consumo –4.600 y 600 MW, respectivamente– (El Día, 20 de enero de 2004). Más cerca en el tiempo, el histórico apagón del 16 de junio de 2019, que afectó a todo el territorio nacional y países limítrofes (Diamante, 16 de junio de 2019), expuso los riesgos que conlleva un sistema eléctrico fuertemente dependiente de su capacidad de transporte y de los corredores que conectan los grandes centros de generación con los de consumo.

La Figura N°16 da cuenta de las disparidades energéticas regionales para el período 2015-2018⁷⁶. Según datos provistos por CAMMESA, regiones como Comahue y Noreste ostentan un saldo energético ampliamente superavitario: el primero generó cuatro veces más energía de la que consumió, en tanto la región Noreste duplica esa relación. Al contrario, la región Centro apenas genera la mitad de lo que consume, seguido de Cuyo que cubre el tres cuartos de su demanda. Las regiones Patagonia y Litoral, junto a la provincia de Buenos Aires, ostentan un saldo negativo, aunque alcanzan más del 80% de cobertura, mientras que la región Noroeste es la única cuyo consumo es análogo a su generación.

Figura N°16. Saldo energético por región (2015-2018)

⁷⁶ La Figura N°16 resalta en tonos claros las regiones con saldo energético negativo, es decir, que consumieron más de lo que generaron, mientras que las regiones superavitarias, que generaron más de lo que consumieron, se representan en tonos más oscuros. El cálculo se realizó dividiendo los MWh generados por los MWh consumidos para el período comprendido, siendo que el valor “1,00” representa el punto de equilibrio.



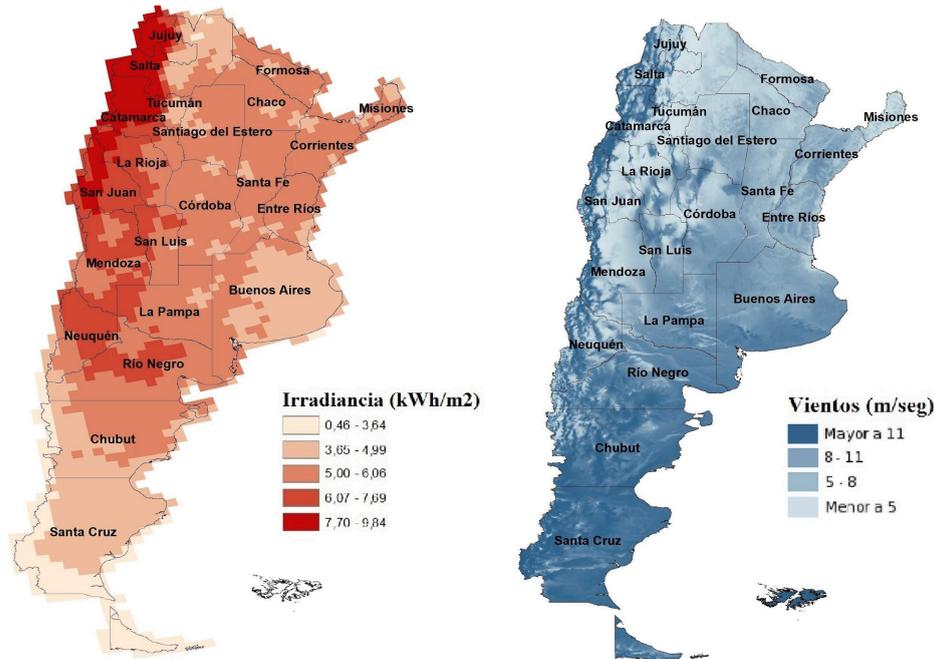
Fuente: elaboración propia con datos de CAMMESA (2020)

En consecuencia, provincias netamente deficitarias como Córdoba, San Juan y La Pampa, se ven subordinadas a la capacidad de transporte y a las decisiones que exceden a su jurisdicción, mientras que las provincias exportadoras como Neuquén y Río Negro han de beneficiarse de la actividad energética, aunque no sin escollos. La construcción de mega-presas que alimentan el sistema nacional comprendieron la intervención radical del ciclo biológico natural de sus cuencas hídricas, con consecuencias sociales y geopolíticas considerables –afectación del hábitat, desplazamientos de comunidades, conflictos interjurisdiccionales, entre otros– (Svampa y Viale, 2014). Un caso icónico se presenta en la demanda histórica iniciada por el Estado provincial de La Pampa hacia su par mendocino, vinculada al aprovechamiento hidroeléctrico del río Atuel (Rojas y Wagner, 2016). En esta línea, la instalación de centrales nucleares en la localidad de Lima en Buenos Aires, cuya participación es significativa en la matriz nacional y provincial, ha encontrado fuertes resistencias en la población y grupos ambientalistas (Piaz, 2015). Y más allá del sistema eléctrico, las apuestas por actividades extractivas que refuerzan el paradigma fósil, como la explotación de hidrocarburos no convencionales en Neuquén a través del fracking, implican una utilización intensiva del territorio y el agua, y el consecuente desplazamiento de otras economías o formas de apropiación del territorio (Acacio y Wyczykier, 2019).

Contrario a lo descrito anteriormente, las energías renovables se benefician de una distribución geográfica más equitativa del recurso, cuyo aprovechamiento, dependiendo del abordaje sociotécnico, podría implicar una menor intervención del territorio y una reducción de la infraestructura de transporte, es decir, menor pérdida de energía en las redes –estimadas entre el 8% y el 15%–. Esto configura una fuerte sinergia con las propuestas de desarrollo de GDER. A favor, la mayoría de las provincias argentinas presentan condiciones óptimas para el desarrollo de algún tipo de fuente. Por

ejemplo, la región patagónica, en las provincias de Santa Cruz, Chubut y Río Negro, además de Buenos Aires, concentran el mayor potencial eólico, con vientos de calidad internacional de hasta 9-12 m/s. En el caso de la energía solar fotovoltaica, su potencial es aprovechable a lo largo de todo el territorio argentino, a excepción de las provincias más australes, presentando valores por encima de los 1,5 MWh/m²/año⁷⁷. Se destacan las regiones Noroeste y Cuyo, en las provincias de San Juan, La Rioja, Catamarca, Tucumán, Salta y Jujuy (ver Figura N°17). Además, existe un potencial sin explotar de la biomasa y el biogás, a partir de la actividad agropecuaria en las extensas y fértiles tierras de las regiones Centro y Pampeana.

Figura N°17. Distribución del recurso solar y eólico en Argentina



Fuente: elaboración propia con datos de Secretaría de Energía (2021)

No obstante, la existencia de condiciones propicias o habilitantes para la penetración de las energías renovables va más allá de la simple calidad del recurso. Como hemos visto, las renovables tienen, en comparación con la generación fósil, una alta incidencia de costos de capital iniciales por sobre los costos de operación, haciendo la viabilidad de tales proyectos particularmente sensibles al costo del capital (Pendón et al., 2017). Esto provoca que su desarrollo tenga un estrecho vínculo con el acceso al financiamiento y la calidad institucional nacional y provincial. La particularidad del mercado energético contemporáneo es que algunos Estados provinciales tienden a fomentar autónomamente la incorporación de fuentes renovables, a través de un número significativo de empresas de energía público-provinciales, entre las que se destacan: Servicios Energéticos del Chaco Empresa del Estado Provincial (SECHEEP), Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPESF), Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC), Empresa Provincial de Energía del Neuquén (EPEN), Jujuy Energía y Minería Sociedad del Estado (JEMSE), y Empresa Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE) en San Juan. El propósito de estas empresas públicas podría asociarse no solo a intereses económicos, sino también a necesidades sociales y estratégicas como, por ejemplo, la política industrial, el desarrollo regional y el suministro de bienes públicos. A diferencia de las empresas privadas, que se caracterizan por la implacable búsqueda de la maximización de los beneficios y del valor para sus

⁷⁷ Véase: <https://sig.se.gob.ar/visor/visorsig.php?t=18>

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

Las provincias que buscan salir del presente estado de vulnerabilidad energética y garantizar la seguridad en el servicio apuestan al aprovechamiento de los recursos renovables locales e incentivar y respaldar iniciativas descentralizadas. Para ello, en líneas generales, promueven normas, medidas, programas y proyectos que estimulen o exijan el uso de energías renovables⁷⁸. Por ejemplo, en Santa Fe, la Empresa Provincial de la Energía (EPE) propuso licitar 50 MW de energía solar y eólica para reforzar los puntos débiles de su infraestructura (Torres Cabreros, 12 de febrero de 2019). Al tratarse de pequeñas centrales, el plan apuntó mayormente a inversores locales, más que a las grandes compañías que actúan en el programa RenovAr, aunque no terminó prosperando. En esta misma línea, la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC) también avanzó en proyectos solares y de biomasa, este último a partir de cáscara de maní y residuos de poda, incluyendo a los propios municipios en el plan, a modo de asegurarse esos recursos (Singh, 07 de diciembre de 2018) –en un caso más que elocuente, la localidad de Ticino, de 3 mil habitantes, logró quedar al margen del apagón que alcanzó a 50 millones de usuarios el 16 de junio de 2019, gracias a su central de 5 MW que procesa los residuos de su industria manicera–. En Chaco, SECHEEP prevé licitaciones para el desarrollo de parques fotovoltaicos que reemplacen los generadores diésel altamente contaminantes (Singh, 04 de diciembre de 2018). Estos casos se replican de manera diferenciada también en provincias como Buenos Aires, Entre Ríos y San Juan. En Mendoza, el Estado local ha creado un Mercado a Término provincial, es decir, un espacio donde la provisión de energía se puede comercializar entre privados dentro del entorno provincial, sin necesidad de participar en el MEM, de competencia nacional (Singh, 29 de abril de 2019). Por otra parte, algunos municipios también han traccionado sus propios proyectos a través de desarrollos propios o mediante licitaciones. En la localidad entrerriana de Cerrito, y a través del programa PROBIOMASA, el municipio ha encarado la construcción de biodigestores para transformar los residuos sólidos orgánicos urbanos en biogás –para generación eléctrica y para su combustión en cocinas– y biofertilizante (Carrizo et al., 2014). En la misma provincia, la localidad de Gualaguaychú impulsa un parque solar fotovoltaico de 50,2 kW (Singh, 24 de mayo de 2019).

Este marco, sin embargo, contrasta fuertemente con la participación directa de estas empresas públicas en el programa RenovAr, donde su rol ha sido más bien marginal, limitado a la cesión de terrenos, sin ningún tipo de control sobre la planta una vez operativa. En definitiva, se adjudicaron sólo 13 proyectos de propiedad pública: 10 solares –JEMSE, EPEC y EMESA de Mendoza– y 3 pequeños aprovechamientos hidroeléctricos –EPEC–. Algunos desarrollos han experimentado una fuerte oposición, alegando que no reeditaban beneficios a las localidades en que se instalan estas industrias, e incluso las afectan de manera directa: algunos casos mencionados son los de JEMSE, cuyos parques fotovoltaicos Cauchari I, II y III se desarrollaron a través de acuerdos inusitados con el gobierno nacional para las obras de transporte y con un profundo endeudamiento⁷⁹; o el del Parque Solar

⁷⁸ Los primeros parques de gran escala conectados al SIN tuvieron como protagonistas al Estado Nacional y las provincias como impulsores: “Vientos de la Patagonia I” en 2010, proyecto de ENARSA (80%) en asociación con la provincia de Chubut (20%), y la Planta Piloto de Generación Fotovoltaica “San Juan I” (2011), desarrollado por la empresa Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE) de San Juan, quien actualmente es el responsable de su funcionamiento y mantenimiento.

⁷⁹ La participación provincial en Cauchari implicó un aporte del 85% por parte del banco chino Eximbank y 15% financiado a través de bonos provinciales “verdes”, un endeudamiento por US\$210 millones (Porcelli y Martínez, 2018).

Nonogasta en La Rioja, que habilitaba el usufructo sin costo de la capacidad transporte provincial (Energías Renovables, 09 de septiembre de 2017).

Entonces, un adecuado planteamiento de la política energética en el ámbito público-provincial supone disminuir la dependencia a través de una gestión de provisión eficiente de energía renovable, basada en la participación inclusiva y proactiva de actores locales y la sostenibilidad del ecosistema. Incluso, en la dimensión económica, podría pensarse en programas públicos donde el ahorro de la importación de energía se reinvierte en nueva generación., pues con esta tecnología las provincias están ante la posibilidad de saldar las disparidades energéticas que afectan sus balanzas fiscales. En líneas generales, entre los principales beneficios se destacan: mejoramiento de la calidad del servicio, refuerzo del abastecimiento local, disminución del gasto en combustibles e incremento de los recursos “exportables”, ahorro en el gasto en transporte, incremento en la capacidad de planificación autónoma, entre otros. También favorece la imagen institucional en relación a innovación tecnológica, la diversificación de la matriz energética y el apoyo a medidas medioambientales. A nivel municipal, favorece la radicación de nuevos emprendimientos productivos, así como se genera mano de obra local y se propende a un mayor grado formativo/académico a través de capacitaciones en nuevas tecnologías. Este abordaje sociotécnico también podría ser unos de los pilares para avanzar hacia la denominada seguridad energética, término que alude al autoabastecimiento o, más aún, a cierta idea de soberanía energética de tinte local.

7.3.2 Las posibilidades de una generación comunitaria

Hasta aquí, la GDER se ha destacado por su potencialidad para descentralizar la matriz energética, atribuyendo un mayor poder de decisión a las escalas de gobierno intermedias y bajas, y permitiendo el aprovechamiento in situ de los recursos locales. Empero, poco ha aportado a su desconcentración. El mismo concepto “distribuido” remite al supuesto de que la energía en el paradigma fósil es naturalmente centralizada y, por ende, de manejo concentrado, un atributo por demás engañoso. Desde la primera mitad del siglo XX existen ejemplos que nos permiten hablar de una generación autónoma y comunitaria de energía, desvinculada del ámbito nacional, provincial y de los sectores hegemónicos, participando de manera representativa en el total de la potencia instalada del país. Según datos provistos por la Secretaría de Energía, en la década del sesenta la potencia instalada de autoproducción representaba alrededor del 30% del total, en gran medida por iniciativa de cooperativas eléctricas en pequeñas localidades, aunque su participación decaería francamente en las décadas siguientes, conforme se expandía el SIN: a fines de los años setenta, sería del 20%, y del 10% en los ochenta, hasta llegar al mínimo 7% en los noventa (Furlán, 2017).

Ahora bien, en las últimas décadas la autoproducción ha recobrado terreno de la mano de cooperativas, las cuales han desplegado estrategias que reorientan su campo de acción en la generación eléctrica. En el territorio nacional aún funcionan más de 500 cooperativas que brindan el servicio eléctrico, localizadas mayoritariamente en Santa Fe, Córdoba y Buenos Aires (Vitale, 2010). Representan el 11,64% del consumo nacional, 30% del mercado si se descuenta el AMBA, y 58% tomando solo las zonas rurales (Garrido et al., 2013). Aunque su rol se limita a la distribución, hasta mediados de la década del sesenta tenían una participación preponderante en la generación eléctrica, ya que operaban en territorios desconectados del sistema. La posterior extensión de la red de transmisión nacional, y el levantamiento de una infraestructura de mayor capacidad y potencia de generación, significó la caída en los volúmenes de energía producidos por las cooperativas,

principalmente por el incremento de los costos de generación y mantenimiento de los equipos, así como el aumento de las erogaciones por la compra de energía al sistema (Carrizo et al., 2014). Esta situación debilitó la autonomía de las cooperativas, quienes, como hemos mencionado, debieron abandonar su actividad en la producción, para limitarse a la distribución, además de una gama amplia de servicios comunitarios alternativos⁸⁰.

A pesar de ello, hoy en día existe una gran cantidad de cooperativas que apuestan por reapropiarse de su generación a través de proyectos renovables, principalmente eólicos, solares y de biomasa. Ya desde la década del noventa habían demostrado su interés, desarrollando los primeros parques eólicos del país en el sur de Buenos Aires y Chubut (Carrizo et al., 2014), aunque luego entrarían en una etapa de estancamiento⁸¹. Para el año 2008 solo diez cooperativas eléctricas distribuidas en cuatro provincias –Buenos Aires, Chubut, La Pampa y Neuquén– explicaban el 100% de la potencia renovable instalada en el país (Garrido et al., 2013). En esta línea, la FACE ha retomado con fuerza la senda de desarrollar proyectos, y desde 2007 impulsa el proyecto Generación Eléctrica de Cooperativas Integradas (GECI), a la que se han sumado las federaciones regionales de Buenos Aires (FEDECOBA), Córdoba (FECESCOR), Santa Fe (FESCOE), Misiones (FECSEM), entre otras. También tienen previsto entrar en el mercado a Término para vender energía limpia a aquellos Grandes Usuarios, quienes, de acuerdo a la Ley 27.191, deberán utilizar en forma creciente energías limpias, hasta alcanzar un 20% en 2025⁸².

Un aspecto a destacar es la alta participación de cooperativas en proyectos de generación a partir de biomasa y biogás, aprovechando los residuos que genera la actividad agropecuaria en zonas predominantemente rurales. Por ejemplo, hasta 2015, el Programa Provincial de Incentivos a la Generación de Energía Distribuida (PROINGED) de Buenos Aires financiaba 15 proyectos de GDER, de los cuales 11 estaban impulsados por cooperativas eléctricas: 8 de biomasa, 2 eólicos y un pequeño aprovechamiento hidroeléctrico (Castelao Caruana, 2016)⁸³. En el caso de la cooperativa de Rojas CLYFER, la entidad logró adjudicar en RenovAr (Ronda 2) su proyecto de biomasa a partir del residuo del marlo y la chala del maíz de 7 MW, y apunta a expandirse hacia la generación solar y eólica. En esta línea, la Federación de Cooperativas Eléctricas de Córdoba (FECESCOR) junto con la EPEC apuestan por un desarrollo regional del biogás en el sector rural, para lo que han lanzado un plan para que más de 3.000 tambos generen su propia energía bajo el Programa de Servicios Agrícolas Provinciales (PROSAP). Más allá de la descentralización, estos proyectos de biomasa y biogás se inscriben en una agenda que busca crear valor agregado en origen e impulsar lo que se denomina la *economía circular* (Rifkin, 2014). Esta estrategia tiene por objetivo reducir tanto la entrada de los materiales como la producción de desechos vírgenes, cerrando los flujos económicos y ecológicos de los recursos. De acuerdo a estimaciones de la Fundación Bariloche (2009), el potencial teórico

⁸⁰ Algunas cooperativas fueron absorbidas por empresas públicas nacionales y provinciales, mientras que otras se expandieron para brindar servicios alternativos: agua corriente, cloacas, pavimentación, funeraria, telefonía, televisión por cable, internet, entre otros.

⁸¹ Las condiciones macroeconómicas del país harían que de los diez proyectos desarrollados entre 1994 y 2001 –24.700 kW–, se sumaran solo tres en el nuevo milenio, mientras que los existentes empezarían a sufrir problemas en su operación (Garrido et al., 2016).

⁸² Hasta ahora solo empresas privadas han entrado en este negocio. Incluso hemos mencionado casos de grandes compañías ajenas al sector renovable que han desarrollado sus propios parques eólicos para autoconsumo y venta de energía, como Aluar I (50,4 MW) en Buenos Aires, propiedad de la compañía de aluminio, y Manantiales Behr (99 MW) de YPF.

⁸³ Se trata de las cooperativas de 9 de julio, Saladillo, Rojas y Parada de Robles. El objetivo de PROINGED es reemplazar gran parte de los motores diésel que operan en la provincia con 500 MW de parques solares.

resultante de la utilización de residuos agroindustriales como la cáscara de maní, el girasol y los residuos foresto-industriales, asciende a 720 MW, lo que compone una oportunidad para industrializar la ruralidad y empoderar a los actores locales.

En cuanto a iniciativas de energía solar y eólica, vale mencionar el desarrollo del parque eólico Antonio Morán, inaugurado en 1994 con una potencia instalada de 16 MW, perteneciente a la Sociedad Cooperativa Popular Limitada de Comodoro Rivadavia. Este fue el parque más grande de América Latina durante varios años y el más grande de Argentina hasta la puesta en marcha del parque eólico Arauco en La Rioja, en el año 2011. En la actualidad, existen proyectos avanzados e integrales como el que lleva a adelante la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos y Crédito Limitada en la localidad de Armstrong, en Santa Fe. Este consiste en un proyecto piloto que involucra un parque solar, microgeneración y desarrollo de una red eléctrica inteligente. Otras experiencias similares son impulsadas por las cooperativas de Trenque Lauquen y Godoy Cruz que, junto con la Empresa Mendocina de Energía S.A. (EMESA), desarrollaron el parque solar PASIP de 1,5 MW en la localidad de San Martín (Guido y Carrizo, 2016). También hay iniciativas incipientes como el de la cooperativa de Rojas CLYFER, que procura la instalación de paneles solares fotovoltaicos donados por la Universidad Nacional de San Martín y de dos aerogeneradores (Carrizo et al., 2014); el de la Cooperativa Eléctrica de Río Grande, que lleva adelante el proyecto experimental *Energía Eólica en Tierra del Fuego* junto a la Universidad Nacional de Tierra del Fuego (Singh, 10 de junio de 2019); o el de la Cooperativa de Electricidad Bariloche Ltda. (CEB) (Singh, 15 de agosto de 2019).

En general, el programa RenovAr les brindó reducidas oportunidades a las cooperativas, siendo que solo siete han recibido proyectos en las diferentes rondas de licitación –con capacidades que van desde 1.2 hasta 7 MW–. La importación de componentes, repuestos y recursos para el mantenimiento significó un importante aumento del presupuesto operativo, recursos económicos del que la mayoría de las cooperativas eléctricas no disponen. Esto deja al descubierto las limitaciones que presentan este tipo de programas cuando no se desarrollan políticas para generar capacidades técnicas locales (Garrido et al., 2013). Un informe publicado por IRENA (2018: 5) concluyó que las políticas podrían tratar de "evitar la discriminación contra los inversores más pequeños y basados en la comunidad, e idealmente podrían crear un acceso equitativo al mercado para todos los participantes del mercado". En la búsqueda de potenciar esta opción hacia el conjunto de la población, Mendoza y Córdoba avanzaron en programas de generación distribuida comunitaria (GDC), un mecanismo que amplía las oportunidades de acceso a energías limpias para todo tipo de usuarios –residenciales, comerciales, industriales, municipios, usuarios rurales, etc.– y podría reducir el monto de las facturas eléctricas a través de la autogeneración.

De esta manera, en un contexto de déficit energético, en el que los proyectos provinciales y nacionales tardan en ejecutarse, actores locales desarrollan iniciativas y proyectos innovadores, lo cuales abren las puertas a un nuevo debate asociado a la problemática energética local y la construcción de políticas. Las tecnologías de energía distribuida y su gestión comunitaria, tienen la potencialidad de crear las condiciones materiales que permitan el surgimiento de los bienes comunes de energía, en contraste con los modelos tradicionales centralizados de generación energética que se han desarrollado y consolidado en el transcurso del siglo XX. Esto no sólo podría favorecer al ambiente, sino, sobre todo, a la comunidad, dinamizándola e incrementando la generación de valor agregado y los ingresos tributarios locales. También podría fomentar la participación de los usuarios en la construcción de las tecnologías y las decisiones energéticas. En relación a esto último, vale mencionar

que, hoy en día, las tarifas están condicionadas según el contexto particular técnico y político de cada distribuidora, y en la mayoría de los casos los usuarios no acceden a la información, o no comprenden su estructura –por caso, el valor de las tarifas está compuesto por más de veinte impuestos municipales, provinciales y nacionales–. Entonces, la generación cooperativa o comunitaria puede ser un camino en la desconcentración de las políticas energéticas, arrebatando la cuestión de la mano de los especialistas y los negocios para pasarlo a manos de la gente. Así, estaríamos ante una transición que, más que energética, es socio-energética, un pasaje hacia una sociedad autónoma y autoorganizada.

7.4 Recapitulando: motivaciones políticas, estímulos económicos y diálogo social

Actualmente, el sector eléctrico se encuentra en una etapa avanzada de liberalización, que se inició en Chile en 1982 antes de expandirse al resto de la región. El corset neoliberal implantado tanto en ese país como en Argentina supuso la conformación de un régimen energético desregulado y fuertemente concentrado que tiene hoy a grandes corporaciones energéticas como protagonistas del mercado, un escenario que contrasta con la indiscutible presencia estatal en Uruguay. Ahora bien, la adecuación de sus marcos regulatorios en la última década y la implementación de esquemas de incentivos a la GDER ha tenido resultados dispares y ambivalentes que han trastocado los escenarios nacionales, o bien tienen la capacidad de hacerlo.

Al tiempo que el debate sobre la GDER en Chile habilitó la incorporación de un conjunto de usuarios al mercado de la generación, también detonó una discusión pública en torno a las ganancias extraordinarias que obtienen las distribuidoras eléctricas, lo que abrió las puertas para cuestionar la arraigada legislación que resguarda sus intereses. De ser tratada sobre la base de sus aristas más transformadoras, se abre un campo de acción social en el país que hoy por hoy parece asfixiante si de predominio de lucro privado se trata. En el caso de las cooperativas, las posibilidades al respecto se muestran prometedoras, potenciadas por una legislación que ofrece las condiciones para poder llevar adelante proyectos disruptivos. Al contrario, el caso más contundente de transformación estructural se ha dado en Uruguay, donde el desembarco privado a partir de la expansión de la GDER es particularmente problemático. Aun así, el peso de la “cosa pública” es tan grande que la dinámica mercantil no ha tenido la suficiente fuerza para desplegarse, pese a que haya generado una cierta legalidad acorde en los noventa y que el actual gobierno nacional, de carácter conservador, apunte sus ansias de transformación a la privatización de los entes públicos.

Un punto a destacar de estas tendencias es la importancia decisiva que seguirá teniendo la tecnología de la información en la gestión y el control de la energía renovable en un futuro muy cercano. La imbricación entre energía y tecnología de la información –una vinculación ya usual en otras áreas–, se volverá dominante, lo cual redundará en un elemento clave en el dominio de la energía. La capacidad de gestión de una red inteligente, la posibilidad de que los consumidores puedan comprar una mayor cantidad de servicios relacionados a la domótica, o de incursionar en el *net metering virtual* como es en el caso de Chile, despierta el interrogante de quién rentabilizará esos nuevos servicios, ¿serán las mismas distribuidoras? Los medidores inteligentes pueden representar una tecnología disruptiva o un nuevo negocio concentrado para las firmas eléctricas.

Las tendencias y las relaciones de fuerza parecen encontrarse y dirimir en ese campo, y tanto Chile como Uruguay son los laboratorios privilegiados de la transformación del paradigma energético en

Sudamérica en cada una de esas vertientes. Al contrario, en Argentina, la aplicación de las energías renovables en forma distribuida es un campo inmenso que aún no se ha encaminado, fundamentalmente porque, hasta hace poco, la mayoría de las reglamentaciones provinciales no permitían a un particular tener una instalación de este tipo, y porque no ha habido una fuerte vocación por diversificar la matriz energética. Más allá de que la Ley 27.424 ayuda a cerrar una brecha jurídica que tenía el país respecto a sus vecinos, las barreras más significativas todavía se asientan en la falta de financiación a tasas razonables, una política generalizada de subsidios a las tarifas –pese a los fuertes incrementos, sus valores en las jurisdicciones más importantes siguen por debajo del costo real–, junto a un modelo de incentivo *net billing* que no incluye el pago de una tarifa diferencial. Debido al marco federal, la capacidad de transformación del GDER estriba mayormente en las escalas intermedias y locales, actores con capacidad de acción efectiva, donde la diversidad de los subsistemas sociales reclama la necesidad de desplegar una transición articulada entre procesos locales, provinciales y nacionales, así como entre lógicas de acción políticas y económicas.

En esta investigación sostenemos que los actores locales y provinciales –llámese la escala subnacional– posee múltiples posibilidades y guarda diversas razones para convertirse en un agente que promueva la descentralización. Particularmente, las empresas públicas y las cooperativas eléctricas deberían ser quienes se posicionan al frente de modelos creativos de gestión de la energía, pues a diferencia de las empresas privadas, que requieren de un retorno de la inversión más cercano y por encima de lo que rinde, por ejemplo, un bono soberano, estos actores encuentran su motivación más grande en la estimulación del mercado local, el autoabastecimiento o el desarrollo sostenible. Su desarrollo se muestra atrayente no sólo en términos políticos, ante la posibilidad de reducir la vulnerabilidad energética, potenciar el rol de los actores territoriales y brindar mayor autonomía a los usuarios, sino también en términos económicos. Iniciativas locales son capaces de proliferar porque la reproducción de la lógica económica corriente no la inhibe, sino que la estimula: los recursos financieros que tradicionalmente se externalizan del territorio o la localidad podrían permanecer allí, y ello potenciaría el circuito financiero local. Al mismo tiempo, constituye un capital que tampoco se iría de la provincia, y ello es importante en aquellas que cuentan con el mayor número de cooperativas, que además son las que ostentan un saldo energético negativo: Buenos Aires, Santa Fe, Córdoba, Mendoza, entre otras. Estas lógicas político-económicas, a su vez, podrían concatenar con otro sinfín de potenciales beneficios: impulso de las economías regionales; promoción del desarrollo industrial y tecnológico nacional; aumento de la soberanía energética; incremento de la eficiencia del sistema eléctrico a partir de aliviar la demanda y las pérdidas en las redes de transporte y distribución. También se podría crear una masa mayor de empleo que la que se vincula con los grandes parques eólicos y solares, ya que la generación a gran escala conlleva una mano de obra temporal y contratada exclusivamente por la empresa desarrolladora, mientras que con la GDER se genera una masa de trabajadores más numerosa, diversa y dispersa.

En esta línea, las entidades a nivel nacional, en sus visiones más desarrollistas, también empiezan a despuntar iniciativas vinculadas a la potencia que comporta pensar en un control técnico-público de las nuevas energías. En los hechos, la petrolera estatal YPF ha creado la empresa eléctrica YPF Luz que, bajo un parámetro economicista, busca constituirse en un actor importante de la nueva generación renovable, compitiendo con los grandes grupos transnacionales. La propuesta de convertir a la tradicionalmente nuclear CNEA en una “Comisión Nacional de Energías Alternativas” por parte de Diego Hurtado –Secretario de Planeamiento y Políticas en Ciencia, Tecnología e Innovación del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación en el gobierno de Alberto Fernández (2019-2023)– es otra expresión de ello, pese a que no es una visión extendida ni hegemónica. Precisamente, a raíz de la

tradición que en el país guardan estas instituciones, es que sería interesante generar instancias de articulación general y espacios de discusión y elaboración compartida en torno a la idea de transición justa, hecho que actualmente no se da de manera fluida. Estas premisas no son antagónicas, sino que pueden dialogar con aquellos espacios que propugnan por crear alternativas al desarrollo, pues, por características propias de las energías renovables, hay ciertos grados de descentralización que se van a mantener.

Más temprano que tarde, la GDER será una componente que tenderá a agudizarse, constituyendo un elemento central en la reorganización de los sistemas eléctricos a nivel global; una suerte de direccionamiento tendencial fuerte y a la vez una ventana de oportunidad. Su éxito dependerá del diseño de un modelo de retribución sostenible a largo plazo. Para ello, son necesarias ideas innovadoras, sea que partan de la sociedad política o de la sociedad civil, que incorporen de manera decidida e integral la problemática ambiental y la desconcentración del sistema. Se debe prestar especial atención a la evolución de los costos de instalación de las diferentes tecnologías, así como del cuadro tarifario aplicable. Pero particularmente en el Cono Sur, y especialmente en Argentina, las realidades de los sistemas eléctricos requieren pensar más allá, hacia cuestiones estructurales como puede ser el control público/privado de la renta energética; o la articulación entre subsidios y tarifas para pensar políticas de redistribución. La cuestión central reside en si la descentralización mantiene el esquema de la concentración en la generación y el privilegio de los grandes actores en el sistema eléctrico o sí, por el contrario, se potencian las experiencias público-sociales. Esto último requiere la puesta en marcha de nichos tecnológicos vernáculos, los cuales direccionen una transición hacia concepciones de la energía como derecho, donde las grandes mayorías tengan acceso no solo a su aprovechamiento sino también a su gestión.

8. Capítulo 8: Desarrollo fotovoltaico en San Juan ¿una oportunidad para la transición energética?

En la provincia de San Juan, la problemática energética es de raíz histórica. Ubicada al oeste del territorio nacional, en la región de Cuyo, posee una geografía que corresponde, casi en su totalidad, a un desierto montañoso, con zonas áridas desérticas y semidesérticas, alimentadas por dos ríos principales. Estas condiciones derivaron en una matriz energética cubierta principalmente por complejos hidroeléctricos, pero que aún en la década pasada se presentaban insuficientes para abastecer el total de la demanda, más aún considerando los grandes y recurrentes períodos de sequía que caracterizan el clima local (Gambetta y Doña, 2011). Debido a esta situación, la energía ha sido mayormente importada a través del SIN desde la provincia de Mendoza, generando una histórica dependencia que ha motivado una búsqueda permanente por el autoabastecimiento, exacerbado ahora por el ascenso de las tecnologías de energía renovable.

En los últimos años, la provincia sanjuanina se ha convertido en un polo de enorme potencial para la instalación de emprendimientos renovables, en particular, de energía solar-fotovoltaica. Allí, la radiación solar promedia los 7,5 kWh/m²/día, superior a los 4,5 kWh/m²/día a nivel nacional; y la potencia instalada conectada a la red se incrementó desde cero a 214 MW en ocho años, representando en 2019 el 52% de la capacidad solar a nivel nacional (CAMMESA, 2020). Las razones para ello se fundamentan en tres niveles: a nivel global, la reducción de costos que ha tenido esta tecnología: un 73% desde 2010 (IRENA, 2019); a nivel nacional, los programas de estímulo al desarrollo de renovables –a través de planes como GENREN y RenovAr–; y a nivel local, la calidad del recurso solar; las condiciones climáticas, geográficas y de disponibilidad de tierras; y, fundamentalmente, las políticas desplegadas por el Estado provincial, que desde el año 2010 viene impulsando el *Proyecto Solar San Juan*. Este proyecto busca, a través de su empresa pública Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE) y en cooperación con la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), el “desarrollo integral de la tecnología fotovoltaica y la creación de un polo tecnológico para la Investigación, el Desarrollo y la Innovación (I+D+i)” (Ministerio de Medio Ambiente y Ministerio de Hacienda y Obras Públicas, 2012: 11). Bajo este plan se erige una serie de iniciativas complementarias a la instalación de parques generadores, como la construcción de una planta para la fabricación de paneles operada por EPSE; la adhesión y promoción de la Ley 27.424; y la implementación de una “red inteligente modelo” de distribución eléctrica en la localidad de Caucete, donde opera la empresa Distribuidora Eléctrica de Caucete S.A. (DECSA), organismo hoy dependiente del Estado provincial.

A primera vista, San Juan se destaca entre las provincias por una política concreta, integral y sostenida en diversos actores públicos, los cuales buscan traccionar la transición energética a partir de dominar toda la cadena fotovoltaica, desde la investigación y fabricación de paneles hasta la generación distribuida, las redes inteligentes y la instalación de parques de gran potencia. Si bien a nivel de la enunciación estatal se ha erigido como un asunto de soberanía de primer orden, amparado en un patrón de desarrollo sustentable e industrial verde, cabe preguntarse si estas dinámicas conllevan una transformación social y productiva de mayor envergadura, esto es ¿energía para qué? La provincia se inscribe en un modelo energético-minero particularmente intenso, lo que posibilita calibrar ciertos alcances de la transición. Por otro lado, la presencia de actores privados es abundante en la provincia, no solo en la generación, sino también en la distribución eléctrica, un segmento clave para impulsar la GDER. Entonces, ¿qué rol cumplen los actores privados? ¿Existen conflictos en cuanto al proyecto

provincial? Por último, es claro que el impulso de un polo científico-tecnológico especializado en tecnología fotovoltaica constituye un desafío para desarrollar en plenitud los encadenamientos productivos-valor, pero ¿qué obstáculos se presentan y cuáles se proyectan?

En este capítulo nos proponemos analizar los roles de los distintos actores sanjuaninos y explorar las capacidades sinérgicas entre el entorno político, productivo y el entramado social para traccionar una transición sociotécnica local. Partimos de la hipótesis central de que se ha encarado un despegue de la matriz fotovoltaica a partir de que incentivar actores del mercado, con el fin de alcanzar el ansiado autoabastecimiento, pero la provincia posee condiciones para desarrollar capacidades de renovación tecno-energética asentada en la potencia público-social. El análisis incluye la realización de entrevistas con múltiples informantes clave: funcionarios de la administración pública y el ente regulador, autoridades de las empresas distribuidoras y la empresa energética provincial, e investigadores de la UNSJ vinculados al sector eléctrico y energético (ver Tabla N°8).

Tabla N°8. Actores analizados del sector eléctrico y energético en San Juan, 2019

Organismo	Sigla	Actividad	Entrevistado/a
Dirección de Recursos Energéticos	DRE	Máxima autoridad en materia energética, especializada en electrificación rural	Funcionario/a
Energía Provincial Sociedad del Estado	EPSE	Ente autárquico encargado de administrar los recursos energéticos provinciales	Presidente
Ente Provincial Regulador de la Electricidad	EPRE	Ente encargado de controlar la calidad del servicio, las tarifas y la cobertura	Funcionario/a
Empresa Energía San Juan S. A.	ESJ	Principal empresa distribuidora de energía eléctrica de la provincia	Funcionario/a
Distribuidora Eléctrica de Caucete S.A.	DECSA	Distribuidora de energía eléctrica de la localidad de Caucete	Interventor
Instituto de Energía Eléctrica	IEE	Centro de estudios dependiente de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ)	Investigador/a

Fuente: elaboración propia

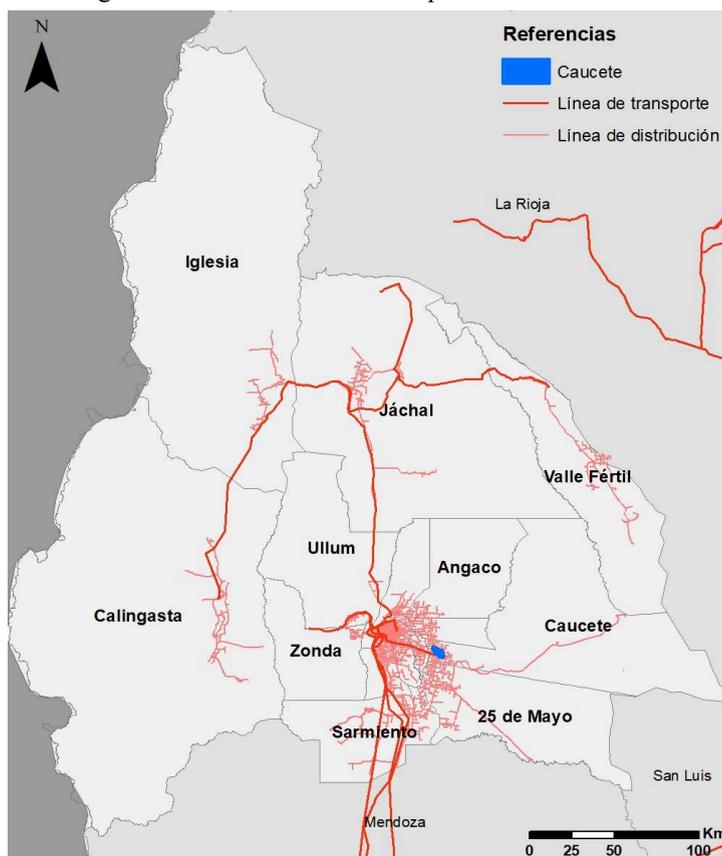
A modo de organizar el texto, el análisis se divide en tres partes: la primera se refiere a las condiciones estructurales del sistema energético provincial y su renovación a través del rol de la empresa pública; inmediatamente se trata el caso de la GDER y los principales contrapuntos, con las empresas distribuidoras y el ente regulador como protagonistas; y, por último, se aborda la experiencia llevada a cabo en el proyecto Red Inteligente Caucete.

8.1 Empresa pública, autoabastecimiento y cadena de valor

La matriz energética sanjuanina ha estado históricamente cruzada por tres condiciones estructurales concatenadas entre sí: déficit en la generación de energía local, alta dependencia de las redes de transporte de energía eléctrica y externalización de recursos económicos locales para solventar los gastos de importación. En este sentido, funcionarios del Estado provincial aseguran que la provincia siempre ha sido dependiente del mercado nacional, y que importar toda la energía encarece los costos de transporte y produce mayores pérdidas, lo que se ha traducido en grandes erogaciones de capital (Presidente EPSE, comunicación personal, 2019). En consecuencia, ya desde la década del ochenta el Estado apunta a la producción de energía propia, fundamentalmente con el aprovechamiento de los recursos hídricos que atraviesan su territorio. El río San Juan es el curso principal y más caudaloso de la provincia, lo que derivó en un primer aprovechamiento en 1988, con la construcción de la Usina Hidroeléctrica Pie de Presa Quebrada de Ullum. Esta cumplía dos funciones: regular el caudal del río para riego agrícola y generar energía por 41 MW de potencia. Más tarde, en 1997, finalizaron las obras de la hidroeléctrica Cuesta del Viento, de 10 MW, ubicada en el cauce del río Jáchal, que abastece parte de las industrias ubicadas en los departamentos de Jáchal e Iglesia (Guido y Carrizo, 2016). Sin embargo, estos desarrollos hidroeléctricos fueron insuficientes para cubrir la demanda provincial, manteniéndose la dependencia de compra al SIN (Guevara, 2004). Este déficit energético estructural naturalmente derivó en una mayor exigencia a las instalaciones operativas, un incremento en los niveles de importación de energía, e incluso, por momentos, la saturación de las líneas de transporte, sobre todo en caso de presentarse una merma en los caudales hídricos, lo que tornó todo el sistema eléctrico vulnerable.

Ante este escenario, análogo a otras provincias del país, la Secretaría de Energía encomendó al Consejo Federal de la Energía Eléctrica, en 2003, el estudio y la elaboración de un plan de obras imprescindibles para el período 2004-2008, con el propósito de superar algunas de las asimetrías existentes en el SIN sobre los sistemas regionales. El Plan Federal de Transporte en 500 kW contempló específicamente la interconexión Mendoza-San Juan –Interconexión Sistema Noroeste–, lo que implicó el levantamiento de una nueva línea que asegurara un doble vínculo con la red nacional, haciendo más confiable su abastecimiento (Alasino, 2011) (ver Figura N°18).

Figura N°18. Red eléctrica de la provincia de San Juan



Fuente: elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (2021)

El plan, finalizado en 2007, fue financiado por el Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (FFTEF), e implicó también el desarrollo de la denominada “Línea Minera”, que comprende una serie de líneas de distribución de electricidad tendidas a lo largo de la cordillera de los Andes para estimular la actividad del sector (Rodríguez et al., 2015). Aunque la actividad minera metalífera en San Juan data de hace siglos, recién en 2004 –con la asunción del gobierno provincial encabezado por José Luis Gioja (2003-2015)– se la asumió como una política de Estado, dando riendas a la actividad megaminera. Las inversiones en exploración y prospección fueron colosales: de \$2 millones en 2003 realizadas por dos empresas, pasaron a ser \$366 millones en 2011, involucrando a 37 empresas, lo que incrementó la demanda eléctrica anual a 2.000 GWh para mediados de la década siguiente (Carrizo et al., 2016). Es decir, la actividad minera, que casi no tenía participación en la década anterior, alcanzó el 15% de la matriz provincial en 2019, ello sin contar aquellos proyectos que aún autogeneran su energía a partir de generadores diésel *off-grid*, que son en su vasta mayoría.

Ya desde su asunción, el gobierno de Gioja vislumbró la necesidad de incrementar una generación local que asegurara el abastecimiento de la actividad extractiva en ciernes, de modo que ese mismo año –2004– fundó la empresa pública EPSE, con el objetivo de promocionar proyectos eléctricos. Entre las primeras medidas de la empresa estuvo el impulso del plan “Sistema de Aprovechamiento Múltiple del Río San Juan”, en el marco del cual se llevaron a cabo dos complejos hidroeléctricos complementarios frenados desde el año 2000: la Represa Hidroeléctrica Los Caracoles en 2009 (125 MW) y Punta Negra en 2015 (62 MW) (Guido y Carrizo, 2016). EPSE tuvo también un rol fundamental en la negociación por el otorgamiento de concesiones mineras y en el armado de planes estratégicos minero-energéticos; por caso, la extensión de las líneas de transmisión para el

abastecimiento de la actividad: el gobierno nacional, EPSE y las empresas que operan en las minas Gualcamayo y Casposo instrumentarían la financiación de dos líneas eléctricas de 132 kW y una de 500 kW, por lo que la expansión de la red cobró impulso con la intensificación de la actividad extractiva; una de las principales actividades económicas de la provincia, junto con la actividad agrícola en el norte de la misma.

En este marco, podemos afirmar que la creación de la empresa pública no estuvo únicamente asociada a revertir el histórico déficit energético que presentaba la provincia, sino también a su rol como socio estratégico para el desarrollo minero, lo que incluyó fortalecer el suministro eléctrico de la provincia en el marco del anillado en 500 KV del noroeste argentino –línea Mendoza-San Juan-La Rioja, para unirse al corredor Salta-Córdoba-San Luis–. En relación a este último, el proyecto incorporó territorios antes aislados y trajo aparejado una notable mejora en la calidad del suministro eléctrico de potencia, tanto en la continuidad del servicio y restitución ante eventuales *blackouts*, como en la estabilidad del mismo (Integrante IEE, comunicación personal, 2019) Por su parte, a pesar de las conocidas consecuencias ambientales de la actividad extractiva, el desarrollo minero se enmarcaría bajo los principios de una “nueva minería” promulgada por la provincia, en sus propias palabras, como “una industria moderna, social, sostenible y respetuosa del medio ambiente” (Ministerio de Minería 2015), donde el vector energético, particularmente la impronta ecológica de la energía renovable también jugaría un rol clave. Aquí debe existir una prudencia sostenida, puesto que no sería la primera vez que las energías renovables actuaran como pantalla para actividades nocivas para el ambiente⁸⁴.

Ya para el año 2010 el gobierno lanzó el Proyecto Solar San Juan, una iniciativa que se fundó como una visión estratégica desde el Estado, cuyo motor era el desarrollo sustentable, el abastecimiento energético y el desarrollo tecnológico a través de la formación de un proceso integral de desarrollo de la tecnología fotovoltaica (Gambetta y Doña, 2011)⁸⁵. La primera obra se realizó en 2011 con la entrada en operación de la planta San Juan I que, con una potencia de 1,2 MW, se erigió como el primer parque solar conectado al SIN. Hasta el día de hoy, la planta funciona no solo como una instalación energética operada por EPSE, también como un centro de investigación y desarrollo especializado en energía fotovoltaica, con sistemas de adquisición de datos, supervisión y control (SCADA), y con una estación de monitoreo meteorológico (Herrera Vegas, 06 de mayo de 2011). La particularidad de esta planta es que combina las tres tecnologías de silicio de mayor participación en el mercado: monocristalinos, silicio policristalinos y silicio amorfo, conectados en inversores independientes, lo que posibilita medir cada tecnología por separado. Con esto, se cubre la gama de posibles tecnologías y se obtienen los datos necesarios para comparar qué combinación es la más adecuada para la provincia y la región cuyana.

⁸⁴ Aunque es posible reducir el impacto socioambiental de la minería, por definición es una actividad que extrae recursos naturales no renovables. Entendiendo a la “sostenibilidad” como la explotación de un recurso por debajo de su límite de renovación, resulta oximorónico catalogar a dicha actividad como sostenible.

⁸⁵ Además de la fotovoltaica, la energía eólica y geotérmica son otras dos fuentes que se evaluaron desarrollar en la provincia. La primera posee una gran potencialidad en las zonas cordilleranas norte y oeste de la provincia, mientras que el recurso geotérmico se encuentra disponible en la zona del Valle del Cura-Despoblados, en el Departamento de Iglesia. Para 2019, EPSE se encontraba llevando a cabo los estudios pertinentes para la evaluación de prefactibilidad técnica y económica. Además, el EPSE tiene un proyecto de biomasa con residuos de la poda, y otro de manejo de residuos sólidos urbanos en Anchipurac. Allí llega el 80% de los residuos del Gran San Juan, el aglomerado más numeroso en cantidad de habitantes de la provincia.

Más tarde, en 2012, gracias a la información recabada por EPSE, nuevos emprendimientos se sumaron a la matriz provincial, pero de propiedad privada: las plantas Cañada Honda I y II-La Chimbera I (7 MW) de la empresa constructora 360 Energy fueron los nuevos nodos de alimentación solar al SIN. El hecho de que estos proyectos fotovoltaicos se hayan realizado en una fase temprana del mercado renovable nacional y en un contexto marcado por los problemas experimentados con el programa GENREN, da cuenta cómo el Estado provincial pudo suplir las limitaciones que presentaban los proyectos basados en los incentivos de mercado, logrando desarrollar un nicho provincial para las nuevas energías.

En entrevista, el hasta entonces presidente de EPSE, Víctor Doña, explicó que la empresa no participa del presupuesto provincial, sino que los proyectos más asequibles son autofinanciados con capitalización a través de la donación de terrenos fiscales (Presidente EPSE, comunicación personal, 2019). No obstante, para los casos de grandes infraestructuras de generación, la empresa actúa más bien de soporte para privados, invirtiendo en infraestructura de transporte y brindando servicios complementarios. Por ejemplo, para el parque fotovoltaico Ullum, el predio más grande de la provincia, con 1.053 hectáreas y 379 MW para desarrollar, la modalidad de trabajo con los privados consistió en que EPSE proveyera: el terreno, el estudio de impacto ambiental, los estudios eléctricos, la conexión con el SIN y, dependiendo del caso, la conexión a la red eléctrica de media y alta tensión. En tanto, los inversionistas debían construir la planta y hacerse cargo de la operación y mantenimiento de la misma⁸⁶.

De este modo, se destaca una política activa para desarrollar el sector fotovoltaico a gran escala en la provincia, la cual emerge desde las dificultades intrínsecas de su sistema energético, pero que se enmarca en las lógicas de mercado más tradicionales, dinamizando el ámbito privado. En este sentido, debe matizarse el rol público en el desarrollo de la matriz solar, donde la propiedad y el control de la renta energética constituyen un campo privilegiado de disputa. Más aun, debemos matizar la correlación entre energía renovable y desarrollo sustentable que enuncia el gobierno de la provincia, pues la nueva energía se muestra solidaria con los procesos extractivos: el 49% de la demanda industrial conectada a la red en 2019 provino de las minas Gualcamayo y Casoso (CAMMESA, 2020); además, EPSE tuvo conversaciones directas con la empresa Barrick para la construcción de un parque eólico y de una planta fotovoltaica en las megaminas Pascua Lama y Veladero, que se encuentran desconectadas del SIN.

Ahora bien, otro aspecto fundamental del proyecto Solar San Juan es que pretende no sólo la generación de energía para autoabastecimiento, sino que también apunta a generar sinergia con el entramado científico y productivo local. En su entrevista, Doña destacó que el sistema provincial se nutre de tres actores claves: el Estado, la empresa energética y el Instituto de Energía Eléctrica (IEE). Este último forma parte de la Facultad de Ingeniería como una unidad de doble dependencia con la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ) y el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), y se destaca por ser uno de los centros de formación en ingeniería eléctrica más importantes a nivel latinoamericano. Su trayectoria está marcada por la capacitación de académicos y profesionales que, en muchos casos, luego aportan al o se desempeñan en el ámbito

⁸⁶ Un aspecto no menor es que, para el desarrollo del transporte, cada agente realiza el pago a EPSE de un canon en función de la energía generada, siendo que, si se adjudica solo una porción de lo licitado, es decir, una porción de la capacidad de transporte, la provincia debe asumir la diferencia en los costos de desarrollo y mantenimiento hasta completar la capacidad de generación de los terrenos licitados.

privado o estatal. Actualmente, quienes dirigen o forman parte de las comitivas en EPSE, las distribuidoras y el ente de regulación, son egresados de este mismo Instituto.

La articulación entre estos tres actores (político-productivo-científico) explica el interés creciente por desarrollar un polo científico-tecnológico provincial en materia fotovoltaica; intenciones que se cristalizan en una propuesta de industrialización a través de la fabricación de paneles solares en un esquema de integración vertical, es decir, dentro de una cadena completa de valor agregado única en Sudamérica. Esta cadena incluye desde la extracción del silicio como materia prima –obtenido del cuarzo disponible en el territorio provincial, lo que marca un interesante encadenamiento productivo con la actividad extractiva–, hasta la obtención de obleas de silicio y las celdas para la elaboración de los paneles para luego abastecer proyectos locales, como residencias, comercios e industrias, así como centrales solares (ver Figura N°19).

Figura N°19. Cadena de valor de la energía fotovoltaica



Fuente: EPSE, “Proyecto Solar San Juan”

Para ello, desde el lanzamiento del proyecto se prevé la construcción de una fábrica especializada, operada por EPSE, que tendría capacidad para producir un total de 235 mil paneles solares por año –equivalente a 71 MW– con más de 90% de contenido nacional (Gubinelli, 09 de marzo de 2015). La producción no estaría dirigida a la venta masiva de paneles, sino a proveer insumos para futuros proyectos provinciales, como el parque Tocota, y para fomentar la GDER. Sin embargo, esta iniciativa ha atravesado numerosos obstáculos: inicialmente la planta se había anunciado para 2015 con su ubicación en el departamento de 9 de Julio, pero luego se determinó que la sismicidad de los terrenos no era apta para las líneas de producción, trasladándose la planta al departamento Pocito. Allí, surgieron nuevos inconvenientes con la titularidad de las tierras, lo que demoró el inicio de obra hasta 2017. Mientras tanto, el plan de construcción se modificó, dividiéndose en tres etapas: el edificio de administración, la fábrica de módulos, y, por último, galpones y líneas de producción, los cuales debían estar operativos para 2020; pero la inestabilidad financiera nacional –fundamentalmente, la devaluación de la moneda nacional– llevó a demorar el proyecto una vez más. Finalmente, para el 2023, la obra de infraestructura se encontraba en un estado avanzado, y la maquinaria había sido importada, previsto para que entrara en operación ese mismo año.

8.2 Debates y pujas público-privadas en torno a la generación distribuida

Como ya se ha visto, la oleada neoliberal supuso una gradual retirada del Estado nacional en la mayor parte de sus funciones, donde el sector eléctrico no fue la excepción: la transferencia de competencias desde la órbita nacional a la provincial fue el mecanismo que acompañó la conformación de un nuevo sistema eléctrico regido por una lógica de mercado y una función estatal reguladora (Azpiazu et al., 2008). Se trató también de un proceso descentralizador que tenía como finalidad la privatización y finalmente la concentración corporativa del sistema. En San Juan, esto se tradujo primero en la creación en 1981 de Servicios Eléctricos Sanjuaninos Sociedad del Estado (SES S.E.), empresa pública que adquirió las instalaciones de distribución pertenecientes al desmantelado Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado. Para esa década, la cobertura de servicios de SES alcanzaba a todo el sistema provincial, con el Valle de Tulum –a excepción de la zona de Caucete–, Ullum, Zonda y los sistemas de generación aislados, ubicados en los departamentos de Jáchal, Iglesia, Valle Fértil y Calingasta. Mientras tanto, en la localidad de Caucete operaba ininterrumpidamente, desde 1938, la Cooperativa de Luz y Fuerza Caucete.

Seguidamente, con la profundización del proceso de reestructuración en la década del noventa, la provincia avanzó con la privatización definitiva del servicio de distribución eléctrica que realizaba SES. A través de una licitación pública internacional en 1996, se adjudicó a Agua Negra S.A., sociedad constituida por las empresas EMEC S.A. y GENER S.A. –a través de su filial argentina GENER Argentina S.A.–, el 90% del paquete accionario de Empresa Distribuidora de Electricidad Sanjuanina S.A. (EDDESA), que un año más tarde se refundaría con su actual nombre, Energía San Juan (ESJ)⁸⁷. En 1999, Agua Negra S.A. contaba con el 100% del componente accionario, y en 2001 fue vendida a la Compañía General de Electricidad (CGE), empresa líder en el mercado eléctrico chileno y controlada por la corporación española Gas Natural Fenosa –hasta 2021, cuando fue adquirida por la estatal china State Grid–. Asimismo, en línea con las políticas nacionales y con los gobiernos provinciales, San Juan crea el Ente Provincial Regulador de la Electricidad (EPRE) –Ley 6.668–, como organismo encargado de regular el servicio de distribución eléctrica, mientras que la Cooperativa de Caucete, al igual que otras cooperativas del país, empezó a experimentar deficiencias en el servicio y problemas financieros, y para 2001 se declaró en bancarrota (Alasino, 2011). El rescate del Estado provincial devino en la creación en 2003 de la empresa Distribuidora Eléctrica de Caucete S.A. (DECSA), una sociedad anónima con participación mayoritaria estatal. De esta manera, el sistema eléctrico provincial de distribución llegó a su composición actual: por un lado, Energía San Juan (ESJ) como empresa privada encargada de abastecer a 235 mil usuarios; y por otro DECSA, como empresa provincial operando en la localidad de Caucete para 11 mil usuarios; ambos servicios regulados por el EPRE.

Este entorno institucional ha tenido una dinámica decisiva en relación con las políticas energéticas provinciales descritas en el apartado anterior, fundamentalmente porque el uso de nuevas tecnologías está estrechamente vinculado a las reglamentaciones de las autoridades locales y a la capacidad y/o interés de los diversos actores que operan en el mercado eléctrico. En particular, la creciente incorporación de energías alternativas ha sido acompañada por numerosos debates y cuestionamientos, asociados a las disruptivas transformaciones que presentan estas tecnologías en nuevas formas de acceso y de gestión de la energía eléctrica. Particularmente, la sanción de la Ley 27.424 fue el resultado de acalorados debates dentro de la Asociación de Entes Reguladores

⁸⁷ El 90% fue adquirido por un valor de US\$63,3 millones, mientras que el 10% restante de las acciones quedaron sujetas al Programa de Propiedad Participada (Porcelli y Martínez, 2018).

Eléctricos (ADERE) y de la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica (ADEERA), que nuclean los organismos locales a nivel nacional. Por el lado de los entes reguladores, el debate estuvo subsumido bajo una tensión nación-provincia y la federalización de los recursos. La propuesta original de la ley fue duramente criticada alegando una invasión absoluta a las potestades jurisdiccionales provinciales, especialmente porque la distribución y el cobro de la tarifa corresponden exclusivamente a la provincia, remitiendo a la distribución de competencias entre el Estado nacional y los Estados provinciales sobre los servicios públicos. Aunque desde el EPRE sanjuanino se esgrimió un “consenso generalizado” para adherir a la ley, las autoridades aclararon que este mercado debe desarrollarse de manera genuina, sin subsidios escondidos: “lo que el ente regulador no puede hacer es atribuir los costos a quienes no se incorporan a un régimen de generación distribuida” (Funcionario EPRE, comunicación personal, 2019). Esto se refiere al tipo de tarifa que se aplica para la compra de energía generada por el usuario-generador. En una primera instancia, la ley contemplaba un tipo de tarifa *net metering*, donde el precio minorista –el que paga el usuario– y el del usuario-generador era el mismo, lo que suponía un margen de ganancia mayor para los generadores, y una carga impositiva y de operación reducida en un número menor de consumidores. Con el tipo de tarifa *net billing* –finalmente adoptado a nivel nacional–, la venta se realiza a un precio mayorista equivalente al que pagan las distribuidoras al SIN, reduciendo los estímulos y evitando que una gran masa de usuarios se convierta en generador. Esta visión del EPRE reduce el alcance de esta opción tecnológica a una valoración meramente económica, obturando su potencial social y político.

Por su parte, el consenso general en ADEERA sobre la GDER no es tal, marcándose un fuerte contraste entre distribuidoras privadas, por un lado, y cooperativas y distribuidoras públicas, por otro. Por ejemplo, mientras que Ricardo Ariasca, titular de la Comisión de Políticas Energéticas de la FACE y gerente de la Cooperativa de Armstrong, afirma que las provincias deberían adherir a la ley (Gubinelli, 06 de junio de 2018), gran parte de las distribuidoras privadas han tenido una baja participación en ADEERA, actuando de manera desarticulada: En entrevista, un funcionario de la empresa ESJ decía: “Hemos visto, extrañamente, defensas poco encendidas en ADEERA con respecto a la generación distribuida (...) No me ha gustado cómo han dejado entrar estos temas” (Funcionario ESJ, comunicación personal, 2019). Una característica particular del segmento de la distribución es su condición de monopolio natural, lo que suprime la competencia y limita el incentivo de la inversión al estricto cumplimiento de las leyes establecidas. Esto significa que las distribuidoras, mayormente, procuran de manera casi exclusiva cumplir con el servicio y maximizar las ganancias, reduciendo la reinversión, traduciéndose en un “envejecimiento” general de la infraestructura eléctrica en las distintas provincias, sobre todo en aquellas que han privatizado la distribución (Azpiazu et al., 2008). En el caso de San Juan, funcionarios de la empresa ESJ aseguran que la regulación para la calidad del servicio en su jurisdicción es más estricta que en otras provincias, lo que ha mermado los ingresos de la empresa, mientras que la adhesión provincial a la ley nacional y el impulso a la GDER es percibida como una eventual amenaza, pues la obliga a compensar su servicio con la generación privada, al tiempo que beneficios indirectos como una generación más cerca del consumo y la reducción de pérdidas no son reconocidas por el EPRE.

En otro orden, la distribuidora ESJ también se consideró perjudicada por el esquema que contemplaba la instalación de un medidor bidireccional para la mensura de entrada y salida de energía. Esta solicitó que la energía consumida y generada sea contabilizada con diferentes medidores, de lo contrario los datos de flujos de entrada y salida se alterarían e impactarían en el cálculo de la tarifa, y finalmente en la rentabilidad de la prestadora del servicio. Para comprender

este conflicto, es necesario entender la composición de las tarifas de electricidad. Esta es la expresión final de tres componentes básicos: el costo del propio insumo –la electricidad–, los impuestos asociados y el Valor Agregado de Distribución (VAD), que remunera el servicio prestado por la distribuidora, sus inversiones y su margen de ganancia. La instalación de un solo medidor bidireccional puede alterar el cálculo del VAD, ya que no es posible determinar la cantidad efectivamente consumida por el usuario desde la red.

Contrariamente a lo descrito, la distribuidora provincial de Cauce DECSA viene experimentando con la GDER desde 2015, a los fines de implementar medidores inteligentes. Un punto para destacar es que quien dirige la empresa, Federico Torres, proviene del ámbito académico, específicamente del IEE, lo que ha generado una fuerte sinergia entre la universidad y la distribuidora. Torres concibe el rol de la distribuidora no solo como una empresa que vende energía, que se preocupa o se ve obligada a preocuparse por la calidad del servicio, sino que considera que “debe tener un rol protagónico con la sociedad e incluirla en el mundo de la energía” (Interventor DECSA, comunicación personal, 2019). En este sentido, pondera el rol social de las distribuidoras, siendo que DECSA, además, participa en el Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER) que lleva adelante la Dirección de Recursos Energéticos (DRE) para el acceso a la energía en zonas aisladas –*off grid*– de la provincia. Un funcionario de esa dirección asegura que la elección de la distribuidora pública se debe a que, al ser del Estado, permite una mayor flexibilidad, mientras que “a las empresas privadas les resulta un negocio poco atractivo” (Funcionario DRE, comunicación personal, 2019)⁸⁸.

De esta manera, las pujas internas en torno a la reglamentación de la ley de generación distribuida alumbran una tendencia que se puede extrapolar al escenario nacional, con una mayor resistencia al cambio por parte de actores privados surgidos en los noventa, y una mayor receptividad por el lado de distribuidoras locales públicas y cooperativas. Este contraste se refuerza aún más cuando hablamos de proyectos de Investigación, Desarrollo e Innovación (I+D+i) en tecnologías energéticas, donde la componente económica se diluye frente a objetivos comunes por fuera de las lógicas del mercado, como se verá a continuación.

8.3 Ciencia, industria e inclusión socio-energética en Cauce

Las redes eléctricas inteligentes (REI), o *smart grids*, constituyen por definición una transición tecnológica que conjuga la red eléctrica tradicional con nuevas tecnologías digitales de información y comunicación (Goulden et al., 2014; Guido y Carrizo, 2016). En San Juan, desde 2015, el IEE lleva adelante el proyecto *Red Inteligente de Distribución Cauce*⁸⁹, cuyo fin es realizar investigación aplicada para el desarrollo tecnológico y la implementación de una REI modelo, transformando parte de la red actual de distribución local en una red inteligente que permita establecer patrones de generación y consumo más eficientes, lo que se traduce en un uso más racional y económico de la energía (Facchini et al., 2011). Prevé la instalación de equipamiento solar fotovoltaico, esquemas avanzados de telemedición y almacenadores de energía. Al 2020, el proyecto contaba con tres instalaciones fotovoltaicas residenciales, dos comerciales y una para bombeo de

⁸⁸ Además de instalar equipos de generación fotovoltaica, la DRE coordina con DECSA la extensión de la red de distribución para llegar a la población rural con cableado. Actualmente, son 700 km de líneas de media tensión que abastecen a 2.500 familias, cuya infraestructura pertenece enteramente a la provincia y no integra la base de capital de las distribuidoras.

⁸⁹ Véase: <https://iee-unsjconicet.org/reid/>

agua –estas iniciativas se llevaron a cabo sin el incentivo económico establecido por la tarifa *net billing*–.

Los motivos que llevaron a los integrantes del IEE a la elección de la localidad de Caucete como emplazamiento para el proyecto tienen que ver con la posibilidad de aumentar el alcance de la red a más de 11 mil usuarios de los sectores residencial, general y de grandes demandas –gubernamentales, comercios, industrias y riego agrícola–, pero fundamentalmente a la presencia de la distribuidora local DECSA, cuyo carácter estatal facilitó la articulación local y con los integrantes del proyecto. El aporte de la distribuidora fue clave en todo el proceso, ocupándose de la toma de datos y el mantenimiento de los equipos con su personal especializado en energía solar, destacándose la vinculación de varios integrantes de DECSA al ámbito científico-académico, generando sinergia positiva para con el desarrollo del proyecto. Asimismo, también fue clave el apoyo del gobierno provincial, siendo que el financiamiento provino mayormente de la Fundación del Banco San Juan y de la UNSJ, así como también de la DRE y EPSE. Con todo, se destaca el carácter público de los actores como aspecto facilitador del proyecto.

Tal como lo hemos desarrollado, esta iniciativa puede enmarcarse dentro de la teoría de la *gestión estratégica de nichos* (Schönberger, 2013; Hansen y Coenen, 2014), entendido como un espacio protegido para la experimentación de tecnologías prometedoras y donde las reglas y los incentivos difieren de las reglas de mercado. En este caso, la proximidad espacial facilita la creación de un marco institucional común, la compensación de la incertidumbre del mercado, los procesos de aprendizaje e innovación y el uso conjunto de recursos espacialmente ligados. Aquí también se mezclan diversas visiones complementarias: por un lado, el área dirigenal de DECSA plantea el proyecto como un modo de ir desfosilizando su consumo, de obtener un mayor conocimiento sobre el funcionamiento de su red y los hábitos de consumo, e ir incluyendo al conjunto de la sociedad en la temática (Interventor DECSA, comunicación personal, 2019). Por su parte, los integrantes del IEE conciben al proyecto del mismo modo que la distribuidora, pero a su vez la experiencia les resulta particularmente atractiva por la potencialidad que posee para traccionar la descentralización y desconcentración de la energía (Integrante IEE, comunicación personal, 2019). Esta simbiosis entre la distribuidora pública y el sector académico constituye la piedra angular que sostiene la apuesta por un nuevo modelo energético, modelo que la distribuidora privada no concibe de modo alguno.

En otro orden, los espacios protegidos pueden inducir también a las empresas a brindar oportunidades para el desarrollo de relaciones entre usuarios y proveedores y otras redes, generando un espacio para que evolucione una nueva industria (Kemp et al., 1998). En este sentido, el proyecto de Caucete tiene una política expresa de apostar por los proveedores locales y generar así un circuito de experimentación y desarrollo de raíz nacional. En telemedición se incorporaron las firmas nacionales Discar y SMC, mientras que, para los paneles fotovoltaicos, la articulación con EPSE y su futura fábrica será determinante para la escalabilidad del proyecto. Doña ha destacado que el fin de la fábrica no es la producción masiva de paneles para su inserción en el mercado global, sino para abastecer proyectos locales.

Otro aspecto interesante a observar en Caucete es cómo la innovación en nichos tecnológicos posibilitó el paso de un modelo lineal en el que la transferencia del conocimiento se daba en un flujo unidireccional, desde la investigación básica a la introducción de conocimientos al mercado, hacia un modelo más complejo que prevé también un flujo inverso e interactivo entre cada uno de sus eslabones, desde la empresa hacia la academia (Hewitt-Dundas, 2012). El proyecto planteó un

profundo diálogo entre la universidad y los actores que operan en el servicio eléctrico local, lo que incluyó la necesidad de interactuar con los usuarios y los trabajadores de la distribuidora. Prestando especial atención a los primeros, el trabajo del área comunicacional buscó mermar las incertidumbres de los ciudadanos cauceteros a partir de la puesta en conocimiento en talleres y campañas de sensibilización del trabajo llevado adelante, además de motivarlos a la participación y al compromiso con el proyecto, brindándoles capacitación y herramientas que les faciliten realizar un uso eficiente y racional de la energía eléctrica. Por el lado de los trabajadores, la capacitación de personal técnico de DECSA en instalaciones solares también constituyó otro eje de trabajo.

En suma, la experiencia en Caucete se presenta como un proceso de transferencia tecnológica cuyo fin es la democratización de la energía, esto es, involucrar al conjunto de la sociedad en una temática siempre confusa y poco transparente. Así como el consumo eficiente de la energía es hoy uno de los grandes retos sociales para desarrollar economías más competitivas y sostenibles, también lo es el acceso a la información. En los hechos, el futuro necesariamente traerá una mayor imbricación entre tecnologías de la información y energías renovables, constituyendo un campo de disputa entre la propiedad pública y la acumulación privada. Aquí, Caucete se presenta como un laboratorio para repensar y debatir el dominio público-social de la tecnología energética porvenir, esto es, una transición asentada en la fortaleza de las firmas públicas y en su vínculo con el entramado de la sociedad civil, pero que todavía debe expandirse localmente y, en un futuro cercano, debe ser posible de replicarse bajo nuevos parámetros sociales, pues si no constituirá una experiencia piloto de limitado alcance.

El plan en el que se enmarca el proyecto pretende habilitar en el corto-mediano plazo más casas solares en el departamento de Caucete, a través del Instituto Provincial de la Vivienda (IPV), y en el largo plazo extenderlo a otros departamentos de la provincia. Para ello, los desafíos que hoy se vislumbran son múltiples: por un lado, la financiación es una problemática siempre presente en proyectos de experimentación en nichos tecnológicos, que en este caso dependerá en gran medida de que se mantenga la mancomunidad pública en torno al proyecto; y por otro lado, el grado de penetración que tenga la GDER en la provincia, donde tres actores serán claves: el EPRE, en la definición de la tarifa y los incentivos; el EPSE, con sus recursos técnicos y como proveedor de paneles; y la ESJ, fundamentalmente pensando en la posibilidad de extender la iniciativa al resto de la provincia. Esto último nos invita a repensar la trascendencia de los servicios públicos y el rol que debería tomar el Estado, sobre todo en el servicio eléctrico, pues su evolución se perfila estratégica en los próximos años.

8.4 Recapitulando: luces y sombras de la transición energética sanjuanina

La innovación y el desarrollo avanzan a ritmos diferentes creando nuevas posibilidades en un mosaico heterogéneo de trayectorias territoriales. La experiencia histórica demuestra que la acción de insertar ciencia y tecnología en la trama misma del desarrollo significa saber dónde y cómo innovar. El punto saliente en San Juan es que no existe un entramado de generadores locales o una presión denodada del sector fósil que atente contra el ingreso de las energías renovables, como podría suceder en provincias tradicionalmente ricas en hidrocarburos, sino que, en todo caso, el gobierno provincial percibe cómo debe destinar recursos económicos que terminan en otras jurisdicciones productoras de energía. Aquí, la apuesta hacia la energía fotovoltaica se articula fuertemente a través de dos ejes o escalas: a nivel

provincial, con la empresa pública de energía –EPSE–, la instalación de grandes emprendimientos solares privados y el desarrollo de un polo tecnológico de fuerte vinculación con sus capacidades científico-productivas; y a nivel municipal, con la experimentación de una infraestructura inteligente de escala reducida en Caucete, donde opera la distribuidora estatal DECSA.

En línea con la perspectiva sociotécnica, la falta de apoyo práctico e inmaterial de la política y la administración local en muchos lugares tiene un efecto inhibitorio para la puesta en marcha proyectos energéticos descentralizados. A menudo son las personas clave las que no están de acuerdo, en otras ocasiones son las estructuras organizacionales y el reparto del poder. En este caso, la visión estratégica del Estado provincial y las miradas del EPSE, la UNSJ y la distribuidora DECSA se vinculan y conviven mayormente sin tensiones en cuanto al proyecto general. El combate al cambio climático y la baja de emisiones de CO₂ es un anhelo compartido, así como la experimentación tecnológica hacia un nuevo patrón de generación y distribución inteligente de energía. Por el contrario, actores surgidos de los procesos privatizadores de los noventa, como la distribuidora Energía San Juan y el Ente Regulador, son más reticentes a un cambio en los modelos de gestión de la energía. El contraste entre las distribuidoras se hace más evidente si tomamos en cuenta el rol que ha asumido DECSA en el impulso del proyecto Red Inteligente Caucete; en la comunicación social de la tecnociencia; en la explicación y difusión de los conocimientos al público no especializado; y en la extensión de las líneas de distribución en áreas rurales y el programa PERMER. Es claro que la condición de la distribuidora como empresa pública y dependiente del Ministerio de Infraestructura explica el interés y facilita la coordinación e implementación de estos proyectos, los cuales serían difícilmente conducentes bajo una lógica puramente mercantil.

No obstante, más allá de los alentadores procesos sinérgicos entre el ámbito municipal y provincial, y entre los sectores político, científico y productivo, estos aún se presentan insuficientes para encarar una transición integral en la provincia. En la articulación entre políticas públicas y la dinámica de la empresa provincial y los diversos actores persiste un nudo clave a destrabar. En primer lugar, el EPSE se maneja en su gestión de un modo semejante al que lo haría una empresa privada, sin manifestarse en su cotidianeidad como pública ni con grandes aperturas para con la sociedad; al contrario, se presenta como un facilitador para los emprendimientos fotovoltaicos privados, y con una fuerte retroalimentación con las empresas mineras. En relación a esto último, el consumo energético provincial creció a la par que lo hacía la minería, actividad que suele tener cuestionamientos ambientales inversos a las bondades que traería la energía renovable, lo que responde a nuestra pregunta inicial de “¿energía para qué?”. En este caso, la correlación entre renovables y desarrollo sustentable no se comprueba, sino todo lo contrario. En segundo lugar, el sistema tarifario aplicado por el EPRE para la promoción de la GDER no pareciera ser lo suficientemente atractiva, sumado también a ciertas trabas ejercidas por la distribuidora ESJ, de la que dependen la mayor parte de los usuarios, lo que plantea un desafío en el avance de esta aplicación tecnológica. Y, en tercer lugar, se debe tener en cuenta que, para el desarrollo de la GDER, y sobre todo para un proyecto como el de Caucete, la financiación es clave. Aunque para la adquisición de medidores inteligentes y de fuentes renovables de generación la iniciativa ha contado con instituciones que lo han apoyado, estas aún se muestran insuficientes para la escalabilidad del proyecto. Una solución viable se presenta con la aplicación de incentivos tarifarios y la puesta en marcha de la fábrica de paneles, lo que podría reducir las limitaciones que actualmente existen relacionados al financiamiento de los equipos y la falta de servicio técnico especializado.

Ante este escenario, el punto más destacable de la transición sanjuanina no pareciera situarse en los proyectos de generación y cambio de matriz, sino más bien en las capacidades público-sociales para su renovación tecnológica. Entre otras cosas, influyen en el compromiso y voluntad de cooperación de los actores provinciales. La disponibilidad de conocimiento y *know-how* es un requisito previo para una evaluación realista y una implementación práctica de las posibilidades regionales existentes para la expansión de las energías renovables. Para la toma de decisiones, también resulta indispensable facilitar y ampliar el acceso a nuevas tecnologías que brinden información precisa y actualizada de los diferentes recursos y consumos energéticos. En San Juan, el sistema científico-tecnológico tiene la posibilidad de contribuir ampliamente con sus capacidades, ideas e innovaciones al sistema productivo, así como también el servicio de distribución eléctrica podría retroalimentarse de ellos para desarrollarse de manera eficiente y competitiva, y la industria local convertirse en proveedores de componentes más complejos. Un aspecto nodal de la transición es incorporarse a cadenas de valor tecno-energética, y un camino posible es gestar entramados productivos locales y diseñar nichos a los cuales volcar la producción. Pese a los contratiempos, el EPSE mantiene el proyecto de una fábrica local vigente, lo que podría ser clave para futuros proyectos públicos y para fomentar la GDER.

Reafirmamos la idea de que la escala provincial y local son dos espacios claves donde puede emplazarse una transición energética justa, donde la apuesta por las energías renovables y distribuidas, independientemente de su escala, podrían alimentar una industria verde, más intensiva en mano de obra, tecnología y conocimiento que la industria fósil o renovable a gran escala, y que no se limita solo a las etapas de desarrollo e instalación, sino que es importante también en términos de operación y mantenimiento. Las innovaciones a nivel de nicho no solo tienen que ser innovaciones técnicas, sino que también pueden tratarse de nueva legislación, nuevos métodos organizativos, nuevos proyectos, conceptos o ideas. Particularmente la GDER es un modelo que se adapta a las condiciones locales, pudiendo gestionarse y reeditar en beneficios económicos directos a la sociedad, lo que plantea el desafío de la apropiación local del conocimiento.

9. Capítulo 9: Transición energética en Santa Fe ¿provincia promotora o transformadora?

Si hablamos de una transición energética a nivel provincial, quizá Santa Fe sea la jurisdicción argentina que más haya avanzado en materia regulatoria. En 2005 se convirtió en la primera provincia en fomentar decididamente los recursos renovables –Ley 12.503–, y de igual forma lo hizo en 2013, habilitando la GDER y el autoconsumo –Resolución 442–. También fue pionero en impulsar la modernización de su flota de transporte público a partir de la utilización de biocombustibles –Programa Provincial de Uso Sustentable de Biocombustibles–, de lo cual es uno de los distritos productores más importantes; y espera serlo con la electromovilidad también –Ley 13.781/18–. Por si esto no fuera suficiente, la jurisdicción además estimula la economía circular a partir de la utilización de residuos y biomasa para la generación de energía en los miles de establecimientos agrícolas que pueblan su territorio –Plan Provincial de Economía Circular–; y apunta a la instalación de energía solar térmica para reemplazar el consumo de gas de red y en garrafas –Programa Un Sol para tu Techo–. Con todo esto, el Estado provincial despliega un marco legal y una narrativa verde que promueve de manera decidida el autoabastecimiento, la descentralización y la eficiencia a partir de fuentes renovables.

Esta situación se corresponde con un contexto y unas características propias de la provincia. Por un lado, ocupa la segunda posición a nivel país en Producto Bruto Interno (PBI) y en consumo de energía eléctrica (9,37%) –en ambos casos solo detrás del conjunto Ciudad y provincia de Buenos Aires–, al tiempo que es uno de los distritos con más bajo nivel de generación eléctrica local. Es decir, para abastecer a su sistema productivo, la provincia debe comprar toda la energía, sea eléctrica o fósil, fuera de sus límites. Por otro lado, en Santa Fe también sobresale una potestad pública mucho más marcada que en otras jurisdicciones, aspecto sobre el cual la división de la propiedad y distribución de la renta se vuelven relevantes. La máxima autoridad del área energética es la Empresa Provincial de Energía (EPESF), empresa pública que propicia ampliamente la generación de energía renovable y, además, es propietaria de la red de distribución provincial –a diferencia del caso sanjuanino–, lo que conlleva mayores posibilidades de incursionar en la GDER. Las cooperativas eléctricas también comprenden actores de relevancia en el territorio santafesino, donde operan 59 entidades y 3 comunas, los cuales prestan los servicios de distribución a 160 mil usuarios, esto es, el 8.41% del consumo final de la jurisdicción.

En este último capítulo, buscamos descifrar las claves del escenario energético santafesino y las posibilidades de cambio que brindan los actuales procesos de incorporación de fuentes alternativas. En particular, analizamos los componentes propios de una transición energética justa: descentralización, desconcentración y democratización del sistema. Nos preguntamos ¿cómo se maneja la transición desde la empresa provincial? ¿Es la GDER una opción válida para transformar el sistema local? ¿Existen opciones económicamente viables para que las cooperativas y otros actores público-sociales incorporen generación renovable bajo su gestión? Tanto el rol de la EPESF como agente promotor de nuevas energías, como el de las cooperativas con sus posibilidades de hacer la transición de una organización proveedora de servicios a una organización generadora de energía, son dos ejes fundamentales para evaluar el alcance de una transición justa en la provincia. Especialmente, las cooperativas, como hemos mencionado, tienden a alinearse cada vez más en su misión de convertirse en proveedores de una energía más sostenible y proporcionar un flujo de ingresos local que estimule la actividad económica interna, destacándose la experiencia llevada a cabo por la

Cooperativa de Obras y Servicio Públicos y Crédito Ltda. de Armstrong (CELAR), pionera a nivel nacional, que desde 2013 apunta a instalar un sistema de distribución basado en redes inteligentes y microgeneración.

Replicando la estructura del capítulo anterior para el caso de San Juan, el texto a continuación se organiza en tres apartados, partiendo de una caracterización del marco energético provincial santafesino y el rol de la empresa pública; seguido de un abordaje del accionar de las cooperativas; finalizando con el caso particular en la localidad de Armstrong.

9.1 El predominio público y sus contrariedades

Más allá del auge privatizador desatado en los noventa que alcanzó a la mayoría de las jurisdicciones subnacionales, el régimen de prestación del servicio de distribución en Santa Fe no sufrió modificaciones estructurales. De acuerdo con Azpiazu et al. (2008), su permanencia bajo la órbita pública fue el resultado de una activa movilización del sindicato de Luz y Fuerza y de distintas organizaciones civiles, lo que habilitó un mayor control del conjunto del sistema eléctrico local. La distribuidora es la encargada de comprar la energía al SIN, de abastecer a cooperativas, Grandes Usuarios y usuarios cautivos, y tiene ciertos márgenes para determinar las tarifas en su territorio, aspectos estratégicos que posibilitaron la promoción de numerosos planes y programas beneficiosos para el entramado socioeconómico y productivo de la provincia.

El peso de la empresa pública en la economía santafesina es otro aspecto relevante: la distribuidora consume el 10% de lo que se comercializa en el MEM, posicionándose como la tercera más importante del país, para lo que maneja un abultado presupuesto anual que se acerca a los US\$1 mil millones. En un relevamiento de los principales grupos empresariales del sector energético realizado por Bertinat y Kofman (2019), el ente se ubica en el noveno puesto de facturación para el año 2017, sólo detrás de petroleras transnacionales como Shell, Axion Energy, Pan American Energy, Total Austral, y las nacionales YPF y Pampa Energía. Si nos remitimos exclusivamente al sector eléctrico, la EPESF fue únicamente superada por la italiana Enel que, entre otros activos, controla Edesur y numerosas generadoras.

El hecho de que Santa Fe sea una de las jurisdicciones más electrointensivas a nivel nacional y que carezca de una generación propia, explica en cierto modo los elevados montos con los que se maneja la distribuidora; así como por qué el Estado ha avanzado en una política firme y sostenida de incorporación gradual de energías renovables. La EPESF fue creada a fines de 1986, bajo la Ley 10.014, con el objetivo de promover desarrollos de generación eléctrica en la provincia, cuyos primeros esfuerzos se remontan a 1991, cuando su Grupo de Estudios Energéticos comenzó a elaborar un plan tentativo para suministrar energía por medio de sistemas fotovoltaicos. El plan se inició en zonas alejadas de la red eléctrica provincial, con la aplicación de energía solar térmica y cocinas solares; más tarde, tuvo lugar la recuperación de aceites vegetales usados para ser empleados como materia prima en la producción de biodiésel, en el uso del metano producido en los biodigestores que procesan efluentes de la cría de ganado porcino y en el uso de la biomasa para calefacción.

La sanción de la Ley 12.503 en 2005 estableció el marco legal necesario para el desarrollo del sector renovable, de modo que Santa Fe se convirtió en la primera provincia en legislar sobre la temática. También fue la primera en lanzar una licitación de compra de energía limpia de largo plazo, con

condiciones similares a las establecidas bajo el programa nacional RenovAr. En relación a esto último, la provincia planteó en 2019, a través de la EPESF, la compra de 50 MW distribuidos en ocho parques solares de 5 MW; y un parque eólico en Rufino de 10 MW, cuya licitación estableció contratos a 20 años, garantías del Banco de Santa Fe y prioridad de despacho, con precios máximos de US\$80 por MWh para emprendimientos solares y de US\$82,5 para eólicos, más caros que los definidos en el programa nacional, pero por debajo de lo que EPESF paga por la generación a base de gasoil importado (Fenés, 12 de febrero de 2019). Con estos proyectos, la provincia no sólo buscaba ahorrarse aquella diferencia monetaria, sino que también apuntaba a estimular la generación de empleo y la cadena de proveedores locales, así como estabilizar la red de distribución en puntos que tenían falencias técnicas. En este sentido, la concepción de la contratación pública se prestó como un instrumento de direccionamiento de la política pública, más que como un simple medio para adquirir bienes, pero donde el precio de adjudicación prevaleció como criterio de la oferta más conveniente, sin considerar aspectos socioeconómicos de los proyectos.

Más allá de que el programa no logró avanzar como se esperaba, esta política deja al descubierto una dinámica que tiene a la EPESF como protagonista excluyente del devenir del sistema provincial. Si bien su salud económica le permitiría avanzar de manera autónoma hacia un desarrollo del segmento de la generación, la regulación nacional no permite a distribuidoras participar en ese mercado. Por ello, son las empresas privadas, incluso una perteneciente al sindicato eléctrico, las que participaron de las subastas de la EPESF (Integrante EPESF, comunicación personal, 2019). Para lograr una participación estatal, el gobierno provincial creó en 2017 ENERFE, una Sociedad Anónima con Participación Mayoritaria del Estado provincial (SAPEM) destinada a desarrollar los sistemas de gas, pero que actualmente se está expandiendo al sector renovable. Si a esto le sumamos que la distribuidora cobra un VAD que ronda el 40% de la factura, muy superior al promedio nacional, es posible vislumbrar una estructura de beneficios consolidada en torno a la empresa pública que se traduce en un manejo autárquico, casi corporativo de la misma. En esta línea, la jurisdicción no cuenta con ningún balance provincial público, así como carece de transparencia y visibilidad de datos e información sobre su sistema eléctrico, un síntoma que sufre el mismísimo gobierno provincial que no cuenta con ellos de manera clara (Secretaría de Energía de Santa Fe, comunicación personal, 2018). Al respecto, desde la Secretaría están incorporando a la encuesta permanente de hogares preguntas vinculadas al área energética, para poder así desentrañar el tipo de consumo, pero no se mencionó la existencia de un intento más ambicioso de contar con datos duros de carácter macro. Es claro que este vacío es funcional a la reproducción de los actores y las situaciones existentes en el campo eléctrico provincial.

Por su parte, el programa RenovAr contó con escasa participación de la provincia, donde la adjudicación alcanzó apenas los 31,7 MW de potencia distribuidos en 12 proyectos de biogás y biomasa, aprovechando una matriz productiva fuertemente arraigada a la producción agropecuaria y su procesamiento industrial. En este sentido, Santa Fe concentra una porción importante del complejo oleaginoso nacional con la producción de maíz, girasol, pero sobre todo de soja, que alcanza una participación del 60% en la producción de granos local y posiciona a la provincia como la principal productora y exportadora de biocombustibles –en 2016 Santa Fe exportó 2,1 millones de toneladas, alcanzando una participación del 79% del total nacional (Ministerio de la Producción de Santa Fe,

2018)⁹⁰-. Además, la provincia es la primera exportadora de productos cárnicos y produce el 25% de la leche del país. Esto explica en cierta medida la visión del Estado local centrada en cerrar los circuitos productivos de desechos de producción agropecuaria, que podrían utilizarse para sistemas a partir de biomasa; o residuos de agroindustrias, especialmente tambos en la cuenca lechera, integrables a la producción de energía eléctrica y térmica mediante centrales a biogás. En efecto, empresas del sector agroindustrial y electrointensivo naturalmente se interesaron por el desarrollo de fuentes renovables, lo que genera interrogantes en torno a los posibles impactos del nuevo eslabonamiento entre la producción masiva de alimentos y la generación de energía⁹¹.

La baja participación de proyectos solares y eólicos se explica, en parte, por recursos que apenas alcanzan el promedio nacional –la insolación diaria en el plano horizontal es en promedio de 4,5 kWh/m²–, por lo que el potencial de estas fuentes en territorio santafesino se circunscribe más bien a la generación en baja potencia. Pese a ello, su aprovechamiento tiene beneficios económicos importantes: la construcción en 2015 de una planta fotovoltaica de 1 MW de potencia propiedad de ENERFE en la localidad de San Lorenzo –la de mayor dimensión en la provincia– le significaría a la EPESF un ahorro de 270 toneladas al año de petróleo o combustibles equivalentes (El Ciudadano Web, 31 de mayo de 2015). Incluso, la propia distribuidora y máxima autoridad pondera la proliferación de estos emprendimientos tanto de manera privada como pública o comunitaria, pues le “resulta preferible miles de usuarios produciendo que una sola empresa que se apropie de toda la ganancia” (Integrante EPESF, comunicación personal, 2018).

En 2016 y hasta 2020, el programa Prosumidores –Decreto 1565– se erigió como régimen local para el fomento a la generación en baja potencia, en línea con los objetivos previstos por la Ley Provincial 12.503 y la Ley Nacional 27.191, pero cuyo método de compensación, a diferencia de lo determinado al año siguiente (2017) por la Ley Nacional 27.424, estableció una tarifa promocional de \$5,50 kWh para la energía inyectada a la red con una vigencia de ocho años, momento a partir del cual se continúa reconociendo el costo de la energía generada pero al precio estacional que la EPESF paga en el MEM. Esta ventaja comparativa respecto a otras jurisdicciones podría verse como un salto sustancial en la transición santafesina, si no fuera por un elemento central ya mencionado: buena parte del programa *feed in tariff* se alimenta de un impuesto irrisorio fijo en pesos –alrededor de \$5 (en torno a los US\$0,10 a costo de marzo de 2019)–, que, de acuerdo con lo establecido por la Ley 12.692, pagan todos los usuarios de la provincia por igual. En este sentido, la Ley no diferencia entre pequeños y grandes consumidores a la hora de cobrar el impuesto, sino que son todos los usuarios –a excepción de los que tengan tarifa social– los que financian. Esto, naturalmente limitó los recursos disponibles del programa e impactó en su alcance, por caso, el cupo para obtener el beneficio era de 100 proyectos por año y no era posible inyectar más de tres meses seguidos por sobre el 60% del consumo; además, la tarifa promocional no tuvo durante mucho tiempo un parámetro de indexación, reduciendo el margen de beneficios (Arraña et al., 2020).

⁹⁰ El carácter estratégico de esta actividad se hace evidente con sólo mencionar que Argentina es el tercer productor mundial de soja y lidera tanto la producción de aceite de soja como su exportación en forma de biodiésel.

⁹¹ Un caso relevante es el del conglomerado Vicentín, una de las principales empresas aceiteras y oleaginosas, que adjudicó tres proyectos de biogás, aunque en dos de ellos no avanzó. La Central Térmica a Biogás Avellaneda, que utiliza la vinaza de maíz como materia prima, es compartida con la firma Industrias Juan F. Secco, que desarrolla y fabrica soluciones en materia de compresión de gas, equipos de metalmecánica y equipos de superficie de petróleo. Además, Vicentín firmó un contrato MATER en 2019 para comprarle energía eólica a la estadounidense AES.

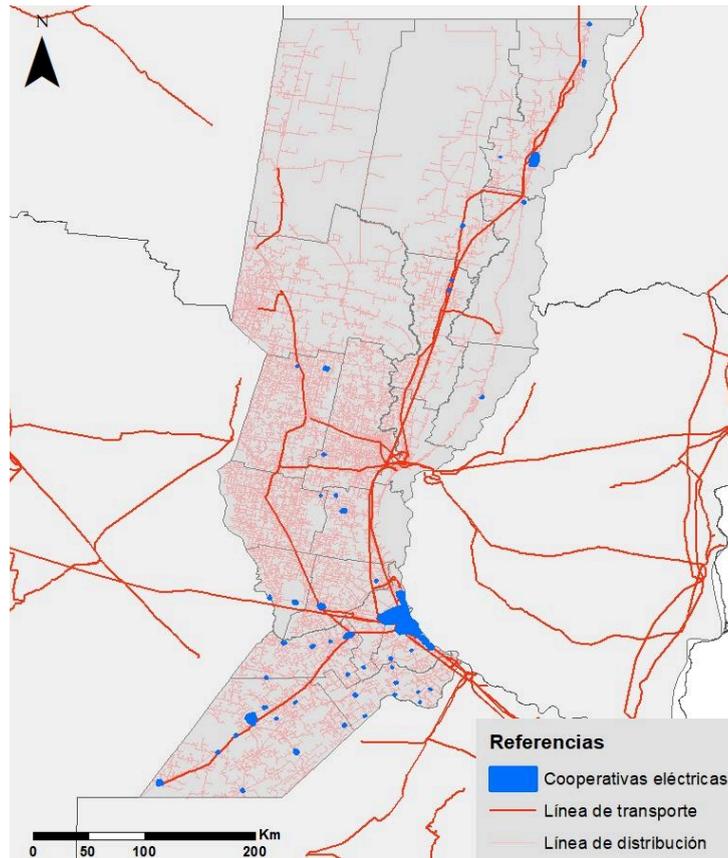
En definitiva, la forma indiscriminada en que se ha financiado el programa Prosumidores y la opacidad en el manejo de las finanzas de la EPESF, son síntomas de la ausencia de una política integral de la provincia que apunte de manera estructural y robusta a la disposición de recursos para llevar adelante la transición. Persiste allí, una problemática fundamentalmente vinculada a la articulación entre renta y sector público.

9.2 Las posibilidades del cooperativismo provincial

Las cooperativas eléctricas santafesinas tienen a su cargo el servicio en 60 localidades, cuya energía la adquieren de la EPESF y la distribuyen en sus respectivas localidades, teniendo entre sus usuarios clientes residenciales, comerciales e industriales –además de que proveen de energía a servicios de electrificación rural próximos– (ver Figura N°20). La particularidad medular de esta forma de organización reside en que es de carácter local, territorial y que cada uno de los usuarios, sean más pequeños o más grandes, son sus propietarios. De acuerdo con la Alianza Cooperativa Internacional (ACI), se constituyen como una asociación autónoma de personas que se unen voluntariamente para satisfacer en común sus necesidades y aspiraciones económicas, sociales y culturales, por medio de una empresa de propiedad conjunta y controlada democráticamente⁹². En efecto, su principio básico se opone a la lógica de competencia y establece una lógica fundada en relaciones de colaboración entre sus integrantes y con otras instituciones similares. Incluso, de acuerdo con la legislación argentina, no tienen permitido la obtención de ganancia, y de tenerla, se debe reinvertir.

⁹² Véase: <https://www.ica.coop/es>

Figura N°20. Red eléctrica de la provincia de Santa Fe



Fuente: elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (2021)

Esta diferencia en favor de las cooperativas tiene un valor agregado en relación a las empresas convencionales, incluso puede aparecer como una ventaja competitiva para que el movimiento cooperativo recupere sus capacidades como generador de energía, pues este modelo es el que ha primado en Europa hasta no hace mucho para la implementación de proyectos eólicos (Bermejo, 2013). En ese caso, su funcionamiento es sencillo: los socios otorgan un préstamo a la cooperativa y reciben a cambio intereses atractivos, siendo la cooperativa propietaria legal y económica de las instalaciones; mientras que una parte de las ganancias fluye a cancelar los préstamos, otra porción va a parar a un fondo para nuevos proyectos locales consensuados entre los miembros. Por lo general, se ha aplicado el esquema “un hombre, un voto”, pero el control también puede ser proporcional a la participación o al tipo de membresía. En Argentina, la participación se define por si se es usuario, indistintamente del porcentaje de acciones o del capital acerado, de manera que todos los que cuentan con el servicio eléctrico son propietarios en igual medida de los proyectos impulsados por la cooperativa.

El hecho de que la generación de energía vuelva a representar un factor preponderante en el servicio que prestan las cooperativas son ciertas y probables, y se expresan en programas de alcance nacional como el mencionado proyecto Generación Eléctrica de Cooperativas Integradas (GECI), iniciativa promovida en 2007 de forma mancomunada y solidaria en el ámbito de la FACE. Este busca la utilización preferencial de recursos energéticos regionales, renovables y no contaminantes, a través de vinculación entre las entidades participantes. En el ámbito provincial, ya en 2001, un convenio entre la EPESF, la Cooperativa Eléctrica Limitada de Rufino y la Universidad Tecnológica Nacional (UTN), dio paso a la primera experiencia eólica de baja potencia en la provincia, cuyos resultados

motivaron la presentación de un programa para medir vientos en altura –60 metros o más–, años más tarde. Esto permitió identificar hacia 2013 un potencial de 25 MW para aquella localidad y valores muy cercanos en Venado Tuerto y Las Rosas –en general, la zona sur de la provincia–, destruyendo el mito de que Santa Fe era “un territorio sin vientos” (Fenés, 16 de octubre de 2014). Asimismo, en Venado Tuerto, desde el 2002 la Dirección de Energías Renovables desarrolla un programa que articula actores estatales, cooperativa, empresas y escuelas en pos de la promoción de energías alternativas. Entre sus logros, creó la Red de Escuelas y la Maestría en energías renovables con la UNR; y promovió la fabricación de cocinas y secaderos solares (Tchintian y Boix, 2010). Más cerca en el tiempo, se han realizado múltiples cursos de capacitación para la instalación de sistemas hogareños en diferentes localidades, bajo la órbita de la Federación Santafesina de Cooperativas de Electricidad (FESCOE).

Esta oportunidad de desarrollo se pliega a las dificultades observadas en el Plan Estratégico Territorial de localidades como Diego de Alvear, San Gregorio y Carcarañá (PET, 2019; PET, 2018; PET, 2015), donde las autoridades destacan la ausencia de equipamientos de producción de energía y afirman que la estabilidad de la red es insuficiente para propiciar el desarrollo industrial local. “Es frecuente el corte del servicio, la red data de hace muchos años y es posible la necesidad de una mejora física del sistema como del recambio por tecnologías más actuales”. El costo de mantener una infraestructura centenaria en franco deterioro es relativamente elevado en comparación con el que supone la creación de otra completamente nueva, que genera todo tipo de operaciones e iniciativas simbióticas y sinérgicas. Por ello, en aquellos casos existen proyectos para desarrollar parques solares bajo la órbita de la cooperativa local. Incluso, miembros de la cooperativa de Carcarañá viajaron a San Juan en 2016 para visitar la planta de EPSE y recabar información, así como, en un futuro, adquirir los paneles de la fábrica proyectada allí (Punto Biz, 12 de abril de 2016).

Un hito fundamental se presentó en diciembre de 2018, cuando se firmó el convenio de adhesión para que los asociados de las cooperativas eléctricas puedan generar su propia energía. Con ello, Santa Fe se convirtió en la primera provincia del país en implementar su propio programa de GDER al sistema cooperativo eléctrico, extendiendo sus beneficios más allá de los usuarios de la EPESF hacia el conjunto de la población conectada a la red provincial. Ricardo Ariasca, Gerente de la Cooperativa de Armstrong y titular de la Comisión de Políticas Energéticas de la FACE, fue uno de los principales promotores de la adhesión, y en resaltar la conveniencia de que la provincia adhiera a la Ley 27.424, pues les permitiría beneficiarse de aspectos como la exención impositiva, el no cobro del IVA, acceder a los beneficios del FODIS –aunque sean magros–, o evitarle a un usuario-generador pagar impuestos o inscribirse en la AFIP en el caso de que genere más energía de la que consume (Gubinelli, 06 de junio de 2018). No obstante, al igual que las distribuidoras en San Juan, alertó sobre la necesidad de que fuesen dos medidores los que se instalen, de manera que la cooperativa seguiría cobrando siempre el mismo monto “histórico” de VAD vinculado al consumo de energía y, por otro lado, de manera diferenciada abonaría al usuario el monto de la energía que vende a la red local. Así, a la cooperativa le es indiferente si la energía es generada por un usuario individual u obtenida del SIN. Más aun, prefiere que sea ingresada por un miembro de la cooperativa, pues no atenta en lo más mínimo contra sus cuentas, función y existencia.

En una detallada demostración, Alberto Corradi, gerente de la cooperativa de Venado Tuerto, explicó cómo actúan las cooperativas en este escenario: "Junto con la factura tradicional de energía entregamos al prosumidor una planilla complementaria donde constan todos los datos que arrojan los dos medidores: el bidireccional, que mide la energía que toma de la red y la que inyecta a la red; y el

unidireccional, acoplado al panel solar, que solamente mide la energía renovable generada. Para calcular el importe del servicio se efectúa en primer lugar la diferencia entre el total consumido, sin discriminar su procedencia, y lo que el usuario manda a la red, y esos kWh se facturan con el mismo procedimiento que a un usuario residencial común, si esa fuera su categoría" (Franco, 28 de octubre de 2019). Pero no termina allí, porque la energía aportada a la red es la que la Cooperativa evitó comprar, restándole el monto que surge de multiplicar esos kWh por el mismo precio unitario que la EPESF cobra a la cooperativa; recién entonces se aplican los impuestos como si fuera una factura común.

En esta línea, el gerente de la cooperativa venadense destacó el apoyo crediticio por parte de la provincia como un aporte fundamental. "Estos equipos, según la potencia, cuestan entre \$200 mil y \$250 mil, y si bien se amortizan con el tiempo, se trata de una inversión inicial que no está al alcance de la mayoría" (Franco, 28 de octubre de 2019). La provincia aporta un subsidio que hacia 2019 llegaba a los \$11,39 por kWh para potencias de 2 kW y de \$10,52 para potencias de 5 kW, reduciendo sensiblemente el costo final. Contrariamente, la inexistencia de líneas de crédito accesibles a las propias cooperativas es uno de los mayores obstáculos a los que se enfrentan, a excepción del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI), fondo que administra el Consejo Federal de la Energía Eléctrica y al que acuden las cooperativas para financiar sus obras de electrificación rural especialmente, pero que es fuertemente criticado ya que requiere de engorrosos trámites que demoran plazos excesivos. No obstante, ante la necesidad de sortear este obstáculo, un grupo de cooperativas creó el Instituto de Financiamiento para las Cooperativas de Servicios Públicos (IFICOSEP) en el año 1991, una instancia autogestiva financiera que permite otorgar préstamos para la ejecución de obras de gran envergadura, respondiendo en parte a las fuertes demandas.

Paralelamente, es posible pensar en otros modelos que contribuyan a una mayor penetración de estas energías en el mundo cooperativo: una opción es configurar entidades específicas para cada nuevo proyecto, que luego funcionan como satélites bajo la cooperativa matriz. La ventaja es que los miembros de la cooperativa matriz pueden elegir con qué proyecto comprometerse financieramente –por ejemplo, algunos miembros optarían por financiar proyectos solares, pero no proyectos eólicos–. Para proyectos de un capital intensivo mayor, existe la posibilidad de asociarse con terceros o de utilizar plataformas de *crowdfunding*, que son cada vez más populares en las cooperativas europeas (Ordeñana, Beascochea y Calvo-Sotomayor, 2020). Por otro lado, los trabajos sociotécnicos más recientes que se ocupan de las energías renovables se caracterizan por la discusión sobre la revalorización del nivel regional como contextos de acción (Essletzbichler, 2012). Allí, las innovaciones tecnológicas, sociopolíticas y económicas encuentran condiciones fecundas para su emergencia. En este caso, las entidades locales podrían vincularse con otras cooperativas mediante la participación en asociaciones regionales y provinciales que permitan compartir conocimientos y recursos. La posibilidad de las cooperativas de, en un futuro, vincularse entre sí y trocar la electricidad absorbida de la red nacional por la generación mancomunada o individual de los usuarios son ciertas, lo que podría convertirse en una importante fuente de ingresos que tampoco alteraría los provenientes del cobro del VAD. Así, la cooperativa local actúa como iniciadora, planificadora y conductora del proyecto, aunque no sería la única propietaria de la instalación.

La vinculación con municipios es otra de las vías para profundizar la inserción de las cooperativas en el sector generador. En Santa Fe, numerosos gobiernos locales integran la Red Argentina de Municipios frente al Cambio Climático (RAMCC), incluso el entonces gobernador, Miguel Lifschitz, asumió en 2018 como co-presidente de la coalición de estados subnacionales *Under2*, organización

destinada a combatir el cambio climático, lo que brinda cierta consideración a los problemas ambientales. La retroalimentación entre entidades se da en forma natural, pues ambas persiguen intereses compartidos relacionados a la sostenibilidad de la energía y el fortalecimiento de la cohesión social y las economías locales, y se necesitan mutuamente en determinados ámbitos para la realización de los mismos. El hecho de que los municipios suelen carecer de mano de obra y recursos para implementar recambios importantes en infraestructura recae, por lo general, en medidas energéticas que apenas alcanzan la propiedad inmobiliaria y flota de vehículos del propio municipio, restringiendo las inversiones en energía renovable y eficiencia energética para el parque de viviendas y transporte público existente. Los municipios, por tanto, dependen en gran medida de las cooperativas para alcanzar sus objetivos, quienes están bien organizadas, informadas e involucradas, y tienen una red local robusta. Para aquellas localidades que no cuentan con cooperativas eléctricas, podría pensarse en programas de desarrollo de energías renovables de forma cooperativa bajo la órbita municipal, aunque el riesgo de que estas se conviertan en un organismo de ejecución económica del municipio no es del todo imaginario.

Con todo, es evidente que los modelos para el control de las instalaciones de producción, la distribución de beneficios y la cofinanciación son múltiples y diversas. Estos indudablemente contribuyen a los intereses de los usuarios en cuanto al ahorro de costes, el fortalecimiento de la economía local y de la cohesión comunitaria; así como de las cooperativas, quienes garantizan que el dinero que los hogares pagan por sus facturas de energía permanezca dentro de su propia comunidad y no fluya hacia un proveedor de energía foráneo. Estos modelos aseguran que el capital generado vaya estrechamente relacionado con la generación de un capital social.

9.3 Armstrong, un nicho para la experimentación de la transición justa

Durante mucho tiempo, la generación y distribución de energía eléctrica en la ciudad de Armstrong era realizada por la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda. de Armstrong (CELAR), entidad creada en el año 1958 por los propios vecinos, que se precia de haber sido una de las primeras en dar el servicio de electricidad rural del país. La energía era generada a través de una usina térmica conformada por una batería de generadores diésel y consumida bajo el mismo ejido de la ciudad. Empero, al igual que en otras localidades rurales, la llegada del SIN en 1971 implicó un costo más bajo para el abastecimiento, lo que desembocó en el cese de la actividad generadora y la dependencia de la distribuidora provincial para el abastecimiento. Ahora bien, hoy en día, Armstrong alberga uno de los proyectos más desafiantes y disruptivos en materia energética, lo que incluye no sólo la recuperación de las capacidades generadoras, sino también la modernización de su entera infraestructura eléctrica. Se trata del Proyecto de Redes Inteligentes con Energías Renovables (PRIER), impulsado por la propia CELAR⁹³.

Contrariamente a lo que se podría suponer, el origen del PIER no se vinculó primariamente con la provisión de electricidad, sino que respondió a las necesidades en el servicio de agua potable que brinda la cooperativa. En efecto, la distribución del agua que circula en la comunidad también está en sus manos y obtenerla de las napas obedece a un sistema eléctrico que es preciso encender y apagar según la necesidad, para lo cual debía disponer de operarios que realicen recurrentemente la tarea. Un sistema de medición y comunicación a distancia fue la solución encontrada para mantener en

⁹³ Véase: <http://www.celar.com.ar/index.php/prier>

funcionamiento el circuito de obtención de agua sin mayores dilaciones. De esa experiencia inicial con las redes inteligentes, del contacto con integrantes de la Secretaría de Energía y de la UTN de Rosario, surgió el primer proyecto vinculado a la utilización de medidores inteligentes. Tras este inicio, el impulso y la ampliación del proyecto vinculado a la transformación del conjunto de la distribución y generación de energía en Armstrong ha sido cada vez mayor, y ya para el año 2013 se formalizó.

El proyecto eléctrico se dividió en dos grandes bloques. El primero apuntó a contar con un sistema de monitoreo y operación inteligente de la distribución en la localidad, lo que supuso la instalación de alrededor de mil medidores inteligentes y seccionadores, cuyo financiamiento provino de la Secretaría de Energía de la Nación. Esta otorgó un subsidio de \$3.200.000 –US\$490.000 por entonces–, interesada en hacer una prueba piloto para ver cuál era el estado de las redes inteligentes a nivel nacional, de los proveedores argentinos, la particularidad de las distintas marcas, su funcionalidad, etc. El segundo bloque, ya más ambicioso, consistió en generadores fotovoltaicos y eólicos de baja potencia montados dentro de la red inteligente. Esta etapa requirió de la conformación de un consorcio público-privado integrado por la CELAR, la UTN y el INTI que, junto con un aporte de \$14.419.680 realizado por la ANPCyT, dependiente del MINCyT –en el marco de la convocatoria “FITS Energía-Usos Racional y Eficiente de la Energía (UREE) 2013”–, habilitaron un fondo total por \$28 millones para el proyecto. Las dos etapas priorizaron la participación de fabricantes y proveedores nacionales, tanto del sector solar como eólico, impulsando así el desarrollo de la industria local e incentivando el comercio interno. En telemetría, se incorporó la firma Discar, pese a que ofrecía el precio más caro, mientras que los paneles fueron provistos por la ensambladora de la provincia de San Luis LV Energy, y los molinos eólicos por una empresa de Mendoza –Botino Hnos.– y de Córdoba –Giacobone–.

Además de los cuantiosos fondos del Estado nacional que sirvieron como propulsor, el carácter pionero y disruptivo de la experiencia en Armstrong le valieron al PIER un protagonismo y visibilidad sustancial, que rápidamente se concretó en múltiples vínculos y alianzas. Por ejemplo, se estableció una relación con ESG Dilec, una empresa rosarina que brindó un software de gestión de datos de medidores inteligentes, denominada *Optimum*, quien a cambio recibía devolución de las pruebas, funcionamiento y visualización de datos, entre otros. A su vez, tuvieron contacto con la firma T Energía, una unión entre la cooperativa de la ciudad de Tandil y la universidad local, que busca hacer un sistema para gestión de redes de media y baja tensión, y están especialmente interesados en los sistemas georeferenciados. En ambos casos, no se trató de relaciones con proveedores sino, más bien, de alianzas *win-win*, donde la cooperativa ejerce su papel de experimentador de una tecnología a cambio de utilizarla. Por otro lado, el proyecto también estableció vínculos con el gobierno de Santa Fe, con autoridades nacionales, con la federación provincial y nacional de cooperativas, conformando una red de información, contactos, iniciativas y tecnologías realmente robusta.

De esta manera, el proyecto logró crecer hasta alcanzar 50 kW en microgeneración –a razón de 1,5 kW por hogar–, seis pequeños molinos eólicos y una planta fotovoltaica de 200 kW controlada por la cooperativa, totalizando 290 kW de potencia instalada –un 2% de la energía de la localidad, que en total posee un consumo de 8 MWp– (Integrante CELAR, comunicación personal, 2019). En esta línea, la cooperativa tiene previsto avanzar en un plan de eficiencia energética para el resto de la ciudad, incorporar nueva energía renovable y estimular la utilización de calefones solares –aunque por el momento sólo se llevó adelante un curso de capacitación para que los plomeros locales adquieran la competencia para convertirse en instaladores–. También tiene previsto ampliar la central solar, para la

cual adquirieron tres inversores nuevos que se suman a los ocho existentes, y se comprarán los paneles para incrementar la generación en un 30%; en tanto proceso de reinversión.

Cierto es que la cooperativa trata de impulsar diferentes iniciativas de transformación energética vinculadas a una transición justa, más allá de que sean de gran o pequeño porte; y en la medida en que Armstrong sea un ejemplo paradigmático para otras cooperativas, se puede utilizar para respaldar un discurso global en torno al valor de la energía cooperativa. Sin embargo, un elemento importante a considerar es que esta experiencia es la primera en su clase, lo cual le ha valido ciertos privilegios. Desde la misma cooperativa afirman que de no contar con los fondos públicos y las alianzas tejidas, los plazos y las dificultades habrían sido mucho mayores. Un dato paradójicamente alentador es que los promotores del proyecto sostienen que, a causa de la devaluación, la inversión sostenida con el subsidio ha terminado por ser menor al 50%, y que buena parte del financiamiento ha sido asumido por la distribuidora local –los \$28 millones a valor de 2013 constituían aproximadamente US\$2 millones, que a fines de 2018 representaba US\$700 mil– (Integrante CELAR, comunicación personal, 2019). En consecuencia, para la construcción de la planta solar, el subsidio permitió comprar los paneles, pero el cableado, las estructuras de sostén, el equipamiento de maniobra eléctrica, la ingeniería, la supervisión constante, etc., corrió por cuenta de la entidad. Este dato, en apariencia menor, permite vislumbrar la posibilidad de sostener el proyecto económicamente de manera independiente del impulso propiciado por el financiamiento externo.

Otro punto, aún más interesante, es el modelo planteado por el proyecto para asegurar su sustentabilidad económica y expansión. Los mecanismos para motivar a los ciudadanos e impulsar la segunda y más desafiante etapa del proyecto, la microgeneración, oscilaban entre una variedad de alternativas: se planteó la posibilidad de que la cooperativa pague al usuario por la energía generada o establezca cierta compensación en la factura de luz; también la conformación de un fondo común para mejorar el espacio público; el pago de un canon por el uso de los techos; o algún tipo de retribución en otros de los segmentos prestados por la entidad –como descuentos en el servicio de internet–. No obstante, la organización de una serie de talleres comunitarios (ver Figura N°21) amplió el consenso para la implementación de un *modelo solidario* en el que los vecinos no recibirían ningún tipo de retribución económica por la energía generada en sus techos (Garrido, 2020).

Figura N°21. Taller organizado por la CELAR



Fuente: PIER, “Usina de ideas”

Este compromiso se hizo explícito en el documento *Acuerdo ciudadano por un futuro sustentable y una gestión democrática de la energía* (PIER, 2016), donde se establecieron una serie de

lineamientos: (a) Avanzar hacia un modelo energético solidario, participativo y equitativo; (b) Fortalecer la idea que la energía es un derecho que debe alcanzar a cada uno de los ciudadanos, asumiendo a la vez la necesidad de un uso eficiente y responsable de la misma, entendiendo los costos e impactos que supone la producción de la misma; (c) Reinvertir los ahorros generados por este proyecto piloto de manera solidaria, a fin de permitir ampliar el proyecto en la ciudad; (d) Fortalecer la gestión cooperativa de los servicios públicos; (e) Ampliar el PRIER incorporando otras iniciativas complementarias elaboradas en los espacios de participación que involucran al sector público y privado de la ciudad; (f) Difundir y comunicar estas propuestas al conjunto de nuestra comunidad y a ciudades de nuestra región para expandir y replicar esta iniciativa.

Por esta vía, es posible sostener que la experiencia de Armstrong representa una alternativa a los modelos vigentes que reproducen la lógica mercantil implantada en los sistemas de generación, distribución y consumo eléctrico; y abre una posibilidad significativa para poder avanzar en un sistema energético más descentralizado, desconcentrado y democrático. Al tiempo que el proyecto intenta ser embrionariamente un nuevo tipo de comunidad energética en su territorio, también ha sido capaz y está dispuesto a cambiar la regulación y las políticas públicas en la provincia. Al menos dos hechos van en este sentido: por un lado, la necesidad de que las regulaciones contemplen dos medidores diferenciados y no un medidor bidireccional de potencia –como describimos más arriba– ha sido una bandera a favor de las cooperativas que la CELAR esgrimió en cada encuentro en el que participó; por otro lado, la posibilidad de que la localidad se incorpore colectivamente al programa Prosumidores también ha sido una demanda lograda por la cooperativa. Esta experiencia pionera y bien vista por los sectores más diversos tiene capacidad de presionar y ha logrado conquistar una voz de peso en la provincia, entre las cooperativas, e incluso en los sectores de energía a nivel nacional.

9.4 Recapitulando: las claves para una transición justa en Santa Fe

A partir de lo descrito, Santa Fe parece asumir una visión global y una narrativa vinculada al despliegue de la energía renovable, la cual parte –al igual que en San Juan– de motivos estructurales: la necesidad de encarar un proyecto de recambio de la matriz que consolide su autoabastecimiento. La provincia, que se precia de ser la segunda más electrointensiva del país y con un entramado productivo industrial-agrícola de primer orden, es también uno de los distritos con más bajo nivel de generación eléctrica local, lo que deriva en abultados presupuestos para la compra energía eléctrica y fósil. En este sentido, las capacidades económicas y productivas santafesinas la hacen una de las jurisdicciones con mejores condiciones para incorporar energía renovable, pues cada MW incorporado redundará en reducir un monto millonario que ahora sólo externaliza. Esta tendencia lógica se retroalimenta del carácter público-provincial de la empresa distribuidora de energía, porque al no estar motivada por el afán de lucro no se ve llevada a comprar energía barata para venderla más cara; y al estar dirigida en última instancia por el gobierno provincial, puede ser orientada hacia potenciar el carácter público-social de la transición. Esta lógica es extensible a todas las provincias que poseen una empresa pública de distribución de energía y que no producen recursos fósiles en sus territorios: Córdoba, Chaco, La Pampa, Corrientes, Catamarca, Mendoza –estas dos últimas son semi-públicas–; además de Santa Cruz y Neuquén que, aunque son distritos productores de energía fósil, también cuentan con entidades públicas.

Una particularidad de Santa Fe es que la provincia también parece apuntar a cierta transición integral, con una activa promoción de la GDER, la participación de cooperativas al programa Prosumidores y la adhesión de los municipios a la coalición *Under2*. La misma lógica estructural que motiva a la provincia es la que motiva también a las cooperativas y a los municipios, pues, aunque ciertos promotores del proyecto en Armstrong conciben el proyecto al interior de una transición justa más amplia, eso no significa que esté eximida de un interés económico. Las dinámicas de aprendizaje desarrolladas allí, su fuerte visibilidad social y política, permiten vislumbrar cómo proyectos asociativos, o de tipo cooperativo, habilitan nuevos procesos de innovación, sobre todo organizacionales, alternativos al público-estatal y al privado-mercantil, mostrando con nitidez cómo la financiación adquiere una dimensión social. Su evolución es clave para saber si luego de un impulso inicial dado por fondos públicos, una cooperativa puede despegar en la incorporación creciente de generación renovable o no. Y ciertamente, tanto las restantes 58 cooperativas provinciales como las más de 500 que copan el vasto territorio nacional, verán con buenos ojos pagarles la energía a sus propios usuarios en vez de abonar a un etéreo sistema interconectado nacional, si es que la ecuación económica para ellas es relativamente idéntica.

Entonces, ¿cuáles son los obstáculos que impiden que la experiencia de Armstrong se replique en otras cooperativas eléctricas rápidamente? En primer lugar, el carácter subsidiado de la tarifa para la energía que transita por el SIN redundante en que todavía la generación renovable de pequeña escala no sea absolutamente competitiva. Asimismo, y sin ser contradictorio con lo anterior, el aumento de las tarifas eléctricas y el oscuro contexto económico nacional también derivó en dificultades para cobrar el servicio, de modo que la prioridad de las distribuidoras pasa, en general, por mantener un regular funcionamiento antes que por pensar en alternativas en la gestión, generación, etc. En relación a estos dos puntos, el Estado santafesino tiene la clave para aumentar la perspectiva de acción, básicamente porque es quién determina las condiciones financieras previas con los regímenes tarifarios y los esquemas de incentivos⁹⁴. En tercer lugar, hay que tener en cuenta que comprar la energía al sistema supone un flujo de caja regular que no comporta una inversión, la cual si se requiere para ingresar energía renovable, de modo que es preciso financiamiento. Este punto es clave y revelador en el caso de Armstrong, pues su carácter pionero le ha valido un gran apoyo inicial desde diversas carteras del Estado nacional, con efectos catalizadores a lo largo del ciclo de vida del proyecto, beneficios del que seguramente no dispondrán otras cooperativas. Por último, en cuarto lugar, no debemos dejar de considerar que no todas las cooperativas están exentas de adentrarse en mecanismos con los cuales procurar beneficios para su ala dirigencial, más interesada en “los negocios” que en la transición energética, lo que limita su alcance en el corto plazo.

De superar estas barreras y contando con un carácter activo de parte de los usuarios y de la misma cooperativa, la incorporación de energía renovable se hará de manera natural. En este sentido, el verdadero desafío de Armstrong consiste en continuar con el proyecto de incorporar energía renovable sin financiamiento –o con alguno del que puedan gozar todas las cooperativas–, fundamentalmente porque así haría palpable que el conjunto de las entidades podrían hacerlo. A largo plazo, es muy posible que algo semejante ocurra con el resto de los actores de la provincia, sean Grandes Usuarios o pequeños. Incluso, la EPESF tiene condiciones estructurales para terminar vislumbrando que

⁹⁴ Por ejemplo, en 2018 la FESCOE acudió al máximo órgano judicial provincial debido a la crítica situación que vienen atravesando las cooperativas que fueron víctimas de la judicialización de los aumentos tarifarios. Particularmente en Rufino, el intendente presentó un amparo que originó a la cooperativa una deuda mensual de \$1,2 millones (US\$33.231) con la EPESF. A causa de estos inconvenientes, la provincia de Santa Fe sostuvo que sería flexible con el vencimiento de los pagos de las cooperativas.

convendrá tener en sus manos la generación antes que comprar la energía al SIN. Para el éxito de una iniciativa regional de energía renovable, es crucial crear rápidamente una amplia base de interesados, desde la participación activa de actores de diferentes grupos sociales y empresas, incluidas las empresas de suministro de energía, hasta la administración, la política y la ciencia. Pero para ello, sostenemos, hay ciertas transformaciones estructurales que deben aplicarse.

Uno de los problemas mayores que persiste en Santa Fe consiste en la articulación entre políticas públicas y la dinámica de la empresa provincial. La EPESF es un ente histórico ya asentado que no está muy interesado en modificar una estructura que la tiene como gestora privilegiada, con un generoso presupuesto anual de US\$1 mil millones y cuyo sindicato, por caso, posee una empresa que participa de las licitaciones de la propia firma. Además, la empresa cobra un VAD de los más amplios del país. En este sentido, puede aducirse que este es otro síntoma de una situación de poder y de estructuras de beneficios consolidada. Incluso la falta de visibilidad de sus cuentas denota un lugar consolidado que le permite a la empresa manejarse con cierto nivel de independencia del poder ejecutivo. Vale mencionar también la posibilidad de que políticas activas en el desarrollo de la bioenergía profundicen el eslabonamiento del modelo agroindustrial con el energético, planteando una tensión creciente entre el uso de la tierra para producir alimentos y para producir combustible. En este caso, el modelo planteado por el programa RenovAr y ciertos incentivos y programas provinciales contribuyen a reforzar la tendencia hacia el segundo, imponiendo la lógica extractivista como modelo de las fuentes renovables.

Parece necesaria, entonces, una intervención planificada y directa mucho más sólida por parte de la provincia. ¿Acaso no podría realizar un plan de inversiones para que las cooperativas produzcan su propia energía y de este modo ahorrar en importarla? ¿Un plan que incluso suponga que cada peso que se ahorra de la importación de energía se reinvierte en nueva generación? ¿No podría generarse un criterio de fiscalidad progresiva que cree un fondo para financiar determinados disparadores de la generación renovable? Los mecanismos podrían ser múltiples. Incluso la clave podría residir en la correcta utilización y distribución de los fondos cuantiosos del presupuesto anual de la EPESF o del capital que la provincia posee gracias al Consejo Federal de Energía. En palabras sencillas, la provincia tiene realmente buenas e innovadoras ideas, pero para aplicarlas parecería que se comprometerían y modificarían grandes intereses, y ese paso hasta aquí no pareciera que estuviese decidido a darlo.

Si una región como la santafesina puede actuar como un nicho sociotécnico, o al menos puede formarse como un nicho cada vez más fuerte, depende de los equilibrios de poder intrarregionales, así como la forma en que inciden las influencias del sistema suprarregional. La formación de redes económicas y estructuras de gobernanza política, así como el reclutamiento de miembros, deben hacer que el accionar colectivo sea capaz de asertividad. Con la ayuda de la perspectiva sociotécnica, los supuestos pueden interpretarse como la esperanza de que las regiones formen nichos sociotécnicos que trabajen “desde abajo” hacia un cambio mayor en el sistema de suministro de energía a nivel nacional. Tarde o temprano la provincia despegará en la producción de su propia energía, por lo que son necesarias ideas innovadoras capaces de confrontar con grandes estructuras de poder, desarrollar estrategias para que modelos alternativos como el Armstrong sean posibles y replicables en el universo de actores locales.

Reflexiones finales

La energía fósil ha sido un componente central, sino el más importante, para la conformación y reproducción del sistema capitalista tal cual lo conocemos hoy. Constituyó una ruptura revolucionaria en la forma en que el humano ha entendido la sociedad, la naturaleza y su interrelación, consolidando una estructura hegemónica bajo la lógica de la desposesión y la mercantilización (Altvater, 2017; Svampa y Viale, 2014). Esta lógica partió de las primeras disputas por la madera y los cerramientos, seguidos por el carbón, el petróleo y el gas, hasta el actual intento de acaparar la radiación solar y los vientos. Nuestra sociedad, con sus valores sociales, culturas políticas, el entorno construido, etc., es parte de un paisaje sociotécnico particular que se compone de elementos intangibles, como nuestra visión del mundo y nuestro hábito de tener siempre y en todas partes energía disponible, y tangibles, como son las centrales de generación y la red eléctrica. Bajo esta visión, nunca habrá energía suficiente, pues, pese a que el ser humano ha deglutido en los últimos 100 años más energía que en toda su historia anterior, la energía todavía sigue siendo un recurso deseado, y, por ende, la amenaza de escasez es omnipresente.

De acuerdo a nuestra perspectiva de análisis, la síntesis geográfica del paradigma fósil se caracteriza por dos procesos fundamentales: procesos espaciales centralizadores y fuerzas político-económicas concentradoras de la actividad energética. Los procesos de financiarización que signaron el capitalismo desde la mitad del siglo XX en adelante no hicieron más que exacerbar estas tendencias, a partir de exprimir los beneficios mediante la especulación y el crédito. Sin embargo, la combinación de restricciones geológicas y geopolíticas, así como las preocupaciones sociales sobre el cambio climático y la seguridad energética, hacen que, más temprano que tarde, el capital re-circule hacia el sector productivo. Los diversos desarrollos tecnológicos, económicos, socioculturales e institucionales en disputa marcan que estamos atravesando un período de transición al interior del régimen capitalista fósil, pero a diferencia de las transiciones anteriores, por primera vez entramos en una era en donde los rendimientos de los recursos decrecen y se revierte la tendencia expansiva del potencial energético. La reorientación capitalista está impulsando dos cambios contradictorios en el suministro de energía: hacia los combustibles fósiles no convencionales, por un lado, y hacia recursos de energía renovable, por el otro.

En esta investigación hemos identificado como en los últimos años los actores más intransigentes del capitalismo fósil –fondos de inversión, de pensiones, bancos y aseguradoras– abandonaron abruptamente sus cálculos cornucopianos del petróleo como un recurso casi ilimitado y comenzaron a pronosticar su fin. El repentino ascenso del capitalismo verde constituye una bisagra histórica que identifica en las energías renovables un proceso contemporáneo fundamental que puede marcar el futuro de la humanidad, retornando a las fuentes tradicionales de energía, y con ello, a nuevas formas de organizarnos como sociedad y de relacionarnos con la naturaleza. En particular, ha dado origen a un fenómeno contemporáneo que hemos denominado *acumulación por desfosilización*, detrás del cual se organiza hoy el conocimiento experto, las políticas públicas y las estrategias de mercado, construyendo una orientación particular hacia el futuro: un horizonte verde de ilimitado crecimiento.

Más allá de esta visión quimérica, la combinación de un presagio colapsista y el instinto de supervivencia dejan al descubierto el dilema de la inviabilidad física para seguir alimentando indefinidamente nuestro modelo económico y productivo basado en el crecimiento material, y nos sitúa en un contexto de *crisis sistémica*, esto es, un conjunto de crisis interrelacionadas que no pueden explicarse desde el punto de vista estrictamente económico o ambiental. El fortalecimiento del

concepto *antropoceno* es un recordatorio de que este no es un tiempo que viene, sino uno que ya está aquí y ahora; una ruptura radical en la línea capitalista de progreso y crecimiento, que revela esta última como una narrativa fuera de lugar y destructiva. Por ello, adaptar el marco de referencia y el análisis de una situación tan compleja como la planteada, tanto desde la perspectiva de las ciencias sociales en general como de la geografía en particular, resulta imprescindible. En una ocasión, Albert Einstein señaló: “los problemas significativos que afrontamos no pueden solucionarse en el mismo nivel de pensamiento en el que estábamos cuando los creamos”. Desde una visión sociotécnica, esto requiere superar las tensiones deterministas y combatir las contradicciones intrínsecas del capitalismo fósil que replican el mismo modelo, ahora en su versión verde.

La mediación de la relación hombre-naturaleza ha sido siempre un punto focal para los geógrafos, el cual ha avanzado de manera sorprendente en los últimos años a partir de conceptualizar la energía, no como un simple activo económico o fenómeno ecológico, sino como una relación social. En esta línea, el abordaje de la problemática energética en términos de *sistema*, en lugar de *matriz*, remite a la interrelación y articulación recíproca e interdependiente entre los componentes (Bridge et al., 2013; Bertinat, 2013; Geels, 2011). En particular, la adopción de una perspectiva multinivel permitió abordar integralmente la manera en que los actores políticos, económicos y sociales, en el plano local, provincial, nacional, regional y global, reproducen tanto como reconstruyen y aspiran transformar, desde posiciones asimétricas de poder, el sistema energético como proceso social y por tanto relacional. Esta correlación de fuerzas refleja el carácter eminentemente político-geográfico de la transición contemporánea, pudiéndose identificar, por un lado, propuestas que vigorizan una visión productivista del progreso y el desarrollo, ligado a la noción de crecimiento indefinido y una sustentabilidad débil o incluso fuerte –que llamamos *transición desde arriba*–; y por otro, alternativas motorizadas desde la órbita pública-social ligadas al posdesarrollo o al decrecimiento, ancladas en un paradigma societario diferente asociado a la noción fuerte o súper fuerte de la sustentabilidad –que llamamos *transición desde abajo*–. Dado que numerosos enfoques sociotécnicos adolecen de una referencia espacial explícita, las escalas subnacionales se definieron en este estudio como subsistemas del sistema de suministro de energía a gran escala, cuyas propuestas pueden diferir significativamente.

Si bien las políticas energéticas tradicionalmente han constituido una rama o un sector de las políticas de desarrollo, subordinado a un modelo productivo determinado, en el panorama actual urge pensar las políticas energéticas dentro de las políticas de desarrollo. Las redes de poder económico y social se extienden claramente mucho más allá de las fronteras locales y nacionales en un esfuerzo por asegurar la experiencia y el capital financiero necesarios para mantener los actuales desequilibrios, en donde la noción de transición energética se ve permeada por un ánimo de beneficios, especulación y rentismo que impide plantearlo de manera genuina. Gran parte de la discusión contemporánea sobre la transición energética es espacial o se basa en suposiciones implícitas sobre la convergencia espacial, con poca atención en lo que respecta a las propuestas políticas para la descentralización, la desconcentración o, menos aún, la democratización y desmercantilización. Por eso es absolutamente relevante profundizar en la discusión teórica de este campo, pues no sólo hay lucha de ideas, hay también lucha de clases. Es necesario añadir a la conceptualización de transición energética dos adjetivos: integral y justa.

El modelo de la generación distribuida de energía renovable (GDER), aunque muy poco conocido por la población dentro de la cada vez más amplia gama de las energías renovables, permite identificar un conjunto de condiciones facilitadoras y potenciadoras para guiar los esfuerzos de formulación de políticas *para abajo*, estos es, involucrar a la sociedad civil para que tomen las riendas de la cuestión

energética y reforzar un metabolismo social basado en combustibles posfósiles y que respete los derechos de la naturaleza y la sociedad. Este modelo proporciona la capacidad de hacer efectivos regímenes más socializados de propiedad, en la forma de infraestructuras energéticas de menor escala, propiedad y gestión cooperativa, modelos de prosumidor, etc. Así, el papel de las redes centralizadas tendería a reducirse en favor de las redes inteligentes, las cuales podrían constituir la base material para nuevas formas de propiedad colectiva de la energía. Este efecto democratizador se trata, sin embargo, de un proceso a todas luces político y geográfico.

Los alcances y las limitaciones que expresan los diferentes actores a la hora de pensar la descentralización geográfica y la desconcentración política, así como la capacidad de sus iniciativas de adecuarse para operar e interactuar en diferentes ámbitos y escalas, se perfila determinante. El aprovechamiento local de los recursos renovables bien podría traccionar las economías periféricas sin presionar sobre sus medios físicos, incidiendo sobre la lógica capitalista y concibiendo nuevas formas de relacionarnos con el ambiente. El crecimiento del flujo físico de energía y materiales bajo su concepción como bienes comunes invita al desplazamiento de la producción y el consumo energético desde los circuitos de valorización mercantil y la acumulación de capital, hacia la esfera de los derechos, de lo público, de lo local. Pero, ¿será posible, en el marco de una sociedad de mercado, que uno de los elementos centrales de la reproducción social pueda ser producida y consumida por fuera de los propósitos mercantiles?

Si consideramos la trayectoria del sistema eléctrico y energético argentino, y lo extrapolamos a la historia moderna más general de los sistemas técnicos, podemos sostener que no hay fuente energética que no haya logrado consolidarse sin una ingente decisión de los Estados. En el caso expuesto, la transformación estatal de mediados del siglo XX redundó en una reorganización de las empresas públicas hacia un sistema de integración vertical, con un fuerte protagonismo del Estado en la planificación del desarrollo nacional. No fue la evolución tecnológica, ni el marco regulatorio o los intereses particulares los que condujeron las grandes obras de infraestructura, sino la combinación de todos estos elementos. Entre las metas estatales estuvo la construcción de una nación cohesionada y soberana, cuyas capacidades energéticas debían dar respuesta a una economía y una demanda eléctrica en pleno crecimiento. Este esquema lineal se correlaciona con un marco desarrollista, atravesado por la idea de recursos infinitos proporcionados por los hidrocarburos y las fuentes hídricas, así como por la invisibilización de los impactos que devienen de su aprovechamiento. El punto de partida fue la creación de YPF y el desarrollo de sus capacidades tecnológicas, lo que permitió que las energías fósiles ocupen el lugar que tienen hoy. Probablemente en su momento haya sido una decisión acertada. Pero el futuro no son los fósiles, pues los impactos del modelo energético vigente son múltiples: cuantiosas emisiones de GEI; conflictos por grandes obras de infraestructura –en los territorios, en las poblaciones, en la biodiversidad–; inequidad en el acceso a la energía; ausencia de participación ciudadana. Si a esto le agregamos que gran parte de la producción está en manos de grupos concentrados de poder, advertimos aún más la fragilidad del modelo argentino.

Todavía persiste, desde las políticas públicas, la reproducción de un modelo energético insostenible social y ambientalmente, caracterizado por el intercambio económico y ecológico desigual en la explotación, distribución y consumo. Más aún, el cambio tecnológico a través de la tecnología de ciclo combinado, dispuesto por el régimen neoliberal, permitió reducir las economías de escala, haciendo factible la introducción de competencia, y poniendo en jaque la estructura estatal concentrada. El retiro del Estado nacional de un sector que solía tener utilidad, forjó una fuerte relación entre estructura del mercado, estrategias empresariales y tipo de intervención estatal, que

permitió la consolidación de pocas firmas transnacionales en posiciones hegemónicas, quienes en los últimos años dispusieron con total libertad sobre el qué y el cómo del sistema nacional; agravando también la situación de dependencia de los combustibles fósiles.

Siguiendo esta tendencia, la reciente introducción de las energías renovables en el país no estuvo orientada a transformar la composición y disposición espacial de la matriz, menos aún a alterar los patrones de poder que rigen el sistema. Al contrario, sí fue efectivo al garantizar la renta energética a los grandes actores corporativos, y para reforzar el esquema centralizado y concentrado predominante. La dinámica mercantilizadora, concentradora y extranjerizadora del programa RenovAr se exacerbó aún más cuando desde el Estado se promovió la importación masiva de componentes, invitando, incluso, a las corporaciones más grandes a aterrizar en el país a través de grandes beneficios fiscales, sin inducir una participación social o estatal en la generación de energía, menos aún la creación de una industria energética local. Esta experiencia se enmarca dentro de los procesos de acumulación por desfosilización, presentándose más que como un agente dinamizador de las fuerzas financieras que productivas, solidaria con un patrón de inversión que atendió a las mayores oportunidades de negocio.

En consecuencia, los problemas que surgieron en la era neoliberal se sostuvieron en las décadas siguientes, hasta la actualidad, principalmente porque el régimen que dio origen a las privatizaciones y la desregulación se mantuvo invariable, y porque las medidas desplegadas en este último tiempo respondieron a solventar asuntos coyunturales, más que a objetivos de largo plazo. Es por ello que, para pensar una transición energética justa, la planificación energética debe retornar a su rol protagónico y exceder las técnicas de evaluación y análisis de los escenarios energéticos futuros, para incluir los aspectos de socialización y deliberación en la toma de decisiones. Es preciso no solo trabajar con actores concretos, sino en un debate de carácter nacional que pueda articular a las fuerzas del campo popular en torno a discutir la conveniencia indudable de la transición. La puesta en discusión de esta idea en el amplio campo de las fuerzas progresistas, el trabajo con las empresas públicas, la vinculación con las cooperativas guiadas por el principio de bienestar de sus usuarios-propietarios, la puesta en discusión de la problemática energética con los movimientos sociales, se muestran como las vías concretas privilegiadas para propiciarla. En esencia, con las energías renovables se activan nuevos puntos en el territorio, nuevos actores, nuevas demandas y nuevas industrias, habilitando la posibilidad de descentralizar el sistema, lo que podría ser también su desconcentración, y en algunos casos particulares, hasta su desmercantilización. Se trata, por esta vía, de lograr que la esfera pública y la sociedad civil tomen la iniciativa y el control del nuevo paradigma tecno-energético.

Pese a que los alcances de una transición energética justa son constantemente relativizados, cabe rescatar las incipientes experiencias mencionadas en esta investigación y sus potencialidades. Organismos públicos regionales y locales, comunidades organizadas, movimientos sociales y de ciudadanos, inevitablemente se perfilan como actores centrales de la sociedad posfósil. Estos son agentes que buscan apropiarse de su energía en un futuro cercano. La generalización del concepto *transición* nos remite a que estos cambios no se dan en pequeños lapsos de tiempo sino, muy al contrario, conllevan períodos considerables para su consolidación, tanto para una unidad geográfica determinada como para cambios más amplios en la organización espacial de la actividad económica, lo que provoca que las transformaciones que vivimos actualmente sean difíciles de percibir como una transformación radical del régimen energético. El hecho de que la descarbonización a nivel global esté sucediendo a un ritmo mucho más lento del necesario es consistente con la dinámica que históricamente tuvieron las transiciones energéticas: el petróleo, que comenzó a explotarse

comercialmente en la segunda mitad del siglo XIX, demoró cinco décadas en acaparar apenas el 10% de la producción energética, y tres más en llegar al 25%. (Smil, 2017) Lo mismo ocurrió con el gas, que representaba el 1% en 1900 y ascendió tan sólo al 20% setenta años después.

La transición de un régimen energético a otro es un proceso lento porque implica desarrollar capacidad de generación, transporte, distribución y tecnología de consumo final, lo que involucra el recambio de infraestructura compleja, costosa y de difusión transversal en todos los sectores de la economía. Aun así, las tendencias sociotécnicas y las relaciones de fuerza parecen encontrarse y dirimir en el campo de la descentralización energética, donde predomina una heterogeneidad estructural y una dispersión de las esferas e iniciativas, movidas de manera etérea por el incentivo económico, que bien pueden dirigirse a reproducir una neodependencia, la mercantilización de la energía o, en el mejor de los casos, una presencia más sustancial de la esfera pública. Profundizando aún más, cabe preguntarse ¿quiénes más podrían beneficiarse de este proceso descentralizador? ¿Qué pasaría con los tradicionales usuarios que no participan de este proceso? ¿Descentralización para quién y para qué? ¿Es posible que se produzcan nuevos procesos de marginalidad energética?

Si nos remitimos a los hechos, hemos caracterizado a Chile y Uruguay como los laboratorios privilegiados de este proceso de transformación en Sudamérica, básicamente porque se encuentran “adelantados” respecto al resto de los países. Sus experiencias dan cuenta de la potencialidad de este paradigma –al menos desde lo técnico–, pero donde el estímulo económico ha resultado ser más sostenible que cualquier motivación política, lo que limita en cierto punto las promesas democratizadoras. Un análisis detallado evidencia un aspecto no menor, que es el protagonismo de las empresas industriales, establecimientos comerciales y emprendimientos inmobiliarios en la proliferación de estas tecnologías. Particularmente en Uruguay, la GDER fue la forma en que el país adquirió la privatización parcial de la generación. La cuestión, claro está, es si esta opción tecnológica va a significar la consolidación de los actores privados o la creación de una ancha base social dedicada a la producción de energía. Todo este cuadro estará marcado por las capacidades innovadoras que puedan plasmarse en torno a los actores público-sociales.

En Argentina, la GDER es un campo de enorme potencial y subexplotado, fundamentalmente porque, hasta hace poco, la mayoría de las reglamentaciones provinciales no la permitían. Su desarrollo no se verá restringido por la falta de recursos energéticos o condiciones técnicas, sino que dependerá exclusivamente de las articulaciones políticas y sociales entre las entidades públicas y comunitarias, y su vinculación con el marco nacional y privado. Por ejemplo, el hecho de que existan provincias como Salta, Mendoza y Santa Fe, que tienen sus propios esquemas de incentivo, abre nuevas aristas que ponen en discusión la forma en la que convivirán las leyes provinciales con la ley nacional. Sumado a esto, los subsidios han sido importantes para mantener bajo los costos de la energía para el individuo, pero han provocado que las inversiones se retrasaran o no se realizaran. La evolución imprevisible de los precios de los combustibles fósiles habría tenido un efecto similar.

La falta de una estrategia coordinada y de largo plazo es una de las razones por las que la GDER no ha logrado consolidarse como una alternativa rentable para usuarios residenciales, solo para sectores que poseen el capital para realizar la inversión. Esta situación demuestra las limitaciones que presenta la importación de modelos diseñados para la realidad de otro tipo de países como los europeos, más aún en el caso argentino donde las condiciones económicas dificultan el acceso a créditos blandos. En este sentido, hacer inteligible las múltiples lógicas, articulaciones y tensiones es lo que permitirá plantear una estrategia apropiada para la transición energética. Resulta menester revisar otros tipos de modelos

que superen a los basados en incentivos de mercado, como el *modelo solidario* impulsado por la cooperativa de Armstrong, en el cual los vecinos aportan sus techos sin recibir ningún tipo de retribución económica, mientras que la cooperativa crea un fondo de reserva con el valor de la energía generada para reinvertir en nuevos equipos y extender el sistema. Esta experiencia vernácula funciona como un nicho tecnológico adaptado al contexto local, brindando mejores oportunidades para procesos de aprendizaje e institucionalización.

A partir de lo dicho, consideramos que los actores locales están en mejores condiciones para diseñar políticas exitosas que los actores que propugnan modelos importados, debido a su conocimiento de las condiciones específicas del lugar y su capacidad para desarrollar políticas adecuadas. En este caso, las empresas públicas provinciales, junto a las cooperativas eléctricas, se posicionan como agentes clave, fundamentalmente porque son quienes llevan las riendas de la política energética de corte territorial, además de que conservan la potestad sobre sus redes de distribución. También las articulaciones entre política pública, investigación e industria, aunque se trata todavía de procesos incompletos. Por otro lado, aunque las distribuidoras privadas plantean cuestionamientos técnicos a la posibilidad de incorporar masivamente esta tecnología, estos pueden ser perfectamente superados. De acuerdo a las entrevistas realizadas, su resistencia se relaciona más a cuestiones económicas y de control de un sistema que administran en términos de monopolio natural. Lógicamente, la habilitación de la figura del prosumidor ofrece oportunidades para agrupar el poder del usuario, y pone al alcance de los colectivos ciudadanos condiciones que podrían considerarse políticamente deseables para diferentes niveles de gobierno y la sociedad civil: contribución al valor público y mejoramiento de la situación de los presupuestos locales; sinergia con otros segmentos comerciales; contrapeso a las estructuras oligopólicas y el poder de mercado.

Esto último refuerza la importancia de la desconcentración política frente a la simple descentralización geográfica que opera desde las altas esferas de poder, pues una transición justa no depende solo de la tecnología, su localización y escala, sino también de los modelos de gestión y propiedad. La desconcentración en la toma de decisiones implicaría reforzar la democratización del sistema e incrementar la responsabilidad local en cuanto a la definición de políticas públicas; por su parte, la desconcentración de la propiedad conllevaría, además, la desconcentración de las fuentes de financiamiento, de la distribución del ingreso y del propio mercado energético. De ser así, se abre un camino para la transformación del sistema eléctrico argentino a través de un reordenamiento del mapa de actores y una nueva forma de organización de la política energética, que se daría no solo en términos federales, sino, sobre todo, de manera local.

Si bien los planes para la promoción de la energía renovable se han multiplicado en el último tiempo en diferentes provincias, lo cierto es que en todos los casos se trata de iniciativas sectoriales a través de diferentes dependencias en el marco de políticas públicas amplias, ninguno de ellos está planificado como política integral. San Juan se erige en este escenario como una de las iniciativas más grandes y ambiciosas, que parte de la presencia de su empresa pública y de una distribuidora local, en conjunto con las capacidades de su sistema científico-productivo. La búsqueda de una renovada y autosuficiente matriz energética; la intención de escalar en la cadena de valor fotovoltaica; la adhesión y promoción de la GDER; y la implementación de una red inteligente, son iniciativas desafiantes que se han transformado en los pilares de una transición energética creativa, pero cuyo poder descentralizador todavía dista de los ideales desconcentradores.

El Estado sanjuanino parece asumir una visión global y una narrativa vinculada al despliegue de la energía renovable que parte de la necesidad de encarar un proyecto de recambio de la matriz, pero que se enmarca bajo la misma lógica de mercado, sin cuestionar las bases del desarrollo ni la propiedad privada de las fuentes. Además, la presencia de agentes privados en el ciclo de la electricidad y el accionar de ciertos órganos administrativos resultaron ser una verdadera barrera para nuevos proyectos y emprendimientos locales de energías renovables. Esto se debe, en parte, a una actitud defensiva o indiferencia fundamental hacia todo lo que es nuevo, especialmente en el caso de la distribuidora privada, la cual se limita al puro cumplimiento de sus deberes y muestra poca disposición a hacer más de lo absolutamente necesario. Estos parecen ser escollos que inevitablemente impactarán en el alcance de la transición, sobre todo en la expansión de la GDER hacia actores comunitarios y urbanos. Lo interesante de esta dinámica es que gran parte de ella se replica en otro conjunto de jurisdicciones que poseen empresas provinciales, o que tienen privatizada su red de distribución.

En el caso de Santa Fe, el hecho de que la distribución esté a cargo de la empresa provincial ha favorecido la puesta en marcha de numerosos programas de corte energético; aun así, persiste un problema de articulación entre renta y sector público que atenta contra una política integral y la desconcentración del sistema. Como muestra de ello, está el programa Prosumidores, el cual estuvo limitado a un número reducido de conexiones por problemas presupuestarios, siendo que los recursos eran obtenidos a través de un impuesto generalizado a todos los usuarios, sin distinciones de ningún tipo. Al contrario, la experiencia acumulada de cooperativas en la prestación de servicios públicos se muestra por lo demás estimulante, habilitando procesos de innovación alternativos a los basados en incentivos de mercado. El principal desafío consiste en descifrar de qué manera es posible que implanten generación renovable con recursos propios. En lo inmediato, requiere que el espíritu empresarial y la finalidad social vayan de la mano: la mutación tiene sentido mientras el costo de la energía comprada a la red nacional por la cooperativa sea mayor que el que resulta de la incorporación local; y siempre y cuando haya una oportunidad de financiarla. Es decir, el desarrollo del modelo distribuido se da gracias a la característica propia de la tecnología y a raíz del andar natural de la lógica del capital, no contra ella. La diferencia con los actores comerciales tradicionales es que las ganancias se distribuyen entre sus integrantes para fortalecer la comunidad y las economías locales, y no entre sus accionistas.

La experiencia llevada a cabo en Armstrong probablemente sea el mayor exponente de una transición sociotécnica en el país. Su modelo local, territorial y autónomo de transformar el circuito energético se presenta como un escenario exitoso, incluso con potencialidad de cambiar la regulación y las políticas públicas en los niveles más altos, aunque todavía se encuentra limitado para transformar el metabolismo social general. En este sentido, lo ideal sería que la experiencia de Armstrong, en tanto foco privilegiado de las tentativas de transición de las cooperativas, incorpore más dimensiones aparte de eléctrica, ya sea eficiencia general en otros rubros comerciales –agua corriente, telecomunicaciones–, reciclado y cierre de los circuitos de producción agrícola, entre otras. Por ahora, en la Argentina no existen experiencias que apunten a este carácter integral, por lo que sería interesante pensar a Armstrong como su laboratorio, lo cual valdría como experiencia para muchas localidades y áreas rurales del país.

Las nuevas estructuras organizativas y de cooperación en el campo de las energías renovables podrían crecer inicialmente de manera informal en acuerdos selectivos y luego avanzar en acuerdos formales. Es más ventajoso si se pueden construir sobre estructuras existentes, como instituciones o iniciativas

que traten temas relacionados, por ejemplo, la Federación Argentina de Cooperativas Eléctricas (FACE) o sus dependencias regionales. De esta forma, el proceso regional de energías renovables puede beneficiarse de su experiencia y del acceso a multiplicadores regionales, de la confianza generada por estas instituciones y de su trabajo en red con organismos del ámbito público. En este sentido, las transformaciones en el sector energético crean una perspectiva de acción para la sociedad civil, ocupando un mercado que el sector concentrado nacional no parece vislumbrar aún. La cuestión de la propiedad es un eje fundamental, pues, para traccionar una transición *para abajo*, la presencia de una distribuidora pública es, al menos por ahora, condición necesaria, aunque no suficiente. El modo en que operan estas empresas y la cuestión “¿energía para qué?” tampoco pueden ser soslayados, y por eso una línea que debe trazarse con fuerza aquí es que la correlación energías renovables-extractivismo de ninguna manera puede formar parte de una transición justa, sino que debe superarla. La transformación de la matriz energética debe estar acompañada por una transformación productiva ajustada al territorio.

A modo de conclusión, podemos decir que, tanto en San Juan como en Santa Fe, persisten elementos sintomáticos que denotan una política débil y de injerencia relativa en relación a un nuevo programa energético que desestructure el tipo de funcionamiento del sistema provincial. Surge el interrogante sobre si los cambios energéticos se darán principalmente en términos de matriz o si inducirá mayores efectos socioeconómicos, es decir, interacciones con otras actividades preexistentes o nuevas –un punto interesante aquí es la explotación del cuarzo en San Juan para abastecer a la fábrica de paneles solares–; o si las nuevas energías reforzarán el esquema centralizado o si se buscará contribuir con el impulso de experiencias público-ciudadanas. En relación a esto último, uno de los elementos planteados respalda la hipótesis de que un problema de primer orden consiste en la dinámica inercial de las empresas públicas a la hora de explicar la causa central por la cual estas jurisdicciones no se embarcan decididamente a recorrer un camino de transición justa. Es necesario repensar el rol de estas empresas, así como la propiedad de las fuentes de energía, y la función que deben cumplir las políticas públicas y la sociedad civil en la búsqueda de transformar los entramados de poder.

De esta manera, la pregunta inicial en la que se basa este trabajo, sobre las posibilidades de la GDER para impulsar una transición energética justa, podría reformularse como una pregunta sobre en qué medida los actores público-sociales que buscan ampliar este mercado pueden incidir en los procesos de negociación provinciales y nacionales, y hacer valer allí sus intereses. La reinterpretación de los resultados del estudio empírico, desde este punto de vista, muestra que existe un considerable desequilibrio de poder entre los protagonistas de una expansión decisiva de la GDER y aquellos actores que quieren preservar las estructuras del régimen actual. A su vez, podemos enumerar otra serie de conclusiones generales que se desprenden de esta investigación:

- En primer lugar, podemos asegurar que desde los niveles más altos se subestima la importancia de las escalas subnacionales a la hora de diagramar estrategias para la transición energética. A su vez, ignorar la relación entre las fuerzas persistentes del régimen fósil y las fuerzas de cambio que están trabajando para una expansión de las energías renovables, puede conducir a una sobreestimación de la influencia de estos últimos.
- En segundo lugar, sostenemos que las condiciones sociotécnicas específicas de cada región y la correlación de fuerzas, condiciona el tipo de descentralización y su avance en todos los campos de acción. El análisis de los mercados de la GDER en Uruguay y Chile confirma que ignorar las trayectorias particulares contribuye a la construcción de una imagen positiva de

esta tecnología, en el sentido de la posibilidad de que los actores locales alcancen cierta autonomía, la cual debe ser fuertemente cuestionada.

- En tercer lugar, los resultados empíricos en San Juan y Santa Fe dan cuenta que se subestima la importancia de los esquemas de financiamiento alternativos a los tradicionales *feed in tariff*, *net balance*, *net billing*. Las condiciones marco establecidas por la política, como leyes o subsidios relevantes, inciden en la implementación de proyectos y actividades para expandir las energías renovables. Por ello, se requiere de una red de alianzas o la formación de organizaciones multiescalares que promuevan modelos de cooperación y financiamiento creativos ajustados al contexto sociotécnico local.
- En cuarto lugar, se confirma la importancia de las estructuras y regulaciones políticas nacionales en los ámbitos provinciales y locales. Las condiciones del marco político nacional pueden promover o inhibir la expansión de las energías renovables en las diferentes regiones. Su relevancia es particularmente evidente en el contexto de la perspectiva sociotécnica: los vínculos entre la política nacional y los actores del régimen fósil aumentan la influencia de estos últimos. Contrariamente, proyectos como el de Armstrong han sabido consolidar una red robusta de apoyo por dentro y por fuera de los límites provinciales.
- En quinto lugar, la comparación de los factores que impiden el avance de la GDER en las diversas jurisdicciones revela intereses muy heterogéneos. En particular, los objetivos e intereses en conflicto entre las distribuidoras privadas y las cooperativas o entidades municipales dificultan el establecimiento de una coalición regional estratégicamente orientada al desarrollo de modelos conjuntos para la expansión de la GDER. Los actores económicos más importantes tienen pocas expectativas en cuanto a sus beneficios y temen perder margen de maniobra.

Es claro que estamos atravesando tiempos de cambio, donde el debate se ciñe como una cuestión de qué futuros geográficos se crearán, tanto para la organización espacial de los sistemas energéticos como para la actividad económica en general. Actualmente, los avances tecnológicos, las capacidades científico-productivas, las demandas sociales y las urgencias ambientales parecen estar alineadas en torno a un nuevo paradigma energético asociado a las energías renovables y su aprovechamiento distribuido, que, a la luz de lo descrito, sería beneficioso para las arcas provinciales y municipales, así como para la población local. Esta investigación deja en evidencia la imposibilidad de aplicar mecanismos universales para su promoción, en tanto experiencias como las de Armstrong o Cauçete –que se multiplican en otras localidades del país–, convenientemente permitirán vislumbrar y analizar modelos vernáculos, ofreciendo una perspectiva de escenario futuro donde el suministro sea gestionado localmente, de forma eficiente y sustentable. Empero, si no se modifica el régimen energético de fondo, la perspectiva para un despliegue mayor resultará intrincada, consumando, como dice Harvey (2004), pequeñas utopías en sitios particulares. La relación entre el segmento de la generación y la distribución refuerzan la idea de que el cambio en la realidad energética requiere de enfocarse en todo el sistema energético, y no solo en las fuentes. Aun cuando la distribución de la energía es potestad de las provincias, una regulación nacional consensuada también es necesaria para consolidar lineamientos técnicos y administrativos comunes, que integren políticas energéticas de largo plazo y con un objetivo estratégico. Nuestros ejemplos señalan cómo los modelos aún no están determinados, y que una gama de futuros geográficos potenciales, divergentes y competitivos están en juego. Una mayor atención hacia estas dinámicas, bien puede ayudarnos a comprender cómo será vivir en una economía posfósil, así como proporcionar formas de evaluar las opciones y las vías

disponibles. Hacer inteligible las múltiples lógicas, articulaciones y tensiones es lo que permitirá plantear una estrategia apropiada para la transición energética justa.

A modo de cierre, enfatizamos, una vez más, la necesidad de que desde las ciencias sociales se profundice la comprensión de la energía como componente central de la sociedad moderna y de sus inequidades. Esto resulta esencial para emprender una transición energética justa que desafíe el optimismo generalizado en los sectores concentrados que hacen posible un mundo hecho por el petróleo después del petróleo. Los enfoques para el cambio en los sistemas sociotécnicos podrían ampliarse significativamente especificando la dimensión espacial. El aprovechamiento local de las energías renovables tiene el potencial de revolucionar la estructura fundamental de los sistemas energéticos, empoderar los territorios y consolidar una energía pública, comunitaria y ciudadana. Pero para ello, es preciso repensar la construcción de un régimen energético en el marco de un modelo de sustentabilidad fuerte, fortalecer la idea de la energía como derecho y bien común, desplegar las capacidades locales y avanzar hacia nuevas expresiones que, más que ponderar la relación sociedad-naturaleza desde el punto de vista económico, lo hagan en términos socio-energéticos.

Referencias bibliográficas

- Abraham, L., Kofman, M., y López Crespo, F. (2019). *Los dueños de la energía en Argentina. Dinámica sectorial 2015-2017*. Friedrich Ebert Stiftung.
- Acacio, J. A., y Wyczykier, G. (2019). Vaca Muerta en debate. *Bordes*, (14), 93- 101.
- Ackermann, T., Andersson, G. y Söder, L. (2001). Distributed generation: a definition. *Electric power systems research*, 57(3), 195-204.
- Acosta, A., Martínez, E. y Sacher, W. (2013). Salir del extractivismo: Una condición para el Sumak Kawsay. Propuesta sobre petróleo, minería y energía en Ecuador. En *Alternativas al capitalismo/colonialismo del siglo XXI*. Quito: Abya Yala, 307-380.
- Acquatella, J. (2008). *Energía y cambio climático: oportunidades para una política energética integrada en América Latina y el Caribe*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Santiago de Chile.
- Advisors, A. (2015). Measuring the growth of the global fossil fuel divestment and clean energy investment movement. *Arabella Advisors*: Washington, DC, USA.
- Alasino, C. M. (2011). *Inversión, impuestos y tarifas en el sector eléctrico argentino: 1990-2010*. Teseo.
- Alstone, P., Gershenson, D. y Kammen, D. M. (2015). Decentralized energy systems for clean electricity access. *Nature climate change*, 5(4), 305-314.
- Altomonte, H., Coviello, M. y Lutz, W. (2003). Energías renovables y eficiencia energética en América Latina y el Caribe. Restricciones y perspectivas. *Serie Recursos Naturales e infraestructura. División de recursos naturales e infraestructura* (65). Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Santiago de Chile.
- Altvater, E. (2017). O capitalismo fóssil e seu ambiente social e natural. *Revista Baru-Revista Brasileira de Assuntos Regionais e Urbanos*, 3(1), 143-164.
- Amador Guerra, J., y Dominguez Bravo, J. (2000). *Regional Integration of Renewable Energies* (No. CIEMAT--948). Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT).
- Aon Impact Report (2020). *Weather, Climate and Catastrophe Insight: 2019 Annual Report*, Aon.
- Argento M., Slipak, A. y Puente, F. (2021). *Litio, transición energética, economía política y comunidad en América Latina. Entre la acumulación por des-fosilización y las claves territoriales para una transición socio-ecológica justa*. Informe resultado de Beca CLACSO: Ambiente, cambio climático y buen vivir. Buenos Aires, Argentina.
- Arraña, I., Chemes, J., Koffman, L., Mori, C. y Saenz, J. (2020). ¿Es rentable inyectar energía fotovoltaica a la red en Santa Fe?. *Energías Renovables y Medio Ambiente*, 36, 21-30.
- Arroyo, M. (2004). Território, mercado e estado: uma convergência histórica. *Geographia, Revista da Pós-Graduação em Geografia*, Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, Vol 4, N°12.
- Avelino, F. y Rotmans, J. (2009). Power in transition. An interdisciplinary framework to study power in relation to structural change, *European Journal of Social Theory*, 12(4): 543–569.
- Azpiazu, D. (2002). Privatizaciones en la Argentina. La captura institucional del Estado. *Realidad Económica*, 189, 8-16.
- Azpiazu, D., Bonofiglio, N. y Nahón, C. (2008). *Agua y energía: mapa de situación y problemáticas regulatorias de los servicios públicos en el interior del país*. FLACSO. Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales.
- Banco Mundial (2012). *Incorporating green growth and sustainable development policies into structural reform agendas*. Vol. 1. Washington, DC, World Bank. Recuperado de

<http://documents.worldbank.org/curated/en/274111468157530491/Incorporating-green-growth-and-sustainable-development-policies-into-structural-reform-agendas>

- Banco Mundial (2015). *Energías renovables para áreas rurales*. Recuperado de http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2015/03/19/000477144_20150319092309/Rendered/PDF/
- Barrera, M. A., Sabbatella, I., y Serrani, E. (2022). Macroeconomic barriers to energy transition in peripheral countries: The case of Argentina. *Energy Policy*, 168, 113117.
- Barrionuevo, L. J., Pérez, P., y Atlas, E. (2017). Restrictions in Argentina: Limits of the transmission system to the integration of new renewable generation. En *2017 IEEE 37th Central America and Panama Convention*, 1-6.
- Bauwens, T., Gotchev, B. y Holstenkamp, L. (2016). What drives the development of community energy in Europe? The case of wind power cooperatives, *Energy Research and Social Science*, 13: 136-147.
- Bebbington, A. (2006). *La glocalización de la gobernanza ambiental: relaciones de escala en los movimientos socio ambientales y sus implicaciones para la gobernanza ambiental en zonas de influencia minera en el Perú y el Ecuador*. Universidad de Manchester, Escuela de Medio Ambiente y Desarrollo.
- Becerra-López, H. R. y Golding, P. (2008). Multi-objective optimization for capacity expansion of regional power-generation systems: Case study of far west Texas. *Energy Conversion and Management*, 49(6), 1433-1445.
- Beck, U. (1992). *Risk Society. Towards a New Modernity*. Londres: Sage Publications.
- Benedetti, A. G. (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*, (13), 373-386.
- Benedetti, A., Pelicano, G., Combetto, A. y Reboratti, L. (2001). ONG's e introducción de nuevas tecnologías en comunidades rural. El caso de la Red Puna. *Realidad Económica*, 2001, N° 180, 112-128.
- Bermejo, R. (2013). Ciudades poscarbono y transición energética. *Revista de Economía Crítica*, N°16, España.
- Bermúdez, M. M., y D'Espada, A. L. R. (2014). Energías renovables ¿cómo lograr el cambio de paradigma?. *Revista de Derecho*, 13(26), 41-57.
- Bernstein, W. J. (2010). *Un intercambio espléndido. Cómo el comercio modeló el mundo desde Sumeria hasta hoy*. Ariel. Móstoles, España.
- Bersalli, G., Hallack, M., Guzowski, C., Losekann, L., Zabaloy, M.F. (2018). *La efectividad de las políticas de promoción de las fuentes renovables de energía: experiencias en América del Sur*. *Enerlac II(1):158-174*.
- Bertinat, P. (2013). Un nuevo modelo energético para la construcción del buen vivir. En *Alternativas al capitalismo/colonialismo del siglo XXI*. Quito: Abya Yala, 161-188.
- Bertinat, P. y Kofman, M. (2019). *Los dueños de la energía: una aproximación al poder empresarial energético en América Latina*. Fundación Friedrich Ebert Stiftung, Argentina.
- Bertinat, P., Chemes, J., y Arelovich, L. (2014). Aportes para pensar el cambio del sistema energético ¿Cambio de matriz o cambio de sistema? *Revista Ecuador Debate*, No. 92. Quito, Ecuador.
- Bertinat, P., Chemes, J., y Forero, L. (2020). *Transición Energética. Aportes para la reflexión colectiva*. TNI-Taller Ecologista. ISBN 9789070563776.

- Bertoni, R. (2011). *Energía y desarrollo: la restricción energética en Uruguay como problema (1882-2000)*. Ediciones Universitarias, Montevideo.
- Bijker, W. (1995). *Of Bicycles, Bakelites, and Bulbs. Toward a Theory of Sociotechnical Change*, The MIT Press, Cambridge.
- Blanco, J. (2009). Redes y territorios: articulaciones y tensiones. En *XII Encuentro de geógrafos de América Latina*. Montevideo, 3 al 7 de abril.
- Blanco, J. (2015). Territorio, circulación y redes: articulaciones y tensiones. En Arroyo, Mónica e Cruz, Rita (org.). *Território e circulação: a dinâmica contraditória da globalização*. São Paulo: Annablume.
- BNEF (2019). *Global trends in renewable energy investment report 2019*. Bloomberg New Energy Finance, UN Environment Programme (UNEP), Frankfurt School.
- BNEF (2020). *Global trends in renewable energy investment report 2020*. Bloomberg New Energy Finance, UN Environment Programme (UNEP), Frankfurt School.
- Bolívar, R., Mostany, J., y García, M. D. C. (2006). Petróleo versus energías alternativas: dilema futuro. *Interciencia*, 31(10), 10-12.
- Bond, K., Vaughan, E. y Benham, H. (2020). *Decline and fall. The size and vulnerability of the fossil fuel system*. Carbon Tracker.
- Bonneuil, C. y Fressoz, J. B. (2013). *L'événement anthropocène. La terre, l'histoire et nous*. París, Seuil.
- Bouzarovski, S. (2009). East-Central Europe's changing energy landscapes: a place for geography. *Area* 41, 452-463.
- BP (2020). *BP Statistical Review of World Energy 2020*. Londres: British Petroleum. Recuperado de <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
- Brand, U. (2011). El papel del estado y las políticas públicas en los procesos de transformación. En *Alternativas al capitalismo/colonialismo del siglo XXI*. Quito: Abya Yala, 145-158.
- Brangwyn, B., y Hopkins, R. (2008). Transition Initiatives Primer. *Transition Network*.
- Bridge, G., Bouzarovski, S., Bradshaw, M., y Eyre, N. (2013). Geographies of energy transition: Space, place and the low-carbon economy. *Energy Policy*, 53, 331-340.
- Brisbois, M. C. (2020). Shifting political power in an era of electricity decentralization: Rescaling, reorganization and battles for influence. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 36, 49-69.
- Brundtland, G. H. (1989). Nuestro futuro común. En *Congreso internacional de tecnologías alternativas de desarrollo: ponencias y comunicaciones*. Servicio de Extensión Agraria, 7-8.
- Bulkeley, H., y Castán Broto, V. (2013). Government by experiment? Global cities and the governing of climate change. *Transactions of the institute of British geographers*, 38(3), 361-375.
- Busch, T. y Lewandowski, S. (2017). Corporate carbon and financial performance: a metaanalysis. *Journal of Industrial Ecology*, 1-15. doi:<https://doi.org/10.1111/jiec.12591>
- Büscher, B., y Fletcher, R. (2015). Accumulation by conservation. *New political economy*, 20(2), 273-298.
- CACME (2019). *Los recursos energéticos distribuidos en Argentina: Contexto y Hoja de Ruta de Desarrollo Tecnológico, Informe sobre las Segundas Jornadas Nacionales de Actualización sobre los Desafíos Futuros de las Energías Renovables y la Generación Distribuida*. Comité Argentino del Consejo Mundial de la Energía, Buenos Aires.

- CAMESA (2020). *Informes Mensuales del MEM y del MEMSP.- enero de 2003 a diciembre de 2019*. Buenos Aires, Compañía Administradora del Mayorista Eléctrico S. A. Recuperado de <http://portalweb.camesa.com>
- Carbon Tracker (2021). *Beyond Petrostates: The burning need to cut oil dependence in the energy transition*. Carbon Tracker. Recuperado de <https://carbontracker.org/reports/petrostates-energy-transition-report/>
- Carrizo, S., Forget, M. y Denoël, M. (2016). Implantaciones mineras y trayectorias territoriales. El noroeste argentino, un nuevo centro extractivo mundial. *Revista de Estudios Sociales*, 55, 120-136.
- Carrizo, S., Jacinto, G. y Clementi, L. (2014). Un siglo de desafíos, realizaciones y proyectos para las cooperativas eléctricas en la Provincia de Buenos Aires. *Mundo Urbano*, núm.43, Buenos Aires, Universidad Nacional de Quilmes, 1-16.
- Castelao Caruana, M. E. (2016). *Impacts of bioenergy projects through Electrical cooperatives in Argentina*. Sexta Cumbre Internacional de Cooperativas, 11 al 13 de octubre, Quebec, Canadá. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/309564816_Impacts_of_bioenergy_projects_through_Electrical_cooperatives_in_Argentina
- Castelao Caruana, M. E. (2019). La energía renovable en Argentina como estrategia de política energética e industrial. *Problemas del desarrollo*, 50(197), 131-156.
- Ceppi, N. (2018). Política energética argentina: un balance del período 2003-2015. *Problemas del desarrollo*, 49(192), 37-60.
- Chandrashekeran, S. (2016). Multidimensionality and the multilevel perspective: Territory, scale, and networks in a failed demand-side energy transition in Australia. *Environment and Planning*, 48(8), 1636–1656. doi:10.1177/0308518x16643728
- Chesnais, F. (2001). *La mundialización financiera. Génesis, costo y desafíos*. Losada, Buenos Aires.
- Christian, D. (2005). *Mapas del tiempo. Introducción a la Gran Historia*. Crítica. Barcelona.
- Ciambra, A. y Duque, E. (2015). ¿Una promesa incumplida? La política energética de la Unión Europea y el Mediterráneo. *Quaderns de la Mediterrània*, 22: 340-346.
- Cisterna, L. A., Améstica-Rivas, L. y Piderit, M. B. (2020). Proyectos Fotovoltaicos en Generación Distribuida ¿Rentabilidad Privada o Sustentabilidad Ambiental?. *Revista Politécnica* 45.2 (2020): 31-40.
- Coley, J. y Hess, D. (2012). Green energy laws and republican legislators in the United States. *Energy Policy*, 18 (1): 576-583.
- Combetto, A., Reboratti, L., Benedetti, A., Pelicano, G. y Labourt, J. (2000). El rol de las fuentes energéticas no convencionales en el desarrollo sustentable de comunidades rurales aisladas: Un estudio de caso. *Cuadernos de la Facultad de Humanidades y Ciencias Sociales. Universidad Nacional de Jujuy*, (13), 387-411.
- Comisión Nacional de Energía (2017). *Metodología de cálculo para la tasa de descuento de una empresa eficiente de transmisión eléctrica*. Bonilla y Asociados Consultores. Santiago de Chile.
- Constantini, P. y Di Paola, M. M. (2019). *Programa RenovAr: ¿Éxito o fracaso?*. Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN). Recuperado de https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2020/06/FARN_Programa-RenovAr_Exito-o-fracaso.pdf
- Coria, I. D. (2014). Energías renovables en la provincia de Santa Fe: situación actual y perspectivas. *Invenio: Revista de investigación académica*, (33), 5-7.

- Cotarelo, P., Llistar, D., Pérez, A., Guillamon, À., Campuzano, M., y Berdié, L. (2014). Definiendo la soberanía energética. *Revista Ecologista*, (81), 51.
- Coviello, M. (2003). *Entorno internacional y oportunidades para el desarrollo de las fuentes renovables de energía en los países de América Latina y el Caribe*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Santiago de Chile.
- Crosby, A. (2006). *Children of the Sun. A History of Humanity's Unappeasable Appetite of Energy*. Norton, New York.
- Cubillo-Guevara, A. P., Hidalgo-Capitán, A. L. y García-Álvarez, S. (2016). El Buen Vivir como alternativa al desarrollo para América Latina". *Revista iberoamericana de estudios de desarrollo*, 5(2), 30-57.
- De Dicco, R. (2013). Avances del Plan Energético Nacional 2004-2019. *Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas*, Buenos Aires.
- Debeir, J-C., Deléage, J-P. y Hémerly, D. (1991). *In the Servitude of Power: Energy and Civilization Through the Ages*. Zed Books. Londres.
- Deffeyes, K. (2005). *Beyond Oil: The View from Hubbert's Peak*. Hill and Wang, New York.
- Di Paola, M. M. (2014). *Presupuestos Públicos para el Cambio Climático en Argentina*. Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN) y Grupo de Financiamiento Climático LAC (GFLAC), Buenos Aires.
- Dirección Nacional de Energía (2021). *Balance Energético Nacional 2020*. Ministerio de Industria, Energía y Minería, Montevideo.
- Dong, C. G. (2012). Feed-in tariff vs. renewable portfolio standard: An empirical test of their relative effectiveness in promoting wind capacity development. *Energy Policy*, 42, 476-485.
- Drury, E., Miller, M., McCall, C., Graziano, D., Heimiller, D., Ozik, D. y Perry, T. (2012). The transformation of southern California's residential photovoltaics market through third-party ownership. *Energy Policy*, 42: 681-690.
- Einstoss, A., Di Pelino, A. E., González Szeinman, P., y Castelao Caruana, M. E. (2017). *Las energías renovables en la Argentina. Un nuevo panorama*. Universidad de Belgrano. Centro de Estudio de la Regulación Económica de los Servicios Públicos (CERES).
- ENRE (1994). *Informe Anual 1993/1994*. Ente Nacional de Regulación Eléctrica, Buenos Aires.
- Escobar, A. (2000). El lugar de la naturaleza y la naturaleza del lugar: ¿globalización o postdesarrollo?. En Edgardo Lander (comp.) *La colonialidad del saber: eurocentrismo y ciencias sociales. Perspectivas Latinoamericanas*. CLACSO, Consejo Latinoamericano de Ciencias Sociales, Buenos Aires, Argentina. Julio de 2000, 246.
- Escolar, C. (2000). La investigación en Geografía. Epistemología de la construcción de datos. En Escolar, Cora (comp.) *Topografías de la investigación. Métodos, espacios y prácticas profesionales*. Eudeba, Buenos Aires.
- Esponda, F. y Molinari, J. (2017). La dimensión contable de la revolución eólica uruguaya. En *New Energy Landscape: Impacts for Latin America*, 6th ELAEE/IAEE Latin American Conference, April 2-5, 2017. International Association for Energy Economics.
- Essletzbichler, J. (2012). Renewable energy technology and path creation: A multi-scalar approach to energy transition in the UK. *European Planning Studies*, 20(5), 791-816.
- Facchini, M., Doña, V., Pontoriero, D., Morán, F. y Gómez, W. (2011). Instalación piloto de inserción de energía solar fotovoltaica conectada a red con generación distribuida en el sector residencial de la Provincia de San Juan. En *IV Congreso Nacional y III Congreso Iberoamericano Hidrógeno y Fuentes Sustentables de Energía HYFUSEN*, Mar del Plata, Argentina.

- FARN (2018). *Los subsidios a los combustibles fósiles en Argentina 2017-2018*. Fundación Ambiente y Recursos Naturales. Recuperado de <https://www.farn.org.ar/wp-content/uploads/2018/06/Documento-subsidios-a-los-combustibles-f%C3%B3siles-en-Argentina-FARN.pdf>
- Fernández Durán, R., y González Reyes, L. (2015). *En la espiral de la energía*. Tomo I y II. Libros en Acción, Madrid, España.
- Fernández, C. (2010). *Energías Renovables en Argentina: El caso de la energía eólica y sus avances en materia regulatoria*. Universidad Buenos Aires: XVI Jornadas de Epistemología de las Ciencias Económicas.
- Fischer-Kowalski, M., Haberl, H. y Kausmann, F. (2007). *Socioecological Transitions and Global Change. Trajectories of Social Metabolism and Land Use*. Cheltenham: Edward Elgar.
- Fornillo, B. (2016). *Sudamérica Futuro: China global, transición energética y posdesarrollo*. Consejo Latinoamericano de Ciencias Sociales.
- Fornillo, B. (2017). Hacia una definición de transición energética para Sudamérica: Antropoceno, geopolítica y posdesarrollo. *Prácticas de Oficio*, 2(20), Buenos Aires.
- Fornillo, B. (2021). Transición energética en Uruguay: ¿dominio del mercado o potencia público-social?. *Ambiente y Sociedad*, 24.
- Foucault, M. (1976). *Bio-historie et Bio-politique*. Dits et Ecrits II, 1954- 1988. Quarto, Gallimard. París.
- Francis, B. y Scholles, F. (2006). *Desarrollo de energías renovables en Alemania e Inglaterra: una comparación entre países de la planificación de turbinas eólicas en la región de Hannover y en Devon*. En Informe EIA 20/4, 160-167.
- Freier, A. (2016). La situación de la cooperación energética entre Argentina y Brasil en el área de la energía renovable: ¿Integración, difusión o fragmentación?. *Relaciones Internacionales*, N°51, La Plata.
- Fundación Bariloche (2009). *Energías Renovables: Diagnóstico, barreras y propuestas*. Secretaría de Energía.
- Furlán, A. (2014). *La crisis del sistema eléctrico en la Argentina de la posconvertibilidad: el caso de la articulación geoeconómica crítica de la costa atlántica bonaerense*. Tesis de Doctorado, Universidad Nacional de La Plata, La Plata.
- Furlan, A. (2016). Grandes sistemas técnicos y espacio geográfico. Revisión de posturas y articulaciones conceptuales. *Revista Huellas*, 20, Santa Rosa.
- Furlán, A. (2017). La transición energética en la matriz eléctrica argentina (1950- 2014). Cambio técnico y configuración espacial. *Revista Universitaria de Geografía*, 26 (1), Bahía Blanca, Universidad Nacional del Sur, 97-133.
- Gambetta, P., y Doña, V. (2011). Planta solar fotovoltaica solar San Juan I: descripción de su diseño y detalles de operación. En *IV Congreso Nacional y III Congreso Iberoamericano Hidrógeno y Fuentes Sustentables de Energía HYFUSEN*, Mar del Plata, Argentina.
- Garrido, S; Lalouf, A. y Santos, G. (2016). Energía eólica de alta potencia en Argentina. Análisis socio-técnico de su trayectoria (1990-2015). *XI Jornadas Latinoamericanas de Estudios Sociales de la Ciencia y la Tecnología (ESOCITE)*, 25 al 28 de julio, Curitiba, Brasil.
- Garrido, S; Lalouf, A. y 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 y Medio Ambiente*, vol. 16, Buenos Aires.
- Garrido, S. (2019). Desarrollo de sistemas de Generación Distribuida con Energías Renovables (GDER) en América del Sur. Alternativas para la Transición energética justa. Ponencia presentada

en las *X Jornadas de Sociología*, 30 y 31 de mayo, Los Polvorines, Universidad Nacional de General Sarmiento, Argentina.

- Garrido, S. (2020). Potencialidades y limitaciones de los procesos de transición energética en Argentina: sustitución tecnológica o cambio de régimen socio-técnico. En *Miradas locales para las Transiciones Energéticas*. Rosario, Argentina.
- Garrido, S., Lalouf, A. y Moreira, J. (2013). Implementación de energías renovables como estrategia para modificar la matriz energética en Argentina. De las políticas puntuales a las soluciones sistémicas. *Avances en Energías renovables y Ambiente*, vol. 17, San Miguel, Asociación Argentina De Energía Solar, 1235-1241.
- Geels, F. W. (2002). Towards sociotechnical scenarios and reflexive anticipation: Using patterns and regularities in technology dynamics. In Edward Elgar (comp.) *Shaping technology, guiding policy: Concepts, spaces and tools*, 355-381.
- Geels, F. W. y Kemp, R. (2000). Transities vanuit sociotechnisch perspectief. *Maastricht*, MERIT.
- Geels, F. W. y Raven, R. (2006). Non-linearity and expectations in niche-development trajectories. Ups and downs in Dutch biogas development (1973–2003), *Technology Analysis y Strategic Management*, 18 (3-4): 375–392.
- Geels, F. W. y Schot, J. (2007). Typology of sociotechnical transition pathways. *Research Policy*, 36(3): 399–417.
- Geels, F.W. (2011). The multi-level perspective on sustainability transitions: responses to seven criticisms. *Environ. Innov. Soc. Transit.* 1, 24–40.
- Genta, G. (2006). *Política y Servicios Públicos. El caso del servicio público de electricidad de la ciudad de Buenos Aires*. Tesis maestría, Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO), Buenos Aires.
- Georgescu-Roegen, N. (1989). La ley de la entropía y el problema económico. Daly, H. (comp.) *Economía, ecología, ética. Ensayos hacia una economía en estado estacionario*. FCE. México: 61-72.
- Ghía, A. (2012). *Bicentenario de la Argentina: historia de la energía eléctrica 1810-2012*. FODECO, Buenos Aires.
- Giddens, A. (1984). *The Constitution of Society: Outline of the Theory of Structuration*. University of California Press, Berkeley.
- Glachant, J. M., y Finon, D. (2005). A competitive fringe in the shadow of a state owned incumbent: the case of France. *The Energy Journal*, 26 (Special Issue).
- Glave, U. y Zabaloy, M. F. (2020). Energías renovables para la transición energética: un análisis comparativo entre los casos de Argentina y Alemania en el período 2000-2016. En *Energía, Innovación y Ambiente para una Transición Energética Sustentable*. Universidad Nacional del Sur, Bahía Blanca.
- Goldstein, E., Kulfas, M., Margulis, D. y Zack, G. (2016). Efectos macroeconómicos del sector energético en la Argentina en el período 2003-2014. *Realidad Económica*, 16 (298), 32-79.
- Goldthau, A. (2014). Rethinking the governance of energy infrastructure: Scale, decentralization and polycentrism. *Energy Research and Social Science*, 1, 134-140.
- González de Molina, M. y Toledo, V. M. (2011). *Metabolismos, naturaleza e historia. Hacia una teoría de las transformaciones socioecológicas*. Icaria. Barcelona.
- Gottman, J. (1973). *The significance of territory*. Charlottesville: The University of Virginia Press, Charlottesville.

- Goulden, M., Bedwell, B., Rennick-Egglestone, S., Rodden, T., y Spence, A. (2014). Smart grids, smart users? The role of the user in demand side management. *Energy research and social science*, 2, 21-29.
- Gras, A. (1997). *Les macro-systèmes techniques*. Paris: Presses Universitaires de France.
- Guber, R. (2001). *La etnografía: método, campo y reflexividad*. Buenos Aires: Grupo Editorial Norma
- Gudynas, E. (2011). Desarrollo, extractivismo y buen vivir. Debates sobre el desarrollo y sus alternativas en América Latina: Una breve guía heterodoxa. En *Grupo Permanente de Trabajo sobre Alternativas al Desarrollo. Más allá del desarrollo*, Quito-Ecuador, Editorial Fundación Rosa Luxemburgo/Abya Yala, Vol. 1, p. 21-54.
- Guevara, J. (2004). La distribución de la energía en la provincia de San Juan. *Seminario de Energía Sustentable, desafíos. Argentina*.
- Guido, L. y Carrizo, S. (2016). Innovaciones tecnológicas en 'redes eléctricas inteligentes': políticas públicas y experiencias locales en Argentina. *L'Ordinaire des Amériques*, núm. 221, Toulouse, Université Toulouse.
- Gutiérrez, H. A. V. (2019). Una visión general de las tendencias de Argentina hacia las energías renovables. *IEEE Latin America Transactions*, 17(10), 1625-1636.
- Haesbaert, R. (2014). Viver no limite: território e multi/transterritorialidade em tempos de insegurança e contenção. *Bertrand*, Rio de Janeiro, Brasil.
- Hansen, T., y Coenen, L. (2015). The geography of sustainability transitions: Review, synthesis and reflections on an emergent research field. *Environmental innovation and societal transitions*, 17, 92-109.
- Harris, J. (2010). Going green to stay in the black: transnational capitalism and renewable energy. *Race y Class*, 52(2), 62-78. <https://doi.org/10.1177/0306396810377009>
- Harvey, D. (2004). *El nuevo imperialismo*. Ediciones Akal, Madrid.
- Harvey, D. (2007). *Espacios del capital. Hacia una geografía crítica*. Ediciones Akal, Madrid.
- Harvey, D. (2014). *Diecisiete contradicciones y el fin del capitalismo*. Editorial IAEN, Quito.
- Harvey, D. (2020). *Razones para ser anticapitalistas*. CLACSO, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
- Haselip, J. y Potter, C. (2010). Post-neoliberal electricity market 're-reforms' in Argentina: Diverging from market prescriptions?. *Energy policy*, 38(2), 1168-1176.
- Hatzigargyriou, N. (2014). *Microgrids: Architectures and Control*. Wiley-IEEE Press.
- Hawken, P., Lovins, A. y Lovins, H. (1999). *Natural Capitalism: Creating the Next Industrial Revolution*, New York, Little, Brown y Company.
- Healy, N., y Barry, J. (2017). Politicizing energy justice and energy system transitions: Fossil fuel divestment and a 'just transition'. *Energy policy*, 108, 451-459.
- Heinberg, R. (2006). *Se acabó la fiesta. Guerra y colapso económico en el umbral del fin de la era del petróleo*. Barrabés Editorial, Benasque, España.
- Hess, D. (2013). Industrial fields and countervailing power: The transformation of distributed solar energy in the United States. *Global environmental change*, 23(5), Amsterdam, Elsevier, 847-855.
- Hewitt-Dundas, N. (2012). Research intensity and knowledge transfer activity in UK universities. *Research policy*, 41(2), 262-275.
- Hirsh, R. F. y Jones, C. F. (2014). History's contributions to energy research and policy. *Energy Research & Social Science*, 1, 106-111.
- Hobsbawm, E. (1998). *Historia del siglo XX*. Crítica. Barcelona.

- Honty, G. (2012). Energía en las transiciones. En Hidalgo M. E. y Elbers J. (ed.): *¿Estamos en transición hacia un país pospetrolero?*. CEDA, Ecuador.
- Honty, G. (2014). Límites de las energías renovables. *Debate*, N°92, Quito.
- Hopkins, R. (2008). *The Transition Handbook. From oil dependency to local resilience*. Green Books.
- Huber, M. T. (2008). Energizing historical materialism: Fossil fuels, space and the capitalist mode of production. *Geoforum*, 40(1), 105-115.
- Hughes, J. D. (2008). *Coal: Peak, Flows, Prices, Bottlenecks, Carbon Regulation*. ASPO-USA, Sacramento California. Recuperado de www.aspo-usa.org
- Hughes, J. D. (2013). *Drill baby drill. Can unconventional fuels usher in a new era of energy abundance?*. Post Carbon Institute. Santa Rosa, California.
- Hughes, J. D. (2019). *How Long Will the Shale Revolution Last?*. Post Carbon Institute. Santa Rosa, California.
- Hughes, T. P. (1987). La evolución de los grandes sistemas técnicos. En Bijker, Wiebe E, Thomas P Hughes y Trevor J Pinch (eds.). *La Construcción Social de los Sistemas Tecnológicos. Nuevos rumbos en la sociología y la historia de la tecnología*. Prensa del MIT: Cambridge, 51-82.
- Hurtado, D. (2010). Argentina tuvo en la energía nuclear un motor de desarrollo. *Defonline*. Recuperado de <http://www.defonline.com.ar/?p=3209>
- Hurtado, D. (2012). Cultura tecnológico-política sectorial en contexto semiperiférico: el desarrollo nuclear en la Argentina (1945-1994). *Revista Iberoamericana de Ciencia, Tecnología y Sociedad-CTS*, 7(21), 163-192.
- Hurtado, D. y Souza, P. (2018). Geoeconomic Uses of Global Warming: The “Green” Technological Revolution and the Role of the Semi-Periphery. *Journal of World-Systems Research*, 24(1), 123-150.
- IEA (2012). *World Energy Outlook*. Agencia Internacional de Energía. París. Recuperado de https://iea.blob.core.windows.net/assets/ebe15dfb-30c8-42cf-8733-672b3500aed7/WEO2012_free.pdf
- IEA (2017). *World Energy Outlook*. Agencia Internacional de Energía. París. Recuperado de https://iea.blob.core.windows.net/assets/4a50d774-5e8c-457e-bcc9-513357f9b2fb/World_Energy_Outlook_2017.pdf
- IEA (2019). *World Energy Outlook*. Agencia Internacional de Energía. París. Recuperado de <https://iea.blob.core.windows.net/assets/98909c1b-aabc-4797-9926-35307b418cdb/WEO2019-free.pdf>
- IEA (2021). *Recursos energéticos distribuidos para cero neto: ¿un activo o un problema para la red eléctrica?*. Agencia Internacional de Energía, París. Recuperado de <https://www.iea.org/commentaries/distributed-energy-resources-for-net-zero-an-asset-or-a-hassle-to-the-electricity-grid>
- Illich, I. (2012). *La convivencialidad*. Virus. Barcelona.
- IPCC (2011). *The Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Summary for Policymakers and Technical Summary. Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático.
- IRENA (2018). *Community energy: broadening the ownership of renewables*. Agencia Internacional de las Energías Renovables, Abu Dhabi. Recuperado de https://coalition.irena.org/-/media/Files/IRENA/Coalition-for-Action/Publication/Coalition-for-Action_Community-Energy_2018.pdf

- IRENA (2019). *Renewable Energy Market Analysis: GCC 2019*. Agencia Internacional de las Energías Renovables, Abu Dhabi. Recuperado de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jan/IRENA_Market_Analysis_GCC_2019.pdf
- IRENA (2020). *Renewable Capacity Statistics 2020*. Agencia Internacional de las Energías Renovables, Abu Dhabi. Recuperado de <https://bit.ly/2YVPRwZ>
- Jevons, S. W. (1865). *The Coal Question; An Inquiry concerning the Progress of the Nation, and the Probable Exhaustion of our Coalmines*. Macmillan and Co., London.
- Katz, C. (2015). ¿Qué es el neodesarrollismo? Una visión crítica, Argentina y Brasil. *Servicio Social & Sociedade*, 122, 224–249.
- Katz, C. (2017). El proyecto neoliberal en Argentina. *Mundo Silgo XXI*, 41 (4), 31-36.
- Kemp, R., Schot, J. y Hoogma, R. (1998). Regime shifts to sustainability through processes of niche formation: the approach of strategic niche management. *Technology Analysis and Strategic Management* 10 (2), 175–195.
- Kerschner, C., de Segura, R. B. G., y Olaizola, I. A. (2010). Petróleo y carbón: del cenit del petróleo al cenit del carbón. ecología política. *Ecología Política*, (39), 23-36.
- Klare, M. (2008). *Rising powers. Shrinking planet. The new geopolitics of energy*. Metropolitan books, EEUU.
- Klare, M. (2012). *The race for what's left. The global scramble for the world's last resources*. Metropolitan Books, New York.
- Klein, N. (2014). *This Changes Everything: Capitalism vs. The Climate*, 85, Simon and Schuster.
- Kozulj, R. (2015). *El sector energético argentino. Un análisis integrado de sus problemas, impactos y desafíos macroeconómicos*. Universidad Nacional de Río Negro, Viedma.
- Krier, D. (2012). Speculative management: Stock market power and corporate change. *SUNY Press*.
- Krippner, G. (2005). The financialization of the American economy. *Socio-economic review*, 3(2), 173–208.
- Kulfas, M. (2001). *El impacto del proceso de fusiones y adquisiciones en la Argentina sobre el mapa de grandes empresas: Factores determinantes y transformaciones en el universo de las grandes empresas de capital local*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Santiago de Chile.
- Lambert, J., Hall, C., Balogh, S., Poisson, A. y Gupta, A. (2012). *EROI of Global Energy Resources: Preliminary Status and Trends*. Rapport N°1. Department for International Development, London.
- Lanciotti, N. (2009). Patterns of evolution and technological style of electric utilities in three Argentinean cities, 1880-1950. *XVth World Economic History Congress (WEHC 2009)*, Utrecht, 3 al 7 de agosto de 2009. Recuperado de <http://www.wehc2009.org>.
- Lander, E. (2015). Los límites del planeta y la crisis civilizatoria. *Contextualizaciones Latinoamericanas*, (8).
- Latouche, S. (2009). *Decrecimiento y posdesarrollo: el pensamiento creativo contra la economía del absurdo*. El viejo topo.
- Lauber, V., y Jacobsson, S. (2016). The politics and economics of constructing, contesting and restricting socio-political space for renewables–The German Renewable Energy Act. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 18, 147-163.
- Lerch, D. (2008). *Post Carbon Cities: Planning for Energy and Global Warming for Local Governments*. Post Carbon Institute, Sebastopol, California, US.

- Li, F. G. (2017). Actors behaving badly: Exploring the modelling of non-optimal behaviour in energy transitions. *Energy Strategy Reviews*, 15, 57-71.
- Liebowitz, S. J., y Margolis, S. E. (1995). Path dependence, lock-in, and history. *Journal of Law, Economics, y Organization*, 205-226.
- Lietaer, B. (2005). *El futuro del dinero. Cómo crear nueva riqueza, trabajo y un mundo más sensato*. Errepar, Longseller. Buenos Aires.
- Loorbach, D. (2010). Transition management for sustainable development. A prescriptive, complexity based governance framework, *Governance*, 23 (1): 161–183.
- Lorenzini, M. E. (2011). *Política exterior, alianzas estratégicas y energía en América Latina*. Rosario. Homo Sapiens Ediciones, Buenos Aires.
- Lorenzo, E. (2006). *Sobre el papel de la energía en la historia*. PROGNSA. Sevilla.
- Luque, D. H. y Rodríguez, E. B. (2017). El estudio geográfico de la energía: Una aproximación histórica al estado de la cuestión. *Boletín de la Asociación de Geógrafos Españoles*, (74).
- Macchione, A. S. y Lanciotti, N. S. (2012). La regulación de los servicios de electricidad en Argentina y Brasil (1890-1962). *Economía e Sociedade*, 21(2), 409-447.
- Magaz, J. V. B. y Romero, C. (2014). Estrategias de los cárteles energéticos. En *Alta tensión: por un nuevo modelo energético sostenible, democrático y ciudadano*. Icaria, 25-32.
- Malthus, T. R. (1798). *An essay on the principle of population as it affects the future improvement of society*. J. Johnson, London.
- Manassero, U., Torres, J. L., López, D., Furlani, R., Regalini, R., Orué, M., y Stella, J. (2013). Experiencias relevantes de vinculación tecnológica entre el Laboratorio de Sistemas de Control de la UTN Santa Fe y empresas públicas y privadas de la región. *VII Jornadas de Vinculación Universidad-Industria (JUI)-JAIHO*, 42.
- Marks, R.B. (2002). *The origins of the modern world: A global and ecological narrative*. Rowman and Littlefield, Lanham.
- Martínez Alier, J. (1998). Curso de Economía Ecológica. México: Red de Formación Ambiental. *Serie Textos Básicos para la Formación Ambiental N° 1*. Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), ISBN: 968-7913-03-7.
- Martínez Alier, J. (2008). Conflictos ecológicos y justicia ambiental. *Papeles de relaciones ecosociales y cambio global*, 103, 11-28.
- Martínez Alier, J., y Walter, M. (2015). Metabolismo social y conflictos extractivos. En *Gobernanza ambiental en América Latina*.
- Mason, D. y Bosshard, P. (2019). *The 2020 Scorecard on Insurance, Fossil Fuels and Climate Change. Insuring Our Future*. Recuperado de <https://insureourfuture.co/wp-content/uploads/2020/12/IOF-REPORT-FINAL-1.pdf>
- McKibben, B. (2012). *Global Warming's Terrifying New Math. Three simple numbers that add up to global catastrophe*. Rolling Stone.
- McNeill, J. R. y McNeill, W. H. (2010). *Las redes humanas. Una historia global del mundo*. Crítica. Barcelona.
- Meadows, D.H., Meadows, D.L., Randers, J. y Behrens, W.W. (1972). *The Limits to Growth*. Universe Books, Nueva York.
- Meidav, T. (1998). Rural electrification with renewable energy: geothermal power in arid regions. In *The Arid Frontier*. Springer, Dordrecht, 337-350.
- Menéndez Pérez, E., Sánchez Sánchez, P. y López Santiago, C. (2012). Cautivos del petróleo. Un breve repaso histórico. En Pablo Cotarelo (ed), *Agrietando el futuro. La amenaza de la fractura hidráulica en la era del cambio climático*, Ecologistas en Acción, Madrid.

- Miguez, J. L., Lopez-Gonzalez, L. M., Porteiro, J., Paz, C., Granada, E., y Moran, J. C. (2006). Contribution of renewable energy sources to electricity production in Galicia (Spain). *Energy Sources, Part A*, 28(11), 995-1012.
- Miller, C. A., Richter, J. y O'Leary, J. (2015). Socio-energy systems design: A policy framework for energy transitions. *Energy Research & Social Science*, 6, 29-40.
- Ministerio de Energía (2020). *Anuario Estadístico de Energía*. Ministerio de Energía y Comisión Nacional de Energía, Santiago de Chile. Recuperado de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/12/AnuarioCNE2020.pdf>
- Ministerio de Energía y Minería (2017). *Proyectos adjudicados del Programa RenovAr. Rondas 1, 1.5 y 2*. Recuperado de <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/renovables/renovar>
- Ministerio de Energía y Minería (2019). *Balance de gestión en energía 2016—2019*. Recuperado de https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/sintesis_balance/2019-12-09_Balance_de_Gestion_en_Energia_2016-2019_final_y_anexo_pub_.pdf
- Ministerio de la Producción de Santa Fe (2018). *Invertir en Santa Fe. Biodiesel. Gobierno de la Provincia de Santa Fe*. Recuperado de http://www.santafeglobal.gob.ar/wp-content/uploads/sites/9/2018/07/Biodiesel_ES_2018.pdf
- Ministerio de Medio Ambiente y Ministerio de Hacienda y Obras Públicas (2012). *Revista digital del Gobierno de San Juan*, Año 3, N° 7, San Juan.
- Ministerio de Minería (2015). *La nueva minería, período de gestión de gobierno, años 2003-2014*. Ministerio de Minería, San Juan.
- Mitchell, T. (2011). *Carbon democracy: Political power in the age of oil*. Verso Books.
- Moore, J. W. (2013). El auge de la ecología-mundo capitalista, I. *Laberinto*, 38, 9-26.
- Moreira, A. J., y Garrido, S. (2013). Energías renovables, cooperativismo y desarrollo local. Un análisis socio-técnico de la experiencia de las cooperativas eléctricas en la Argentina. *X Jornadas de sociología de la Universidad de Buenos Aires*, 20.
- Moreno, C. (2013). Las ropas verdes del rey. La economía verde: una nueva fuente de acumulación primitiva. En *Alternativas al capitalismo/colonialismo del siglo XXI*. Quito: Abya Yala, 63-98.
- Morthorst, P.E., Petersen, A.H., Nissen, F., Cronin, A. (2006). Denmark in a European market. The Future Energy System—Distributed Production and Use. *Risø Energy Report*, Risø, 13–19.
- Muhammad-Sukki, F., Ramirez-Iniguez, R., Munir, A. B., Yasin, S. H. M., Abu-Bakar, S. H., McMeekin, S. G., y Stewart, B. G. (2013). Revised feed-in tariff for solar photovoltaic in the United Kingdom: A cloudy future ahead?. *Energy Policy*, 52, 832-838.
- Müller, T. (2015). Alemania: La transición energética. Combinar escalas y estrategias para el cambio. En *Alternativas al capitalismo/colonialismo del siglo XXI*. Quito: Abya Yala, 21-54.
- Mumford, L. (1977). *Técnica y civilización*. Alianza Editorial. Madrid.
- Murillo, M. V., y Finchelstein, D. (2004). Privatización y poder de mercado: el caso de la generación de energía eléctrica en la Argentina. *Desarrollo Económico*, 131-144.
- Murphy, D. J. y Hall, C. A. (2011). Energy return on investment, peak oil, and the end of economic growth. *Annals of the New York Academy of Sciences*, 1219(1), 52.
- Muttitt, G. (2016). *The sky's limit: Why the Paris climate goals require a managed decline of fossil fuel production*. Oil Change International.
- Navarro Rocha, L. (2020). Financiarización en grandes empresas argentinas: El grupo Pampa Energía (2004-2019). *Ola Financiera*, Vol. 13 (No. 37), México.

- Nelson, R. R., y Winter, S. G. (1982). The Schumpeterian tradeoff revisited. *The American Economic Review*, 72(1), 114-132.
- Neuman, M., Malco, J. y Nicolini, J. (2019). Ejes para el Desarrollo de la Trama Productiva de Equipamiento Eólico de Alta Potencia. *XII Congreso de Ingeniería Industrial*, Universidad Tecnológica Nacional, Santa Cruz, Argentina.
- Newell, P. y Mulvaney, D. (2013). The political economy of the ‘just transition’. *The Geographical Journal*, 179(2), 132-140.
- O'Connor, J. R. (2001). *Causas naturales: ensayos de marxismo ecológico*. Siglo XXI, México D. F.
- OCDE/IEA (2011). *Green Growth Studies: Energy*, Preliminary version. Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico y Agencia Internacional de Energía, París.
- OPEC (2012). *Annual Statistical Bulletin*. Organization of the Petroleum Exporting Countries. Recuperado de https://www.opec.org/opec_web/en/publications/202.htm
- Ordeñana, E. A., Beascoechea, I. Z., y Calvo-Sotomayor, I. (2020). El paradigma de lo común y la gestión de la energía en España: oportunidades para la convergencia entre diferentes. *Scripta Nova. Revista Electrónica de Geografía y Ciencias Sociales*, 24, 650.
- Oslender, U. (2002). Espacio, lugar y movimientos sociales: hacia una espacialidad de resistencia. *Scripta Nova. Revista electrónica de geografía y ciencias sociales*, Universidad de Barcelona, vol. VI (115).
- Pahle, M., Pachauri, S. y Steinbacher, K. (2016). Can the Green Economy Deliver it All? Experiences of Renewable Energy Policies with Socio-economic Objectives, *Applied Energy*, 179.
- Pendón, M., Williams, E., Cibeira, N., Couselo, R., Crespi, G. y Tittone, M. (2017). Energía renovable en Argentina: cambio de paradigma y oportunidades para su desarrollo. *IV Jornadas de Investigación, Transferencia y Extensión*, 4-6 de abril, La Plata, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de La Plata. Recuperado de http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/60384/Documento_completo.pdf-PDFA.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- PET (2015). *Plan Estratégico Territorial Carcarañá*. Plan Estratégico Territorial. Provincia de Santa Fe. Recuperado de https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/plan_estrategico_territorial_carcarana_1.pdf
- PET (2018). *Plan Estratégico Territorial San Gregorio*. Plan Estratégico Territorial. Provincia de Santa Fe. Recuperado de https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/plan_estrategico_territorial_san_gregorio_0.pdf
- PET (2019). *Plan Estratégico Territorial Diego de Alvear*. Plan Estratégico Territorial. Provincia de Santa Fe. Recuperado de https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/plan_estrategico_territorial_diego_de_alvear.pdf
- Pelicano, G., Combetto, A., Benedetti, A. y De La Cuetara, O. (2001). Energías Renovables una opción para el abastecimiento de un recurso escaso: El agua en la puna jujeña. *VIII Encuentro de Geógrafos de América Latina*. Santiago de Chile. 2001.
- Piaz, A. G. (2015). Acciones de resistencia a la tecnología nuclear en la Argentina: mapeando el terreno. *Revista Redes*, Vol. 21, N°41, Buenos Aires, 111-140.
- PNUMA (2011). *Hacia una economía verde: Guía para el desarrollo sostenible y la erradicación de la pobreza*. Síntesis para los encargados de la formulación de políticas. New York: Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. Recuperado de www.unep.org/greeneconomy

- Podobnik, B. (2006). *Global Energy Shifts: Fostering Sustainability in a Turbulent Age*. Temple University Press. Filadelfia.
- Polanyi, K. (1944). *A grande transformação. As origens da nossa época*. Campus, Rio de Janeiro.
- Porcelli, A. y Martínez, A. (2018). Una inevitable transición energética: el prosumidor y la generación de energías renovables en forma distribuida en la legislación argentina nacional y provincial. *Actualidad Jurídica Ambiental*, N°75, Madrid, 4-49.
- PRIER (2016). *Acuerdo ciudadano por un futuro sustentable y una gestión democrática de la energía*. Recuperado de <https://bit.ly/2CqnGeo>.
- Rae, C., y Bradley, F. (2012). Energy autonomy in sustainable communities. A review of key issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(9), 6497-6506.
- Raffestin, C. (1993). *Por uma geografia do poder*. São Paulo: Ática.
- Rainforest Action Network (2020). Banking on Climate Change. *Fossil Fuel Finance Report*. Recuperado de www.ran.org
- Rama, A. (1984). *Transculturación narrativa en América Latina*. Siglo XXI, México D. F.
- Ramírez, S. (2016). *La reforma del sector eléctrico del Gran Buenos Aires. Privatización y nuevos actores empresariales (1992-2000)*. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional San Martín, Buenos Aires.
- Recalde, M. Y., Bouille, D. H. y Girardin, L. O. (2015). Limitaciones para el desarrollo de energías renovables en Argentina. *Problemas del desarrollo*, 46(183), 89-115.
- Rifkin, J. (2011). *La Tercera Revolución Industrial: Cómo el poder lateral está transformando la energía, la economía y el mundo*. Paidós, Barcelona.
- Rifkin, J. (2014). *La sociedad de coste marginal cero*. Paidós, vol. 25, Barcelona.
- Rifkin, J. (2019). *El Green New Deal Global*. Paidós, vol. 25, Madrid.
- Ríos, I. G. (2020). Las 'Comunidades energéticas locales': un nuevo desafío para las entidades locales. *Revista Vasca de Administración Pública*. Herri-Arduralaritzako Euskal Aldizkaria, (117), 147-193.
- Rip, A. y Kemp, R. (1998). Technological change. *Human choice and climate change*, 2(2), 327-399.
- Roa Avendaño, T. y Scandizzo, H. (2017). Energías extremas, expresión del Capitaloceno. *Ecología política*, (53), 52-55.
- Rodríguez, M., Elizondo, F. J., y García, F. (2015). *Características económicas y territoriales en la expansión del mercado eléctrico mayorista argentino*. Instituto Tecnológico de Buenos Aires, Buenos Aires.
- Rodríguez Delgado, C. (2018). Las energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile: estrategias, políticas y tendencias.
- Rojas, J. F., y Wagner, L. (2016). Conflicto por la apropiación del río Atuel entre Mendoza y La Pampa (Argentina). *Historia Ambiental Latinoamericana y Caribeña (HALAC) revista de la Solcha*, 6(2), 278-297.
- Romero, C. (1999). *Regulaciones e inversiones en el sector eléctrico*. Instituto de Economía, Universidad Argentina de la Empresa, Buenos Aires.
- Rubio, M. M. y Folchi, M. (2012). Will small energy consumers be faster in transition? Evidence from the early shift from coal to oil in Latin America. *Energy Policy*, 50, 50-61.
- Ruiz, J. M., y Serrano, M. L. T. (2008). Elección de criterios y valoración de impactos ambientales para la implantación de energía eólica. *Papeles de Geografía*, (47-48), 171-183.

- Sabbatella, I., Serrani, E. y Barrera, M. (2020). Paradigmas energéticos en disputa en las últimas dos décadas en Argentina. En *Energía, Innovación y Ambiente para una Transición Energética Sustentable*. Editorial de la Universidad Nacional del Sur, Bahía Blanca.
- Sabbatella, I., y Burgos, M. (2017). La política energética de Cambiemos: del tarifazo de gas al retorno a las reglas de los noventa. En *El nuevo modelo económico y sus consecuencias*. Ediciones del CCC.
- Santos, M. (2000). *La naturaleza del espacio*. Ariel, Barcelona.
- Santos, T. y Sabbatella, I. (2020). Energy (and Climate) Challenges in South America: What planning for what transition?. In *The Regulation and Policy of Latin American Energy Transitions*, Elsevier, 59-74.
- Sassen, S. (2010). *Territorio, autoridad y derechos: De los ensamblajes medievales a los ensamblajes globales*. Katz Editores, Buenos Aires.
- Schmidt, J., Schönhart, M., Biberacher, M., Guggenberger, T., Hausl, S., Kalt, G., ... y Schmid, E. (2012). Regional energy autarky: Potentials, costs and consequences for an Austrian region. *Energy Policy*, 47, 211-221.
- Schönberger, P. (2013). Municipalities as key actors of German renewable energy governance: An analysis of opportunities, obstacles, and multi-level influences. *Wuppertal papers*, N°186.
- Schvarzer, J. (1982). Efectos de la política de privatizaciones. *Realidad Económica*, 47.
- Secretaría de Energía (2016). *RenovAr: Plan de Energías Renovables. Ronda 1. Llamado a Licitación Internacional*. Julio de 2016, Buenos Aires. Recuperado de https://www.minem.gob.ar/servicios/archivos/6548/AS_14695676441.pdf
- Secretaría de Energía (2019). *Balance de gestión en energía 2016-2019*. Recuperado de https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/sintesis_balance/2019-12-09_Balance_de_Gestion_en_Energia_2016-2019_final_y_anexo_pub_.pdf
- Secretaría de Energía (2021). *Mapa Generación y Transporte Eléctrico*. Recuperado de <http://datos.minem.gob.ar/dataset/generacion-transporte-electrico>
- Sergent, A. (2018). Generación distribuida: ¿en vísperas de una revolución copernicana?. *Revista argentina de derecho de la energía, hidrocarburos y minería* (RADEHM), N°17, Editorial Ábaco de Rodolfo Depalma, Buenos Aires, 187-196.
- Serra, P. (2002). Regulación del sector eléctrico chileno. *Perspectivas*. 6(1), 11-43.
- Servín, S. (2012). *Argentina y los desafíos del escenario energético global*. ISEN, Argentina.
- Seyfang, G., y Smith, A. (2007). Grassroots innovations for sustainable development: Towards a new research and policy agenda. *Environmental politics*, 16(4), 584-603.
- Sijmons, D. F. (2014). *Landscape and Energy; Designing Transition*. Nai Publishers, Rotterdam.
- Smil, V. (1994). *Energy and world history*. Westview, Boulder, CO.
- Smil, V. (2017). *Energy and Civilization a History*. London: The MIT Press, ISBN 9780262035774.
- Smith, A. y Stirling, A. (2010). The politics of social-ecological resilience and sustainable sociotechnical transitions, *Ecology and society*, 15(1).
- Sosa, M. I. (2017). Cogeneration within the New Regulations on Distributed Generation. Presentado en *XII Latin-American congress on electricity generation and transmission* (CLAGTEE), 12-15 de noviembre, Mar del Plata, Argentina.
- Spinney, J., Green, N., Burningham, K., Cooper, G. y Uzzell, D. (2012). Are we sitting comfortably? Domestic imaginaries, laptop practices, and energy use. *Environment and Planning*, 44: 2629–2645.

- Stegmaier, P., Visser, V. R. y Kuhlmann, S. (2012). Governance of the Discontinuation of Socio-Technical Systems—An Exploratory Study of the incandescent light bulb phase-out. *The Governance of Innovation and Socio-Technical Systems in Europe: New Trends, New Challenges-Panel on The governance of innovation and sociotechnical systems: design and displacements*. 17-20 de octubre, Copenhagen Business School, Dinamarca.
- Svampa, M. (2013). Consenso de los Commodities y lenguajes de valoración en América Latina. *Revista Nueva Sociedad*, N°244, Buenos Aires.
- Svampa, M. (2018). Imágenes del fin. Narrativas de las crisis socioecológicas en el Antropoceno. *Nueva Sociedad*. N°278, 151-164.
- Svampa, M. y Viale, E. (2014). *Maldesarrollo: La Argentina del extractivismo y el despojo*. Katz editores, Buenos Aires.
- Svampa, M. y Viale, E. (2020). El colapso ecológico ya llegó: Una brújula para salir del (mal) desarrollo. Siglo XXI, Buenos Aires.
- Szeman, I. (2007). System failure: oil, futurity, and the anticipation of disaster. *South Atlantic Quarterly*, 106(4), 805-823.
- Szeman, I., y Petrocultures Research Group (2016). *After oil*. Petrocultures Research Group. ISBN: 9780995042001
- Taylor, S.J. y Bogdan, R. (1984). *Introducción a los métodos cualitativos de investigación. La búsqueda de significado*, Paidós, Barcelona.
- Tchintian, C. y Boix, M. V. (2010). Diagnóstico comunitario y líneas de acción en Venado Tuerto. *Documento de Trabajo*, N°40. Recuperado de <https://www.cippec.org/wp-content/uploads/2017/03/1598.pdf>
- Tong, D., Zhang, Q., Zheng, Y., Caldeira, K., Shearer, C., Hong, C., ... y Davis, S. J. (2019). Committed emissions from existing energy infrastructure jeopardize 1.5 C climate target. *Nature*, 572(7769), 373-377.
- Trinks, A., Scholtens, B., Mulder, M. y Dam, L. (2018). Fossil Fuel Divestment and Portfolio Performance. *Ecological Economics*, 146, 740–748. doi:10.1016/j.ecolecon.2017.11.036
- Unceta Satrústegui, K. (2009). Desarrollo, subdesarrollo, maldesarrollo y postdesarrollo: una mirada transdisciplinar sobre el debate y sus implicaciones. *Carta Latinoamericana*, N°7, Montevideo, Centro Latino Americano de Ecología Social (CLAES), 1-34.
- Unceta Satrústegui, K. (2014). *Desarrollo, Postcrecimiento y Buen Vivir. Debates e interrogantes*. Quito, Abya Yala.
- Vagliasindi, M., y Besant-Jones, J. (2013). Power market structure. *Revisiting policy options*. The World Bank, Washington. Recuperado de <http://documents1.worldbank.org/curated/en/795791468314701057/pdf/Power-market-structure-revisiting-policy-options.pdf>
- Van der Vleuten, E. (1998). Electrifying Denmark: A symmetrical history of central and decentral electricity supply until 1970. *History of Science Department*. Aarhus, University of Aarhus. Ph.D., 389.
- Van der Zwan, N. (2014). Making sense of financialization. *Socio-economic review*, 12(1), 99-129.
- Vanni, S. R. y Sabundjian, G. (2008). Economic viability of alternative sources of energy for a typical community of the region north and northeast of Brazil. *Revista Brasileira de Pesquisa e Desenvolvimento*.

- Vitale, M. (2010). La problemática de las cooperativas prestadoras del servicio eléctrico en la Argentina. Movimiento Productivo Argentino. *Seminario de Actualización de Políticas Públicas*. Buenos Aires, Argentina.
- Wallerstein, I. (2010). *El moderno sistema mundial. La agricultura capitalista y los orígenes de la economía-mundo europea en el siglo XVI*. Siglo XXI. Madrid.
- WMO (2021). *United In Science 2021: A multi-organization high-level compilation of the latest climate science information*. World Meteorological Organization, United Nations Environment Programme
- Zícari, J. (2020). *Crisis económicas argentinas: De Mitre a Macri*. Ediciones Continente.
- Zubialde, X. (2016). *Hacia la soberanía energética de Euskal Herria: crisis y soluciones desde Euskal Herria*. Txalaparta: Tafalla, España.

Fuentes periodísticas

- Ainger, J. (06 de julio de 2022). EU Lawmakers Remove Last Hurdle to Label Gas, Nuclear as Green. *Bloomberg News*. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-07-06/eu-lawmakers-remove-last-hurdle-for-gas-nuclear-as-green>.
- Ambrosio, J. (07 de diciembre de 2021). Oil companies blame clean energy transition for market volatility. *The Guardian*. <https://www.theguardian.com/business/2021/dec/07/oil-companies-blame-clean-energy-transition-for-market-volatility>.
- Barría, C. (15 de diciembre de 2020). Ganar dinero y descontaminar el planeta: dónde están invirtiendo los que manejan grandes fortunas. *BBC News Mundo*. <https://www.bbc.com/mundo/noticias-55255101>.
- BBC News (02 de junio de 2010). El derrame del Golfo de México en cifras. *BBC News*. https://www.bbc.com/mundo/internacional/2010/06/100602_derrame_petroleo_bp_cifras_golfo_mexico_amab.
- BBC News (23 de diciembre de 2019). Cambio climático: los gráficos animados que muestran los 15 países que más CO2 emitieron en los últimos 20 años. *BBC News*. <https://www.bbc.com/mundo/noticias-internacional-50811389>.
- BBC News (24 de mayo de 2004). Shell trims back reserves again. *BBC News*. <http://news.bbc.co.uk/2/hi/business/3742827.stm>.
- Bellato, R. (20 de agosto de 2020). Renovables: el gobierno inicia negociación con privados para cancelar proyectos atrasados, *Econojournal*. <https://econojournal.com.ar/2020/08/renovables-el-gobierno-inicia-negociacion-con-privados-par-a-cancelar-proyectos-atrasados/>
- Bellato, R. (06 de julio de 2020). Renovar: la generadora de Ivanissevich inició arbitraje contra el Estado Nacional. *Econojournal*. <https://econojournal.com.ar/2020/07/renovar-la-generadora-de-ivanissevich-inicio-arbitraje-contra-el-estado-nacional/>
- Bellato, R. (03 de diciembre de 2020). Rescinden el primer contrato de energía renovable del programa RenovAr. *Econojournal*.

- <https://econojournal.com.ar/2020/12/rescinden-el-primer-contrato-de-energia-renovable-del-programa-renovar/>
- Bloomberg News (06 de diciembre de 2021). The \$300 Billion Plan to Bring Green Power to China's Megacities. *Bloomberg News*.
<https://www.bloomberg.com/news/features/2021-12-06/green-power-a-300-billion-plan-to-bring-clean-energy-to-china-s-cities>
 - Bullard, N. (29 de abril de 2021). The Renewable Energy Asset Rotation Cycle Is Stuck. *Bloomberg News*.
<https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-04-29/the-renewable-energy-asset-rotation-cycle-is-stuck?sref=JMv1OWqN>
 - Collinson, P. y Ambrose, J. (29 de julio de 2020). UK's biggest pension fund begins fossil fuels divestment. *The Guardian*.
<https://www.theguardian.com/environment/2020/jul/29/national-employment-savings-trust-uks-biggest-pension-fund-divests-from-fossil-fuels>
 - Curtis, H. (23 de septiembre de 2020). Climate-related litigation could produce 'grey or black swan event'. *InsurancePOST*.
<https://www.postonline.co.uk/risk-management/7686891/climate-related-litigation-could-produce-grey-or-black-swan-event-risk-managers-warned>
 - Diamante, S. (16 de junio de 2019). Apagón masivo en la Argentina: las razones de un corte histórico. *La Nación*.
<https://www.lanacion.com.ar/economia/las-razones-del-corte-masivo-luz-nid2258539/>
 - El Ciudadano Web (31 de mayo de 2015). Venado Tuerto: empresas generan su energía y “la suben” al sistema. *El Ciudadano Web*.
<https://www.elciudadanoweb.com/venado-tuerto-hace-punta-en-producir-energia-sustentable/>
 - El Día (20 de enero de 2004). Un informe oficial advierte que puede faltar luz y agua. *El Día*.
<https://www.eldia.com/nota/2004-1-20-un-informe-oficial-advierte-que-puede-faltar-luz-y-agua>
 - El Economista (18 de febrero de 2021). S&P rebaja las notas de Total y Shell por mayor riesgo en transición energética y cambio climático. *El Economista*.
<https://www.eleconomista.com.mx/mercados/SP-rebaja-las-notas-de-Total-y-Shell-por-mayores-riesgos-en-transicion-energetica-y-cambio-climatico-20210218-0084.html>
 - En Orsai (03 de junio de 2018). Mirá cuánto ganaron las empresas eléctricas en los últimos doce meses. *En Orsai*.
<http://www.enorsai.com.ar/politica/24955-mira-cuanto-ganaron-las-empresas-electricas-en-los-ultimos-doce-meses.html>
 - Energía Estratégica (07 de febrero de 2019). La quinta licitación del MATER quedó con las manos vacías: sin proyectos adjudicados. *Energía Estratégica*.
<https://www.energiaestrategica.com/la-quinta-licitacion-del-mercado-entre-privados-queda-con-las-manos-vacias-ninguno-proyecto-fue-seleccionado/>
 - Energía Estratégica (21 de julio de 2016). Riesgo Cammesa: expertos en derecho energético advierten que las garantías del Foder y Banco Mundial son insuficientes para inversores. *Energía Estratégica*.
<https://www.energiaestrategica.com/riesgo-cammesa-expertos-en-derecho-energetico-advierten-que-las-garantias-del-foder-y-banco-mundial-son-insuficientes-para-inversores/>
 - Energía Estratégica (18 de abril de 2017). ¿Cómo crece la generación distribuida con renovables en los países de la región?. *Energía Estratégica*.

- <https://www.energiaestrategica.com/crece-la-generacion-distribuida-energias-renovables-los-paises-la-region/>
- Energía Estratégica (07 de marzo de 2017). Exceso de renovables: privados solicitan en Uruguay alternativas comerciales. *Energía Estratégica*. <https://www.energiaestrategica.com/exceso-renovables-privados-solicitan-al-gobierno-uruguayo-nuevos-mecanismos-comerciales/>
 - Energía Estratégica (16 de agosto de 2019). Genneia cierra Project Finance para su subsidiaria Vientos de Necochea. *Energía Estratégica*. <https://www.energiaestrategica.com/genneia-cierra-project-finance-para-su-subsidiaria-vientos-de-necochea/>
 - Energías Renovables (09 de septiembre de 2017). La justicia de La Rioja paralizó las obras del parque solar fotovoltaico Nonogasta y 360Energy muestra sus argumentos. *Energías Renovables*. <https://energiasrenovables.com.ar/2017/09/09/la-justicia-de-la-%20rioja-paralizo-las-obras-del-parque-solar-fotovoltaico-nonogasta-%20y-360energy-muestra-sus-argumentos/>
 - Espiner, T. (21 de febrero de 2020). JP Morgan economists warn of 'catastrophic' climate change. *BBC News*. <https://www.bbc.com/news/business-51581098>
 - Fenés, G. (16 de octubre de 2014). Un parque eólico que podría abrir una nueva etapa para la energía renovable en Argentina. *Energía Estratégica*. <https://www.energiaestrategica.com/un-parque-eolico-que-podria-abrir-una-nueva-etapa-para-la-energia-renovable-en-argentina/>
 - Fenés, G. (26 de julio de 2018). Conflicto con 360 Energy en La Rioja: distribuidora local impide conectar un parque solar listo para inaugurar. *Energía Estratégica*. <https://www.energiaestrategica.com/conflicto-con-360-energy-en-la-rioja-distribuidora-local-impide-conectar-un-parque-solar-listo-para-inaugurar/>
 - Fenés, G. (12 de febrero de 2019). Exclusivo: el pliego de la subasta más importante de la EPE en toda su historia que busca inversiones en energías renovables por U\$S 50 millones. *Energía Estratégica*. <https://www.energiaestrategica.com/exclusivo-el-pliego-de-la-subasta-mas-importante-de-la-epe-en-toda-su-historia-que-busca-inversiones-en-energias-renovables-por-us-50-millones/>
 - Franco, J. (28 de octubre de 2019). Incipiente interés venadense en la generación de energías renovables. *El Informe*. <https://www.diarioelinforme.com.ar/2019/10/28/incipiente-interes-venadense-en-la-generacion-de-energias-renovables>
 - Friedman, T. (19 de junio de 2007). A Warning From the Garden. *The New York Times*. <https://www.nytimes.com/2007/01/19/opinion/19friedman.html>
 - Greenfield, P. (12 de octubre de 2019). World's top three asset managers oversee \$300bn fossil fuel investments. *The Guardian*. <https://www.theguardian.com/environment/2019/oct/12/top-three-asset-managers-fossil-fuel-investments>
 - Gubinelli, G. (09 de marzo de 2015). Avanzan las operaciones para la construcción de la fábrica de paneles fotovoltaicos de San Juan. *Energía Estratégica*. <https://www.energiaestrategica.com/avanzan-las-operaciones-para-la-construccion-de-la-fabrica-de-paneles-fotovoltaicos-de-san-juan/>
 - Gubinelli, G. (06 de junio de 2018). Cooperativas eléctricas plantean que las provincias deben adherir a la ley nacional de generación distribuida mediante renovables. *Energía Estratégica*.

- <http://www.energiaestrategica.com/cooperativas-electricas-plantean-que-las-provincias-deben-adherir-a-la-ley-nacional-de-generacion-distribuida-mediante-renovables/>
- Gubinelli, G. (14 de junio de 2018). Hasta el momento son 20 los parques eólicos que se han declarado como 'proyecto crítico'. *Energía Estratégica*.
<https://www.energiaestrategica.com/hasta-el-momento-son-20-los-parques-eolicos-que-se-han-declarado-como-proyecto-critico/>
 - Gubinelli, G. (15 de febrero de 2018). FACE advierte sobre la aplicación de la Ley de distribuida y respalda el cobro de un canon. *Energía Estratégica*.
<https://www.energiaestrategica.com/face-advierte-la-aplicacion-la-ley-distribuida-respalda-cobro-canon/>
 - Herrera Vegas, R. (06 de mayo de 2011). Una provincia al ritmo de la energía solar. *La Nación*.
<http://www.lanacion.com.ar/1371194-una-provincia-al-ritmo-de-la-energia-solar>
 - Herrera, M. (23 de agosto de 2019). Sistema Net Billing: el nuevo panorama en Chile. *Codxverde*.
<https://codexverde.cl/sistema-net-billing-nuevo-panorama-chile/>
 - Jolly, J. y Ambrose, J. (17 de febrero de 2021). Oil firms should disclose carbon output, says BlackRock. *The Guardian*.
<https://www.theguardian.com/business/2021/feb/17/oil-firms-should-disclose-carbon-output-says-blackrock>
 - Jones, J. (04 de junio de 2012). Analysis: Falling oil raises fears for oil sands development. *Reuters*. <http://ca.reuters.com/article/businessNews/idCABRE85314720120604?sp=true>
 - Klare, M. (08 de noviembre de 2007). Preparativos para una vida después del petróleo. *Alternet*.
<https://www.sinpermiso.info/textos/preparativos-para-una-vida-despus-del-petroleo>
 - Kollmann, R. (29 de febrero de 2020). Parques eólicos: el negociado de los Macri perjudicó al Estado en cientos de millones de dólares. *Página 12*.
<https://www.pagina12.com.ar/250270-parques-eolicos-el-negociado-de-los-macri-perjudico-al-estado>
 - La Nación (10 de julio de 2017). El ranking de las cien empresas más contaminantes del mundo. *La Nación*.
<https://www.lanacion.com.ar/sociedad/el-ranking-de-las-cien-empresas-mas-contaminantes-del-mundo-nid2041389/>
 - Larraín, S. (29 de octubre de 2011). ¿Por qué pagamos tanto por la electricidad en Chile?. *Cooperativa*.
<http://blogs.cooperativa.cl/opinion/economia/20111029093715/por-que-pagamos-tanto-por-la-electricidad-en-chile/>
 - Massare, B. (22 de marzo de 2018). Fabrizio: 'Hay un camino clausurado para los fabricantes locales de aerogeneradores'. *Agencia TSS*.
<https://www.unsam.edu.ar/tss/fabrizio-hay-un-camino-clausurado-para-los-fabricantes-locales-de-aerogeneradores/>
 - Medinilla, M. (03 de agosto de 2021). El Gobierno lanzó una resolución para destrabar los contratos del Programa RenovAr. *Energía Estratégica*.
<https://www.energiaestrategica.com/el-gobierno-lanzo-una-resolucion-para-destrabar-los-contratos-detenido-del-programa-renovar/>
 - Mercado Eléctrico (25 de julio de 2017). Ing. Pablo Tarca: Necesidades a futuro en la red de transporte. *Mercado Eléctrico*.
http://www.melectrico.com.ar/web/index.php?option=com_content&view=article&id=1805:ing-pablo-tarca-necesidades-a-futuro-en-la-red-de-transporte&catid=1:latest-news

- Murphy, D. J. (22 de junio de 2009). The Net Hubbert Curve: what does it mean?. *The Oil Drum*. <http://theoildrum.com/node/5500>
- Nimcowicz, E. (17 de octubre de 2017). El INTI avanza en la medición del contenido local del RenovAR. *El Economista*. <https://eleconomista.com.ar/2017-10-inti-medicion-contenido-local-renovar/>
- O’Dea, C. (01 de mayo de 2018). Renewables: Green is the new black. *IPE Real Assets*. <https://realassets.ipe.com/energy/renewables-green-is-the-new-black/10024557.article>
- O’Malley, N. (08 de junio de 2020). ‘Everyone was watching’: BlackRock is showing its hand on coal. *Sydney Morning Herald*. <https://www.smh.com.au/environment/climate-change/everyone-was-watching-blackrock-is-showing-its-hand-on-coal-20200605-p54zrx.html>
- Orellana, G. (28 de marzo de 2019). ¿Cuánto ganarían los chilenos si las empresas distribuidoras accedieran a comprar los medidores antiguos?. *La Tercera*. <https://www.latercera.com/pulso/noticia/cuanto-ganarian-los-chilenos-las-empresas-distribuidoras-accedieran-comprar-los-medidores-antiguos/591132/>
- Pampa Energía (27 de julio de 2016). Cierre de Adquisición de Petrobras Argentina y Venta de TGS. *Pampa Energía Noticias*. <https://ri.pampaenergia.com/noticia/cierre-de-adquisicion-de-petrobras-argentina-y-venta-de-tgs/>
- Panigo, D. y Chena, P. (17 de marzo de 2019). Financierización. *Página 12*. <https://www.pagina12.com.ar/181357-financierizacion>
- PIT-CNT (30 de agosto de 2016). Gabriel Soto (AUTE): La tarifa es injusta porque la UTE está subsidiando la generación privada y a los grandes consumidores de energía. *PIT-CNT*. <https://www.pitcnt.uy/novedades/item/1675-gabriel-soto-aute-la-tarifa-es-injusta-porque-la-ute-esta-subsidiando-la-generacion-privada-y-a-los-grandes-consumidores-de-energia>
- Política Argentina (09 de enero de 2019). Política eléctrica PRO: tarifazos de 3.600% y súper ganancias para las empresas, pero más cortes de luz. *Política Argentina*. <https://www.politicargentina.com/notas/201901/27948-politica-electrica-pro-tarifazos-de-3624-y-super-ganancias-para-las-empresas-pero-mas-cortes-de-luz.html>
- Punto Biz (12 de abril de 2016). Cooperativa santafesina se anotó con proyecto de energía renovable. *Punto Biz*. https://puntobiz.com.ar/noticias/val/105011/val_s/44/cooperativa-santafesina-se-anoto-con-proyecto-de-energia-renovable.html
- Remiro, C. (26 de octubre de 2016). La especialista Cecilia Remiro analiza por qué todavía son muchas las dudas que asaltan a los inversores que apuestan por este tipo de proyectos. *IProfesional*. <https://www.iprofesional.com/actualidad/240608-gobierno-cammesa-energ%C3%ADas-renovables-Energias-limpias-cuales-son-los-riesgos-y-las-garantias-del-Programa-RenoVar>
- Rodríguez Nazer, R. (20 de diciembre de 2021). ¿Cómo es el modelo energético que propone Boric, el nuevo presidente de Chile?. *EOL*. <https://www.energiaonline.com.ar/como-es-el-modelo-energetico-que-propone-boric-el-nuevo-presidente-de-chile/>
- Sánchez de la Cruz, D. (02 de mayo de 2019). La producción de petróleo en EEUU registra un nuevo récord gracias al fracking. *Libre Mercado*. <https://www.libremercado.com/2019-05-02/la-produccion-de-petroleo-de-eeuu-registra-un-nuevo-record-gracias-al-fracking-1276637534/>

- Sánchez Molina, P. (11 de octubre de 2018). El proyecto de Generación Distribuida en Chile, listo para ser promulgado ley. *Diario Financiero*. <https://www.pv-magazine-latam.com/2018/10/11/el-proyecto-de-generacion-distribuida-en-chile-isto-para-ser-promulgado-ley/>
- Sepúlveda, N. (29 de marzo de 2019). El hoyo negro que alumbraron los medidores inteligentes: las súper ganancias que la ley le asegura a las eléctricas. *Ciper*. <https://www.ciperchile.cl/2019/03/29/el-hoyo-negro-que-alumbraron-los-medidores-inteligentes-las-super-ganancias-que-la-ley-le-asegura-a-las-electricas/>
- Singh, N. (07 de diciembre de 2018). EPEC define proyectos de renovables en Córdoba: ahora negocia precios con proveedores para desarrollar parques solares. *Energía Estratégica*. <http://www.energiaestrategica.com/epec-define-proyectos-de-renovables-en-cordoba-ahora-negocia-precios-con-proveedores-para-desarrollar-parques-solares/>
- Singh, N. (04 de diciembre de 2018). Es oficial: el Gobierno de Chaco lanza una nueva licitación llave en mano para la construcción de un parque solar fotovoltaico. *Energía Estratégica*. <http://www.energiaestrategica.com/es-oficial-el-gobierno-de-chaco-lanza-una-nueva-licitacion-llave-en-mano-para-la-construccion-de-un-parque-solar-fotovoltaico/>
- Singh, N. (29 de abril de 2019). Empresarios y funcionarios en debate: cómo desarrollar la industria nacional en la generación distribuida. *Energía Estratégica*. <https://www.energiaestrategica.com/empresarios-y-funcionarios-en-debate-como-desarrollar-la-industria-nacional-en-la-generacion-distribuida/>
- Singh, N. (24 de mayo de 2019). Intermepro inaugura hoy el parque solar más importante de Entre Ríos. *Energía Estratégica*. <http://www.energiaestrategica.com/intermepro-inaugura-hoy-el-parque-solar-mas-importante-de-entre-rios/>
- Singh, N. (10 de junio de 2019). Instalaron una turbina eólica experimental en Tierra del Fuego. *Energía Estratégica*. <http://www.energiaestrategica.com/instalaron-turbina-eolica-experimental/>
- Singh, N. (15 de agosto de 2019). La Cooperativa de Electricidad Bariloche suma en su cartera tres proyectos renovables y avanza con conexiones de prosumidores. *Energía Estratégica*. <http://www.energiaestrategica.com/la-cooperativa-de-electricidad-bariloche-suma-en-su-cartera-tres-proyectos-renovables-y-avanza-con-conexiones-de-prosumidores/>
- Szafranko, A. (16 de julio de 2019). Después del apagón: luces y sombras de Transener. *Apertura*. <https://www.cronista.com/apertura-negocio/empresas/Despues-del-apagon-luces-y-sombras-de-Transener-20190716-0007.html>
- Torres Cabrerros, D. (12 de febrero de 2019). Santa Fe toma la delantera en energías renovables y lanza su propia licitación. *La Nación*. <https://www.lanacion.com.ar/economia/con-licitacion-historica-santa-fe-busca-inversiones-nid2219453>
- Unmüssig, B. y Haas, J. (24 de noviembre de 2020). La 'burbuja de carbono': ¿está la economía financiera en un punto de inflexión?. *Heinrich Böll Stiftung*. <http://www.cl.boell.org/es/2020/11/24/la-burbuja-de-carbono-esta-la-economia-financiera-en-un-punto-de-inflexion>
- Vargas, F. (01 de diciembre de 2018). Energía solar en Chile: las modificaciones a la ley de generación distribuida que permitirán crear cooperativas energéticas. *El Mostrador*. <https://www.elmostrador.cl/agenda-pais/2018/12/01/energia-solar-en-chile-las-modificaciones-a-la-ley-de-generacion-distribuida-que-permitiran-crear-cooperativas-energeticas/>

- Verbitsky, H. (20 de enero de 2019). Agua para sus molinos. *El Cohete a la Luna*. <https://www.elcohetealaluna.com/agua-para-sus-molinos/>

Software

- ARCGIS, 2010. Version 10.2.2. Redlands, CA: Environmental Systems Research Institute, Inc. <https://www.esri.com>
- QGIS.org, 2022. QGIS Geographic Information System. QGIS Association. <http://www.qgis.org>

NOTA: Las leyes y resoluciones mencionadas en el presente trabajo pueden ser consultadas en los siguientes sitios: Infoleg Argentina (<http://www.infoleg.gob.ar>); Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (<https://www.bcn.cl/leychile/>); Parlamento del Uruguay (<https://parlamento.gub.uy/documentosyleyes/>); Cámara de Diputados de San Juan (<https://digestosanjuan.gob.ar/>); Santa Fe Provincia (<https://www.santafe.gov.ar/normativa/>).