

Anuario en Relaciones Internacionales 2024

en el marco de su 30º aniversario

(Publicación digital) ISSN: 1668-639X

Departamento de Medio Ambiente y Desarrollo

Artículos

La transición energética en Argentina y la República de Corea. Trayectorias comparadas (2000-2020)

Emiliano Dicósimo^{1a}

Introducción

Las transiciones energéticas pueden tener múltiples definiciones a lo largo del tiempo (Sovacool, 2016), abarcando varias tecnologías y no solo centrándose en la generación de energía eléctrica, sino también en otros aspectos como la electro movilidad, la eficiencia energética, las redes inteligentes etc. Como definición podemos tomar el "pasaje hacia una sociedad sustentada en fuentes renovables, tornando la matriz energética menos dependiente del consumo fósil, implicando el tránsito hacia una sociedad eco técnica, de sostenibilidad creciente" (Fornillo, 2018: 48). A su vez, involucra "consolidar una industria «verde», en base a una articulación renovada entre industria, ciencia e innovación endógena, bajo una perspectiva que permita modificar buena parte de la estructura productiva" (Fornillo, 2018: 49).

A partir del trabajo de reconocidos especialistas se comprende que la duración de las mismas implica varias décadas, desde el desarrollo tecnológico, hasta su introducción en el mercado y su aceptación a escala global (Smil, 2017). De esta forma las temporalidades en las transiciones son objetos de debate, decretar un inicio y un final de una transición no es una receta exacta y depende de los factores que se consideren.

Ahora bien, la actual transición energética, hacia una sociedad con menor huella de carbono, con el desarrollo, entre otros aspectos, de las energías renovables no convencionales (en adelante ERNC^[2]) a gran escala, tiene su inicio en la década de los 70' a partir de la crisis del petróleo, y la búsqueda de los países desarrollados occidentales de nuevas formas de generación eléctrica que contribuyeron a diversificar la matriz eléctrica y reforzar su soberanía energética. Sin embargo, los primeros hitos técnicos de estas energías renovables tienen más décadas de antigüedad, por ejemplo, la energía solar ganó su impulso en la década del 50' y 60' para la exploración espacial y otras aplicaciones, siendo los laboratorios Bell en Estados Unidos un centro pionero.

Una vez realizadas estas aclaraciones, se debe señalar que la actual transición, se ha acelerado desde el siglo XXI, a la luz de la evidencia científica del calentamiento global, por lo tanto, estamos presenciando una transición intencionada, apoyada activamente por políticas públicas, y no simplemente como sucedió con otras transiciones (como el pasaje de la biomasa al carbón, o del carbón al petróleo) por la difusión de una tecnología superior en diversos aspectos técnicos y económicos. A la motivación económica y técnica se le agregó la ambiental a partir de la década de 1990 con los informes del IPCC, el rol del UNFCCC y los tratados multilaterales ambientales (AMUMAS). En esta línea se encuentra también la Agenda 2030 y los objetivos de desarrollo sostenible, creados por la Organización de Naciones Unidas en 2015, y a los cuales Argentina y la República de Corea se adhirieron.

En esta línea, el objetivo de este trabajo es analizar las políticas públicas de impulso a las ERNC en dos países con trayectorias diversas, en las primeras dos décadas del siglo XXI. El estudio de estas políticas en Argentina y la República de Corea nos brindará nuevas ópticas para entender las oportunidades, los problemas y las barreras existentes al despliegue de estas energías y como poder sortearlas.

Las energías renovables no convencionales en la República de Corea

Las ERNC en la República de Corea tienen sus primeros desarrollos en la década del 70' al igual que en gran parte del mundo. El interés surcoreano por las energías renovables^[3] se encuentra en la necesidad de reducir la contaminación (descarbonizando la matriz energética) y en la búsqueda de una mayor seguridad energética. Ante la alta dependencia en las importaciones de hidrocarburos, que representaban en 2014 un 75% de la oferta primaria total de energía en el país, con importaciones que alcanzan el 96% del total del consumo (Dicósimo, 2021). A su vez el accidente nuclear de Fukushima en 2011, fue un aliciente para el desarrollo de las energías renovables sobre la nuclear (Chet et al, 2014). Por último, hay que destacar que, si bien la participación de las energías renovables es baja, las capacidades productivas y de innovación del país son una señal positiva para un futuro despegue del sector.

A continuación, se citan a partir de los trabajos de (Chet et al, 2014; IEA,2020; Yoon y Sim, 2015; Kim et al, 2018; Koakutsu y Tamura, 2012) algunas políticas públicas claves implementadas para el desarrollo del sector de las ERNC en el país. Por cuestiones de espacio, el análisis se centrará en los hitos a partir del siglo XXI. Las políticas previas se pueden consultar en Dicósimo (2021). En primer lugar, se observa que a partir de los 2000 hay un desarrollo más agresivo y estratégicamente planeado del sector, que incluye *feed in tariffs*^[4] y adquisidores de NRE para el sector público. En 2001 se lanza el Plan Básico para la Promoción, Desarrollo, Uso y Difusión de las NRE. El mismo establece créditos blandos y alivios fiscales para compañías que instalen NRE o que inviertan en I+D en el sector. En 2005, a su vez, se establece el sistema de medición neta (*net metering*)^[5] para la generación distribuida, es decir, los usuarios que generan energía renovable (IEA, SF).

Posteriormente, en agosto de 2008 se anuncia el Plan "Low Carbon, Green Growth" impulsado por el presidente Lee en el 60° aniversario de la fundación de la República de Corea. El gobierno apoyaría fuertemente el desarrollo de tecnologías "verdes", especialmente la energía solar, eólica, biocombustibles, celdas de combustible, y de gasificación integrada en ciclo combinado (turbinas de vapor de ciclo combinado). El plan a su vez buscaba resultados concretos como exportar aerogeneradores para 2020, de 2-3 MW Onshore y 3-5 MW offshore (objetivos que no se pudieron lograr). Un año después, en el marco de la crisis mundial, el gobierno lanza el Green New Deal, con el objetivo de recuperar el crecimiento económico, invirtiendo 38,5 mil millones de dólares entre 2009 y 2012, de ese presupuesto un 8% se dirigió a temáticas ambientales (energía, transportes, servicios, infraestructura). Ese año también se implementa el 3° Plan para el Desarrollo Tecnológico y la Implementación de NRE. Se establece un target del 11% de oferta primaria de energía total con NRE para el 2030. Los dos planes anteriores fallaron en cumplir los targets propuestos (3% en el primero y 5% en el segundo).

Cuatro años después se abandona el esquema de *feed in tariffs* ante el rápido crecimiento de la energía solar y el coste fiscal que generaba y se reemplaza por el sistema *Renewable Portfolio Estándar (RPS)*^[6]. Sin embargo, gobiernos municipales, como el de Seúl, mantuvieron un esquema de *feed in tariff* para pequeños generadores. El programa RPS ordenaba que seis grandes generadores de energía (públicos y privados) de mayor de 500 MW deberán generar el 2% con energías renovables para 2012 y un 10% para 2022. En caso de no cumplir se penalizaba económicamente a razón de aproximadamente US\$180/MWh generado, lo que representa un 150% del valor de mercado de los certificados anuales que debían adquirir. Este Certificado de Generación con Energías Renovables (REC) se otorga desde 1 MWh y fue

acompañado de un mercado para comercializarlo, pudiendo así los grandes generadores de energía producir ellos mismos la energía de fuente renovable, o "adquirirla" a través de los certificados. Por otro lado, los fondos recaudados del programa (ingresos de subasta, comisión, etc.) se utilizarán para financiar más I+D en NRE. Hacia el 2018, el porcentaje del cumplimiento del RPS aumentó considerablemente hasta llegar a un 96.6% (IEA,2020:86).

En 2014 se aplica el 4º Plan Básico de Nuevas Energías Renovables, desarrollado por el Ministerio de Comercio, Industria y Energía (MOTIE). El cual tenía como objetivo un 13,4% de generación eléctrica con energías renovables para 2035. El 5º plan lanzado en 2020 tiene el objetivo de alcanzar la economía-sociedad baja en carbono y prevé desplegar 84.4 GW de instalaciones de energía renovable a 2034 para crear el ecosistema que permita que las energías renovables sirvan como principales fuentes de energía. Otro hito importante es el Renewable Energy Implementation Plan 3020 de 2017. El cual planteaba como objetivo un 20% de generación eléctrica con energías renovables para 2030, lo que implica 60 GW necesarios. Finalmente, el 9º Plan Básico de Oferta y Demanda de Energía aprobado en 2020 tiene como objetivo aumentar la participación de las energías renovables en la capacidad instalada al 40% para 2034 desde el 15,1% actual. El plan también exige el cierre de todas las centrales eléctricas a base de carbón, cuyos ciclos de vida operativa de 30 años expiran en 2034.

También se debe mencionar al 3º Plan Maestro de Energía de 2019, el cual es renovado cada cinco años y abarca objetivos a lograr hacia el 2040. Fue elaborado luego de ocho meses de debate entre más de setenta expertos de la academia, de la industria y de grupos cívicos, agrupados en cinco comités. Además, se realizó una extensa recopilación de opiniones a través de un tablón de anuncios en línea, sesiones de intercambio de información y debates celebrados por temas y regiones, así como una cuidadosa deliberación por parte del Comité Nacional de Energía (NEC) y el Comité Presidencial de Crecimiento Verde (*Presidential Committee on Green Growth*) (MOTIE, 2019). La visión del plan es: asegurar el desarrollo sostenible y mejorar la calidad de vida de la gente mediante la transición energética. El mismo será monitoreado no solo por el Ministerio de Comercio, Industria y Energía (MOTIE) sino también por otros ministerios y por expertos del sector privado. Cuenta con cinco grandes áreas en las que intervendrá: demanda, oferta, sistema, industria e infraestructura.

Tabla N.º1 Planes de desarrollo de NRE en Corea del Sur (2000-2020)

Plan	Principales políticas	Metas
Plan Básico para la Promoción, Desarrollo, Uso y Difusión de las NRE (2001)	Créditos blandos y alivios fiscales.	Sin datos
Plan "Low Carbon, green Growth" (2008)	Promoción de exportaciones de aerogeneradores. Régimen de Comercio de Derechos de Emisión.	Reducción en un 30% de las emisiones de gases de efecto invernadero en escenario BAU a 2020.
3º Plan para el Desarrollo Tecnológico y la Implementación de NRE (2011)	Créditos y blandos y alivios fiscales.	11% de oferta primaria de energía con NRE en 2030.
4º Plan Básico de Nuevas Energías Renovables (2014)	<i>Renewable Portfolio Estándar.</i>	13,4% de generación eléctrica con energías renovables para 2035.
Renewable Energy Implementation Plan 3020 (2017)	Financiamiento blando, <i>Renewable Portfolio Estándar</i> , <i>feed in tariffs</i> para generación distribuida.	20% de generación eléctrica con energías renovables para 2030.
3º Plan Maestro de Energía (2019)	Prestamos blandos, garantías, fortalecimiento energía distribuida y descentralizada.	30-35% de generación eléctrica con NRE para 2040.
4º Plan de Desarrollo de Tecnología Energética (2019)	Fortalecimiento I+D.	Crear valor por 57 millones de won. 50 metas de desarrollo específicas en 16 áreas.
9º Plan Básico de Oferta y Demanda de Energía (2020)	Cierre de las centrales de carbón. Reducir gradualmente la importancia de la energía nuclear	40% de generación eléctrica con NRE para 2034.

Korean New Deal (2020)	Financiamiento público, impulso a diversas tecnologías, a la descentralización y a modelos participativos con las comunidades.	Crear 659.000 trabajos en el sector de infraestructura, industria y energía "verde"
------------------------	--	---

Fuente: Elaboración propia en base a Chet et al, 2014; IEA,2020; Yoon y Sim, 2015; Kim et al, 2018; Koakutsu y Tamura, 2012.

En cuanto a la oferta, aspectos que nos interesa en este trabajo, el objetivo propuesto en el 3° Plan Maestro de Energía es lograr una transición a una matriz energética más limpia y segura. Reducir gradualmente la energía nuclear y drásticamente el consumo de carbón. Conseguir alcanzar un 30-35% de generación eléctrica con NRE para 2040. Partiendo en 2018 de 1,3% de generación con bioenergía (excluyendo la quema de residuos realizada en el país anteriormente), 1,6% de energía solar, un 0,5% de eólica y un 0,6% hidroeléctrica, 0,1% mareomotriz, mientras que la geotérmica es prácticamente insignificante (IEA, 2020, p. 77). Es interesante destacar que la energía solar es la fuente que más ha crecido en la última década, tanto en el ámbito de *utility* (servicios de energía) como a escala residencial, tanto es así que el gobierno planea construir la planta solar flotante más grande del planeta para 2025, en Gunsan, una ciudad industrial de alta tecnología localizada a 200 kilómetros de Seúl, el proyecto implica también la utilización de energía eólica y de pilas de combustible de hidrógeno.

El Plan Maestro de Energía busca también ampliar la descentralización y garantizar una amplia participación de las partes interesadas, impulsando la generación distribuida, mejorando la resiliencia de la red, y fortaleciendo las responsabilidades de los gobiernos locales. En este sentido, se han aprobado préstamos blandos por 200 millones de dólares y un fondo de garantía mutua para pequeños y medianas compañías de energías renovables por 80 millones, así como también un fondo para equipos y plantas por 120 millones.

El crecimiento de la oferta de energías renovables no ha venido impulsado solamente de la mano del gobierno nacional, sino también de gobiernos municipales. Seúl ha avanzado en un proyecto de energía solar residencial, *Solar City Seúl* con el objetivo de instalar energía fotovoltaica en un millón de hogares (superando los 160 mil actuales), así como también en todos los edificios públicos con el espacio requerido. En conjunción con este programa, la Agencia de Energía de Corea (KEA) subsidia los servicios de instalación y mantenimiento para hogares con grandes consumos, es decir complejos de departamentos, generando una sinergia con el programa municipal (Dicósimo 2021).

En el 2019 se lanzaba también el 4° Plan de Desarrollo de Tecnología Energética (ETDP) con una duración de diez años. Preparado por el MOTIE en conjunto con expertos de la academia, del sector privado y de institutos de investigación y aprobado por el Comité Asesor Presidencial en Ciencia y Tecnología. Es ejecutado por el Instituto Coreano de evaluación y planificación de tecnología energética (KETEPE). Incluye las tecnologías elegibles para la financiación de I+D en el mediano y largo plazo, facilita la comercialización de nuevas tecnologías, evalúa los requisitos para el desarrollo de recursos humanos y establece prioridades para la cooperación internacional en I+D. Este plan tiene un enfoque fuerte sobre tecnologías que mejoran la seguridad del uso de la energía y sobre el fortalecimiento de la capacidad tecnológica de las futuras industrias energéticas. Establece cuatro tareas claves: 1) impulsar industrias emergentes relacionadas con la energía; 2) reestructuración del sistema energético hacia uno de alta eficiencia y bajo consumo; 3) suministro de energía limpia y segura; y 4) difundir la energía descentralizada. El plan a su vez establece dieciséis tecnologías núcleo en las que invertir, por ejemplo, se destacan la energía solar, hidrógeno, almacenamiento de energía, economía circular, entre otras (IEA,2020:102-3)

Por último, se debe destacar al Korean New Deal, el cual es una estrategia de desarrollo nacional lanzada el 14 de julio de 2020, con objetivos planteados para lograr en 2025. El mismo engloba el "Green New Deal", "Digital New Deal" y "Job Security" (Government of the Republic of Korea, 2020). Estuvo a su vez influido por la propuesta norteamericana del ala "progresista" del Partido Demócrata, el proyecto de ley "Green New Deal» (2019). La estrategia implica US\$ 5,4 mil millones de financiamiento para tres objetivos. El segundo objetivo es expandir la energía baja en carbono y distribuirla, donde se encuentra, entre otros aspectos, el establecimiento de una base para el despliegue de energías renovables. El gobierno espera introducir modelos de negocio participativos en los que las ganancias de los proyectos se puedan compartir con los residentes, relevar sitios aptos para la energía eólica offshore en trece regiones del país e impulsar aún más la energía solar mediante créditos a industrias y comunidades agrícolas, así como también otorgar subsidios a la instalación de equipos residenciales. Aquí es interesante remarcar nuevamente que el país es el miembro de la IEA con menor proporción de energías renovables en su matriz energética (IEA,2020, p. 77).

El resultado de estas políticas públicas implicó que la capacidad instalada de renovables era de 20,41 GW en 2020, siendo la energía solar la más difundida con 14,5 GW (de los cuales la mayoría corresponde a proyectos de baja o mediana escala), seguida de la bioenergía, la hidroeléctrica y la eólica (Mordor Intelligence, 2023). Un 6% de la generación eléctrica fue generada con ERNC en 2020, uno de los números más bajos del G20 (Ember, 2021).

La puesta en marcha de estas políticas públicas, se topó con diversas barreras al despliegue de las energías renovables en el país, que se intentaron sortear con escaso éxito. Dentro de las cuales se encuentran, por ejemplo, la espacial. La falta de terrenos llanos para la instalación de grandes parques de energía renovable ante el elevado grado de urbanización y el terreno montañoso característico del país. Por otro lado, ante la falta de espacio, la mayoría de los parques se encuentran alejados de las grandes ciudades, lo cual encarece y dificulta las conexiones a la red. En este sentido, el gobierno evalúa la posibilidad de ir construyendo grandes parques en los sitios de centrales térmicas de carbón o centrales nucleares, a medida que estas se vayan decomisando (Dicósimo, 2021).

Además, la poca disponibilidad de redes eléctricas en general y de interconexiones transfronterizas genera un desafío para la conexión de proyectos mayores a 1 MW (IEA, 2020). Por otro lado, hay aspectos ambientales y sociales que dificultan la construcción de plantas de bioenergía o parques eólicos y solares. Las comunidades locales a veces se oponen a estos parques, por el temor a un aumento en los costos de la electricidad, o por un impacto ambiental, particularmente en el caso de la bioenergía (Woo J et al, 2017). La energía eólica offshore también ha encontrado oposición entre los pescadores locales que ven reducida su área de pesca, llevando a negociaciones que incluyen otorgar parte de la propiedad del proyecto energético a los residentes locales, en forma de incentivo (France24, 2021). Otros puntos que dificultan el crecimiento de estas tecnologías son la pobre coordinación entre los planes nacionales y entre las instituciones públicas, las pocas acciones gubernamentales que apoyen las energías con respecto a las relaciones públicas y de marketing, el desorden del sistema legal, la ausencia de auditorías e inspecciones en cuanto a la implementación de las políticas, y la priorización de financiación tanto en I+D o en instalaciones a otros sectores, como la energía nuclear (Yoon y Sim, 2015).

Por último, el recurso solar y eólico en el país es moderado, y mucho menor a otros países líderes como Argentina. La radiación solar global horizontal del país es de 3,65-4,20 kWh/m², cuando en el país sudamericano es entre 4,03-7,25 kWh/m² y en un vecino como China es entre 2,64-5,93 kWh/m² (Global Solar Atlas, 2021). En cuanto al recurso eólico, por poner algunos datos representativos, en las áreas del país con mayor viento, este alcanza los 552 W/m², mientras que en Argentina llega a los 1717 W/m² y en China a 669 W/m² (Global Wind Atlas, 2021).

Las energías renovables no convencionales en la República Argentina

El sector de las ERNC en Argentina tiene sus primeros hitos en la década del 70^o mediante las primeras mediciones del recurso eólico y solar y la creación de las primeras asociaciones profesionales y académicas. El sector fue impulsado principalmente con tres leyes. La primera fue la Ley 25.019 (Ley Nacional de Energía Eólica y Solar) de 1998 que establece un *feed in premium*⁷¹ de 10 US\$/MWh para ambas tecnologías. En la primera década del siglo XXI las inversiones se materializaron en una capacidad instalada de 28,88 MW de energía eólica, pero la mayoría de estas plantas no entraron formalmente al Sistema Argentino de Interconexión Eléctrica (SADI), sino que destinaron la electricidad generada a la red de distribución local. La ley fue insuficiente para incentivar al sector en un marco de congelamiento de tarifas, abandono de la convertibilidad y de una fuerte devaluación.

Posteriormente, en 2007 se sanciona la Ley 26.190 (Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la producción eléctrica), que estableció la primera meta del país, un 8% de consumo eléctrico nacional con energía renovable a lograrse en una década de la reglamentación de la ley (2009), además se incluyeron exenciones de Impuesto al Valor Agregado y al Impuesto a las Ganancias para los bienes de capital, un *feed in tariff* en pesos a quince años y se sumaron contemplaron más tecnologías energéticas. Finalmente, en 2015, esta ley será modificada por la 27.191, la cual estableció más beneficios como el certificado fiscal, exenciones en importaciones de equipos, metas escalonadas de generación eléctrica con ERNC hasta 2025, así como también creó el Fondo para el

Desarrollo de Energías Renovables (FODER) que permitió otorgar garantías y financiamiento a los proyectos de ERNC. Estas últimas dos leyes fueron acompañadas por la puesta en marcha de dos programas de subastas públicas de generación de ERNC.

El primero fue el Programa de Generación de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables (GENREN) en funcionamiento entre 2009 y 2011, cuyo objetivo era alcanzar 1000 MW de proyectos de ERNC. A través de este programa se implementaron tres proyectos eólicos, tres solares, dos Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (PAH), dos de biomasa y dos de biogás, totalizando solo 139 MW (Moragues, 2018). Los resultados del GENREN fueron escasos. Los proyectos concretados fueron pocos ante los adjudicados (895 MW) y los incentivos propuestos (contratos en dólares a 15 años con precios fijos, amortización acelerada del impuesto a las ganancias y la devolución anticipada del IVA por la compra de bienes de capital) no fueron suficientes.

De esta forma, el RenovAr lanzado en 2016 durante el gobierno de Mauricio Macri logró, mediante nuevos y mejores incentivos, superar obstáculos del GENREN especialmente en cuanto a la financiación, a las garantías, a las inversiones y a las importaciones de insumos, equipos y componentes. El programa Renovar, por su parte, se trató de una serie de licitaciones públicas de energías renovables no convencionales mediante cinco "rondas" (1, 1.5, 2, 2.5 y mini ren), a cargo del Ministerio de Energía y Minería, cuyo lanzamiento se realizó en julio de 2016. Teniendo en cuenta diversos factores como la tecnología, la región geográfica, el precio ofertado, y otros aspectos técnicos, las empresas competían con otras y resultaban adjudicadas. En caso de empate, el proyecto que tenía mayor porcentaje de componentes nacionales declarados resultaba vencedor. Quienes oferten los precios más bajos, serían los ganadores recibiendo como retribución el precio que hayan ofertado (Fernández, 2020:24). Los proyectos adjudicados firmaban un contrato de venta de energía con CAMMESA a veinte años en dólares, que tenía garantías del FODER, el cual es un fideicomiso público que contaba con aportes del tesoro nacional, del Banco Mundial, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y nacionales como el Banco de Inversiones y Comercio Exterior (BICE) y la Administración Nacional de la Seguridad Social (ANSES).

El objetivo del programa era dotar de energía verde a CAMMESA a un precio competitivo, alcanzando 10.000 MW de potencia instalada en 2025, y así buscar cumplir con el objetivo de la ya citada ley N.º 27.191, sancionada en septiembre de 2015, que establecía un 8% de energía renovable para diciembre de 2017 y un 20% para el 31 de diciembre de 2025. Además, se buscaban asignar contratos de forma transparente y competitiva, minimizar el costo a largo plazo a pagar por los consumidores, respetar el mandato legal de diversificación tecnológica y geográfica, y establecer incentivos para el desarrollo de la industria nacional de equipamiento de generación renovable (Soares, 2017). Asimismo, el programa buscó a través de diversos incentivos saltar las barreras históricas al desarrollo de las energías renovables no convencionales en el país (Recalde 2017). Si bien el programa planteaba alcanzar los 10 GW de potencia instalada, ya desde el comienzo se sabía que eso no sería posible a menos que se ampliaran las redes de alta y media tensión, ampliaciones que debían alcanzar 5000 kilómetros (Jauregui, 2021: 22).

De los 10.000 MW propuestos como objetivo se lograron licitar solo 4.725,58 MW (un 47,2%) en ciento cuarenta y siete proyectos, de los cuales muchos, como veremos luego, no se completaron. Del total de los proyectos adjudicados, la mayor cantidad eran eólicos, seguidos por la tecnología solar fotovoltaica, y con una menor participación de la biomasa, el biogás, los PAH y una muy leve contribución del biogás de relleno sanitario. Los adjudicatarios debían presentar una garantía de cumplimiento de contrato de abastecimiento de US\$ 250.000 por cada MW de potencia contratada. De esta forma se privilegiaba la participación de grandes jugadores del sector que realizan las obras en tiempo y forma (para recuperar así la garantía) y se evitaba la participación de especuladores que quisieran participar de la subasta, no para desarrollar los proyectos, sino solo para revender los contratos adjudicados, aspecto que de todas formas no se evitó completamente (Kazimerski, 2022). Los elevados requisitos monetarios implicaron en la práctica que el programa fue dirigido hacia inversores nacionales o internacionales importantes, o bien empresas medianas que pudieran apalancarse mediante créditos nacionales o internacionales.

Las dificultades macroeconómicas del país a partir de 2018, con una fuerte suba del riesgo país, un endeudamiento acelerado y un proceso de estanflación, implicaron que, a inicios de 2019, 733 de los MW adjudicados en el programa estaban operativos (un 16,4% del total), y en 2021 este número trepó a 2.407 MW, es decir, un 50,93% del total adjudicado (Kazimerski, 2022:54; Costantini y Di Paola 2019: 8). En 2022 subió a 3521 MW, un 74,51%. Estos MW en operación estaban muy lejos del objetivo de los 10.000 MW del programa. A medida que sucedían las rondas en el tiempo, las dificultades eran mayores y los incumplimientos más frecuentes, llegando a un porcentaje de incumplimiento en la última ronda del 88%, la cual a su vez adjudicó mucha menor cantidad de MW en proyectos, en general de menores dimensiones (Dicósimo, 2023). Un factor central fue, por lo tanto, la gran dificultad de acceder acreditado para desarrollar los proyectos

adjudicados en el programa. En el RenovAr la inversión extranjera alcanzó el 66,02% (incluyendo la venta de proyectos posterior a la licitación) del total licitado, siendo los proyectos de empresas norteamericanas-argentinas los líderes, y escoltados por los proyectos de empresas chinas-argentinas (Dicósimo, 2023).

Por último, se puede señalar al Mercado a término de Fuente Renovable (MATER) que se inició en 2017 mediante la Resolución MINEM 281/2017. Este mercado implicó que los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista, cuya demanda de potencia era mayor o igual a 300 kW, pudieran comprar energía por cuenta propia, o cogenerarla, o autogenerarla. Esta norma les permitía contar con un mecanismo alternativo de contratación de energía de fuentes renovables para cumplimentar con los porcentajes mínimos que estipula la Ley 27.191 (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019). La resolución identifica a los Grandes Usuarios obligados a cumplir las metas previstas en dicha ley, establece un cargo de administración y de comercialización a ser abonados mensualmente por los Grandes Usuarios que posean una demanda anual promedio mayor a 300 kW) y establece la prioridad de *curtailment* (congestión de transmisión) de la energía generada por las centrales de generación de fuentes renovables (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019: 107-109).

Los proyectos inscriptos podían solicitar el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables para obtener los beneficios fiscales del artículo 9° de la Ley 27.191, a partir de la inscripción en el MATER (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019: 107-109). Al igual que en el programa RenovAr, y siguiendo lo dictaminado en la citada ley, la Subsecretaría de Energías Renovables establecía los precios de referencia y cupos de beneficios fiscales máximos por tecnología. El MATER continúa en operación, aumentando su capacidad instalada (de eólica *onshore* y solar fotovoltaica) y es el medio más importante que dinamiza la inversión en ERNC en Argentina post 2020.

Por último, se debe mencionar las dos principales iniciativas que impulsaron los proyectos de baja o mediana escala de ERNC. El programa PERMER, iniciado en 1999 (en vigencia hasta la actualidad) y de carácter gubernamental y nacional, brinda energía renovable a hogares, escuelas, productores agropecuarios (boyeros solares) y comunidades rurales aisladas del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) (Dicósimo, 2022). El PROINGED, por su parte, es un programa provincial de Buenos Aires que financió para 2020 veinte proyectos de cooperativas por un total de 7,1 MW. Además, en 2017 se sancionó la Ley 27.424 (2017) de generación distribuida que establece el balance Neto de Facturación^[8] como método de remuneración a los prosumidores (consumidores que también generan electricidad con ERNC), la ley también establece un fideicomiso público (FODIS) que financia las tarifas de incentivo a la inyección de electricidad limpia por parte de los usuarios-generadores y subsidia la tasa de interés de líneas de crédito para la compra de los equipos de energía renovable y para el otorgamiento de créditos fiscales, así como también se genera un Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida a partir de fuentes renovables (FANSIGED) (Dicósimo, 2021b)^[9]. En definitiva, las dos décadas de políticas públicas y legislaciones relevadas, implicaron que en 2020 Argentina suplió el 11,3% de la generación eléctrica con ERNC, lo que representa 3,85 GW.

Conclusión

Se ha brindado un pantallazo general a las políticas públicas que impulsaron el sector de las ERNC en los dos países estudiados, en las dos primeras décadas del siglo XX. Si bien ambos países comenzaron a impulsar el sector en la década del 70' con trayectorias similares, en el siglo XX abundan las diferencias, en un contexto de industrialización acelerada y desarrollo de Corea del Sur y de una trayectoria macroeconómica oscilante de Argentina. En la República de Corea la tecnología central a la que se apuesta es al hidrógeno, siendo los campeones nacionales los líderes, con el apoyo de numerosos instrumentos de políticas públicas, también se observa un interés por la eólica offshore y la solar fotovoltaica flotante (Dicósimo, 2021). De todas formas, la tecnología dominante en el país asiático es la solar fotovoltaica, en todas sus formas, por amplia diferencia.

En Argentina, en cambio, el hidrógeno está siendo explorado solo por la empresa Hychico S.A en la Patagonia, sin haber una ley sancionada sobre la temática^[10], y la energía eólica offshore y la solar flotante no ha tenido ningún desarrollo, predominando la eólica *on shore* y la solar fotovoltaica. El potencial eólico *on shore* de la Argentina es uno de los mayores del planeta, del orden de 2.000 GW, con condiciones de energía *on shore* solo equiparables a los de la energía offshore en otros países (Villalonga, 2013). Además, hay numerosos proyectos activos de otras tecnologías como, biogás, biogás de relleno sanitario, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, biocombustibles para generación eléctrica y biomasa (este

último recurso fue impulsado por el programa PROBIOMASA de 2012). Como se ha señalado, la propia definición legal de energías renovables no convencionales varía entre los países, abarcando en Corea del Sur más tecnologías (a las pilas de combustibles, el hidrógeno y la gasificación residual del petróleo).

Otra diferencia importante es que mientras que Argentina busca impulsar principalmente la instalación de nuevos parques de ERNC a gran escala (80-150 MW), en su par asiático, no hay muchos proyectos de este tipo, y el desarrollo de la cadena de valor de las ERNC pareciera tener una preponderancia mayor. Por citar un dato, en el país asiático la producción de paneles fotovoltaicos alcanzó casi 7 GW en 2017 (Bellini, 2019), mientras que en Argentina es prácticamente nula, existiendo algunos ensambladores solamente. También se destaca el impulso por parte del gobierno surcoreano a grandes proyectos mayores a 1 GW, y de esta forma ganar en economía de escala, mientras que, en Argentina, ante diversos factores como el financiamiento y la saturación de la red energética, los proyectos promedian los 130 MW de máxima. Por otro lado, en Argentina el modelo principal de impulso a los proyectos de gran escala fueron las subastas públicas, mientras que en Corea el mercado creció a partir de los proyectos de mediana escala y los de empresas que buscaban cumplir con los RPS. Otra diferencia pasa por la planificación a mediano y largo plazo, siendo el país asiático el que mayor énfasis ha puesto en este ítem, con políticas públicas e instrumentos legislativos con renovaciones periódicas, que impulsaron el crecimiento del sector en todos sus aspectos. En cuanto a las metas, hay una mayor ambición del país asiático a largo plazo, aunque en la actualidad el sector de las ERNC tiene un peso más importante en la generación de electricidad en Argentina.

Por último, se han dilucidado las barreras que entorpecieron el desarrollo de las energías renovables en ambos países. En Corea, más allá del escaso recurso natural y el espacio reducido, tienen un peso importante las dificultades institucionales, sociales, legales, y la falta de incentivos financieros al sector, en comparación a los que obtienen sectores competidores como el nuclear y el hidrocarburo (Dicósimo, 2021). En Argentina las barreras son principalmente de financiamiento, tal es así que la imposibilidad de acceder al mismo impide que el país pueda aumentar sus redes de alta tensión, necesarias para poder desplegar más programas de ERNC, los cuales a su vez necesitan de esta financiación para poder desarrollar los proyectos.

A continuación, se brinda un cuadro resumen comparativo.

Tabla N.º 2. Principales aspectos del sector de las ERNC en Argentina y Corea del Sur

Categoría	Argentina	Corea del Sur
Planificación a mediano y largo plazo	Ley 25.019 "Ley Nacional de Energía Eólica y Solar" (1998) Plan Estratégico Nacional Eólico (2006, mapeo del recurso eólico) Ley 26.093 de "Regulación, promoción, producción y uso sustentable de Biocombustibles" (2006) Ley 26.190 (2007) Plan Estratégico Industrial 2020 PEIL (2011, uno de los sectores que abarca es el eólico) Ley 27.191 (2015)	Low Carbon, green Growth (2008) 3º Plan para el Desarrollo Tecnológico y la Implementación de NRE (2008) 4º y 5º Plan Básico de Nuevas Energías Renovables (2014/2020) 1º/2º/3º Plan Maestro de Energía 2008/2014/2019 Renewable Energy Implementation Plan 3020 (2017) Green New Deal (2020)
Iniciativas de baja y mediana escala	PERMER-PROINGED	Solar City, Programa de generación obligatoria de NER en edificios públicos (10% a 2020), sancionado en 2011.
Generación distribuida	Ley 27.424 (2017). Balance Neto de Facturación. FODIS-FANSIGED. Meta de 1000 MW a 2030 (2017).	Medición Neta (2005). Meta de 21% de generación para 2034 (2020).
Barreras	Financiamiento y capacidad de redes de transmisión.	Espacio y poca aceptación de los pobladores cercanos a proyectos.
Modelo de sistema eléctrico	Descentralizado. Generación, transmisión y distribución separadas.	Centralizada la distribución y transmisión en la Korea Electric Power Corporation (KEPCO).
Políticas sobre la oferta	GENREN, PROBIOMASA, RenovAr, MATER.	Renewable Portfolio Standard (RPS). Grandes proyectos (1+GW).

Incentivos	FODER (garantías y créditos blandos), alivios fiscales, facilidades a las importaciones, <i>feed in tariffs</i> y <i>premium</i> (en pesos), PPA a 30 años.	Créditos blandos, garantías, alivios fiscales a instaladores y a empresas de I+D, <i>feed in tariffs</i> (pequeños generadores), clúster de innovadores, proyectos públicos demostrativos.
Meta de generación eléctrica con ERNC	8% a 2019 (2009) 20% a 2025 (2015).	20% a 2030 (2018), 30-35% a 2040 (2019) 40% a 2034 (2020)
Principales Tecnologías impulsadas	Eólica <i>Onshore</i> y Solar FTV	Eólica <i>Offshore</i> , Solar FTV (flotante y en tierra) e Hidrogeno.
Radiación solar/intensidad de los vientos	Alta/Alta	Baja/Baja

Fuente: Elaboración propia en base a la bibliografía citada previamente.

El análisis abarcó hasta el año 2020, es importante señalar que las políticas y metas evolucionan rápidamente, al igual que lo hace el sector de las ERNC, por lo general reduciendo los precios de los equipos y aumentando el rendimiento de los mismos. A su vez la urgencia climática ha impulsado a ambos países a asumir compromisos de descarbonización más fuertes en el marco del Acuerdo de París. La pandemia de covid-19 y la Guerra de Ucrania también afectan al sector de las ERNC, encareciendo los costos de la energía y disruptiendo las cadenas globales de valor. Por ende, la información relevada para ambos países, ha tenido modificaciones a partir del 2021, pero eso será objeto de estudio de futuros trabajos.

Bibliografía

Bellini, E. (2019). South Korea's roadmap to drive down solar costs. *Pv Magazine*. Disponible en: <https://www.pv-magazine.com/2019/11/20/south-koreas-roadmap-to-drive-down-solar-costs/> (<https://www.pv-magazine.com/2019/11/20/south-koreas-roadmap-to-drive-down-solar-costs/>)

Chen,W.M. et al (2014). Renewable energy in Eastern Asia: Renewable energy policy review and comparative. SWOT análisis for promoting renewable energy. In *Energy Policy vol. 74(C)*, pages 319-329. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2014.08.019i> (<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2014.08.019i>)

Constantini, P. y Di Paola, M. M. (2019). Programa RenovAr: ¿Éxito o fracaso? Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN). https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2020/06/FARN_Programa-RenovAr_Exito-o-fracaso.pdf (https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2020/06/FARN_Programa-RenovAr_Exito-o-fracaso.pdf)

Dicósimo, E. (2021). "La Transición Energética en la República De Corea. Avances y Perspectivas". XII Congreso Nacional de Estudios Coreanos. IRI-UNLP. 23-24 de Noviembre de 2021. La Plata.

Dicósimo, E. (2022). La energía distribuida en Argentina, Brasil, Chile y Uruguay: ¿dónde estamos parados? Anuario en Relaciones Internacionales, (2022). IRI-UNLP. Disponible en: <https://www.iri.edu.ar/index.php/2022/09/30/a2022-medio-ambiente-articulos-dicosimo> (<https://www.iri.edu.ar/index.php/2022/09/30/a2022-medio-ambiente-articulos-dicosimo>)

Dicósimo, E. (2023). La atracción de inversiones extranjeras en energías renovables no convencionales en argentina: el caso del programa renovar (2016-2019). Revista Neiba. Cadernos Argentina-Brasil; Lugar: Rio de Janeiro; Año: 2023 vol. 12 p. 1 – 33

Ember (2021). South Korea. More of South Korea's electricity was generated from fossil fuels in 2020 than in 2015. Global Electricity Review 2021. G20 Profile.

Energypedia (sf). Feed in Premiums. Disponible en: [https://energypedia.info/wiki/Feed-in_Premiums_\(FIP\)](https://energypedia.info/wiki/Feed-in_Premiums_(FIP))

Fernández, S. (2020). Energías renovables en Argentina: análisis de los precios obtenidos en Renovar. Tesis para adquirir el título de Máster en Energía, dirigida por el Dr. Carlos A. Romero. Universidad de Buenos Aires. Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE).

Fornillo, B. (2018). Hacia una definición de transición energética para Sudamérica: Antropoceno, geopolítica y posdesarrollo. En Prácticas De Oficio, v.2, n. 20, dic. 2017 – jun. 2018 [ides.org.ar/publicaciones/practicadeoficio](https://www.ides.org.ar/publicaciones/practicadeoficio)

France 24 (2021). Blowing in the wind: Fishermen threaten South Korea carbon plans. *France 24*, 28 de abril de 2021. Disponible en: <https://www.france24.com/en/live-news/20210428-blowing-in-the-wind-fishermen-threaten-south-korea-carbon-plans> (<https://www.france24.com/en/live-news/20210428-blowing-in-the-wind-fishermen-threaten-south-korea-carbon-plans>)

Government of the Republic of Korea (2020). Korean New Deal. National Strategy for a Great Transformation.

Global Solar Atlas (2021). Global Solar Atlas. Desarrollado por el BM, ESMAP, SOLARGIS. Disponible en: <https://globalsolaratlas.info/map> (<https://globalsolaratlas.info/map>)

Global Wind Atlas (2021). Global Wind Atlas. Desarrollado por el BM, ESMAP, VORTEX, DTU. Disponible en: <https://globalwindatlas.info/> (<https://globalwindatlas.info/>)

IEA (2020). Korea 2020 Energy Policy Report. International Energy Agency.

IEA (Sf). Korea Net Metering. Disponible en: <https://www.iea.org/policies/6568-korea-net-metering> (<https://www.iea.org/policies/6568-korea-net-metering>)

Jáuregui, J. (2021). De qué manera Argentina ha impulsado a los inversores chinos para que contribuyan a revitalizar su sector energético. Carnegie Endowment for International Peace. China Local/Global. Diciembre de 2021.

Kazimierski, M. (2022). Financiarización en el sector energético argentino: el caso del Programa RenovAr. CEC Año 8, N.º 15 (2022) pp.37- 59

Kenton, W. (2021). Feed-In Tariff (FIT): Explanation, History and Uses. Investopedia. Disponible en: <https://www.investopedia.com/terms/f/feed-in-tariff.asp>

- Kim, S. et al (2018). Improvement in policy and proactive interconnection procedure for renewable energy expansion in South Korea. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 98 (2018) 150–162. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.013> (<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.013>)
- Koakutsu K. y Tamura K. (2012). Green Economy and Domestic Carbon Governance in Asia. In *Greening Governance in Asia-Pacific*. Page 55-88. Published by: Institute for Global Environmental Strategies. Japan.
- Moragues, A. J. (2018). Cambios institucionales e implementación de políticas de energías renovables en las últimas cuatro décadas en Argentina. *Revista Ciencia e Investigación*, Tomo 70, N°1. Buenos Aires.
- Mordor Intelligence (2023). South Korea Renewable Energy Market – Growth, Trends, Covid-19 Impact, and Forecasts (2023 – 2028). Disponible en: <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/south-korea-renewable-energy-market> (<https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/south-korea-renewable-energy-market>)
- Recalde, M. Y. (2017). La inversión en energías renovables en Argentina. Universidad Externado de Colombia; *Revista de Economía Institucional*; 19; 36; 5-2017; 231-254.
- Secretaría de Gobierno de Energía (2019). Balance de Gestión en Energía 2016-2019. Diciembre de 2019.
- Smil, V. (2017). *Energy and Civilization. A History*. The MIT Press: Cambridge, Massachusetts
- Soares, M.G. (2017). El estado de la industria de energías renovables en Argentina. *Energía y Negocios*. Disponible en: <https://www.energiaynegocios.com.ar/2017/06/el-estado-de-la-industria-de-energias-renovables-en-argentina/> (<https://www.energiaynegocios.com.ar/2017/06/el-estado-de-la-industria-de-energias-renovables-en-argentina/>)
- Sovacool, B.K. (2016). How long will it take? Conceptualizing the temporal dynamics of energy transitions. *Energy Research & Social Science* 13 (2016) 202–215.
- Villalonga, J.C. (2013). *Energías renovables : ¿por qué debería ser prioritario cumplir el objetivo del 8% al 2016? . – 1a ed. – Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Fundación AVINA Argentina.*
- Woo, J., Moon, H., Lee, J., & Jang, J. (2017). Public attitudes toward the construction of new power plants in South Korea. *Energy & Environment*, 28 (4), 499–517. Retrieved September 2, 2021, from <https://www.jstor.org/stable/90013261> (<https://www.jstor.org/stable/90013261>)
- Yoon, J.H., Sim, J. (2015). Why is South Korea's renewable energy policy failing? A qualitative evaluation. *Energy Policy* 86 (2015) 369–379.

^[1] Profesor y Licenciado en Historia por la UNICEN. Maestrando en Relaciones Internacionales (IRI-UNLP). Integrante del Departamento de Ambiente (IRI-UNLP). Becario Doctoral en Historia IGEHCS-CONICET. emilianodicosimo@gmail.com

¹² Estas abarcan en Argentina la energía eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biomasa, biogás, biocombustibles y los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (con una potencia instalada menor de 50 MW), tal como se define en la Ley Nacional 27.191 "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica.

¹³ La definición de energías renovables es diferente en Corea del Sur a los estándares internacionales, ya que incluye, además de las comunes (solar, eólica, mareomotriz, undimotriz, biocombustibles, bioenergía), a las pilas de combustibles, el hidrógeno y la gasificación residual del petróleo. Además, se las denomina NRE.

¹⁴ Un *Feed in Tariff* es un instrumento normativo que impulsa el desarrollo de las ERNC, mediante el establecimiento de un contrato de largo plazo en la tarifa energética que además suele venir con una prima a la energía por sobre el precio de mercado (Kenton, 2021).

¹⁵ Los proyectos fotovoltaicos en tejados con una capacidad inferior a 5 kW con un exceso de electricidad remanente después del autoconsumo pueden inyectar electricidad a la red y compensar su consumo de energía de la red. A cambio, los clientes reciben crédito que luego puede usarse para satisfacer la demanda por encima de la electricidad autogenerada. Los créditos minoristas no utilizados se pueden transferir a los meses siguientes, pero no se pueden vender (IEA, sf)

¹⁶ Cuotas o estándares de cartera.

¹⁷ Un *feed in premium* es una prima económica que se otorga por sobre los precios del mercado eléctrico a los generadores de fuentes renovables (Energypedia, sf)

¹⁸ Los generadores con un exceso de electricidad remanente después del autoconsumo pueden inyectar electricidad a la red y compensar su consumo de energía de la red. A cambio, los clientes reciben crédito que luego puede usarse para satisfacer la demanda por encima de la electricidad autogenerada. Los créditos minoristas no utilizados se pueden transferir a los meses siguientes, pero no se pueden vender. En Argentina la remuneración a los usuarios generadores se genera mediante el esquema de balance neto de facturación (*net billing*), en el que la energía inyectada por un particular y la comprada a la red tienen precios diferentes, establecidos por el estacional mayorista que deben pagar los distribuidores en el MEM y los minoristas que pagan los usuarios cautivos.

¹⁹ El gobierno de Mauricio Macri (2015-2019) que impulsó la sanción de la ley estableció como objetivo en el decreto 986/2018 alcanzar 1000 MW (1 GW) de potencia instalada de energía distribuida a 2030.

¹⁰ A fines de 2023 la Secretaría de Asuntos Estratégicos presentó la Estrategia Nacional para el desarrollo de la Economía del Hidrógeno. Estableciendo metas a 2050.

ETIQUETAS: A2024 ([HTTPS://WWW.IRI.EDU.AR/INDEX.PHP/TAG/A2024/](https://www.iri.edu.ar/index.php/tag/A2024/)), A2024ARTMEDAMB ([HTTPS://WWW.IRI.EDU.AR/INDEX.PHP/TAG/A2024ARTMEDAMB/](https://www.iri.edu.ar/index.php/tag/A2024ARTMEDAMB/))

COMPARTE ESTO



> TAMBIÉN PODRÍA GUSTARTE



