



#6

Agosto 2021

Energía y desarrollo sustentable

**Energías renovables
en América del Sur**

Boletín del
Grupo de Trabajo
**Energía
y desarrollo
sustentable**



PARTICIPAN EN ESTE NÚMERO

Martín Kazimierski
Deborah Werner
María Florencia Zabaloy
Carina Guzowski
Lis Didriksen

Energía y desarrollo sustentable : energías renovables en América del Sur / Martín Kazimierski ... [et al.] ; Coordinación general de Nora Estela Fernández Mora ; Humberto Campodónico ; Esteban Serrani ; Editado por María Eugenia Ortiz ... [et al.] -
1a ed - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : CLACSO, 2021.
Libro digital, PDF
Archivo Digital: descarga y online
ISBN 978-987-722-986-8
1. Políticas Públicas. 2. Energía. 3. Hidrógeno. I. Kazimierski, Martín II. Fernández Mora, Nora Estela, coord. III. Campodónico, Humberto, coord. IV. Serrani, Esteban, coord. V. Ortiz, María Eugenia, ed.
CDD 323.6



CLACSO

Consejo Latinoamericano
de Ciencias Sociales
Conselho Latino-americano
de Ciências Sociais

Colección Boletines de Grupos de Trabajo

Director de la colección - Pablo Vommaro

CLACSO Secretaría Ejecutiva

Karina Batthyány - Secretaria Ejecutiva
María Fernanda Pampín - Directora de Publicaciones
Gustavo Lema - Director de Comunicación e Información

Equipo Editorial

Lucas Sablich - Coordinador Editorial
Solange Victory - Gestión Editorial
Nicolás Sticotti - Fondo Editorial

Equipo

Natalia Gianatelli - Coordinadora
Cecilia Gofman, Giovanni Daza, Rodolfo Gómez, Teresa Arteaga
y Tomás Bontempo.

© Consejo Latinoamericano de Ciencias Sociales | Queda hecho el depósito que establece la Ley 11723.

No se permite la reproducción total o parcial de este libro, ni su almacenamiento en un sistema informático, ni su transmisión en cualquier forma o por cualquier medio electrónico, mecánico, fotocopia u otros métodos, sin el permiso previo del editor.

La responsabilidad por las opiniones expresadas en los libros, artículos, estudios y otras colaboraciones incumbe exclusivamente a los autores firmantes, y su publicación no necesariamente refleja los puntos de vista de la Secretaría Ejecutiva de CLACSO.

CLACSO

Consejo Latinoamericano de Ciencias Sociales - Conselho Latino-americano de Ciências Sociais

Estados Unidos 1168 | C1023AAB Ciudad de Buenos Aires | Argentina
Tel [54 11] 4304 9145 | Fax [54 11] 4305 0875 | <clacso@clacsoinst.edu.ar> | <www.clacso.org>



Este material/producción ha sido financiado por la Agencia Sueca de Cooperación Internacional para el Desarrollo, Asdi. La responsabilidad del contenido recae enteramente sobre el creador. Asdi no comparte necesariamente las opiniones e interpretaciones expresadas.

Coordinadores:

Nora Estela Fernández Mora
Facultad de Ciencias Humanas
Pontificia Universidad Católica del Ecuador
Ecuador
nefernandez@puce.edu.ec

Humberto Campodónico
Centro de Estudios y Promoción del Desarrollo
Perú
hcampodonicos@unmsm.edu.pe

Esteban Serrani
Instituto de Altos Estudios Sociales
Universidad Nacional de San Martín
Argentina
eserrani@gmail.com

Coordinación general del Boletín

Esteban Serrani

Edición

Humberto Campodónico

Nora Fernández

Esteban Serrani

María Eugenia Ortiz

CIT SC-CONICET
Argentina
me.ortiz@conicet.gov.ar

Eliana Canafoglia

Instituto de Ciencias Humanas, Sociales y Ambientales,
CONICET
Argentina
ecanafoglia@mendoza-conicet.gob.ar

Andrea Lampis

Instituto de Energía e Ambiente
Universidad de San Pablo. Brasil
alampis@usp.br

Las notas son exclusiva responsabilidad de las/los autoras/as.

Contenido

**5 Energías verde dólar.
La financiarización de la
transición en Argentina**

*Energías verdes do dólar.
A financeirização da transição na
Argentina*

Martín Kazimierski

**20 Transição Energética e Políticas
Públicas no Brasil**

*Transición energética y políticas
públicas en Brasil*

Deborah Werner

**35 Hidrógeno verde en Argentina:
desarrollo actual y perspectivas
a futuro**

*Hidrogênio verde na Argentina:
desenvolvimento atual e perspectivas
futuras*

María Florencia Zabaloy
Carina Guzowski
Lis Didriksen

**52 Grupo de Trabajo CLACSO
2019–2022 Energía y desarrollo
sustentable**

Energías verde dólar. La financiarización de la transición en Argentina

*Energias verdes do dólar.
A financeirização da transição
na Argentina*

Martín Kazimierski*

Palabras clave: energías renovables; transición energética; financiarización.

Palavras-chave: *energia renovável; transição de energia; financeirização.*

Introducción

En Argentina, las políticas orientadas a la promoción de las energías renovables adquieren gran protagonismo en 2015, con la sanción de la Ley N°27.191 y la posterior asunción del gobierno de Mauricio Macri (2015-2019). Dicha ley estableció que todos los usuarios de energía eléctrica debían alcanzar el 12% de su consumo generado por fuentes renovables para 2019, objetivo que no se cumplió, pero que con la puesta a punto

* Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe, Facultad de Ciencias Sociales, Universidad de Buenos Aires (IEALC-FSOC-UBA). Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET). Grupo de Estudios en Geopolítica y Bienes Comunes (GyBC). Integrante del Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable. Argentina. martin.kazimierski@gmail.com

de diferentes regímenes de promoción escaló del 2% al 9% (CMMESA, 2019). Se trató de 3.848MW de potencia proporcionado por una centena de proyectos, los cuales fueron mayormente ejecutados bajo el programa RenovAr, régimen iniciado en 2016 que abarcaba procesos licitatorios de carácter público en donde las empresas, tanto nacionales como transnacionales, presentaban y ofertaban sus proyectos de inversión. El programa cosechó numerosos elogios entre los inversores privados, adjudicando en sus primeras tres Rondas licitatorias (1, 1.5 y 2) 4.467MW 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.

Este nivel de convocatoria resultó resonante, no sólo por cantidad de proyectos y potencia adjudicada, sino porque suponía romper con barreras estructurales que atentaban contra su desarrollo, y superar los traumas sufridos por experiencias fallidas como el programa GENREN (2009), donde apenas una quinta parte de los proyectos adjudicados logró concretarse. 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 le sumamos 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, entendemos las limitantes que ha presentado el desarrollo de esta industria en el país. Entonces, un primer interrogante que se presenta aquí es ¿cómo es que el gobierno nacional 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, la gran ventaja que obtuvo el programa frente a iniciativas pasadas se apoya en el respaldo económico que le dio el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) y la garantía del Banco Mundial, 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, es decir, condiciones sumamente redituables que acotaron el monto de inversión y elevaron la tasa de recupero. 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.

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 han sido más bien magros, siendo que hacia 2021 sólo 75 proyectos se encuentran operativos, mientras que 65 están demorados y es posible que gran parte de ellos sufran la recesión de su contrato. Aunque una causa fundamental puede asociarse 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 es 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 artículo consiste en analizar el desempeño del programa RenovAr hacia el final del gobierno de Macri, 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. Partimos de reconocer en este período un proceso de profundización de la financiarización de la energía, entendido como una pauta de acumulación en las que los beneficios se acumulan principalmente a través de los canales financieros, y no a través del comercio y la producción 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). A estos fines, se presentan en primer lugar las condiciones marco que sentaron las bases para el despegue del sector y su dinámica comercial; seguidamente, haremos foco en el desarrollo de las políticas de promoción industrial; y, por último, abordaremos la situación actual de los proyectos, las dificultades que acarrearán, y las salidas posibles.

1. El negocio financiero detrás del proyecto productivo

La campaña electoral del gobierno de Macri tuvo como ejes centrales la idea 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 Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) -lo que precisaba que el país migrara hacia una economía alineada a los objetivos de desarrollo sostenible y los compromisos asumidos en el Acuerdo de París-; y por otro, instrumentos de integración financiera a partir de desregulaciones del mercado financiero y en los movimientos de capital. El acuerdo con los acreedores externos denominados “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 N°134/2015 que declaró la emergencia del sector eléctrico y la necesidad de aumentar la capacidad del sistema.

Así, las energías renovables se convirtieron en el mercado sublime para atraer nuevas inversiones, principalmente para desarrolladores y promotores del sector privado (Sabatella, Serrani, y Barrera, 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. Estas preocupaciones se vinculaban 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, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA)-, los derivados del riesgo cambiario, y los cambios normativos, tanto regulatorios como tributarios.

Para superar este escenario, 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. 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 CAM-MESA, garantizando el pago a las centrales habilitadas independientemente de si se consume la energía o no. En relación a esto último, el programa reforzó los mecanismos de garantía por falta de pago a través del FODER y del Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE), habilitando también la sumisión a arbitraje internacional por la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil (UNCITRAL). 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 (BM) con un límite de US\$500 mil por MW de potencia instalado.

Con todo, el programa atrajo numerosos interesados, a tal punto que en el primer llamado se adjudicaron 1.143MW de los 6.346,3MW ofrecidos, lo que derivó en una nueva ronda unos meses más tarde. La Ronda 2 tendría aún más convocatoria, alcanzando 9.340MW en ofertas, ocho veces más que los 1.200MW licitados. Incluso especialistas del sector financiero destacaron las condiciones del programa 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 intermediarios. Entre los proyectos de la Ronda 1 se encuentran el parque eólico Kosten (24MW), 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 (107MW) y Cafayate (97,6MW), 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 (82MW) a la compañía 360 Energy, e Isolux vendería los parques eólicos Loma Blanca VI (100MW) y Miramar (98MW) -junto con los parques Loma Blanca I, II, III y IV (de 50MW 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.

Esta dinámica se intensificó en la Ronda 2, fundamentalmente por la dificultad de algunos proyectos para conseguir financiamiento. La argentina Eipor S.A., que había ofertado el precio eólico más competitivo -US\$37,3 por MW-, vendió su parque Energética I (100MW) a la transnacional norteamericana AES Corporation. La firma portuguesa Martifer Renewables SGPS hizo lo propio con su proyecto Guañizuil II (117MW) al consorcio noruego formado por la promotora solar Scatec Solar y el grupo petrolero Equinor, quién también firmó un acuerdo por el 50% de las acciones del parque eólico Cañada León (120MW) de YPF Energía Eléctrica, aunque se retiraría más tarde. Asimismo, conforme fue pasando el tiempo y la crisis económica se acrecentaba, otra gran cantidad de firmas intentaron comerciar sus parques aunque infructuosamente.

Estas estrategias cortoplacistas marcadas por la financiarización de la energía se presentan no sólo 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, estos actuaron más bien como intermediarios, ya sea porque luego vendieron su proyecto a firmas transnacionales, o porque al importar la mayor parte del capital y la tecnología trabajaban en sociedad con ellas. De los 4.467MW 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, 2019). Entre los capitales nacionales, Genneia S. A., de Fides Group, fue la de mayor adjudicación con 7,6%, le siguen 360 Energy y Central Puerto. 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. 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 bioenergías contó con la presencia de cerealeras, ingenios azucareros, feedlots, frigoríficos y criaderos.

En simultáneo a este derrotero de proyectos energéticos/financieros, el macrismo propugnó también procesos de desregulación financiera y modificaciones normativas en el sector energético, los cuales terminaron por disponer un mercado con ganancias extraordinarias para los privados. El aumento de tarifas acumulado entre 2015 y 2019 llegó a un promedio de 3.642%, traduciéndose en ingresos de 450% (219% en dólares) para las empresas que operaban en la generación, distribución y transporte de electricidad (En Orsai, 2018). El programa RenovAr también fue en esta línea, pues los incentivos al desarrollo de los proyectos terminaban recayendo en un encarecimiento del 20% en dólares del precio a pagar por CAMMESA. Ello se debe a que en el proceso de adjudicación, el precio por MW propuesto por los oferentes denominado precio ofertado era luego ajustado a un nuevo precio adjudicado, donde el precio se multiplicaba por un factor de incentivo y por un factor de

ajuste anual. El primero disminuye conforme se retrasa la habilitación comercial de la central hasta un mínimo del 0,8% de lo facturado por venta de energía; mientras que el segundo tenía por objeto premiar la cantidad de años en operación. Lo llamativo de este último es que tiende a reflejar el índice de inflación, acotando los riesgos de una inversión que de por sí ya tiene sus ingresos atados al dólar. Siguiendo a Sabatella, Serrani, y Barrera (2020), la fijación de extensos contratos dolarizados constituye un riesgo a largo plazo para una economía inestable, con posibles devaluaciones, lo que tornó al programa insostenible en el corto plazo.

2. Política industrial y extranjerización tecnológica

Un patrón de acumulación presidido por el capital trasnacional financiarizado naturalmente altera la división internacional del trabajo y facilita la desarticulación de las cadenas productivas nacionales (Krippner, 2005). En este caso particular, la cadena de valor industrial local estuvo apalancada por el Decreto 531 de la Ley N°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. 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. 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 (86,63MW). Situación análoga experimentó el rubro solar, donde únicamente los parques María del Río Seco (20MW) de la firma Neus Fund, y Añatuya I (6MW) 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.

Las razones por las que el impulso del CND en los proyectos fracasó son múltiples. 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. 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, 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 su composición 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). Por ejemplo, para la Ronda 2, el CND mínimo para emprendimientos eólicos se estableció en 35%, 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. La posibilidad de contar con el certificado fiscal no era un aspecto menor, pues se estima que el desarrollador se ahorraba US\$500 millones por aerogenerador (Massare, 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; 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.

Para culminar con el soterramiento de las capacidades industriales nacionales, en 2017 la Resolución 4-E/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 700kW (no hay ofertas menores a ese módulo). 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 PCR, Enat, Grupo Frali, SAPEM y EMESA, totalizaron 717,5MW de potencia, cuyos aerogeneradores pudieron ser importados con arancel cero.

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 -AAA-, permitió a ciertos desarrolladores de gran porte -Genneia, Central Puerto, 360 Energy y Canadian Solar- optar por mecanismos de financiamiento project finance, 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 energía. 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 están operativos (ver Tabla 1), y más de la mitad no ha respetado ni un solo hito de los que plantea el pliego de licitación.

Tabla 1: Estados 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

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

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; 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 abrió una puerta legal para que las compañías intentaran justificar incumplimientos por causas de fuerza mayor, eximiéndolas de responsabilidad. Esta situación fue reconocida por la Secretaría de Energía quien, mediante la Resolución N°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. 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 tienen costos sumamente elevados que alcanzan los US\$1.338 diarios, aproximadamente medio millón al año, lo que despertó el descontento de las empresas alcanzadas.

Actualmente, la Secretaría de Energía, bajo la administración de Alberto Fernández (2019-2023), evalúa la situación de 1899,6 MW de potencia no operativa que detenta un cupo en el congestionado sistema de transporte. Aunque todavía existe la posibilidad de que algunos proyectos logren acceso a financiamiento externo, desde la Secretaría aseguran que la mayoría ya no serán construidos, y una opción que se está barajando es negociar la rescisión de los contratos con CAMMESA y recuperar aquellos cupos para nuevos proyectos. Sin embargo, la situación resulta 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, 2020).

Las garantías del programa RenovAr tienen un costo de US\$250 mil por cada MW de potencia comprometida, a lo que se agrega garantías adicionales sumadas por los propios desarrolladores. Ejecutarlas implicaría múltiples litigios y arbitrajes internacionales, probablemente con gravosos costos para el Estado. Hasta el momento, cuatro empresas han 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, alegando que los cambios macroeconómicos que sufrió el país le impidieron concretar el cierre financiero para sus proyectos en tiempo y forma. 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, una vía que podría replicarse con otros proyectos en el corto plazo. Entre las alternativas posibles para los proyectos restantes, se encuentra la imposición de una multa “mínima” a los contratos que quieran rescindirse con el acuerdo de los privados; 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. Lo incierto del panorama apunta a resoluciones que contemplen la particularidad de cada caso, “proyecto por proyecto”, como expresan desde la Secretaría.

Reflexiones finales

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. Las condiciones regulatorias y tributarias establecidas por el programa RenovAr se convirtieron, así, 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 (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 mediano/largo plazo.

Al igual que en licitaciones pasadas, el financiamiento de las inversiones se mantuvo como el principal escollo del sector, siendo que la cantidad de potencia instalada hasta 2019 no alcanzó una cifra que se pueda considerar “exitosa” en relación al objetivo establecido por el programa. 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 necesariamente 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. 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 tecnólogos extranjeros y a la importación de componentes, sin asumir que había una industria nacional capaz de competir. 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.

En este marco, el país no sólo 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 energéticos, esto es, concebir a las tecnologías de energía renovable como motores de un nuevo paradigma energético.

REFERENCIAS

- Bellato, Roberto (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-para-cancelar-proyectos-atrasados/> , 28 de abril de 2021.
- CAMMESA (2019), “Informes Mensuales del MEM y del MEMSP.- enero de 2003 a noviembre de 2019”, Buenos Aires, CAMMESA, <http://portalweb.cammesa.com>, 26 de febrero de 2020.
- Chesnais, François (2001). La mundialización financiera. Génesis, costo y desafíos. Buenos Aires: Losada.
- 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> , 25 de abril de 2021.
- Krier, Dan (2012). Speculative management: Stock market power and corporate change. SUNY Press.

Krippner, Greta (2005). "The financialization of the American economy". *Socio-economic review*, 3(2), 173–208.

Massare, Bruno (22 de marzo de 2018). "Fabrizzio: 'Hay un camino clausurado para los fabricantes locales de aerogeneradores'". Agencia TSS – Universidad Nacional de San Martín, <http://www.unsam.edu.ar/tss/fabrizzio-hay-un-camino-clausurado-para-los-fabricantes-locales-de-aerogeneradores/>, 01 de mayo de 2019.

Panigo, Demián y Chena, Pablo (17 de marzo de 2019). "Financierización", Página 12, <https://www.pagina12.com.ar/181357-financierizacion>, 22 de abril de 2021.

Recalde, Marina, Bouille, Daniel Hugo, y Girardin, Leónidas Osvaldo (2015). "Limitaciones para el desarrollo de energías renovables en Argentina". *Problemas del desarrollo*, 46(183), 89-115.

Sabatella, Ignacio, Serrani, Esteban y Barreira, Mariano (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.

Verbitsky, Horacio (20 de enero de 2019). "Agua para sus molinos", *El cohete a la luna*, <https://www.elcoheteealaluna.com/agua-para-sus-molinos/>, 22 de abril de 2021.

Transição Energética e Políticas Públicas no Brasil

Transición energética y políticas públicas en Brasil

Deborah Werner*

Palavras-chave: energías renovables; transición energética; financiarización.

Palabras clave: *energia renovável; transição de energia; financeirização.*

Introdução

A perspectiva da sustentabilidade, enquanto orientador do padrão de desenvolvimento a ser alcançado pela agenda internacional, como proposto pelos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável, eleva as políticas públicas de transição energética em prol de energias renováveis ao patamar de prioridade, o que exige, de agentes públicos e privados, esforços para a transformação de sistemas energéticos na busca pela descarbonização (ONU, 2015; Losekann e Tavares, 2019).

As estratégias dos países que buscam a transição energética dependem das características históricas, das matrizes energéticas herdadas e/ou características institucionais e econômicas, o que faz com que o processo

* Professora Adjunta do Instituto de Pesquisa e Planejamento Urbano e Regional. Docente Permanente do Programa de Pós-Graduação em Planejamento Urbano e Regional. Integrante del Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable. deborahwerner@ippur.ufrj.br

seja iniciado a partir de condições e desafios bastante heterogêneos, determinantes na definição das estratégias (Losekann e Botelho, 2019). Conforme os autores, as políticas energéticas buscam tradicionalmente a segurança do abastecimento, o acesso à energia a preços módicos e a produção e o uso da energia de forma ambientalmente adequada. Uma vez que esses objetivos podem se contrapor, as possibilidades para as políticas energéticas podem enfrentar diversas restrições.

No âmbito da transição energética, merece destaque o enfrentamento das mudanças climáticas, objeto do Acordo de Paris, de 2015, o que requer a priorização de quatro tipos de estratégias de desenvolvimento energético: i) energo-expansiva: com expansão de fontes de baixo carbono; ii) energo-reprodutiva: com a manutenção de fontes existentes com baixas emissões; iii) energo-substitutiva: com a substituição de fontes de elevada emissão; e iv) energo-poupadora: com produção e consumo mais eficientes e/ou pela conservação de energia (Tavares, 2019, apud Losekann e Tavares, 2019).

De acordo com a Agência Internacional de Energia (International Energy Agency – IEA), estima-se que essas vias seriam responsáveis por até 82% da redução de emissões necessárias para atender aos objetivos climáticos do desenvolvimento sustentável (IEA, 2018 apud Losekann e Tavares, 2018). Tais estratégias devem ser articuladas aos tradicionais objetivos de segurança energética, acesso a preços módicos e sustentabilidade, mencionados anteriormente. Dado o universo restrito de políticas, as opções disponíveis para cada país dependem de recursos físicos, mas também políticos, econômicos e sociais (Losekann e Tavares, 2018).

Os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável, por sua vez, enfatizam a necessidade de promover energia acessível e limpa (nº7) e, considerando os demais objetivos, sobretudo indústria, inovação e infraestrutura (nº9), cidades e comunidade sustentáveis (nº11) e ações contra a mudança global do clima (nº13), evidencia-se a exigência de se articular a transição energética às estratégias de reprodução da base material da sociedade, sua estrutura produtiva e a reprodução da vida nos territórios, razão pela qual esses processos devem ser concomitantemente considerados.

Diante dos imperativos da sustentabilidade e da necessidade de enfrentamento das mudanças climáticas, os sistemas elétricos de todo o mundo passam por um processo de transição na busca pela descarbonização de suas matrizes energéticas (Brasil, 2020). O artigo apresenta um breve panorama da geração de energia elétrica no Brasil, com ênfase nas fontes renováveis alternativas no Sistema Integrado Nacional (SIN) e na geração distribuída, e as políticas públicas que buscam favorecer e viabilizar tais fontes.

1. Energias renováveis no Brasil

A participação das energias renováveis na matriz energética brasileira é elevada em comparação ao resto do mundo. Enquanto no Brasil as fontes renováveis responderam, em 2017, por cerca de 40%, no resto do mundo a participação foi de 14%, com ênfase no petróleo e derivados e carvão (IEA, 2020). Com relação à matriz elétrica, as fontes renováveis responderam, em 2017, por cerca de 80%, com predomínio da fonte hidráulica, em contraposição ao resto do mundo, em que a participação das fontes renováveis foi de cerca de 24% (EPE, 2018). O Brasil estaria, portanto, em condição vantajosa em relação ao resto do mundo quando se trata da necessidade de promover a descarbonização de sua matriz energética.

1.1. Sistema Interligado Nacional

A oferta de energia elétrica no Brasil é organizada por meio de um sistema de produção e transmissão interligado, hidro-termo-eólico de grande porte, em que predomina a hidreletricidade. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é conformado por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, ainda abastecida por sistemas isolados substituídos pela integração ao SIN, o que vem sendo reduzido (ONS, n.d.; EPE, 2019).

Em 2011, a capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional era de 115.162 MW, sendo cerca de 83% provenientes de fontes renováveis. Desse total, a energia solar contribuía com 1 MW, o que revela uma participação

ainda incipiente. A energia eólica, por sua vez, contribuía, em 2011, com 1.403 MW, ou 1,2% da capacidade instalada no SIN. Já as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) respondiam, em 2011, por 4.560 MW, ou 3,9% da capacidade instalada total. A biomassa, por sua vez, participava com 7.750 MW, ou 6,7% da capacidade instalada total (BRASIL, 2012).

Em 2019, verifica-se no SIN uma capacidade instalada de 163.642 MW, cujas participações das fontes consideradas renováveis somaram 86% (usinas hidrelétricas, eólicas, biomassas, importada, pequenas centrais hidrelétricas e solar). A fonte solar contribuiu com 2.072 MW, ou 1% da capacidade instalada; a fonte eólica participou com 14.968 MW, ou 9% da capacidade instalada no período, crescimento de 8 pp em relação à 2011; a PCH, que respondeu por 3,8% (maio de 2019), manteve a participação em comparação a 2011; já a biomassa respondeu por 13.335 MW da capacidade instalada, ou 8%.

As hidrelétricas, com destaque para os grandes projetos hidrelétricos na região Amazônica, a exemplo das hidrelétricas de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte, respondiam por 66,9% da capacidade instalada em 2011, e passam a responder por 59,7%, em 2019, uma queda de 7 p.p. ao longo do período (BRASIL, 2012; BRASIL 2020a).

Considerando a capacidade instalada total por fontes renováveis no SIN em 2011, 90.714 MW, as eólicas participavam com 1,5%, as PCH correspondiam a 5% e as UHEs respondiam por 84,9%. Já em 2019, as fontes renováveis totalizaram 134.314 MW, sendo a participação das eólicas de 11%, as PCH por 4,7%, a solar passou a responder por 1,5%, e as UHE, por sua vez, representam 72,7% da capacidade instalada por fontes renováveis. Verifica-se ainda que a recomposição das participações ocorreu em favor das fontes eólica e solar, fontes renováveis alternativas (BRASIL, 2012; BRASIL 2020a).

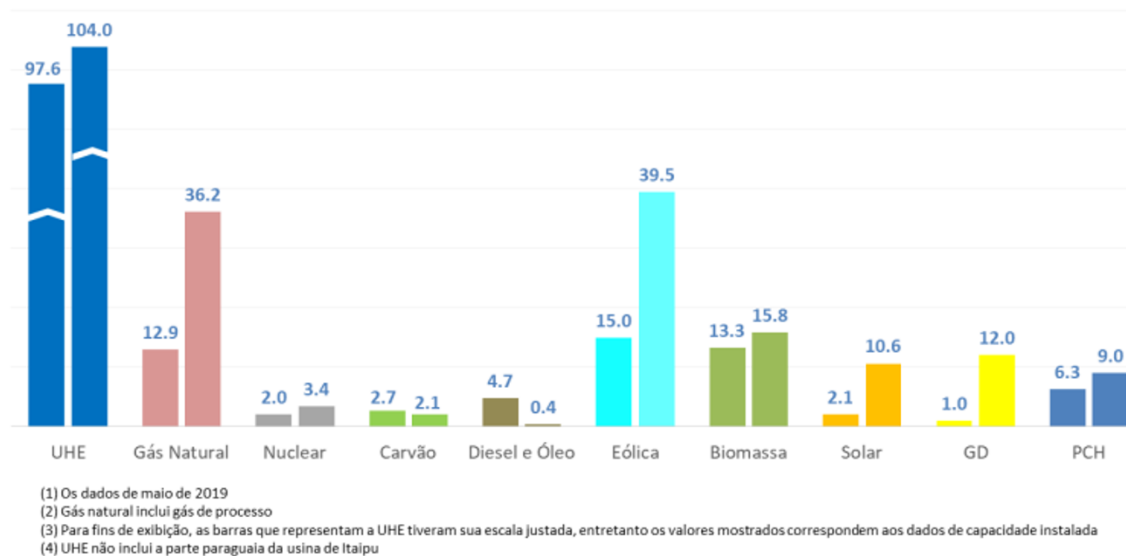
Os impactos socioambientais das fontes hidráulicas (UHE e PCH), historicamente verificados no Brasil, colocam em questão o caráter sustentável dessas fontes, caso sejam considerados outros aspectos que não apenas o fato de serem renováveis, uma vez que tais fontes estão associadas a processos de desigualdade ambiental, econômica e social

nos territórios, em prol da oferta de energia elétrica para responder às necessidades de crescimento econômico, muitas vezes externos ao local de instalação dos projetos (Vainer e Araújo, 1992; Sigaud et al., 1988; Zhouri e Teixeira, 2007; Werner, 2011; Acselrad et al., 2013).

Por esse aspecto, a temática da transição energética no Brasil envolve não apenas a descarbonização e redução do uso de combustíveis fósseis, mas passa por reduzir a participação das UHEs, visto que o potencial hidrelétrico se encontra sobretudo na região Amazônica (Brasil, 2020b), razão pela qual as fontes alternativas ganham status de prioridade na política energética, com ênfase para as fontes eólicas e solar fotovoltaicas.

O gráfico 1 confirma essa tendência e apresenta o incremento planejado entre 2019 e 2029 por fonte de energia, de modo a evidenciar a intenção de crescimento da oferta de energia renovável por meio das fontes solar e eólica (BRASIL, 2020a).

Gráfico 1. Variação entre a capacidade instalada inicial e com a expansão do PDE 2029 por tecnologia (MW)



Fonte: BRASIL, 2020a

Além da geração por fontes renováveis no Sistema Interligado Nacional (SIN), a expansão por meio dessas fontes tem sido viabilizada a partir da Geração Distribuída. A Resolução nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), permitiu ao consumidor brasileiro gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, assim como fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Essa modalidade compreende a micro e a minigeração distribuídas de energia elétrica que, segundo a Aneel, permitem aliar economia financeira, consciência ambiental e autossustentabilidade (ANEEL, 2016).

1.2. Geração Distribuída

De acordo com a agência reguladora, a geração distribuída permite o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição integrados, apresenta baixo impacto ambiental, reduz o carregamento das redes, minimiza as perdas e promove a diversificação da matriz energética. Em função dos potenciais benefícios, justificam-se os estímulos a essa modalidade de geração (ANEEL, 2016).

Em 2015, a Resolução Normativa nº 687 revisou a Resolução Normativa nº 482, com o intuito de reduzir os custos e tempo para a conexão da micro e minigeração; compatibilizar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com as Condições Gerais de Fornecimento, conforme a Resolução Normativa nº414, de 2010; aumentar o público alvo; e melhorar as informações da fatura. As principais inovações da Resolução Normativa nº687, de 2015 são as seguintes (ANEEL, 2016):

- I. a partir de 2016, permitiu-se o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada. Por microgeração distribuída, compreende-se a central geradora com potência instalada até 75 kW; e minigeração distribuída, trata-se da central geradora com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW. Ambas conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades geradoras;

- II. em termos de incentivo, quando a quantidade de energia gerada em determinado mês exceder à energia consumida no mesmo período, o consumidor, que é também produtor (figura do prossumidor), fica com créditos que podem ser utilizados para diminuir a fatura dos meses seguintes. Os créditos têm validade de 60 meses e podem ser usados também para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular situadas em outro local, desde que sejam na área de atendimento de uma mesma distribuidora (auto-consumo remoto). Ressalta-se que o “crédito de energia” não pode ser revertido em dinheiro.
- III. a instalação de geração distribuída pode ser realizada em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades geradoras), de modo que a energia gerada seja repartida entre os condôminos em porcentagem definida pelos próprios consumidores; e
- IV. A Resolução permitiu a figura da geração compartilhada, o que possibilita que interessados se unam em consórcio ou em cooperativa e instalem uma micro ou minigeração distribuída e utilizem a energia gerada para a redução das faturas dos consorciados ou cooperados.

Conforme dados da ANEEL, a geração distribuída totaliza a capacidade instalada de 6.282,22 MW, por meio de 530.443 projetos, em 5.338 municípios brasileiros. Os dados revelam a crescente expansão da modalidade geração distribuída, sobretudo a partir de 2012, quando a quantidade anual de conexões registrava 6, passando a 513 no ano seguinte. O ano de 2020, registrou, por sua vez, 207.825 conexões (ANEEL, 2020).

A fonte solar fotovoltaica é a principal nessa modalidade e responde por 99,9% dos projetos e 97,4% da capacidade instalada (529.997 projetos, que somam 6.123,12 MW). Em termos regionais, a região Sudeste se destaca na geração solar fotovoltaica através da modalidade geração distribuída, com 2.240,9 MW, seguida da região Sul, com 1.340,4 MW. As demais regiões Nordeste, Centro-Oeste e Norte, apresentam 1.161,56 MW; 1.036,76 MW; e 343,4 MW, respectivamente. Em termos de modalidade

de geração, a geração na própria unidade consumidora caracteriza a maior parte dos projetos, 85,7%; e da capacidade instalada, 80%.

Verifica-se a potencialidade das regiões brasileiras para a exploração da fonte solar fotovoltaica, distribuída de forma mais homogênea em território nacional, se comparadas às demais fontes alternativas, e presente na quase totalidade dos municípios do país, o que se infere pela menor participação das demais fontes renováveis. Outro aspecto é a possibilidade de que o consumidor, ao também ser produtor de energia, na figura do prosumidor, seja engajado no processo de transição energética.

A geração distribuída aguarda ainda a consolidação do marco regulatório específico. O debate em torno do Projeto de Lei (PL) n° 5.829, de 2019, revela impasses quanto à remuneração das distribuidoras, o sistema de créditos e os encargos e incentivos aos produtores na modalidade de geração distribuída (Câmara dos Deputados, 2021).

A expansão das fontes renováveis alternativas, que concorreram para a diversificação da matriz elétrica brasileira e contribuem para o processo de transição energética do país receberam políticas públicas por parte do Estado brasileiro, de modo a articularem mudanças regulatórias, incentivos creditícios e fiscais, a ação da estatal Eletrobras em articulação com agentes privados, aspectos a serem abordados a seguir.

2. Políticas Públicas de Geração de Energias Renováveis

O histórico da oferta energética no Brasil contou com o papel central do Estado brasileiro no planejamento, coordenação regulação e investimentos setoriais. Isso se justifica pelo caráter do capital fixo de infraestrutura – longo prazo de maturação, indivisibilidade técnica, elevada escala, demandante de amplas frações de terra, elevados riscos nos investimentos, entre outros aspectos – , aspectos que guardam semelhanças com outros países, quando se trata de infraestrutura, sistemas elétricos e inovação (Chang, 2003; Mazzucatto, 2014; Werner, 2016; Werner e Brandão, 2019).

Por sua vez, destaca-se o papel central das políticas públicas de incentivo à diversificação da matriz elétrica para a viabilidade das energias renováveis alternativas. Senão vejamos.

O Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (Proinfa) foi instituído pela lei nº 10.438, de 2002, regulamentado pelo Decreto nº 5.025, de 2004. O programa foi criado para incentivar as fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e biomassa, na esteira da crise de racionamento de 2001. O estímulo às fontes alternativas justificava-se pela necessidade de promover a competitividade das fontes renováveis e pela necessidade de reduzir a emissão de gases de efeito estufa. Para tanto, o Proinfa buscou superar limitações técnicas e promover a diversificação da matriz elétrica, dada a especialidade brasileira em torno das grandes hidrelétricas (Werner, 2018).

Coube à Eletrobras (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.), estatal federal de energia elétrica, celebrar contratos para a instalação de 3.300 MW, com início de funcionamento em 2008, de modo a assegurar a compra de energia a ser produzida no prazo de 20 anos a partir da entrada em operação. A primeira etapa do programa seria conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo que cada fonte, eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, responderia por 1.100 MW (Pinheiro, 2007).

De acordo com a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica, 2016), o Proinfa teve como consequência abrir caminho para fixar a indústria de componentes e turbinas eólicas no país, o que pode ser verificado quando da análise da origem das turbinas e as empresas se instalaram em território nacional (Werner, 2016). Ao final de 2015, 6,2% de geração de energia elétrica era proveniente das plantas eólicas (ABEEólica, 2016). Concorreu para este cenário a atuação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), com linhas de financiamento específicas para fontes renováveis (hidrelétricas, eólicas, biomassa, solar), em consonância com a política de diversificação da matriz energética (Werner, 2018).

A partir do Proinfa e da atuação do BNDES, verifica-se a internalização da cadeia produtiva para a fonte eólica no Brasil, com destaque para a instalação de empresas multinacionais de aerogeradores. Em termos de divisão regional da produção de energia elétrica por meio de fonte eólica, ressaltam-se as regiões Nordeste e Sul.

Além do Proinfa, outro programa que considerou a necessidade de ampliar a ofertas de fontes alternativas foi o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), lançado pelo governo federal em 2007. O PAC teve como objetivo promover o crescimento econômico e aumentar o investimento público em infraestrutura, inclusive energias renováveis, para o que foram concedidos subsídios fiscais e creditícios. Apesar da proeminência conferida às grandes hidrelétricas na região Amazônica no planejamento setorial, merece destaque a expansão da fonte eólica por meio de parcerias entre empresas do grupo Eletrobras e privadas, as parcerias público-privadas (Lei nº 11.079, de 2004), no âmbito do programa governamental (Werner, 2016; PAC, n.d.).

Destaca-se ainda que as fontes alternativas também receberam incentivos a partir do estabelecimento dos Leilões de Fontes Alternativas para o fornecimento no ambiente de contratação regulada. Em 2007, através do Decreto nº 6.048, de 2007, que altera o Decreto nº 5.163, de 2004, foram instituídos essa modalidade de leilões, com o objetivo de atender ao crescimento da oferta de energias elétrica por meio de fontes alternativas (eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas) (CCEE).

Já a geração distribuída contaria com a Resolução Normativa nº 482, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), de 2012, para sua consolidação. Mais recentemente, a fonte solar protagoniza a expansão das fontes alternativas, graças aos incentivos oriundos da referida resolução e medidas subsequentes.

As políticas públicas brevemente apresentadas revelam os esforços do Estado brasileiro para incentivar as fontes renováveis alternativas, aspectos que coadunam a agenda internacional aos interesses econômicos e políticos de agentes nacionais e internacionais.

Apontamentos finais

Em linhas gerais, as políticas públicas por parte do governo federal foram centrais para se compreender a diversificação da matriz elétrica brasileira e a expansão das fontes renováveis alternativas. O PROINFA é um marco aos incentivos em prol dessas fontes, seguido de outras ações que viabilizaram e promoveram as fontes alternativas. Inicialmente, a eólica protagonizou a expansão, para o que contribuiu o Programa de Aceleração do Crescimento e a política de financiamento do BNDES. Desde 2012, ganha relevância a expansão por meio da geração distribuída, o que tem revelado a potencialidade da geração solar fotovoltaica.

Uma vez que a questão da sustentabilidade no setor elétrico não deve se restringir ao caráter renovável das fontes, dado os impactos territoriais vinculados à geração de energia elétrica, a energia eólica, tomada como alternativa às térmicas e complementar no SIN, já apresenta alguns aspectos controversos em termos ambientais e territoriais. Apropriação privada de terras, inviabilidade de atividades econômicas, impactos sonoros e na fauna aviária, entre outros, levam à reincidência do caráter predatório que caracteriza o histórico do setor elétrico no Brasil (Werner, 2012; Lima, 2019). A reversão desses processos requer o aprimoramento da legislação ambiental para a continuidade de expansão dessa fonte em consonância com a justiça social, ao passo que confere ainda mais relevância à geração distribuída por meio da solar fotovoltaica, considerando o aproveitamento de áreas urbanas.

Apesar da expansão recente, a fonte solar fotovoltaica requer ainda o aprimoramento regulatório para sua viabilização, de modo a torná-la acessível à população, para além de investidores institucionais e de grupos de alta renda. A regulação e as redes infraestruturais de transmissão e distribuição devem ser objeto de política pública para a consolidação da fonte solar fotovoltaica, visto ser essa fonte compatível com a geração pulverizada e descentralizada nos espaços urbanos e regionais, o que permitiria gerar emprego e renda com a produção dos insumos para geração, bem como tornar o prosumidor um comercializador de energia elétrica. Para tanto, o marco regulatório favorável à fonte solar

fotovoltaica e os incentivos por meio de políticas públicas de inovação tecnológica devem orientar as estratégias de transição energética (CCGE, 2010).

A potencialidade brasileira para fontes alternativas proporcionaria uma frente de inovação tecnológica nacional articulada ao setor elétrico. No entanto, ainda que tenha havido a política de conteúdo nacional promovida pelo BNDES na instalação de plantas eólicas no Brasil, predominam as turbinas ou naceles importadas ou produzida nacionalmente por empresas estrangeiras (Werner, 2016). Com relação à tecnologia fotovoltaica, o que se testemunha no âmbito das eólicas também se verifica na energia solar: a despeito do potencial nacional para a geração de energia elétrica por meio desta fonte, a liderança tecnológica ainda é internacional, com produtores chineses, canadenses e americanos exercendo o domínio tecnológico (Ecoa, 2019).

A geração distribuída, portanto, apresenta potencialidades relacionadas ao aproveitamento do solo urbano, permite o desenvolvimento nacional de um complexo industrial vinculada aos equipamentos de instalação, assim como se articula ao paradigma da internet das coisas e cidades inteligentes (CGEE, 2010; Silva, 2018; Magalhães e Carvalho, 2018; BNDES, 2018).

Para que a geração distribuída se consolide como complementar ao Sistema Integrado Nacional (SIN) e em consonância com os objetivos de sustentabilidade, faz-se necessária uma política que considere as implicações territoriais, econômicas, tecnológicas, sociais, ambientais e institucionais das fontes de geração, de modo a ampliar o debate para além de regras compensatórias e financeiras, priorizando o caráter estratégico e os vínculos entre transição energética, justiça social e soberania.

REFERÊNCIAS

- Acserald, Henri; Almeida, Alfredo Wagner de.; Bermann, Célio; Brandão, Carlos Antônio; Carneiro, Eder; Leroy, J. P.; Lisboa, M.; Meirelles, J.; Mello, Cecília; Milanez, Bruno; Novoa, Luis Fernando; O Dwyer, Eliane Catarino; Rigotto, Raquel.; Sant'ana Júnior, Horácio Antunes; Vainer, Carlos Bernardo Vainer.; Zhouri, Andrea. (2012). Desigualdade ambiental e acumulação por espoliação: o que está em jogo na questão ambiental?, e-cadernos ces [Online], 17 | 2012, colocado online no dia 01 Setembro 2012, Disponível em: <http://eces.revues.org/1138> Acesso em julho de 2013.
- ANEEL. (2016) Agência Nacional de Energia Elétrica. https://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827?inheritRedirect=false
- ANEEL. (2020) Agência Nacional de Energia Elétrica. <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoizjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkiwiidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>
- ANEEL (n.d.). Glossário. Disponível em <https://www.aneel.gov.br/glossario>
- Chang, Ha-joon. (2004). Chutando a escada: A estratégia do desenvolvimento em perspectiva histórica. São Paulo: Ed. UNESP. 2004.
- BNDES, 2018. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Cartilha de cidade. Disponível <https://www.bndes.gov.br/wps/wcm/connect/site/db27849e-dd37-4fbd-9046-6fda14b53ad0/produto-13-cartilha-das-cidadespublicada.pdf?MOD=AJPERES&CVID=m7tz8bf> Acesso em fevereiro de 2020
- Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 / ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2012
- Brasil, Ministério de Minas e Energia. (2020a). Empresa de Pesquisa Energética Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE.
- Brasil, Ministério de Minas e Energia. (2020b) Empresa de Pesquisa Energética Plano Nacional de Energia 2050 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE.
- Câmara dos Deputados. (2021). Proposta que taxa geração distribuída não tem consenso. Disponível em <https://www.camara.leg.br/noticias/783218-proposta-que-taxa-geracao-distribuida-de-energia-nao-tem-consenso/>
- Energia solar fotovoltaica no Brasil: subsídios para tomada de decisão. (2010). Série

Documentos técnicos 2 Brasília, DF : Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. Disponível em https://www.cgee.org.br/documents/10195/734063/2_2010_energia_fotovoltaica_2_9554.pdf/e6be4c52-a143-4464-9137-3cb2709ef280?version=1.4 Acesso março de 2020

Empresa de Pesquisa Energética. EPE. (n.d.) ABCDEnergia Matriz Energética e Matriz Elétrica. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica> Acesso em maio de 2019

Ecoenergias. (2019). Os maiores fabricantes de placas solares no mercado brasileiro. Disponível em <https://www.ecoenergias.com.br/2019/10/22/os-maiores-fabricantes-de-placas-solares-atuantes-no-mercado-brasileiro/> Acesso em março de 2020.

Goitia, Paola Susana Dorado; Ramos, Dorel Soares; Castro, Nivalde José de; Brandão, Roberto (2016). A expansão das Usinas Hidrelétricas na região Amazônica: desafios operacionais e regulatórios. Revista Brasileira de Energia (RBE) Vol. 22 | Nº 2 | 2º Sem.

International Energy Agency. Data end Statistics (IEA). (2020). Disponível em [https://www.iea.org/data-and-statistics?country=BRAZIL&fuel=Energy%20supply&indicator=Total%20primary%20energy%20supply%20\(TPES\)%20by%20source](https://www.iea.org/data-and-statistics?country=BRAZIL&fuel=Energy%20supply&indicator=Total%20primary%20energy%20supply%20(TPES)%20by%20source) Acesso em março de 2020.

Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (n.d.). IBGE Cidades. Disponível em <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/panorama>

Lima, José Auricélio Gois. (2019) A natureza contraditória da territorialização da produção de energia eólica no Nordeste do Brasil. Tese de Doutorado. Universidade Federal Fluminense, Niterói.

Losekann, Luciano; Tavares, Felipe Botelho. (2019). Política Energética no BRICS: desafios da transição energética. Texto para Discussão 2495. IPEA, 2019. Disponível em https://www.ipea.gov.br/portal/index.php?option=com_content&view=article&id=34933 Acesso em março de 2020

Magalhães, Marcos Thadeu Queiroz; Carvalho, Carlos Henrique Ribeiro de. Serviços Urbanos e Tecnologia. (2018). In: A Nova Agenda Urbana e o Brasil: Insumos para sua construção e desafios a sua implementação. Marco Aurélio Costa, Thadeu Queiroz Magalhães e Cesar Bruno Favarão. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. IPEA. Disponível em

https://www.ipea.gov.br/portal/index.php?option=com_content&view=article&id=33345 Acesso em janeiro de 2020

Mazzucato, Mariana (2014). O estado empreendedor: desmascarando o mito do setor público vs. setor privado. São Paulo: Portfolio-Penguin.

Ministério do Meio Ambiente. MMA. (n.d.). Acordo de Paris. Disponível em

- <https://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris>
Acesso em março de 2020.
- Operador Nacional do Sistema. ONS. (n.d.). Sobre o SIN. Disponível em <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>
- Organização das Nações Unidas. Agenda 2030. (2015). Disponível em <https://nacoesunidas.org/pos2015/agenda2030/> Acesso em março de 2020
- Pinheiro, Maria Fernanda Bacile. (2007). Problemas sociais e institucionais na implantação de Hidrelétricas: seleção de casos recentes no Brasil e casos relevantes em outros países. Campinas, SP: [s.n.], 2007. Dissertação de Mestrado.
- Programa de Aceleração do Crescimento. (n.d) PAC. Disponível em <http://pac.gov.br/infraestrutura-energetica/geracao-de-energia-eletrica>
- Sigaud, Lígia; Piguelli Rosa, Luís; Mielnik, Otávio. (1988). Impactos de Grandes Projetos Hidrelétricos e Nucleares: aspectos econômicos, tecnológicos, ambientais e sociais. São Paulo: Marco Zero, 1988.
- Silva, Clerismar Fernandes da.; Drach, Patrícia Regina Chaves; Barbosa, Gisele Silva. (2019). Energia solar no meio urbano: análise para diferentes formas urbanas. Revista Tecnologia e Sociedade. v. 15, nº37, 2019.
- Vainer, Carlos Bernardo; Araújo, Frederico Guilherme Bandeira de. (1992) Grandes Projetos Hidrelétricos e desenvolvimento regional. Rio de Janeiro: CEDI.
- Werner, Deborah. (2021) Desenvolvimento Regional e Grandes Projetos Hidrelétricos (1990-2010): o caso do Complexo Madeira. Inclusão Social, Brasília, DF, v. 6 n. 1, p.157-174, jul./dez. 2012.
- Werner, Deborah. (2017) A atuação do BNDES na política setor elétrico brasileiro. In: Carlos Vainer e Flávia Braga Vieira: BNDES: grupos econômicos, setor público e sociedade civil. 1. ed. - Rio de Janeiro: Garamond.
- Werner, Deborah. Estado, Capitais Privados e Planejamento no Setor Elétrico Brasileiro Após as Reformas Setoriais das Décadas de 1990 e 2000. Planejamento e Políticas Públicas, n. 52 | jan./jun. 2019.
- Werner, Deborah. Estado e infraestrutura: uma análise a partir da consolidação da energia eólica no Brasil. Sociedade de Economia Política, Anais de Evento. 2018.
- Werner, Deborah.Brandão, Carlos Antônio Brandão. (2019). Infraestrutura e produção social do espaço: anotações sobre suas principais mediações teóricas. Revista Brasileira de Gestão e Desenvolvimento Regional (ISSN 1809-239X) - v. 15, n. 5, set- dez/2019.
- Zhour, Andrea.; Oliveira, Raquel. (2008). Desenvolvimento, Conflitos Sociais e Violência no Brasil Rural: o caso das hidrelétricas. Ambiente e Sociedade (Campinas), v. 10,.: 19-45, 2007.

Hidrógeno verde en Argentina: desarrollo actual y perspectivas a futuro

Hidrogênio verde na Argentina: desenvolvimento atual e perspectivas futuras

María Florencia Zabaloy*
Carina Guzowski**
Lis Didriksen***

Palabras clave: energía renovable, hidrógeno, descarbonización, política energética, Argentina

Palavras-chave: energia renovável, hidrogênio, descarbonização, política energética, Argentina

Nombre del proyecto: Los Drivers de la Transición Energética en Argentina: Energías Renovables y Eficiencia Energética. (PGI UNS Código: 24/E158). Directora: Carina Guzowski.

* Dra. en Economía, Departamento de Economía Universidad Nacional del Sur (UNS), Instituto de Investigaciones Económicas y Sociales del Sur (IIESS) UNS- CONICET. Integrante del Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable. florencia.zabaloy@uns.edu.ar

** Dra. en Economía, Departamento de Economía Universidad Nacional del Sur (UNS), Instituto de Investigaciones Económicas y Sociales del Sur (IIESS) UNS- CONICET, cguzow@criba.edu.ar

*** Estudiante de grado de Abogacía, Departamento de Economía Universidad Nacional del Sur (UNS), lis.didriksen@uns.edu.ar.

Introducción

Actualmente el mundo atraviesa una nueva transición energética, es decir, los sistemas energéticos están en un proceso de cambio en la cantidad, calidad y estructura de la oferta y los servicios energéticos (Grübler, 2007). El cambio climático es un aspecto fundamental de la actual transición energética y es uno de los tópicos más destacados de la agenda política, económica y científica a nivel internacional.

Por este motivo, las alternativas que permiten acelerar la transformación energética a nivel global, mediante la incorporación de las energías renovables, pueden ser una solución para cumplir con los objetivos propuestos en la Convención de Naciones Unidas sobre Cambio Climático de 2016, donde la Argentina presentó un compromiso de reducción de sus emisiones netas de dióxido de carbono. En el Acuerdo mencionado las economías convinieron mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de 2° C con respecto a los niveles preindustriales (OCDE/IAE, 2016). En el caso de Argentina el compromiso, asumido en sus Contribuciones Nacionales Determinadas (NDCs por sus siglas en inglés), fue no exceder la emisión neta de 483 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (tCO₂eq) en el año 2030.

En este contexto, una de las alternativas más importantes para alcanzar una matriz energética diversificada es el hidrógeno y, en particular, el denominado “hidrógeno verde”, ya que, siendo un vector energético, combustible y materia prima, se constituye como una de las claves para alcanzar una economía verde que brinda la posibilidad de lograr una descarbonización de la industria energética. El hidrógeno es el elemento más abundante en el planeta y además en su estado puro posee características energéticas excepcionales, sin embargo, no se encuentra puro en la naturaleza y debe ser producido o purificado a partir de otras materias prima (Jiménez Sáez, 2020).

El hidrógeno verde es un vector energético que puede ser usado en diferentes aplicaciones. Sin embargo, su actual uso es muy limitado. Cada año alrededor de 120 millones de toneladas de hidrógeno son producidas

globalmente, de los cuales 2/3 son puro hidrógeno y 1/3 es una mezcla con otros gases. La producción de hidrógeno es mayormente utilizada para la refinación de petróleo y para la síntesis de amoníaco y metanol, los que conjuntamente representan casi el 75% de la demanda de hidrógeno (IRENA, 2020).

La urgencia de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y la caída en el costo de las energías renovables le han dado al hidrógeno verde un gran impulso, particularmente para los llamados sectores ‘difíciles de descarbonizar. Estos sectores incluyen las industrias intensivas en energía como cemento, hierro y acero, los productos químicos, el transporte marítimo, los camiones pesados y la aviación, los cuales son responsables de aproximadamente un tercio de las emisiones globales de CO₂ (Larrea et al., 2021).

El objetivo del presente trabajo es analizar la industria del hidrógeno verde en Argentina para inferir cuál es su grado de desarrollo al año 2020 y cuál podría ser su potencial impacto en la matriz energética argentina, en el marco de las políticas de energía renovable del país. A tal fin el trabajo de estructura de la siguiente manera. La sección 2 explora el concepto de hidrógeno, haciendo especial énfasis en el desarrollo a nivel mundial del hidrógeno verde. La sección 3 presente el panorama de las energías renovables en Argentina, tanto a nivel de políticas públicas como en la matriz energética. En la sección 4 se describe el marco regulatorio y los actores locales clave en el mercado de hidrógeno de Argentina. Finalmente, la sección 5 presenta una discusión y reflexiones finales.

1. Desarrollo del hidrógeno en el mundo

Históricamente ha habido diferentes booms del hidrógeno, especialmente impulsados por las crisis del petróleo, con el fin de encontrar combustibles alternativos. Sin embargo, el actual interés que reviste el hidrógeno en el mundo se concentra en buscar soluciones bajas en carbono y beneficios adicionales que solo el hidrógeno verde puede brindar.

El hidrógeno verde puede contribuir a la seguridad energética proporcionando otro portador de energía, lo cual puede diversificar el mix energético y mejorar la resiliencia del sistema. También puede reducir la contaminación del aire, ya que solo genera como subproducto moléculas de agua. Además, puede promover el crecimiento económico y la creación de empleo dada la gran inversión necesaria para desarrollarlo (IRENA, 2020).

El Hidrógeno es el elemento más abundante del universo, sin embargo, pese a su abundancia, en la naturaleza no es posible encontrar este elemento en su estado puro, hidrógeno molecular (H_2), sino que la mayor parte del hidrógeno terrestre se presenta totalmente en su forma oxidada como agua (H_2O) y para obtenerlo, se deben realizar una serie de procesos (Fundación Naturgy, 2020).

El hidrógeno se puede clasificar según la materia prima que se utiliza para generarlo y al mismo tiempo según los efectos que el proceso genera en el medio ambiente. En concreto se clasifica en hidrógeno gris, azul y verde. El Hidrógeno Gris se obtiene a partir de fuentes de energía fósiles (como gas natural o carbón) generado a partir de la reformación de gas natural. Este tipo de generación tiene como consecuencia la liberación de dióxido de carbono y otros gases contaminantes. Actualmente, el 78% de la energía producida a nivel mundial, en base al hidrógeno como materia prima, proviene de hidrocarburos (Electricidad La Revista Energética de Chile, 2020). Por su parte, el Hidrógeno Azul se genera a partir de hidrocarburos, pero al capturar y almacenar el carbono en el proceso, su producción es considerada neutra en carbono. Finalmente, el Hidrógeno Verde se obtiene a partir de una fuente renovable (como el agua, energía solar o eólica) por lo que su producción genera emisiones de gases de efecto invernadero nulas o extremadamente bajas.

En particular, el hidrógeno verde se genera mediante la electrólisis del agua utilizando electricidad procedente de fuentes de energía renovables. La producción de hidrógeno a partir de recursos eólicos es la que presenta, actualmente, el costo más bajo entre las que emplean recursos renovables. En la actualidad se produce con eficiencias y escalas cada

vez mayores a partir del agua. Esta se separa en sus componentes, hidrógeno y oxígeno, utilizando energía eléctrica renovable. El hidrógeno verde será competitivo con el hidrógeno azul en los próximos años en localizaciones favorables con un bajo costo de la electricidad renovable y se instalará para diversos usos y aplicaciones en áreas claves como la industria, el sector energético y el transporte.

El hidrógeno se perfila como uno de los vectores o intermedios energéticos más prometedores del futuro, porque presenta una serie de características que facilitan su almacenamiento y transporte. Es un elemento que permite almacenar energía por medio de mecanismos relativamente sencillos, para luego liberarla en forma controlada cuando lo requiera un usuario final. El almacenamiento de grandes volúmenes de hidrógeno es posible a bajos costos y, en contraste con las baterías, el impacto del almacenamiento a lo largo del tiempo es más limitado (Mateo y Suster, 2021). De acuerdo a la norma ISO 13600, un vector energético es una sustancia o fenómeno que puede ser utilizado para producir trabajo mecánico o calor, u operar procesos químicos o físicos, es decir, son todos aquellos materiales y dispositivos capaces de almacenar energía producida a partir de una fuente primaria, de modo tal de poder transportarla y liberarla controladamente en aplicaciones y usos posteriores (Sigal, 2015). Por tanto, para cumplir con este rol, es necesario desarrollar métodos de almacenamiento de hidrógeno para avanzar hacia un mercado energético. De hecho, la gran desventaja de este vector energético es que requiere de sistemas de almacenamiento costosos y aún poco desarrollados.

Según el Proyecto de Ley sobre el hidrógeno del año 2019 de Argentina, existen numerosas ventajas para utilizar dicho elemento como fuente energética. Las ventajas son las siguientes:

- I. Seguridad: Los sistemas de hidrógeno tienen una alta seguridad. Además de disiparse rápidamente en la atmósfera si se fuga, en contraste con los otros combustibles, no es tóxico.
- II. Una de las ventajas que posee el hidrógeno y por tanto una de las claves para lograr costos competitivos es la posibilidad de ser

transportado en las redes existentes de gas, por lo que podría utilizarse una infraestructura ya desarrollada.

- III. Alta eficiencia: Las celdas de combustible convierten la energía química directamente a electricidad con mayor eficiencia que ningún otro sistema de energía.
- IV. Funcionamiento silencioso: En funcionamiento normal, la celda de combustible es casi absolutamente silenciosa.
- V. Larga vida y poco mantenimiento: Aunque las celdas de combustible todavía no han comprobado la extensión de su vida útil, probablemente tendrán una vida significativamente más larga que las máquinas que reemplacen.
- VI. Modularidad: Se puede elaborar las celdas de combustible en cualquier tamaño, tan pequeñas como para impulsar una carretilla de golf o tan grandes como para generar energía para una comunidad entera. Esta modularidad permite aumentar la energía de los sistemas según los crecimientos de la demanda energética, reduciendo drásticamente los costos iniciales.

A nivel mundial, los países que impulsan fuertemente la agenda del hidrógeno son Alemania, China y Estados Unidos y en el caso de América Latina los mayores avances se encuentran en Brasil y Chile (Bril Mascarenhas et al., 2021). Alemania presentó en el año 2020 la Estrategia Nacional de Hidrógeno, para la cual se contó con un 7% del paquete de estímulo fiscal alemán de dicho año. También desde el año 2006 cuenta con el Programa Nacional de Innovación para Tecnologías de Hidrógeno y Pilas de Combustible, el cual fue renovado por 10 años en el 2016 (Bril Mascarenhas et al., 2021). En China y Estados Unidos predomina la producción de hidrógeno gris, es decir, generado a partir de combustibles fósiles. China es el mayor productor a nivel mundial y si bien predomina la producción de hidrógeno gris existen algunos proyectos de electrólisis de gran escala (Bril Mascarenhas et al., 2021).

En la actualidad, la demanda global del hidrógeno es de aproximadamente 70 millones de toneladas anuales, -habiéndose triplicado desde

el año 1975-, principalmente con destino a la industria de amoníaco, refinería, metanol y metales, proyectando un crecimiento mayor aún a futuro. No obstante, cabe destacar que el 96% del hidrógeno gris actualmente producido, ha generado 830 millones de toneladas de CO2 al año (Consejo Mundial de Hidrógeno, 2020).

Los sectores que mayormente utilizan hidrógeno son el petroquímico, para procesos en refinerías, la industria química, para producción de amoníaco y fertilizantes para la agricultura. También está presente en la producción de metanol y en diversas industrias que van desde alimentos, siderurgia o electrónica. La multiplicidad de fines para los cuales se utiliza el hidrógeno permite pensar en la potencialidad de la producción del hidrógeno verde, ya que no sólo será posible disponer de un vector energético muy flexible, sino también de un insumo industrial que permitirá descarbonizar o reemplazar insumos fósiles en la industria química o en la siderurgia.

2. Las energías renovables en Argentina

En Argentina las energías renovables se han comenzado a promover desde hace aproximadamente dos décadas. Uno de los primeros antecedentes fue la Ley 25.019, conocida como Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar, en el año 1998. Otra política contemporánea fue el Proyecto de Energía Renovable en el Mercado Eléctrico Rural (PERMER), que tenía como objetivo central la provisión de energía para servicios energéticos esenciales a poblaciones rurales que carecían de acceso (MINEM, 2021). Como consecuencia del programa hubo un importante avance en términos de electrificación de las poblaciones rurales, ya que las tecnologías implementadas permitieron acceder principalmente a iluminación (Rojas e Ibáñez Martín, 2016).

Por otro lado, también se promovió la producción de biocombustibles, a través de la Ley 26.093 del Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles del año 2006, donde

se establecieron beneficios impositivos y cortes obligatorios (Chidiak y Stanley, 2009).

Un programa de licitaciones de energía eléctrica muy relevante en el sector de las energías renovables fue el GENREN. Este programa surgió en el año 2009 y consistía en subastas por 1.000 MW de energías renovables, bajo un esquema de Feed-in tariffs en dólares estadounidenses con contratos a largo plazo y exenciones impositivas (Recalde, 2017). Si bien como resultado hubo un gran número de licitaciones el porcentaje de cumplimiento de los cronogramas establecidos inicialmente fue relativamente bajo (Recalde et al., 2015).

En líneas generales, los resultados de las políticas de energías renovables hasta el año 2015 no tuvieron resultados exitosos principalmente por problemas asociados a bajo nivel de voluntad política y marcos regulatorios débiles, así como también por cuestiones económicas y financieras (Recalde et al., 2015).

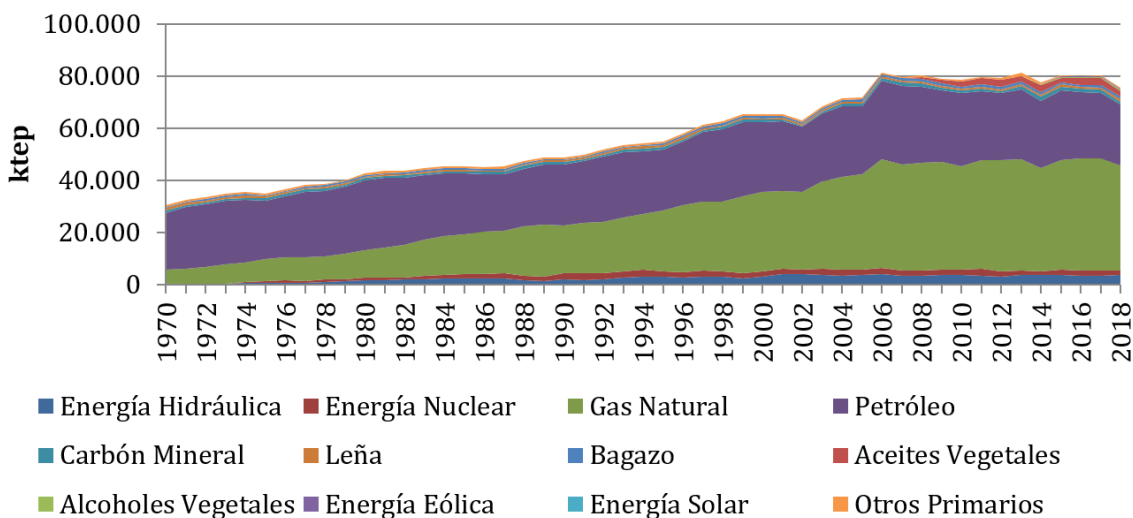
A lo largo de los años la Ley 25.019, mencionada anteriormente, ha sido reemplazada por otras nuevas, siendo actualmente la Ley 25.191 (conocida como Ley Guinle) una de las más relevantes. Esta ley fue promovida en el año 2015 y estableció un esquema escalonado de cuotas de energías renovables en la generación eléctrica: 16% para 2021 y 18% para 2023, llegando a la meta final del 20% en 2025 (Zabaloy y Guzowski, 2018). En el marco de esta ley surgió el Plan RenovAR, que consiste en subastas de energía renovable en distintas rondas. Las empresas que ganan la licitación tienen garantizada la venta de su generación eléctrica a precio y condiciones determinados en los contratos (Ibáñez Martín y García Curtit, 2020).

Bajo este programa, se han adjudicado un total de 4.466,6 MW de tecnologías renovables. Si bien los precios promedio para la generación varían por cada tecnología, en el caso de la eólica, solar y pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) los precios han sido menores con cada ronda. Por ejemplo, en la Ronda 2.0 la tecnología eólica se adjudicó a un precio promedio de 40,30 USD/MWh y la solar a un precio promedio de 41,50 USD/

MWh, siendo menores a las adjudicadas en la Ronda 1 (59,40 USD/MWh y 59,70 USD/MWh respectivamente) (OLADE, 2019).

Esta evolución histórica en el marco político y regulatorio de las energías renovables se puede ver plasmada en las matrices energéticas de Argentina. Como se puede observar en el Gráfico 1, la oferta de energía primaria en Argentina ha aumentado notablemente entre 1970 y 2018. A su vez, en todo el periodo analizado, las principales fuentes son el gas natural y el petróleo. Sin embargo, en los últimos años, comienza a evidenciarse una leve tendencia a la diversificación de la matriz, incorporando los aceites y alcoholes vegetales y la energía eólica y solar.

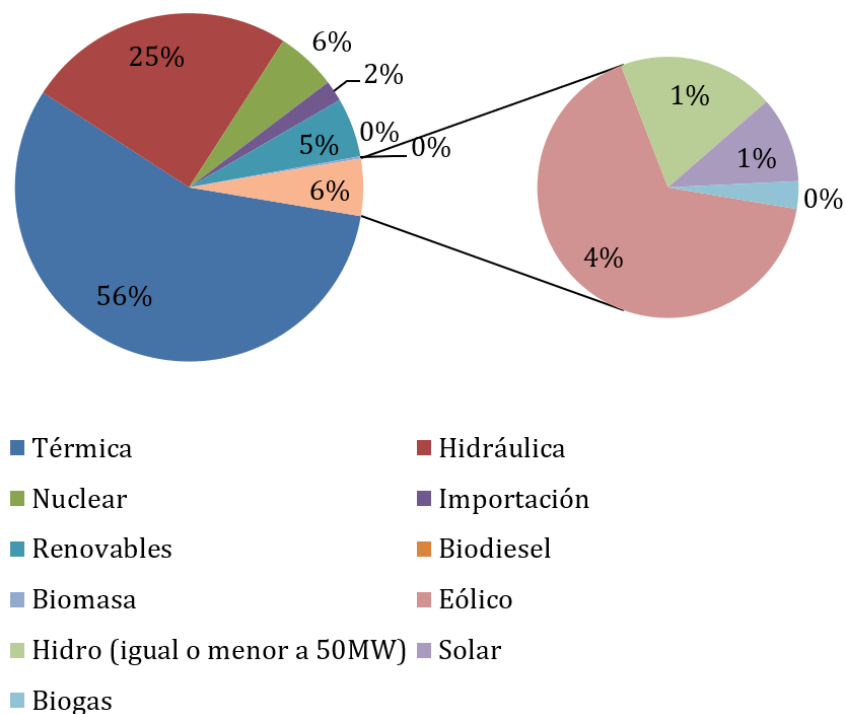
Gráfico 1. Evolución de la matriz de energía primaria en Argentina. 1970-2018



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

Con respecto a la generación de energía eléctrica, en el Gráfico 2 se observa que en año 2019 un 56% corresponde a generación térmica, un 25% a hidráulica (a gran escala), un 6% a nuclear y un 6% a renovables. De este último valor, un 4% corresponde a energía eólica y el restante 2% a hidro (pequeña escala), solar y biogás.

Gráfico 2. Generación de energía eléctrica anual (GWh), año 2019



Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA (2019)

Estos resultados demuestran que las energías renovables están comenzando a penetrar la matriz de generación eléctrica, aunque aún no se alcanza el porcentaje establecido como obligatorio del 8%. Esto implica que se deberán continuar y profundizar los esfuerzos de política para promover estas fuentes de energía alternativas. Por otro lado, es importante destacar el rol preponderante de la energía eólica.

Según la Secretaría de Energía (2008) el potencial eólico patagónico al sur del paralelo 42 encierra una energía decenas de veces mayor al contenido en toda la producción anual argentina de petróleo. Sin embargo, no solo el extremo sur argentino posee condiciones favorables para la instalación de granjas eólicas, existen asimismo numerosas regiones aptas en las provincias de Río Negro y Neuquén, en varias zonas serranas y costeras de la provincia de Buenos Aires, y en muchos otros sitios puntuales de todo el país (Secretaría de Energía, 2008). A su vez, el

potencial eólico técnicamente aprovechable en Argentina se sitúa aproximadamente en 5000 MW (Fundación Bariloche, 2009).

Todo lo mencionado permite pensar en las potencialidades del hidrógeno verde, si se complementan las políticas que promueven las energías renovables, como la eólica, y las referidas al hidrógeno. Una vez más, en la historia Argentina el desafío radica en lograr diseñar un marco institucional adecuado para generar inversión, conocimiento y producción en base a recursos naturales que son abundantes.

3. El hidrógeno verde en Argentina: una industria incipiente

La Ley 26.123 de Promoción del Hidrógeno se sancionó en el año 2006 y tuvo el objetivo principal de declarar de interés nacional el desarrollo de la tecnología, la producción, el uso y aplicaciones del hidrógeno como combustible. Entre sus objetivos específicos se encuentra el desarrollo y fortalecimiento de la estructura científico-tecnológica, destinada a generar los conocimientos necesarios para el aprovechamiento de los recursos energéticos no convencionales; el incentivo de la participación privada en la generación y producción del hidrógeno propendiendo a la diversificación de la matriz energética nacional, priorizando aquellos emprendimientos en donde el beneficio sea significativo en términos de desarrollo de la industria nacional, utilización de mano de obra local y captación de recursos humanos nacionales de alta especialización e innovación tecnológica; y el incentivo al desarrollo y producción de equipos individuales e industriales que utilicen el hidrógeno como portador único o combinado de energía.

Asimismo, se crea Fondo Nacional de Fomento del Hidrógeno (FONHIDRO) (según artículo 13) y define un régimen fiscal promocional para los sujetos que se dediquen a la producción y uso del hidrógeno (según artículo 17). En concreto los beneficios son la aplicación del tratamiento dispensado por la Ley 25.924 (Promoción de inversiones en bienes de capital y obras de infraestructura) en lo relativo al Impuesto al Valor

Agregado y al Impuesto a las Ganancias y la exención de los bienes afectados a las actividades promovidas por la ley de la base imponible del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta. Además, en el caso de los proyectos que utilicen al hidrógeno como combustible vehicular, el mismo no estará alcanzado por el Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural.

Un punto importante para enfatizar es que la ley no menciona al hidrógeno verde como tal, sino que sostiene “impulsar el estudio de la obtención del hidrógeno a partir del uso de energías renovables y no renovables, el montaje de plantas pilotos para la generación de energía a partir del hidrógeno mediante procesos no contaminantes” (Artículo 3). En consecuencia, los beneficios fiscales mencionados anteriormente aplicarían a todos los tipos de hidrógeno, sin incentivar en mayor medida el hidrógeno verde en detrimento del hidrógeno gris. Por otro lado, si bien se menciona que el interés es disminuir la contaminación y tener en cuenta los compromisos asumidos del país en materia de mitigación medio ambiental, también se hace énfasis en la diversificación de la matriz energética (esto último se menciona tanto en el artículo 2 como 3).

Si bien la normativa fue aprobada en ambas Cámaras legislativas en el año 2006, aún no ha sido reglamentada, motivo por el cual, corre riesgo de caducar hacia finales del año 2021 (Koop, 2021). Frente a dicha situación surgen proyectos tales como el presentado por el diputado nacional Gustavo Menna en el año 2019, con el principal objetivo de posibilitar el desarrollo de la actividad, haciendo énfasis en la generación de hidrógeno producido a partir de procesos de electrólisis que emplean como matriz energética aquellas de fuente renovable (Bril Mascarenhas et al., 2021; Koop, 2021). El proyecto modifica algunos de los objetivos de la ley, enfocándose en la producción de hidrógeno verde, establece un reglamento de promoción fiscal que brinde estímulos para el desarrollo de la industria y sostiene la vigencia del FONHIDRO (Bril Mascarenhas et al., 2021). También se menciona que en la Patagonia podrían alcanzarse altos niveles de producción de hidrógeno verde debido a los potentes recursos de energía eólica y por la gran disponibilidad de agua y de

superficie suficientes para alcanzar una producción a gran escala (Bril Mascarenhas et al., 2021).

A la hora de analizar la industria del hidrógeno en Argentina, existe una única empresa que produce hidrógeno verde en el país: Hychico. La planta de dicha empresa fue inaugurada en diciembre de 2008 y se encuentra ubicada en las inmediaciones de su área petrolera y su parque eólico Diadema en la provincia de Chubut, aproximadamente a 20 km de la ciudad de Comodoro Rivadavia (Hychico, 2021). La planta cuenta con dos electrolizadores con una capacidad total de 120 Nm³/h de hidrógeno y 60 Nm³/h de oxígeno. El hidrógeno generador es de alta pureza y esto lo hace especialmente apto para su uso en Celdas de Combustible (Hychico, 2021). Por otro lado, Argentina posee un mercado local de hidrógeno gris que es utilizado en la industria petroquímica (Bril Mascarenhas et al., 2021), como el caso de la empresa Air Liquide.

Si bien la industria del hidrógeno verde aún se encuentra en un estadio de desarrollo muy incipiente, existen proyectos que buscan impulsarla. Uno de ellos es el Consorcio para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno en Argentina (H2ar) creado por la empresa Y-TEC, la compañía de tecnología de YPF y el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET). La iniciativa busca conformar un espacio de trabajo colaborativo entre empresas integrantes de la cadena de valor del hidrógeno (CONICET, 2020). En particular, la idea es generar un espacio de trabajo colaborativo entre empresas (tales como automotrices, generadoras de energía eléctrica, transportistas y distribuidoras de gas natural, grandes consumidores de energía, etc.) que actúen o estén interesadas en participar en la cadena de valor del hidrógeno, desde la producción hasta la aplicación (CONICET, 2020).

Reflexiones finales

Argentina tiene una amplia trayectoria en la promoción de las energías renovables. Sin embargo, en sus inicios enfrentó diversas dificultades y recién aproximadamente desde el año 2016 se empezaron a ver

resultados notables en materia de penetración de energías renovables en la matriz de generación eléctrica. Como todo fenómeno socioeconómico, esto se debe a una multiplicidad de factores, entre ellos el establecimiento de compromisos de reducción de emisiones de GEI y las lecciones aprendidas a lo largo de la historia sobre la eficacia de los distintos instrumentos de política y del marco regulatorio.

En este contexto, en el pasado el hidrógeno verde no ha tenido un fuerte impulso en la agenda pública de Argentina en el marco de las políticas de promoción de energías renovable, a pesar de que existe un potencial muy grande en su producción, por la dotación de recursos naturales, como lo son el viento y el agua. En consecuencia, actualmente no sería posible hablar de la industria del hidrógeno verde, ya que aún no está consolidada como tal. En la actualidad, existe un emprendimiento privado y un proyecto convenio entre empresas privadas y una institución de investigación y tecnología.

El gran desafío de Argentina es delinear una estrategia nacional del hidrógeno verde como resultado del trabajo colaborativo de la industria, la academia, la sociedad civil y el sector público. Para la consecución de tal fin se deben diseñar señales regulatorias claras y transparentes y generar un fuerte liderazgo por parte del Estado.

Si bien aún queda un largo camino por recorrer para consolidar la producción de hidrógeno verde, la urgencia de descarbonizar la economía y en particular el sector energético sumado a la gran disponibilidad de recursos naturales podría cambiar el panorama para Argentina a mediano y largo plazo, acelerando la transición energética.

REFERENCIAS

Bril Mascarenhas Tomás, Gutman Verónica, Palazzo Gabriel y Anauati María Victoria
Dias Lourenco María Belén, Pezzarini Lucía, (2021). Políticas de Desarrollo Productivo

Verde para la Argentina. Fundar. Disponible en: fund.ar/wp-content/uploads/2021/04/Fundar-Políticas-de-Desarrollo-Productivo-Verde-para-la-Argentina.pdf

CAMMESA (2019) Informe Anual 2019. Disponible en: <https://portalweb.cammesa.com/Pages/PgInformeAnual.aspx>

CONICET (2020). Y-TEC lanza H2ar, un consorcio para el desarrollo de la economía del hidrógeno. Consultado 23/05/2021, disponible en: <https://www.conicet.gov.ar/y-tec-lanza-h2ar-un-consorcio-para-el-desarrollo-de-la-economia-del-hidrogeno>

Chidiak Martina y Stanley Leonardo (2009) Tablero de comando para la promoción de los biocombustibles en Argentina. CEPAL, Santiago de Chile. Disponible en: https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/3645/S2009117_es.pdf?sequence=1

ConsejoMundialdeHidrógeno(2020). Path to Hydrogen Competitiveness: A Cost Perspective. Disponible en: <https://www.h2knowledgecentre.com/content/policypaper1202?crawler=redirect&mimetype=application/pdf>

Electricidad La Revista Energética de Chile (2020). Agencia Internacional de Energías Renovables: costos de la energía termosolar han bajado 47%. Consultado, 22/03/2021, disponible en: <https://www.revistaei.cl/2020/06/02/agencia-internacional-de-energias-renovables-cos>

tos-de-la-energia-termsolar-han-bajado-47/

Fundación Bariloche (2009). Energías Renovables: Diagnóstico, barreras y propuestas. Disponible en: https://digital-repository.unm.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1041&context=la_energy_dialog

Fundación Naturgy (2020) Hidrógeno Vector energético de una economía descarbonizada.

Grübler, A. (2007). An historical perspective on global energy transitions. En D. L. Greene (ed.). Modeling the Oil Transition: A Summary of the Proceedings of the DOE/EPA Workshop on the Economic and Environmental Implications of Global Energy Transitions (pp. 53-59).

Hychico (2021). Planta de Hidrógeno. Consultado 23/05/2021, disponible en: <http://www.hychico.com.ar/esp/planta-hidrogeno.html>

Ibáñez Martín María María y García Curtit Juan (2020). “Programa Renovar: Un Análisis De Mercado A Través Del Paradigma Estructura-Conducta-Desempeño”, en Guzowski Carina, Ibáñez Martín María María, Zabaloy María Florencia (Comp.) Energía, Innovación y Ambiente para una Transición Energética Sustentable Retos y Perspectivas. Bahía Blanca: Ediuns. Disponible en: <https://ediuns.com.ar/producto/energia-innovacion-y-ambiente-para-una-transi>

cion-energetica-sustentable-retos-y-perspectivas/

IRENA (2020). Green Hydrogen. A guide to policy. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2020/Nov/Green-hydrogen>

Jiménez Sáez Fredy Ladislao (2020). Evaluación técnica y económica del uso de hidrógeno verde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de combustible fósil. Universidad de Chile Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas Departamento de Ingeniería Eléctrica. Disponible en: <http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/175586/Evaluaci%C3%B3n-t%C3%A9cnica-y-econ%C3%B3mica-del-uso-de-hidr%C3%B3geno-verde-en-aplicaciones-para-la-industria.pdf?sequence=1>

Koop Fermin (2021). El combustible renovable que trae una gran oportunidad, ambiental y económica, para Argentina y América Latina. Redacción 7 Abril 2021. Consultado 23/05/2021, disponible en: <https://www.redaccion.com.ar/el-combustible-renovable-que-trae-una-gran-oportunidad-ambiental-y-economica-para-argentina-y-america-latina/#:~:text=El%20pa%C3%ADs%20present%C3%B3%20en%202019,ser%20carbono%20neutral%20en%202050.&text=%E2%80%99CAm%C3%A9rica%20Latina%20se%20beneficia%20de,la%20producci%C3%B3n%20de%20hidr%C3%B3geno%20verde>.

Larrea Sylvia, Echeverría Fernández Esteban y Mondol William Ernest (2021). Hidrógeno Verde: Oportunidad para liderar la descarbonización de Costa Rica. BID. Disponible en: <https://blogs.iadb.org/energia/es/hidrogeno-verde-oportunidad-para-liderar-la-descarbonizacion-de-costa-rica/>

Ley 26.123. Promoción del Hidrógeno. Sancionada: Agosto 2 de 2006. Promulgada de Hecho: Agosto 24 de 2006. Argentina. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-26123-119162/texto>

Mateo Julio y Suster Mateo (2021). Hacia la economía del hidrógeno: perspectivas de la agenda internacional y las oportunidades locales. Documentos de Trabajo del CCE N° 7, mayo de 2021, Consejo para el Cambio Estructural - Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación

MINEM (2021). PERMER Preguntas Frecuentes. Consultado 23/05/2021, disponible en: <https://permer.se.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3703>

OECD/IEA (2016) Energy, Climate Change and Environment 2016. Disponible en: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ECCE2016.pdf>

OLADE (2019). Procesos Competitivos para el financiamiento de proyectos de energías renovables. Disponible en: <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0441.pdf>

Recalde Marina (2017). La Inversión en Energías Renovables en Argentina. Revista de economía institucional, 19(36). Disponible en: https://ri.conicet.gov.ar/bitstream/handle/11336/76982/CONICET_Digital_Nro.98a327e7-b6b5-4f83-ae98-5b6c9300ae08_A.pdf?sequence=2&isAllowed=y

Recalde Marina Yesica, Bouille Daniel Hugo y Girardin Leónidas Osvaldo (2015). Limitación para el desarrollo de energías renovables en argentina. Problemas del desarrollo, 46(183), 89-115. <https://doi.org/10.1016/j.rpd.2015.10.005>

Rojas Mara e Ibañez Martín María María (2016). "Planeamiento y gobernanza de las energías renovables para la inclusión social" en Guzowski, Carina, Ibañez Martín, María y Rojas, Mara (Ed.). Los desafíos de la política energética en Argentina. Panorama y propuestas. Buenos Aires: Dunken, 120-137

Secretaría de Energía (2008) EE Energía Eólica. Disponible en: <http://www.energia.gov.ar>

[gov.ar/contenidos/archivos/publicaciones/libro_energia_eolica.pdf](http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/publicaciones/libro_energia_eolica.pdf)

Sigal, Agustín (2015). Tesis doctoral. Abriendo los cuellos de botella de la economía del hidrógeno. Estudio de almacenamiento y factibilidad. Universidad Nacional de Córdoba.

Zabaloy María Florencia y Guzowski Carina (2018). Energy Transition Policy From Fossil Fuels To Renewable Energy: The Case Of Argentina, Brazil And Uruguay In 1970.2016 Period. Economía Coyuntural, Revista de temas de perspectivas y coyuntura, 3(3), 1-34

A continuación, hay que agregar el apartado que está en los números anteriores. La única diferencia con el N5 es que se agrega una persona a la lista de Argentina al final

Pablo Garibaldi. Facultad de Ciencias Sociales, Universidad de Buenos Aires. pablodgaribaldi@gmail.com

Grupo de Trabajo CLACSO 2019-2022

Energía y desarrollo sustentable

www.clacso.org/energia-y-desarrollo-sustentable

Presentación

La relación entre la explotación de recursos naturales y las estrategias de desarrollo económico en América Latina y el Caribe ha sido largamente problematizada por las Ciencias Sociales desde hace más de medio siglo. Es que la producción y consumo de energía es inescindible del crecimiento de cualquier economía y está íntimamente relacionada con la industrialización y el incremento de la productividad, pero también con el bienestar social de la población.

En el marco de las transformaciones globales alrededor del pico de demanda fósil, la presión por promover las fuentes de energía renovables y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero para combatir las consecuencias del cambio climático, incluso en un contexto de gasificación de la matriz energética global que está transformando las relaciones geopolíticas internacionales a gran velocidad, este GT pretende estudiar la particularidad de las políticas energéticas adoptadas en América Latina y el Caribe y los efectos que tuvieron para comprender los patrones de desarrollo vigentes en la región y sus principales obstáculos.

De esta manera, serán tenidas en cuenta problemáticas históricas como la seguridad del abastecimiento y el acceso a la energía; la generación de rentas privadas y la captación por parte del Estado; los impactos socio-ambientales de la producción y consumo de energía; el rol de las empresas estatales y de la inversión extranjera directa; el despliegue de capacidades industriales endógenas y la dependencia tecnológica. Asimismo, a nivel regional es ineludible incluir a la energía como motor de numerosos proyectos de integración bilateral y multilateral. Por último, se debe señalar la ascendente influencia que la agenda del cambio climático tiene sobre la política sectorial.

Principales líneas de acción

- Reuniones de trabajo con el fin de abrir el intercambio y favorecer el desarrollo de investigaciones y análisis en perspectiva comparada y con incidencia.
- Publicaciones con los resultados de las investigaciones desarrolladas en diversos formatos.
- Eventos públicos de diálogo y debate sobre las temáticas relevantes para la región en el marco de la agenda global.
- Reuniones de intercambio y análisis con decisores de política pública y/o con referentes de organizaciones sociales.

Coordinadora/es

- Esteban Serrani. CONICET. IDAES-UNSAM. Argentina
- Nora Estela Fernandez Mora. Facultad de Ciencias Humanas, Pontificia Universidad Católica del Ecuador, Ecuador
- Humberto Campodónico. Centro de Estudios y Promoción del Desarrollo-DESCO. Perú

Integrantes

Argentina

1. Mariano Barrera. CONICET. FLACSO. CIFRA.
marianoabarrera@gmail.com
2. Esteban Serrani. CONICET. IDAES. Universidad Nacional de San Martín (UNSAM)
eserrani@gmail.com
3. Ignacio Sabbatella. CONICET. IIGG/Universidad de Buenos Aires (UBA). Investigador asociado a FLACSO.
ignaciosabbatella@yahoo.com.ar
4. Marina Recalde. CONICET. Fundación Bariloche.
myrecalde@gmail.com
5. Eliana Canafoglia. Incihusa - CONICET.
ecanafoglia@mendoza-conicet.gob.ar
6. Antonella Boris Pringles. Facultad de Ciencias políticas y Sociales. Universidad Nacional de Cuyo (UNC).
antonellaborispringles@gmail.com
7. Guido Perrone. Departamento de Economía y Administración. Universidad de Quilmes (UNQ).
guidoperrone@gmail.com
8. Diego Perez Roig. CEIL/CONICET.
dperezroig@gmail.com
9. María Eugenia Ortiz. Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe - IEALC. Universidad de Buenos Aires (UBA).
ortizm.eugenia@outlook.com
10. Débora Ascencio. CITRA. Universidad Metropolitana para la Educación y el Trabajo (UMET).
deborascencio@gmail.com

11. Lara Berten. Instituto de Estudios Sociales en Contextos de Desigualdades. Universidad Nacional de J.C. Paz (UNPAZ).
larabersten@gmail.com
12. Cecilia Graschinsky. CONICET. Instituto de Estudios Sociales en Contextos de Desigualdades. Universidad Nacional de J.C. Paz (UNPAZ).
cecigras@gmail.com
13. Carina Guzowski. Departamento de Economía. Universidad Nacional del Sur.
guzowskicarina@gmail.com
14. Maria Florencia Zabaloy. Departamento de Economía. Universidad Nacional del Sur.
florenciazabaloy@gmail.com
15. María Teresa Verónica Culós. Universidad de Cuyo.
veronica.culs@gmail.com
16. Bruno Fornillo. -Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe – Universidad de Buenos Aires (IEALC/UBA).
bmfornillo@gmail.com
17. Ariel Slipak. -Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe – Universidad de Buenos Aires (IEALC/UBA).
aslipak@gmail.com
18. Gustavo Romeo. -Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe – Universidad de Buenos Aires (IEALC/UBA).
gustavo.d.romeo@gmail.com
19. Jonatan Nuñez. -Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe – Universidad de Buenos Aires (IEALC/UBA).
jonatan.a.nunez@gmail.com
20. Martin Kazimierski. -Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe – Universidad de Buenos Aires (IEALC/UBA).
martin.kazimierski@gmail.com

21. Melisa Argento. -Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe – Universidad de Buenos Aires (IEALC/UBA).
melisargento@gmail.com
22. Florencia Puente. -Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe – Universidad de Buenos Aires (IEALC/UBA).
florenciapuente@gmail.com
23. Martina Gamba. -Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe – Universidad de Buenos Aires (IEALC/UBA).
martinagamba.mg@gmail.com
24. Andrea Calderón (FAMAF – UNC). Facultad de Matemática, Astronomía, Física y Computación. Universidad Nacional de Córdoba.
acalderon@famaf.unc.edu.ar
25. Ana Lía Guerrero. Universidad Nacional del Sur.
analiaguerrero06@gmail.com
26. Diego di Risio. Global Gas & Oil Network.
Diegodr@gmail.com
27. Leandro Navarro. CONICET. IDAES-UNSAM.
leandronavarro.ln@gmail.com
28. Pablo Garibaldi. Facultad de Ciencias Sociales, Universidad de Buenos Aires.
pablodgaribaldi@gmail.com

Bolivia

29. Pablo Poveda. Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA).
ppoveda@cedla.org

Brasil

30. Thauan Santos. Escola de Guerra Naval .
santos.thauan@gmail.com
31. Felipe Botelho Tavares. Grupo de Economía da Energía, Instituto de Economía. Universidad Federal de Rio de Janeiro.
botelhow@gmail.com
32. Lira Luz Benitez Lazaro. Prolam, Univesidad de Sao Pablo (USP)
33. Luan Santos. Universidad Federal de Rio de Janeiro.
santosluan.br@gmail.com
34. Igor Fuser. Universidade Federal do ABC (UFABC).
igorfuser@gmail.com
35. William Nozaki. Fundação Escola De Sociologia E Política De São Paulo.
william.nozaki@gmail.com
36. Giorgio Romano Schutte. Universidade Federal do ABC (UFABC).
Giorgio.
romano.schutte@gmail.com
37. Debora Werner. Instituto de Pesquisa e Planejamento Urbano e Regional. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
deborahwernerippur@gmail.com
38. Andrea Lampis. Instituto de Energía e Ambiente. Universidad de San Pablo (USP).
alampis@usp.br
39. Raiana SchirmerSoares. Instituto de Energía e Ambiente. Universidad de San Pablo (USP).
raianaschirmer@usp.br
40. Rafael Almeida Ferreira Abrão. Universidade Federal do ABC (UFABC).
rafael.abrao@ufabc.edu.br
41. Cássio Cardoso Carvalho. Universidade Federal do ABC (UFABC).
cassiosbc@gmail.com

Chile

42. Cesar Yáñez. Universidad de Valparaíso.
cesar.yanez@uv.cl
43. Danae Araceli Núñez Calderón. Universidad de Valparaíso.
danae.nunez@alumnos.uv.cl
44. Pablo Lazo Torres. Facultad de Administración y Economía. Universidad de Santiago.
lazo.pablo11@gmail.com
45. Rodrigo Jiliberto Herrera. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Universidad de Chile.
rjiliberto@taugroup.com
46. Valentina Quijana Lazcano. Universidad de Valparaíso.
Valentina.quijada@alumnos.uv.cl
47. Vanesa Castro Osorio. Universidad de Valparaíso.
vanesa.castroosorio@gmail.com
48. Stefano Palestini. Instituto de Ciencias Políticas. Universidad Católica de Chile.
Stefano.palestini@uc.cl

Colombia

49. Oscar Hernández Carvajal. Escuela de Ciencias Sociales Artes y Humanidades. Universidad Nacional Abierta y a Distancia (EC-SAH-UNAD).
oscarhc24@gmail.com
50. Nelson Latorre Arias. Escuela de Ciencias Sociales Artes y Humanidades. Universidad Nacional Abierta y a Distancia (EC-SAH-UNAD).
nelson.latorre@unad.edu.co
51. Luis Reina Bermúdez. Escuela de Ciencias Sociales Artes y Humanidades. Universidad Nacional Abierta y a Distancia

(ECSAH-UNAD).
luis.reina@unad.edu.co

52. Diego Molano. Escuela de Ciencias Sociales Artes y Humanidades. Universidad Nacional Abierta y a Distancia (ECSAH-UNAD).

Costa Rica

53. Lenin Mondol López. Instituto de Investigaciones Sociales - IIS. Universidad de Costa Rica.
mondollenin@gmail.com

Cuba

54. Elaine Valton Legrá. Instituto Superior de Relaciones Internacionales “Raúl Roa García” – ISRI.
elainevalt19@gmail.com

Ecuador

55. Nora Estela Fernandez Mora. Facultad de Ciencias Humanas, Pontificia Universidad Católica del Ecuador, Ecuador
norafernandezm@gmail.com
56. Andrés Mideros Mora. Facultad de Ciencias Humanas. Pontificia Universidad Católica del Ecuador (PUCE).
andresmideros@gmail.com
57. Aileen Silva. Facultad de Ciencias Humanas. Pontificia Universidad Católica del Ecuador (PUCE).
aileensilva2000@gmail.com

España

58. Martin Garrigo Lepe. Departament de Història i Institucions Econòmiques. Universidad de Barcelona.
martin.garrido.lepe@gmail.com
59. Sofia Jarrin. Facultad de Ciencias Políticas y Sociología. Universidad Complutense de Madrid.
sofajarrin@gmail.com
60. Clara García. Fac. CC. Económicas y Empresariales. Universidad Complutense de Madrid.
clgarcia@ucm.es
61. Rafael Fernández Sanchez. Fac. CC. Económicas y Empresariales. Universidad Complutense de Madrid.
rafernan@ucm.es

México

62. Oscar Ugarteche. Observatorio Económico de América Latina (OBELA). Instituto de Investigaciones Económicas. Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
ougarteche@gmail.com
63. Armando Negrete. Observatorio Económico de América Latina (OBELA). Instituto de Investigaciones Económicas. Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
negrete.f.armando@gmail.com
64. Carlos De León Trejo. Observatorio Económico de América Latina (OBELA). Instituto de Investigaciones Económicas. Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
carlos.deleon.trejo@gmail.com
65. Arturo Martínez. Observatorio Económico de América Latina (OBELA). Instituto de Investigaciones Económicas. Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
martinezparedes1202@gmail.com

66. Alicia Puyana. FLACSO-México.
Alicia.puyana@gmail.com
67. Isabel Rodríguez Peña. Universidad Anahuac México.
Isabel.rodriguezp@anahuac.mx
68. Mónica Santilla Vera. Universidad Anahuac México.
monica.santillanve@anahuac.mx
69. Jonathan García Olicon. FLACSO México.
jolicon@outlook.com
70. Francisco Martínez Hernández. Universidad Anahuac México.
Fmartinezh17@gmail.com
71. Lilia García Manrique. FLACSO México – Universidad de Sussex.
lilia.garcia.manrique@gmail.com
72. David Bonilla Vargas. Instituto de Investigaciones Económicas.
Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
oxondb@gmail.com
73. Daniel Sandoval. División Ciencias Sociales y Humanidades. Uni-
versidad Autónoma Metropolitana, Unidad Cuajimalpa (UAM-C).
danielscervantes@gmail.com

Nicaragua

74. María Félix Estrada. Instituto Nicaragüense de Investigaciones y
Estudios Tributarios (INIET).
mafe.amapola.alonso@gmail.com

Paraguay

75. Cecilia Vuyk. SoberaniaLab, Cultura y Participación (CyP).
cecivuyk@gmail.com

76. Andrés Nicolás Bartrina Najmanovich. SoberaniaLab, Cultura y Participación (CyP).
andresnicolasbn@hotmail.com
77. Lis García. SoberaniaLab, Cultura y Participación (CyP).
lisg31@gmail.com
78. Guillermo Achucarro. SoberaniaLab, Cultura y Participación (CyP).
guillermo.achucarro@gmail.com
79. Sara Costa. SoberaniaLab, Cultura y Participación (CyP).
samacoga@gmail.com

Perú

80. Humberto Campodónico. Centro de Estudios y Promoción del Desarrollo (DESCO).
hcampodonicos@unmsm.edu.pe
81. Antonio Zambrano Allende. Movimiento Ciudadano frente al Cambio Climático (MOCICC) de Perú.
azambrano83@gmail.com
82. Ariela Ruiz-Caro. Centro de Estudios y Promoción del Desarrollo (DESCO).
arielaruizcaro@gmail.com
83. Cesar Carrara. Centro de Estudios y Promoción del Desarrollo (DESCO).
cesarcarrera16@gmail.com

Uruguay

84. Javier Taks. Universidad de la República (UDELAR).
javier.taks@gmail.com

85. Reto Bertoni. Universidad de la República (UDELAR).
reto.bertoni@gmail.com

86. Pablo Messina. Universidad de la República (UDELAR).
elauti@gmail.com

Venezuela

87. Marx Gómez. Centro de Estudios de la Ciencia. Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas (IVIC).
mjgl1189@gmail.com



Boletín del Grupo de Trabajo
Energía y desarrollo sustentable

Número 6 · Agosto 2021