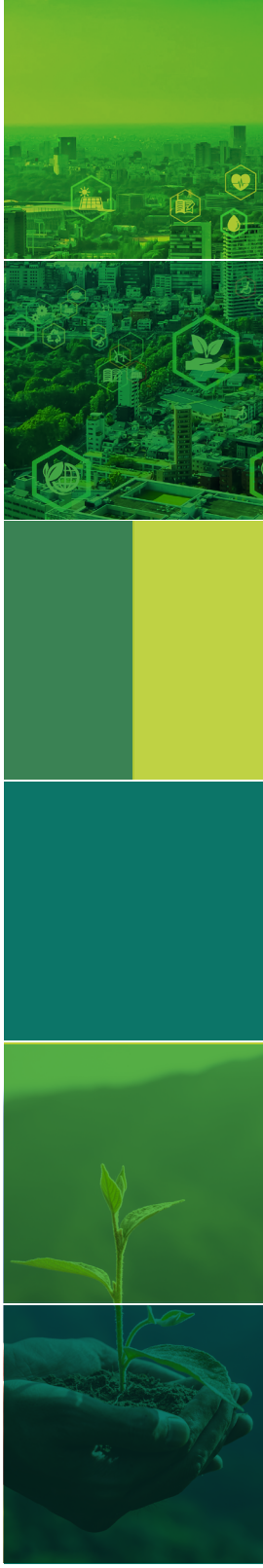
AVANCES SOBRE EL ESTUDIO DE ENERGÍAS SOSTENIBLES EN EL ESCENARIO POST COVID-19

LIBRO DE PONENCIAS
DEL WORKSHOP ENERGÍAS SOSTENIBLES
EN EL ESCENARIO POST COVID-19

23 MAR 2023
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina



María Priscila Ramos
Carlos Adrián Romero
Coordinadores

.UBA Universidad de Buenos Aires
.UBA económicas FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS
.UBA Universidad de Buenos Aires CONICET I I E P
MESi Modelos Económicos de Simulación

Energías sostenibles en el escenario post-Covid 19: impacto ambiental y socioeconómico

Organizado por el Área de Modelos Económicos de Simulación (MESi) del Instituto Interdisciplinario de Economía Política (UBA-CONICET) y la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Buenos Aires (FCE-UBA).

Financiado a través de

• Subsidio a Reuniones Científicas 2022 – Universidad de Buenos Aires.

• PIUBAS 2022_06_04 "Impacto Económico, Social y Ambiental de las Políticas de Introducción de Energías Renovables" – Universidad de Buenos Aires.

• PICT 3387/2018 "Impacto Social-Económico y Ambiental de la Diversificación Energética en Argentina: Un Enfoque Micro-Macroeconómico Computado – ANPCYT.

El Workshop sobre **"Energías sostenibles en el escenario post-Covid 19: impacto ambiental y socioeconómico"** tuvo por fin reunir a investigadores, funcionarios del sector público, representantes del sector privado y de organismos internacionales que estén trabajando e investigando en torno al desarrollo de distintas formas de energía sostenible en países en desarrollo.

En el marco de la recuperación post-Covid 19, el fomento de diferentes fuentes generadoras de energía es fundamental para lograr el crecimiento de manera compatible con el ambiente y la inclusión social. La energía es un insumo difundido a lo largo de la economía, involucrando sustancialmente a todos los sectores. Por tal motivo, la distribución de costos y beneficios asociados a las diferentes formas de generar energía debe ser considerada en el diseño de las políticas nacionales, asumiendo el impacto ambiental como parte de los costos sociales.

Cambiar la matriz energética implica un cambio estructural necesario para las economías en el contexto actual, donde coexisten además compromisos internacionales (Agenda 2030, Acuerdo de París para el Cambio Climático, etc.) por un lado, y leyes y prácticas nacionales, por otro, a veces direccionados en sentido opuestos.

Los tópicos del Workshop fueron los siguientes

a) Desarrollo de energías renovables no convencionales;

b) Fomento de un sistema de generación eléctrica distribuida, considerando las necesidades de inversión privada y de infraestructura pública (ej. paneles solares, baterías de litio, biodigestores, etc.);

c) Impulso a las energías renovables en las economías regionales de la Argentina y de otros países en desarrollo, a partir de sus ventajas comparativas particulares dada su disponibilidad de recursos naturales locales; y,

d) Evaluación de políticas públicas para el alcance del Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas N° 7: "Energía asequible y no contaminante".

Esperamos que la compilación de los trabajos evaluados y presentados durante el Workshop permitan construir una red para el trabajo interdisciplinario aprovechando sinergias entre los diferentes actores, haciendo frente a las carencias de información para el análisis de políticas públicas que incentiven al sector privado en el desarrollo y uso de energías sostenibles, cumpliendo objetivos socio-ambientales.

COMITÉ ORGANIZADOR

Carlos Adrián Romero, María Priscila Ramos, Mariana Batiuk, Hebe Dato y Carolina Conde.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos el financiamiento de la UBA y de la ANPCyT a través de proyectos asociados al evento y a los subsidios recibidos, a la Facultad de Ciencias Económicos de la UBA por el espacio para realizar un evento presencial con cerca de 80 asistentes y ponentes.

A los autores y expositores por sus contribuciones a la discusión de problemas energético-ambientales actuales.

Al equipo administrativo, de comunicación, difusión y editorial del IIEP. A los becarios de MESi y del IIEP que colaboraron durante la organización y la logística del evento. Al director del IIEP, Andrés López, por su apoyo.

Ramos, María Priscila
Avances sobre el Estudio de energias sostenibles en el escenario post COVID-19 : libro de ponencias del workshop energías sostenibles en el escenario post Covid-19 / María Priscila Ramos ; Carlos A. Romero. - 1a ed adaptada. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ciencias Económicas, 2023.
Libro digital, PDF

Archivo Digital: online
ISBN 978-950-29-1978-2

1. Energía. 2. Impacto Ambiental. 3. Economía. I. Romero, Carlos A. II. Título.
CDD 333.71

Como citar

Ramos, M. P., y Romero, C. (Coords.) (2023). Avances sobre el Estudio de energias sostenibles en el escenario post COVID-19 : libro de ponencias del workshop energías sostenibles en el escenario post Covid-19 1-203.

Los autores son responsables de las opiniones expresadas en los documentos.

Coordinadores académicos de la publicación: María Priscila Ramos y Carlos A. Romero

Coordinación editorial: Ed. Hebe Dato

Corrección de estilo: Ariana Lay y Ed. Hebe Dato

Diseño: DG. Vanesa Sangoi

El Instituto Interdisciplinario de Economía Política (UBA-CONICET) y el Área de Modelos Económicos de Simulación (MESi), reconocen a los autores de los artículos la propiedad de sus derechos patrimoniales para disponer de su obra, publicarla, traducirla, adaptarla y reproducirla en cualquier forma (según el art. 2, Ley N° 11.723).

Esta es una obra bajo Licencia Creative Commons

Se distribuye bajo una Licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-Compartir Igual 4.0 Internacional.

Índice

Sesión 1 | HACIA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Midiendo las posibilidades de generación de empleo en la cadena de valor de biogás en la Región Sur de Brasil

Gustavo Ferro, María Priscila Ramos y Carlos A. Romero 08

Pasivos puestos en valor. Aprovechamiento de desechos agropecuarios para la producción de biogás, energía eléctrica, biofertilizantes y biogás licuado. Potencial de producción de Argentina y análisis de rentabilidad

Mariana Barreña, Rosa Ana Catalano, Marcelo Caña, Giuliano Paoloni, Federico Paoloni y Juan Manuel Sierra 10

Indicadores de empleo verde urbano: estimación y análisis para la Ciudad de Buenos Aires

Sofía Rojo, María Priscila Ramos, Carlos A. Romero y Pablo Bertin 36

Metodología para la evaluación de políticas ambientales

María Laura Ojeda 38

Cálculo del impacto potencial del desarrollo de la cadena de valor del litio en Argentina: un análisis insumo producto multi regional

Martín Obaya, María Priscila Ramos, Carlos A. Romero, Juan Mercatante y Pablo Bertin 39

Sesión 2 | GENERACIÓN ELÉCTRICA SOSTENIBLE

Hacia un ecosistema público-privado para la generación eléctrica distribuida

Nicolás Eliaschev, Pedro Di Lella y Gustavo Gesualdo 42

Las Redes Eléctricas Inteligentes como herramienta para la eficiencia energética

Patricio G. Donato y Marcos A. Funes 65

Políticas tecno-productivas para la transición energética en Argentina. Análisis del diseño e implementación del Programa de desarrollo de la industria solar térmica (PRODIST)

Santiago Garrido 85

Proyección de Demanda Neta en escenarios de alta penetración de generación de energía solar fotovoltaica distribuida usando técnicas de Descomposición de Series Temporales y Redes Neuronales Bidireccionales de tipo LSTM

Sebastián N. González Carlos A. Romero y Pablo A. Negri 101

Una matriz insumo-producto híbrida para el sector energético (2018)

Carolina Coloma Conte Grand 115

Midiendo los efectos de incrementar la economía circular

Marisol Añon 116

Sesión 3 | BIOCOMBUSTIBLES

Impacto Económico de la producción de Bioetanol de caña de azúcar en el PBG de Tucumán

Corina Paz y Fátima Liliana del Valle Ríos 118

Análisis de los impactos socioeconómicos y ambientales del nuevo marco regulatorio de la industria de biocombustibles

Inés del Valle Asis, Enrique Leopoldo Castro González, Daniel Antonio Parisi y Silvana Andrea Sattler 130

¿Cuáles son los costos de la rigidez? Un estudio de equilibrio general del mercado de combustibles en Argentina
Juan Ignacio Mercatante 145

Promoción a la producción de biocombustibles en la provincia de Córdoba. Sanción de la Ley N° 10721 (2020)
Valeria Cuenca y Daiana Geremía 146

Estimación del empleo verde para la estrategia nacional de promoción del Empleo Verde en Argentina
Camila Campiti 147

Análisis de shocks ambientales, energéticos y comerciales en Chile: conclusiones de un modelo Insumo-Producto
Martín Breitkopf 148

Sesión 4 | PROYECTOS Y MEDIDAS DE MITIGACIÓN FRENTE AL CAMBIO CLIMÁTICO

Enseñanzas de la Biomasa en Argentina para el diseño de una visión estratégica del desarrollo de las energías renovables
María Laura Haag y Cristian Alberto Folgar 150

Posibilidad de reducir el consumo energético en el transporte por mayor utilización del transporte de carga ferroviario
Alejandro Figola y Sebastián Scheimberg 182

El impacto de un arancel al carbono en la UE sobre las exportaciones de la Argentina
Gabriel Michelena 200

Paquetes de mitigación de cambio climático para Argentina: una evaluación bajo Equilibrio General Computado
María Laura Ojeda, María Priscila Ramos, Carlos A. Romero, Omar O. Chisari, Martín Jacquet y Juan Mercatante 201

Sesión 1
HACIA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Modera: Sofía Rojo

Midiendo las posibilidades de generación de empleo en la cadena de valor de biogás en la Región Sur de Brasil

GUSTAVO FERRO[*] MARÍA PRISCILA RAMOS[†] CARLOS A. ROMERO[‡]

Resumen

El estudio mide el potencial para el incremento de la producción y el empleo en la cadena de valor del biogás en los estados componentes de la Región Sur de Brasil (Paraná, Santa Catarina y Rio Grande do Sul), generados a través de substratos provenientes de la ganadería, la agroindustria, los residuos sólidos urbanos y el tratamiento de aguas residuales. El método empleado consiste en calibrar matrices de insumo-producto de los tres estados, incluyendo las mismas aperturas de sectores, completando aquellas no incluidas en las estadísticas oficiales (fuentes secundarias) con información primaria provenientes de encuestas específicas. Una vez establecida la línea de base, se consideran tres escenarios: uno de mayor demanda que permita emplear la capacidad instalada ociosa en la situación inicial; uno de crecimiento de la oferta que presuponga que toda la producción será vendida y, un tercero, donde todo el substrato proveniente de los cuatro sectores mencionados pudiera ser aprovechado para la generación de biogás.

Para los tres estados, nuestras estimaciones de VBP de biogás alcanza los USD 85 millones, en tanto, el VA del sector alcanza casi USD 14 millones, generando un empleo directo de 3.494 trabajadores y empleos indirectos e inducidos de hasta 7.261 en la línea de base. Se constató que el biogás es más intensivo en mano de obra por unidad energética equivalente que otras formas de energía, como petróleo, gas e hidroelectricidad (fuentes predominantes en la matriz energética brasileña). En el primer escenario, la utilización plena de capacidad generaría un empleo total de 8.840 (o 21,75% de aumento respecto de la línea de base); en el escenario de expansión de la capacidad al doble de la existente, supuesto que toda la producción encontrara mercado, la expansión total del empleo llegaría a 33.255 trabajadores y, en el caso que todo el substrato existente en los tres estados se utilizara en la producción de biogás, la creación total de empleo llegaría a 283.637 trabajadores. Los multiplicadores de empleo encontrados se hallan en línea con valores relevados en otras partes del mundo en actividades comparables.

Palabras claves | biogás, Brasil, empleo

Measuring the feasibility of employment generation in the biogas value chain in the Southern Region of Brazil

Abstract

This study measures the potential for increasing production and employment in the biogas value chain in the Southern Region states of Brazil (Paraná, Santa Catarina, and Rio Grande do Sul), generation from substrates of cattle raising and agriculture, agroindustry, solid waste, and sewerage treatment. The method employed consists of calibrating input-output matrices for the three states, with the same entries, completing those not included in public statistics (secondary sources) with primary information from specific surveys. Once established the baseline, three scenarios are considered: first, increased demand until full idle capacity is employed, second, increased supply given all production is demanded, and full use of all the existent substrates for biogas production.

For the three states, our estimates of Gross Value of Production reach USD 85 million, while the Value Added attains almost USD 14 million, generation of direct employment for 3,494 workers, plus indirect and induced jobs

[*]Universidad del CEMA (UCEMA) y CONICET gaf97@ucema.edu.ar

[†]Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ciencias Económicas. Departamento de Economía. Modelos Económicos de Simulación. Buenos Aires, Argentina.

CONICET-Universidad de Buenos Aires. Instituto Interdisciplinario de Economía Política. Buenos Aires, Argentina. mpramos@economicas.uba.ar

[‡]Universidad de Buenos Aires. Modelos Económicos de Simulación. Buenos Aires, Argentina.

CONICET-Universidad de Buenos Aires. Instituto Interdisciplinario de Economía Política. Buenos Aires, Argentina. cromero@economicas.uba.ar

until employing 7,261 people in the baseline. Biogas is more intensive in labor for equivalent energy units than other energy sources such as petroleum, natural gas, and hydroelectricity (predominant in the Brazilian energy matrix). In the first scenario, full use of idle capacity would generate total employment of 8,840 people (21.75% beyond the baseline). In the supply expansion scenario, employment expansion could attain 33,255 jobs, and in the case that all substrates were used to produce biogas, total employment would be 283,637 workers. Employment multipliers are in line with values already calculated in the literature in comparable activities.

Keywords | biogas, Brazil, employment

Pasivos puestos en valor. Aprovechamiento de desechos agropecuarios para la producción de biogás, energía eléctrica, biofertilizantes y biogás licuado. Potencial de producción de Argentina y análisis de rentabilidad

MARIANA BARREÑA[*] ROSA ANA CATALANO[†] MARCELO CAÑA[‡] GIULIANO PAOLONI[§] FEDERICO PAOLONI[**] JUAN MANUEL SIERRA[††]

Resumen

El productor agropecuario tiene disponible un recurso que proviene de los residuos de la agricultura y ganadería. Tiene la oportunidad de transformarlos en ingresos (reemplazando costos de remoción y contaminación asociada) mediante la elaboración de subproductos, elevando valor agregado y empleo, rentabilidad y sustentabilidad. A través de cooperativas de productores se puede organizar la generación de biogás con diferentes destinos, como la derivación de energía eléctrica al Sistema Interconectado Nacional. Simultáneamente, obtendrían un biofertilizante sustituto del sintético importado.

Analizamos la viabilidad de producir biogás a escala mediana, con biodigestores de domo, alimentados a partir de los residuos agropecuarios recopilados por los miembros de la cooperativa (productores medianos), que recibirán en forma de pago biofertilizante, derivándose el biogás al Sistema Interconectado Nacional.

Por otro lado, Argentina importa una cuarta parte de los requerimientos domésticos de gasoil, combustible aplicado en un 75% al servicio de transporte; en 2022, particularmente, el sector agropecuario vio peligrar el procesamiento de su producción y la comercialización de ésta, por falta del combustible. El sector tiene la oportunidad de reemplazar el gasoil aplicado al transporte de larga distancia por biogás licuado, reduciendo costos económicos y ambientales. Realizamos el análisis de rentabilidad de obtener Biogás Licuado y sustituir gasoil en la distribución de la producción rural.

Con la elaboración de energía renovable, el sector agrícola puede liberar divisas sustituyendo importaciones de gasoil y fertilizantes, contribuyendo al cumplimiento del compromiso con la consecución del Objetivo de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas-7 de la Agenda del 2030.

Palabras claves | biogás, biogás licuado, desechos agropecuarios

Revaluation of liabilities. Use of agricultural waste for the production of biogas, electrical energy, biofertilizers and liquefied biogas. Production potential in Argentina and profitability analysis

Abstract

Agricultural producers have access to a resource that comes from agricultural and livestock waste. They have the opportunity to transform it into income (replacing the costs associated with disposal and pollution) through the elaboration of by-products, increasing added value and employment, profitability and sustainability. Through producer cooperatives, biogas production can be used for different purposes, such as supplying electrical energy to the National Interconnected System. At the same time, it would produce biofertilizer that could be used as a substitute for imported synthetic fertilizer.

We analyzed the feasibility of producing biogas on a medium scale, using dome biodigesters fed with agricultural waste collected by members of the cooperative (medium-scale producers). They would receive biofertilizer as payment and the biogas would be diverted to the National Interconnected System.

[*] Universidad de Belgrano mariana.barrena@comunidad.ub.edu.ar

[†] Universidad de Belgrano rosa.catalano@comunidad.ub.edu.ar

[‡] Universidad de Belgrano marcelo.cana@comunidad.ub.edu.ar

[§] Universidad de Belgrano giuliano.paoloni@comunidad.ub.edu.ar

[**] Universidad de Belgrano federico.paoloni@comunidad.ub.edu.ar

[††] Universidad de Belgrano juan.sierra@comunidad.ub.edu.ar

The lack of gasoil in 2022 endangered the processing and commercialization of agricultural production, since Argentina imports a quarter of its domestic gasoil needs, 75% of which is used for transportation. The sector has the opportunity to replace gasoil used for long-distance transportation with liquefied biogas, reducing both economic and environmental costs. We have analyzed the profitability of obtaining liquefied biogas and replacing gasoil in the distribution of rural production.

With the development of renewable energy, the agricultural sector can alleviate the shortage of foreign exchange by replacing gasoil and fertilizer imports, and contribute to the international commitment to achieve the United Nations Sustainable Development Goal-7 of the 2030 Agenda.

Keywords | biogas, liquefied biogas, agricultural waste

1. Introducción

1.1 El biogás

El propósito de evaluar la viabilidad de biodigestores de mediana escala en el ámbito rural se explica en que posibilitan, además del aprovechamiento moderno de la biomasa, avanzar en la diversificación de la matriz energética, con incidencia en la reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI), en especial, metano. El productor agropecuario tiene disponible un recurso que proviene de los residuos de la agricultura y ganadería. Tiene la oportunidad de transformarlos en ingresos (reemplazando costos de remoción y contaminación asociada) mediante la elaboración de subproductos, elevando valor agregado y empleo, rentabilidad y sustentabilidad.

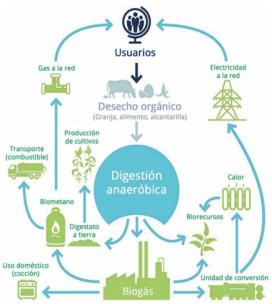
La Agenda 2030 de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas contempla diecisiete objetivos cuyo fin es terminar con la pobreza, disminuir la desigualdad y combatir el cambio climático. El Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 7 sobre energía presenta tres metas para con dicha Agenda; a saber:

- Asegurar el acceso universal a servicios de energía asequibles, confiables y modernos.
- Incrementar sustancialmente la participación de las energías renovables en la matriz energética global.
- Duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.

Utilizar la biomasa proveniente de residuos de actividades forestales y agropecuarias (rastrojos de cosecha excertas de ganado) como recurso energético, generando combustibles, calor o electricidad a partir de alimentar biodigestores anaeróbicos, tiene el potencial de contribuir a la consecución del ODS 7 de la Agenda 2030, con la reducción de GEI, a la vez de promover el desarrollo económico de las comunidades rurales.

Con la firma del Acuerdo de París contra el Cambio Climático, Argentina se comprometió a reducir los GEI, lo que trae aparejado la incorporación de energías renovables a su matriz energética.

Figura 1. Ciclo biológico del biogás

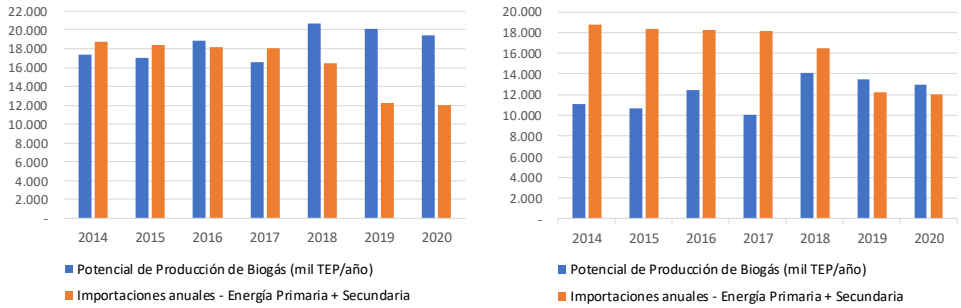


Fuente: extraído de Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) (2019, pág. 26).

Encontramos que en los campos argentinos, a partir del aprovechamiento de los rastrojos de maíz, trigo y soja más las excretas de ganado porcino y bovino para tambo, hay un potencial de producción de biogás que puede equilibrar la Balanza Comercial energética, contribuyendo al autoabastecimiento de Argentina y liberando la aplicación de divisas (Barreña & Knoll, 2022). Como se puede observar en la Figura 2, con remoción del 50% de los rastrojos de los cultivos mencionados y la recolección de excretas de la ganadería referida el potencial de producción de biogás promedio de los años 2014-2020 ascendería a 60 millones m^3 por día o 22 mil millones de m^3 por año. Esto equivale a 35 mil TEP*/día o 12,7 millones TEP/año, lo que hubiera reducido las importaciones energéticas argentinas al 25% de lo que fueron en el período, en promedio (importaciones energéticas promedio 2014-2020: 16 millones TEP/año).

Figura 2. Potencial de producción anual de Biogás a partir de residuos agropecuarios e Importaciones de Energía de Argentina, en miles de TEP/año. Remoción de residuos de la cosecha al 50%, Porcinos y Bovinos (izquierda) o Bovinos-Tambo (derecha). 2014 a 2020

* TEP: Tonelada Equivalente de Petróleo.

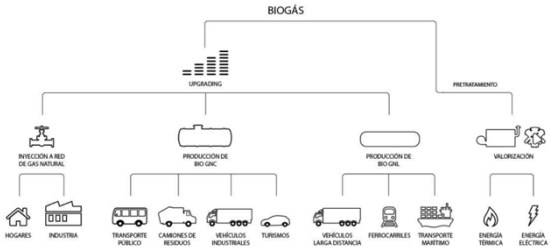


Fuente: extraído de Barreña y Knoll (2022, pág. 26).

El biogás obtenido de la digestión anaeróbica se compone de entre un 40 y 70% de metano (CH_4) y entre un 30 a 40% de dióxido de carbono (CO_2); el resto es agua y otros compuestos, como hidrógeno, nitrógeno, oxígeno y sulfuro de hidrógeno (SH_2). Purificar el biogás y aumentar su concentración de metano permite que el resultado sea similar en composición, características, posibilidades de uso y potencial energético que el gas natural, siendo conocido como biometano o biogás enriquecido (cuando la concentración de metano alcanza el 91 a 95%, en el orden de la concentración del gas natural), constituyéndose en una versión refinada y mejorada del biogás.

A diferencia del combustible fósil, el biometano es renovable y su uso significa reducir significativamente las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), lo que es importante en el tránsito hacia la sustentabilidad. Los usos que pueden dársele son similares a los del gas natural, al volcarlo a la misma red que hace el suministro de los hogares e industrias, con destino a la generación de energía eléctrica o térmica y para movilidad no contaminante, en la propulsión de vehículos (Figura 3).

Figura 3. Usos del biogás



Fuente: extraído de Genia Bioenergy (2022, pág. 2).

Reflexionando sobre estas posibilidades, elaboramos una propuesta para generación de biogás a partir del aprovechamiento de residuos agrícolas a mediana escala y analizamos su rentabilidad en la generación de energía eléctrica.

Propuesta 1. Generación de biogás a mediana escala para electricidad

Biodigestor de domo para producción de biogás y biofertilizante alimentado a partir de los residuos agropecuarios de productores rurales medianos agrupados en cooperativas. Los productores tendrán como costo la recolección y transporte de los residuos, materia prima del biodigestor. El biogás puede ser derivado al Sistema Interconectado Nacional (SIN), generando un ingreso para la cooperativa. El biofertilizante será entregado a los productores, como pago de los residuos, lo que les permitirá sustituir el producto importado.

El biogás licuado

En la propulsión de vehículos, el Gas Natural Vehicular (GNV) presenta dos tipos de opciones: Gas Natural Comprimido (GNC), de origen fósil, o Biogás Comprimido (BGC o bioGNC), cuando se obtuvo de biomasa, y Gas Natural Licuado (GNL), nuevamente, fósil, o Biogás Licuado (BGL o BioGNL), derivado de biomasa.

El GNC es limpio (es el combustible fósil menos contaminante, porque expulsa menos CO_2), renovable y económico; se almacena a grandes presiones, a temperatura ambiente. Se aplica a corta distancia, dado que el volumen del gas requiere de un espacio de almacenamiento en el vehículo que reduce la autonomía.

El GNL es un líquido criogénico (mantenido a -160ºC), ecológico, renovable y sostenible, dado que cumple con las exigencias europeas en materia ambiental. Para mantenerlo en estado líquido debe ser almacenado y transportado en recipientes muy bien aislados. Pero tiene la ventaja de que su volumen es tres veces menor que el del GNC (lo que aumenta la autonomía del vehículo por la ventaja en el espacio de almacenamiento), a la vez de no ser tóxico ni corrosivo. Se compone de metano en un 95%, y el resto es propano, butano, nitrógeno y CO_2; es inodoro e incoloro. El GNL permite una reducción de emisiones de CO_2 del 20% frente al gasoil; cuando se usa el BGL la baja puede llegar al 100% (Galileo Technologies, 2019).

Contextualizados en la significativa disponibilidad de biomasa resultante de la producción agropecuaria argentina, que deriva en un enorme potencial de generación de biogás solo por el aprovechamiento de sus residuos (Barreña & Knoll, 2022), partiendo del análisis de rentabilidad del aprovechamiento de desechos agropecuarios para la producción de biogás en mediana escala, analizamos la viabilidad económica de purificar el biogás con destino a producir BGL para sustituir el consumo de gasoil en el transporte de la producción agropecuaria a larga distancia, con el propósito de reducir importaciones del combustible fósil, contribuyendo a incrementar la sustentabilidad, el empleo rural y la generación neta de divisas.

En primer lugar, analizamos la oferta y demanda efectivas de gasoil y luego estimamos la oferta potencial de BGL obtenido de residuos agrícolas, con el fin de medir la posibilidad de cubrir el faltante nacional de combustible para el transporte.

Finalmente, construimos una propuesta de transformación del biogás en bioGNL, en dos escalas, y analizamos la rentabilidad de reemplazar gasoil en el transporte de carga a larga distancia, para distribución de la producción agropecuaria.

Propuesta 2.1. Generación de BioGNL a escala menor

Como la obtención de bioGNL es un posible destino para el biogás generado a partir de residuos agropecuarios, nuestra propuesta consiste en la construcción de ocho biodigestores medianos (cuatro instalaciones con dos biodigestores cada una) para generar biogás y alimentar un equipo de compresión, que enriquece el biocombustible transformándolo en biometano y lo licúa, obteniendo el GNL. La capacidad de producción proyectada puede alimentar 33 camiones diariamente, para un recorrido de 1.000 km; nuestra propuesta será la de adquirir 30 unidades nuevas.

Propuesta 2.2. Generación de BioGNL a escala mayor

Para un mejor aprovechamiento de la capacidad de producción del equipo de compresión, que puede procesar hasta 1.500 Nm3/hora de biogás, generando 600 kg/hora de GNL, escalamos la propuesta a la construcción de diez biodigestores medianos (cinco instalaciones con dos biodigestores cada una) para generar biogás y alimentar su equipo de compresión, que concentra el biogás para conseguir el biometano, lo licúa, obteniendo el GNL. La capacidad de producción proyectada puede alimentar 41 camiones diariamente, para un recorrido de 1.000 km. Evaluamos en este caso adquirir 40 unidades nuevas.

2. Revisión de la literatura

El Biodigestor

Es un contenedor o recipiente que se encuentra cerrado hermética e impermeablemente, a través del cual es posible obtener biogás y biofertilizante, mediante un proceso de fermentación anaeróbica de desechos orgánicos, producido al interior (Comisión Económica para América Latina y el Caribe, 2019).

Respecto del tamaño del biodigestor, encontramos diferentes escalas; los domésticos, los de pequeña escala y los industriales (Comisión Económica para América Latina y el Caribe, 2019). Nos centraremos en los últimos.

Los biodigestores industriales están compuestos por membranas de polietileno de alta densidad (HDPE, por su sigla en inglés) y caucho flexible (EPDM, por su sigla en inglés), tanques de concreto, acero y poliestireno expandido. Cuentan con equipos complementarios, como trituradores y mezcladores de residuos, sistemas de agitación internos y externos, sistemas de extracción de lodos y separadores de sólidos, equipos de control de proceso, cortallamas y válvulas de seguridad, sistema de limpieza de biogás y eliminación de ácido sulfhídrico (H_2S), generadores de energía, estaciones elevadoras de voltaje y equipos portátiles de medición. Son de carga y descarga periódica, denominados de carga "continua" En la Figura 4 observamos un ejemplo.

Figura 4. Yanquetruz-ACA. Provincia de San Luis

Fuente: sitio web Bioenergía Yanquetruz (2022, pág. s/n).

Los productos: biogás y biofertilizante

Son el resultado de la digestión anaeróbica. El biogás es un tipo de energía de los que más está creciendo en el mundo, por sus numerosas externalidades positivas. No obstante, en Argentina participa en no más del 4% de la generación eléctrica por fuente renovable, en las provincias de Buenos Aires, como pionera, Córdoba, San Luis y Santa Fe, incorporadas a partir del año 2016, y más recientemente, en 2019 se sumó Tucumán, aunque en menor medida (Barreña & Knoll, 2022).

Es una mezcla de metano (CH_4) entre el 50% y 70%, dióxido de carbono (CO_2) entre el 30% y 50%, y finalmente, pequeñas proporciones de sulfuro de hidrógeno (H_2S) y vapor de agua, que deben ser eliminados del sistema, para evitar complicaciones en la utilización del biocombustible (Biogás Argentina, 2017). El poder calorífico es inferior al del gas envasado (5200 Kcal./m^3 contra 9300 Kcal./m^3), por lo que hay que aumentar el caudal de entrada para compensar la diferencia. Como la cantidad de biogás generado depende del potencial energético de los insumos utilizados, es necesario mantener constantes las condiciones internas de los reactores para que la producción sea uniforme a lo largo del día, permitiendo un uso constante del recurso energético (Biogás Argentina, 2017).

El biofertilizante obtenido se compone de minerales y hormonas del crecimiento; en promedio, contiene un 8,5% de materia orgánica, 2,6% de nitrógeno, 1,5% de fósforo y 1,0% de potasio, con un pH de 7,5, aunque puede haber variaciones muy marcadas, según el origen, la recolección, las condiciones climáticas, el tiempo y forma de almacenamiento, por ejemplo (Biogás Argentina, 2017). Respecto de las hormonas del crecimiento, contiene los cinco grupos principales: adeninas, purinas, auxinas, giberelinas y citoquininas.

Puede ser combinado con los de origen inorgánico, sin peligro de dejar residuos tóxicos en el suelo, sino potenciando su calidad. Las deyecciones de los animales o los subproductos orgánicos de las agroindustrias no podrían aplicarse directamente como abono, por los problemas que pueden traer en la agricultura y ganadería la carga de microorganismos patógenos, el alto contenido de materia orgánica, la presencia de semillas de malezas y nutrientes sin estabilizar; el biofertilizante obtenido de la digestión anaeróbica se encuentra estabilizado, por lo que los nutrientes contenidos no se pierden fácilmente, resultando en un efecto de liberación prolongado, contribuyendo al aumento de la materia orgánica del suelo (Biogás Argentina, 2017).

Como ventajas de este producto, podemos enumerar la máxima conservación de nutrientes y su mayor disponibilidad (como principal mineral, el nitrógeno); ausencia de microflora patógena, lo que evita enfermedades peligrosas para humanos y animales; activación de la microflora del suelo, incorporando nutrientes; presencia de reguladores hormonales del crecimiento vegetal (estas hormonas no se presentan en el compost, dado que provienen de la fermentación anaeróbica);

impacto ecológico positivo, por reducción de demanda química de oxígeno del 80% al 90% (Biogás Argentina, 2017).

Presenta dos fases, una líquida conocida como Biol y una sólida llamada Biosol, y cada forma tiene sus ventajas. El Biol permite la aplicación por rociado o ser incorporado a sistemas automáticos de irrigación, promover el enraizamiento, la floración y el poder germinativo de las semillas, mientras que el Biosol mejora la estructura de los suelos arenosos y la capacidad de retención de la humedad (Biogás Argentina, 2017).

Se conoce como *Biogas Done Right* (BDR) o Biogás Hecho Correctamente (Hilbert et al., 2018) a la tecnología que aborda la generación de energía en forma integrada a los sistemas productivos, con rotación de cultivos principales-secuenciales y el aprovechamiento de biomasas de integración (residuos agrícolas, efluentes del ganado y subproductos industriales), profundizando el concepto de economía circular y reciclado, permitiendo aumentar el valor agregado en el sector rural, mejorar el balance nutricional de los suelos, reemplazando fertilizantes químicos, reducción de la contaminación de suelos, agua y emisión de GEI, a la vez de diversificar y potenciar la matriz energética, disminuir el uso de divisas de la importación de energías y fertilizantes, con aumento del empleo en el campo.

El enriquecimiento de biogás a biometano

Para que la eficiencia energética del biogás sea similar a la del gas natural, primero hay que enriquecerlo, elevando su concentración de metano, a través del proceso de *upgrading*. Existen diferentes técnicas de purificación o limpieza, que consisten en separar el CO_2, en primer lugar, y luego, el resto de los compuestos minoritarios, permitiendo la concentración de metano por encima del 90% deseado. Se pueden enumerar distintas opciones, según el destino que quiera dársele al biocombustible, como la absorción química, la criogenización o separación criogénica (utilizada para generar BGL), la adsorción por cambio de presión, la absorción pro agua y la separación con membranas (Genia Bioenergy, 2022).

Es importante considerar que todas las técnicas de tratamiento del biogás elevan el costo de producción del combustible, por lo que es necesario optimizar tanto el consumo de energía como la eficiencia del proceso de generación, con el fin de minimizar las pérdidas de metano, y esto no solo desde el punto económico, también desde el ambiental. Tienen un efecto potencial sobre el calentamiento global de 28 a 36 veces mayor al que aporta el CO_2; son causadas mayormente por la actividad humana, por los combustibles fósiles (35%), desechos orgánicos (20%) y agricultura (40%) (United Nations, 2021). En consecuencia, reducir esas emisiones es lo más eficaz a la hora de frenar el cambio climático, complementa las estrategias para reducción del CO_2, permitiendo el cumplimiento del objetivo del Acuerdo de París de limitar el aumento de la temperatura global a 1,5ºC.

Otra consideración de tipo económico y ambiental tiene relación con la eliminación del CO_2 durante el *upgrading*; generalmente es liberado a la atmósfera, pero si la calidad es suficientemente alta, puede aprovecharse con fines industriales, para la producción de alimentos o elevando la concentración de ese gas en invernaderos, lo que favorece los procesos de fotosíntesis.

El aprovechamiento de residuos agropecuarios para la generación de biogás enriquecido permitiría la reducción del uso de combustibles fósiles, a la par del tratamiento de desechos, contribuyendo, en consecuencia, la mitigación de las emisiones de CH_4 y CO_2. Adicionalmente, en Argentina se presenta como una estrategia atractiva para contribuir a la diversificación de la matriz energética, ampliar la capacidad instalada, alcanzar el autoabastecimiento sustentable y ahorrar divisas por sustitución de importaciones.

En la Figura 5 se presentan imágenes de la tecnología utilizada en la Propuesta 1; como el biogás sale saturado en vapor de agua, para extraerla, la cañería que lo transporta toma la forma de serpentina subterránea, bajando la temperatura, y condensando el vapor. Luego, para eliminar el SH_2 se combinan dos tecnologías, la micro-inyección de aire dentro del reactor y el uso de carbón activado, que elimina las impurezas restantes (Biogás Argentina, 2017).

Figura 5. Serpentina de condensación (izquierda), dosificador de aire (centro) y filtro de carbón activado (derecha)

Fuente: extraído de proyecto COMESA (Biogás Argentina, 2017, pág. 60).

En la Propuesta 2, la tecnología adecuada a la generación de bioGNL es la criogenización. Si bien hay diferentes opciones, más eficientes en calidad de concentración de metano, o más económicas, haciendo rentables propuestas de menor escala, elegimos cotizar la tecnología que desarrolló la compañía Galileo Technologies[†], para convertir biogás en GNL (Galileo Technologies, 2022a). La empresa de origen argentino, es pionera en la instalación de equipos para utilizar GNC como combustible vehicular, iniciada en 1987 por uno de sus fundadores, Fausto Maranca. Hoy tiene oficinas en Buenos Aires, Los Ángeles y Londres, y se ha asociado a Helmerich & Payne (H&P), proveedor estadounidense de soluciones de perforación terrestre, para aplicar la tecnología de licuefacción en Estados Unidos.

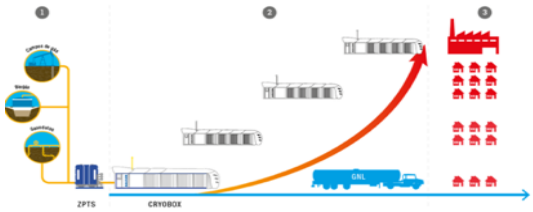
Para producir GNL o BGL, indistintamente, Galileo Technologies cuenta con una estación que llaman Cryobox-Bio (Figura 6), que permite operar en pequeña escala, así como ampliar la escala con facilidad (solo adicionando módulos). Permite aprovechar gas natural que no podía capturarse, como el liberado en un *flaring,* o el de pozos no conectados a la red, e igualmente puede conectarse al biodigestor para hacer el *upgrading*, obtener el biometano y luego almacenarlo en lo que Galileo llama el GNL *containerizado*, que es distribuido en camiones, a través del Gasoducto Virtual, para abastecer estaciones inteligentes, como Galileo Patagonia (Figura 7).

Figura 6. Estación Cryobox-Bio de Galileo Technologies

Fuente: extraído de Galileo Technologies (Galileo Technologies, 2022b).

[†] Video corporativo de Galileo Technologies (Galileo Technologies, 2022b).

Figura 7. Elaboración y distribución del GNL *containerizado*



Fuente: extraído de Galileo Technologies (Galileo Technologies, 2022b).

Con la estación Cryobox-Bio, Galileo integra las etapas de *upgrading, polishing* y licuefacción. La configuración es *plug-and-play*, por lo que solo necesita para su instalación de una plataforma de concreto, para su asentamiento, conexión eléctrica y provisión de aire comprimido (Galileo Technologies, 2022b). Entre el punto de extracción o generación del combustible y el ingreso a la estación Cryobox-Bio, todos los tipos de gas pasan por la Planta ZPTS (Figura 8), para su acondicionamiento.

Figura 8. Planta ZPTS de acondicionamiento de gas

Fuente: extraído de Galileo Technologies (Galileo Technologies, 2022b).

En el *upgrading* se integran un tratamiento de absorción con aminas, un tratamiento de adsorción con carbón activado y un filtrado por membranas. Dependiendo del origen del residuo con el que se elaboró el biogás se elige entre un tratamiento de absorción con aminas (cuando la corriente de biogás crudo presenta un contenido de SH_2 muy elevado) o de adsorción con carbón activado para extraer del biogás crudo los contenidos de SH_2, los componentes volátiles y olorosos. Finalmente, el filtrado por membranas permite separar el CH_4 del CO_2 y el agua, el nitrógeno gaseoso (N_2) y el oxígeno (O_2), obteniendo una corriente de biometano con una concentración del 99% (Galileo Technologies, 2022b). La empresa explica este proceso en el siguiente video: *upgrading* (Galileo Technologies, 2022a).

En el *polishing*, es extraído el CO_2 y vapor de agua (H_2O) que todavía no había sido eliminado en el *upgrading*, para que el biogás pueda licuarse. Este proceso se desarrolla en las torres de adsorción por tamiz molecular. Cuando el CO_2 y H_2O retenidos saturan la capacidad de adsorción de una torre, ésta sale de operación y se regenera automáticamente; mientras tanto, el proceso de *polishing* continúa en la torre siguiente. Este ciclo continuo pretende como resultado proveer una corriente de biometano de alto caudal y con una concentración del 99%. Finalmente, en la licuefacción se integran las etapas de compresión y enfriamiento, que llevan al biometano a condiciones en las que se puede reducir su presión y licuarse (Galileo Technologies, 2022b). La empresa explica este proceso en el siguiente video: *polishing* (Galileo Technologies, 2022a).

Como el proceso está integrado térmicamente, se reduce el consumo de energía y se pueden producir hasta 15 toneladas diarias de bioGNL. La operación está totalmente automatizada y cuenta con un monitoreo remoto 24x7, el Sistema SCADA, que brinda Galileo. Además del GNL, Cryobox-Bio ofrece la posibilidad de producir GNC para vehículos livianos. Los plazos de instalación son más cortos: seis meses versus 24-36 meses de otros proveedores.

Tabla 1. Ficha técnica de la estación Cryobox-Bio

Caudal de Bio-GNL / Bio-GNV (kg/h)	600	**Usuarios**	Establecimientos agropecuarios
Composición del Bio-GNL / Bio-GNV	+99% CH_4		Plantas de tratamiento de residuos y potabilizadoras
Presión de descarga (barg)	3		Plantas industriales
Presión de succión (barg)	0,8-1		Plantas de generación eléctrica
Caudal de entrada de biogás (Nm^3/h)	1500		Estaciones públicas y privadas de carga de combustible
Dimensiones (m^2)	256		Estaciones madre de sistemas de Gaseoducto Virtual ®
Fuentes de biogás	Silos de granos		Gaseoductos convencionales
	Especies cultivables y no comesibles	**Operación**	Sistema integrado de upgrading, polishing y licuefacción.
	Estiércol y guano de animales estabulados o en feedlot		Cumplimiento de las normas internacionales
	Lodos cloacales		Bajo mantenimiento
	Efluentes y residuos provenientes de las industrias cervecera, láctea, alimenticia y de frigoríficos		Bajo costo operativo

Referencia: los parámetros contenidos en la ficha tienen una tolerancia del ± 10%.
Fuente: extraído de Galileo Technologies (Galileo Technologies, 2022b).

Galileo Technologies presenta una visita interactiva en su sitio web: visita interactiva (Galileo Technologies, 2022b). En particular, cuando la estación Cryobox-Bio está conectada a un biodigestor[‡]: visita interactiva a partir de un biodigestor (Galileo Technologies, 2022b).

La carga es simple y rápida, no se requieren bombas para transferir el GNL en los tanques de almacenamiento; luego se distribuyen esos tanques con tráileres de distribución, para dar suministro a vehículos o equipos industriales. Le llaman Gasoducto Virtual al sistema de distribución por camiones; para su funcionamiento trabajan en el trazado de lo que llaman corredores azules, instalando estaciones inteligentes, como la Patagonia, en puntos neurálgicos del país, contando con que la autonomía de los camiones alimentados con GNL en la actualidad ronda entre los 1000 a 1700 km (Figura 9). El surtidor despacha 150 litros de GNL (equivalentes a 60 kg) por minuto, con lo que un camión podría hacer una carga completa en cinco a seis minutos.

Estimamos que la inversión requerida instalar un equipo Cryobox-Bio con la Planta ZPTS de acondicionamiento del biogás anexa está en el orden de los 6 millones USD, basándonos en antecedentes similares en equipo y escala (Galileo Technologies, 2014).

Figura 9. Carga y distribución. Gasoducto virtual y Estación Inteligente

Fuente: extraído de Galileo Technologies (Galileo Technologies, 2022b).

Reconversión de la flota de camiones a GNL

Tener una flota de camiones alimentados a GNL tiene ventajas económicas y ambientales; desde el punto de vista económico, es significativa la reducción en el costo del combustible del orden del 50%, y también es ventajoso económicamente que los camiones alimentados con gas natural (fósil o renovable) no usen urea como aditivo, como requieren los motores diésel, para adaptarse a los niveles de emisión Euro V y VI.

Desde la perspectiva ambiental, considerando que el transporte es el responsable del 25% de las emisiones del planeta, es relevante la baja de las emisiones de CO_2 alcanzada a partir de usar gas como combustible, en comparación con el gasoil, en el orden del 15-20%, pero mucho mayor si se usa biometano como materia prima del combustible, reducción que se estima en el orden del 90-95%.

[‡] Aunque en la visita interactiva brindada por Galileo Technologies con origen en un biodigestor no se representa la etapa de acondicionamiento del gas realizada en la Planta ZPTS, también es requerido este paso en el procedimiento.

También desde la óptica del cuidado del medio ambiente, hay que destacar el funcionamiento silencioso de su motor, en comparación con el diésel, adaptándose a los requerimientos acústicos para entregas nocturnas.

Se abren dos posibilidades para convertir la flota de camiones de gasoil a GNL o bioGNL, indistintamente. Una es hacer la conversión de los vehículos existentes; en ese caso, la unidad va a poder utilizar alternativamente su combustible original (nafta o gasoil) o GNL. Este proceso no puede realizarse en Argentina actualmente, dado que la legislación vigente solo habilita la fabricación nacional o la importación (Argentina.gob.ar, consultado el 12 de noviembre 2021). En otros países, distintas empresas realizan la conversión del vehículo para que sea propulsado a gas natural (Omnitek, 2022), (Gascomb, 2022); Omnitek puede efectuarla a un costo de 50.000 USD y en la región, la sucursal más cercana a Argentina está en Perú (Omnitek DNG Flyer, 2022). El equipo convertido cumple con la norma Euro VI para las emisiones de CO_2.

La otra opción es adquirir unidades nuevas o usadas propulsadas a GNL o bioGNL. En Argentina las marcas con vehículos 0 Km disponibles son Scania e IVECO. El valor de un camión con motor de Ciclo Otto (encendido por chispa) alimentado a gas, ya sea GNL o GNC, indistintamente, se estima entre un 20% y un 50% por encima de características similares con motor Diésel alimentado a gasoil (Truckmagazine, 2020b); (ACARA, 2022); (IVECO, 2022). En Argentina, no se brindan cotizaciones de unidades propulsadas a GNL, pero podemos considerar las cotizaciones a GNC, por tener un precio similar.

Scania dispone de su línea Green Efficiency, que puede ser propulsada tanto a GNC como a GNL; la plataforma de productos de Scania permite almacenar ambos tipos de combustibles, ya sea en estado líquido o forma comprimida (Truckmagazine, 2020b); (Frey, 2022). Además, todos los motores Scania responden a la norma Euro VI, que es la más exigente de Europa respecto del control de emisiones.

Los vehículos de Scania no llegan a Argentina con el equipo de GNV preinstalado, sino que la empresa hace la adaptación en el país, en talleres autorizados, manteniendo la opción de utilizar nafta o gasoil (según el equipo original) (Frey, 2022); los modelos para los que existe equipo de adaptación son: Serie R, Serie P y Serie G.

Uno de los modelos de Scania que se está usando en Argentina es el G340, operado por la transportista mendocina Andreu, que carga 265 kg de GNL y tiene una autonomía de combustible de 1.100km (AGENDAR, 2019). Otro es el que adquirió Buquebus, que usa dos unidades de la línea Green Efficiency P340 6x2 usa Buquebus, también con una autonomía de 1.100km (Pereyra, 2020); (Truckmagazine, 2020a). El valor en Argentina de este modelo, pero 4x2 GNC es 183.800 USD (ACARA, 2022). Finalmente, otros modelos de Scania disponibles, en versión diésel y GNC, tanto 4x2 como 6x2, son el G410 A y R410 A, cotizándose a un valor de entre 200.000 USD a 230.000 (ACARA, 2022); (Cámara del Comercio Automotor, 2022)[§].

IVECO tiene la línea Natural Power, que es la que utiliza combustibles alternativos. Los modelos que la componen son Stralis y Tector; los vehículos Stralis son los primeros en recibir la certificación para comercializarse en Argentina, siendo de fabricación europea y alimentados a GNL (Romero, 2020). El GNL tiene dos tanques de combustibles que cargan 540 litros de GNL cada uno, con una autonomía de 1.600 km, distancia superior a la que pueden recorrer otras marcas, permitiéndole a IVECO tener el récord mundial (16valvulas, 2020); (IVECO, 2020). En la planta de IVECO del polo industrial de Ferreyra, Córdoba, la empresa fabrica la línea Tector, alimentada a gasoil (motor de Ciclo Diésel) y a GNC (motor de Ciclo Otto) (Romero, 2020). La cotización en concesionarios oficiales de IVECO para el vehículo propulsado a GNC es de 199.000 USD (IVECO, 2022)[**].

En virtud de los resultados obtenidos, la inversión requerida para la adquisición de un camión 0km equipado con motor de Ciclo Otto adaptado para funcionar con GNL se estima en el orden de los 200.000 a 230.000 USD por unidad. Los gastos de patentamiento oscilan entre un 6 y 8% del valor de la unidad.

[§] Ver Anexo 1 para mayor detalle.

[**] Ver Anexo 1 para mayor detalle.

La alternativa es adquirir una unidad usada en el extranjero, donde hay una amplia variedad de modelos propulsados a GNL que cumplen con las normas Euro VI; los vehículos a partir de modelo 2020, Scania, IVECO o Volvo, se cotizan entre 60.000 USD y 100.000 USD, de origen Francia y Holanda (Argentina-Camiones.com, consultado el 05 de octubre 2022).

El ahorro ambiental del bioGNL: la reducción de la emisión de gases contaminantes

Además de ser una de las actividades con mayor emisión de CO_2 y óxido nitroso (N_2O), dos de los principales GEI, junto al H_2O, el CH4 y los gases fluorados, el transporte vehicular está entre los principales responsables de las emisiones de 2 de los 7 contaminantes atmosféricos más dañinos para la salud humana (excluyendo los GEI), que son el óxido de nitrógeno (NO_x) y el material particulado (PM) (Rial Axpe, 2020).

Del análisis del impacto ambiental de las distintas tecnologías de vehículos pesados en su ciclo de vida resultaron ser las unidades propulsadas a GNL de menor contribución en comparación con las de gasoil, en la fase de uso del vehículo (que es la fase de mayor impacto en el ciclo de vida total; el GNL tiene un impacto en el orden del 10% menor al de las unidades diésel) y en el ciclo de vida completo (contribución 6% menor a la del gasolero), a pesar de ser de mayor impacto ambiental en las fases de producción del combustible (por las emisiones fugitivas de metano), de producción del vehículo, de su mantenimiento y de su final de vida (Rial Axpe, 2020).

Sin embargo, estos resultados cambian significativamente cuando el combustible utilizado proviene de biogás enriquecido o biometano, en lugar de gas fósil; si el biogás se obtiene a partir de residuos, la reducción en emisiones de GEI es mayor, sumado al hecho de que en muchos casos los desechos no tienen otro uso (Transport & Environment, 2018). Por ejemplo, en el caso del estiércol, la digestión anaeróbica sirve para su tratamiento, capturando las emisiones de metano y evitando su emisión a la atmósfera. En este tipo de casos, la reducción de emisiones se considera superior al 100%, ya que el metano es varias veces más contaminante que el CO_2.

En la producción de biogás y luego, biometano, también hay emisiones de CH_4; representan entre el 1% y 3% del biogás producido durante la generación de combustible, y entre el 0,1% y 15% en la transformación a biometano, reduciéndose a cero cuando se hace la combustión de los gases de escape (se los captura y quema) (Transport & Environment, 2018). Asimismo, en el digestato hay presencia baja de metano que puede significar emisiones del 1% al 10% cuando no se lo almacena en tanques herméticos (Transport & Environment, 2018).

La reducción de emisiones de GEI alcanzada al utilizar biometano para el transporte, como sustitutivo del combustible fósil, se estima en el 117% cuando se usa como materia prima del biogás, el estiércol húmedo, almacenando el digestato a cielo abierto y sin realizar combustión de gas de escape (Transport & Environment, 2018); se eleva al 206% si el biofertilizante es acopiado en tanques herméticos y se hace combustión de gas de escape. Partiendo de biorresiduos, la reducción de GEI es del 43% y 86% para cada tipo de tecnología aplicada al almacenamiento del digestato y la combustión de los gases de escape, respectivamente (Transport & Environment, 2018). La duda surge, en este caso, acerca de la disponibilidad real de la materia prima.

Argentina hoy no cuenta con información detallada sobre el impacto ambiental del transporte de carga; en agosto de 2022 el Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA) y Michelin Argentina, división Flotas Conectadas, firmaron un convenio de Cooperación Técnica para estudiar las emisiones de GEI en camiones y tractores, a través de un sistema de monitoreo (Argentina.gob.ar, 2022). Este estudio permitirá evaluar las emisiones reales y confeccionar una “Tabla Argentina”, de acceso público. Como país participante del Acuerdo de París, hay un compromiso formal respecto del objetivo de alcanzar la neutralidad de carbono para 2050, por lo cual la información es fundamental en el diseño de una política ambiental de mitigación, que disminuya la huella de carbono, así como el consumo de combustible.

En Unión Europea (UE) se han reglamentado las emisiones de los vehículos, dada la preocupación por el crecimiento de las emisiones contaminantes, asegurando un elevado nivel de protección ambiental. En 1992 entró en vigencia la Euro I, para vehículos pesados, y desde entonces han evolucionado hasta las últimas, las normas Euro V y VI, que se encuadran en el programa “Aire puro

para Europa" (de 2001); su objetivo es reducir las emisiones de partículas y precursores de ozono, como los óxidos de nitrógeno y los hidrocarburos (Unión Europea, Parlamento y Consejo 3602/2/07, 2007). En particular, para mejorar la calidad del aire es menester reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno de los vehículos diésel. En la Figura 15 obran los límites de emisiones por tipo de gas y partículas de la norma Euro VI.

Tabla 2. Límites de emisiones Euro VI

Ciclo	Valores límite							
	CO (mg/kWh)	HCT (mg/kWh)	HCNM (mg/kWh)	CH_4 (mg/kWh)	NO_x ([1]) (mg/kWh)	NH_3 (ppm)	Masa de materia particulada (mg/kWh)	Número de partículas (en la materia particulada) ([2]) (#/kWh)
Ciclo ESC (Eco)	1500	130			400	10	10	
Ciclo ETC (Eco)	4000	160			400	10	10	
Ciclo ETC (Ech)	4000		160	500	400	10	10	
Ciclo WHSC ([3])								
Ciclo WHTC ([3])								

Referencias: Ech = Encendido por chispa. Eco = Encendido por compresión. ([1]) El nivel admisible del componente NO2 en el valor límite de los NOX podrá definirse posteriormente. ([2]) Más adelante se establecerá una norma relativa al número de partículas y a más tardar el 1 de abril de 2010. ([3]) Los valores límite relativos al ciclo mundial estacionario (WHSC) y al ciclo mundial transitorio (WHTC), que reemplacen a los valores límite relativos a los ESC y los ETC, se introducirán más adelante, una vez se hayan establecido los factores de correlación con los ciclos de pruebas actuales (los ciclos europeos transitorio [ETC] y estacionario [ESC] y a más tardar el 1 de abril de 2010.

Fuente: extraído del Reglamento 595 del Parlamento y del Consejo de la Unión Europea (2009, pág. 10).

Según el Reglamento 1242 del Parlamento Europeo y del Consejo de Unión Europea para vehículos pesados (2019), el GNL es el combustible alternativo al diésel para vehículos pesados que permitirá cumplir los objetivos de reducción de emisiones de CO_2, ya que este tipo de tecnología produce menos emisiones de ese gas, en comparación con los vehículos propulsados a gasoil. Asimismo, garantizan un nivel bajo de emisión de contaminantes atmosféricos, como óxido de nitrógeno y partículas.

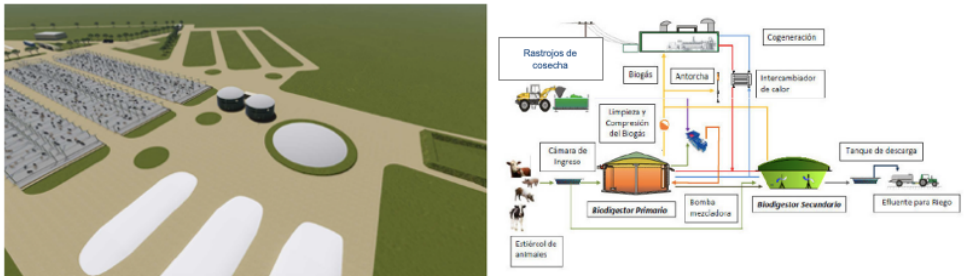
3. Metodología y datos

En este apartado presentaremos, en primer lugar, el desarrollo de la Propuesta 1, de generación de biogás a partir de residuos de producción agropecuaria y su aplicación a energía eléctrica, luego, el análisis de la oferta y demanda de gasoil de Argentina, así como la estimación del potencial de producción de bioGNL a partir del biogás obtenido de desechos agrícolas y, finalmente, el desarrollo de la Propuesta 2, de enriquecimiento del biogás producto de la biodegradación anaeróbica y su licuefacción, para obtener bioGNL.

Propuesta 1. Generación de biogás a mediana escala

La estructura de la planta de biogás industrial, de escala mediana, se conforma de la fosa de carga, dos biodigestores primarios, que es el reactor principal donde ocurrirá el proceso de digestión anaeróbica, un post-digestor, donde termina de tratarse el material, una pileta de descarga, donde se acumulará el fertilizante hasta su aplicación en los campos, y la sala de máquinas (Figura 10).

Figura 10. Emplazamiento *feedlot* con planta de Biogás



Fuente: izquierda, extraído de proyecto COMESA (Biogás Argentina, 2017, pág. 31); derecha, extraído de INTA (Junio 2013, pág. 7).

En la Tabla 3 se presenta la cotización del biodigestor. La potencia prevista de energía es de 552 KW, la cual permite acceder al programa RenovAr. La generación de biogás es de 6.368 m^3/día o 2.324.262 m^3/año; esto equivale a 12.099 kWh/día o 4.416.097 kWh/año. El domo acumulador de

biogás o gasómetro se ubicará en la parte superior de los reactores primarios y en el post-digestor. Contará con dos membranas de PVC con alma de tejido poliéster, con una capacidad de almacenamiento de 500 m^3.

La producción de biofertilizante será de 135 m^3/día, que luego de pasar por el separador de sólidos se transformará en 10,6 toneladas/día de Biosol y 124,4 toneladas/día de Biol. El Biol puede aplicarse en campos cercanos, bombeando desde la laguna de almacenamiento, mientras que el Biosol puede ser transportado en forma económica, por su bajo contenido de agua. Ambos fertilizantes pueden ser aplicados también mediante el uso de estercoleras de líquidos o de sólidos, según el tipo.

Encontramos el flujo de caja en la Tabla 4; para su confección se consideró que la construcción del biodigestor implica seis meses, por lo que en el año de su puesta en marcha estará funcionando los seis meses restantes. Se estima que en el año nueve se habrá recuperado la inversión inicial.

El mantenimiento del biodigestor en marcha implica un gasto mensual de aproximadamente 15.640 USD, derivados del salario de 9 peones de campo, distribuidos en 3 turnos diarios, y los honorarios del ingeniero agrónomo (200 horas mensuales); la cantidad de mano de obra requerida es de 1 peón cada 200 m^3 de producción de biogás (Hilbert & Huerga, 2008). Adicionalmente, se agregaron gastos anuales en materiales estimados en el 3% de la inversión inicial. La vida útil estimada del sistema de biodigestión domo es de 30 años, aproximadamente. Como ingreso, se cotiza la derivación de energía eléctrica al SIN.

Tabla 3. Cotización del Proyecto de Inversión

Fuente: elaboración propia en base al proyecto COMESA (Biogás Argentina, 2017).

Descripción	Precio unitario (en dólares)	Cantidad	Total sin IVA	IVA (tasa impositiva)	Total con IVA	Participación del total
Obra civil cámara de carga	11.023,00	3,00	33.068,00	0,21	40.012,00	1,80
Obra civil biodigestor	39.297,00	2,00	78.595,00	0,21	95.099,00	4,20
Obra civil Post digestor	37.795,00	1,00	37.795,00	0,21	45.732,00	2,00
Obra civil sala de máquinas	50.053,00	1,00	50.053,00	0,21	60.565,00	2,70
Pileta de almacenamiento	9.231,00	1,00	9.231,00	0,21	11.170,00	0,50
Equipamiento y tanques	793.543,00	1,00	793.543,00	Mixto	869.805,00	42,70
Montaje electromecánico	120.000,00	1,00	120.000,00	0,21	145.200,00	6,50
Conducción de fluidos	42.036,00	1,00	42.036,00	0,21	50.864,00	2,30
Instalación eléctrica subida y bajada	35.000,00	1,00	35.000,00	0,21	42.350,00	1,90
Capital de trabajo e imprevistos	50.000,00	1,00	50.000,00	0,21	60.500,00	2,70
Ingeniería y dirección de obras	150.000,00	1,00	150.000,00	0,21	181.500,00	8,10
Generador 20 KW	150.000,00	2,00	300.000,00	0,11	331.500,00	16,10
Puesta en paralelo	25.500,00	1,00	25.500,00	0,11	28.178,00	1,40
Transformador bajada 100 KVA	5.200,00	1,00	5.200,00	0,11	5.746,00	0,30
Transformador elevador 630 KVA	13.000,00	1,00	13.000,00	0,11	14.365,00	0,70
Minipala CAT	31.674,00	1,00	31.674,00	0,11	35.000,00	1,70
Estercolera	35.000,00	1,00	35.000,00	0,11	38.675,00	1,90
Movimiento de suelo	50.000,00	1,00	50.000,00	0,21	60.500,00	2,70
Total		**Total**	**1.859.696,00**	**257.065,00**	**2.116.760,00**	**100,00**

Tabla 4. Análisis de Rentabilidad del Biodigestor. En dólares

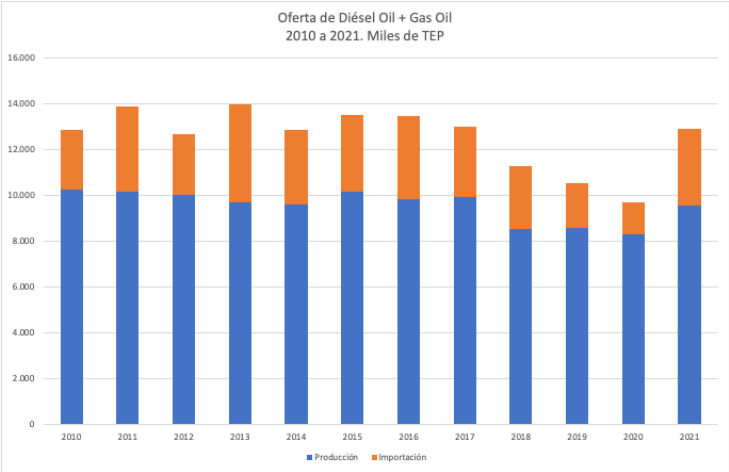
Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos										
Ingresos - Energía	352.625,35	705.250,69	705.250,69	705.250,69	705.250,69	705.250,69	705.250,69	705.250,69	705.250,69	705.250,69
Egresos										
Costos operativos	-31.751,40	-63.502,80	-63.502,80	-63.502,80	-63.502,80	-63.502,80	-63.502,80	-63.502,80	-63.502,80	-63.502,80
Costo Mano de obra	-93.832,88	-187.665,76	-187.665,76	-187.665,76	-187.665,76	-187.665,76	-187.665,76	-187.665,76	-187.665,76	-187.665,76
Subtotal	227.041,07	454.082,13	454.082,13	454.082,13	454.082,13	454.082,13	454.082,13	454.082,13	454.082,13	454.082,13
Préstamo	2.116.760,00									
Inversión Inicial	-2.116.760,00									
Flujo de fondos acumulado	227.041,07	681.123,20	1.135.205,33	1.589.287,46	2.043.369,59	2.497.451,72	2.951.533,85	3.405.615,98	3.859.698,11	4.313.780,24

Referencias: toma de valor del tipo de cambio nominal $/U$S170. Cotización valorada al 18-11-2022 (Banco Central de la República Argentina, 2022). El precio de la energía se tomó del promedio de las rondas RenovAr adjudicadas para biogás: U$S159,7 por MWh (Ministerio de Energía y Minería de la Nación, 2022). No se incluyó el pago del Impuesto a las Ganancias por tener la posibilidad de tramitar el certificado de exención en Administración Federal de Ingresos Públicos (Administración Federal de Ingresos Públicos, 1973). Tasa de descuento para el cálculo del VAN 30%.
No se incluyó la materia prima, insumo del biodigestor, como costo de funcionamiento por compensarse con la producción de biofertilizantes entregados en canje a los productores agropecuarios.
Fuente: elaboración propia en base al proyecto COMESA (Biogás Argentina, 2017).

Oferta y demanda efectivas de Gas Oil, 2010 a 2021. Oferta potencial de BGL

La Figura 11 presenta la oferta de gasoil de Argentina, que está conformada por la producción local e importación, según el Balance Energético Nacional (BEN) publicado por la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2022c). En 2021, la producción de la categoría Diésel Oil + Gas Oil ascendió a 9.557 miles de TEP y las importaciones, a 3.372 miles de TEP, totalizando una oferta de 12.929 miles de TEP. Como promedio anual, entre 2010-2021 la producción se mantuvo en ese nivel, 9.555 miles de TEP, mientras que las importaciones fueron menores, 3.001 miles de TEP, con un nivel particularmente bajo en 2020, por la pandemia sanitaria de COVID-19. Cabe aclarar que las exportaciones del combustible no resultan significativas, por debajo del 2% de la producción (un promedio de 163 miles de TEP anuales).

Figura 11. Oferta argentina de Diésel Oil + Gas Oil

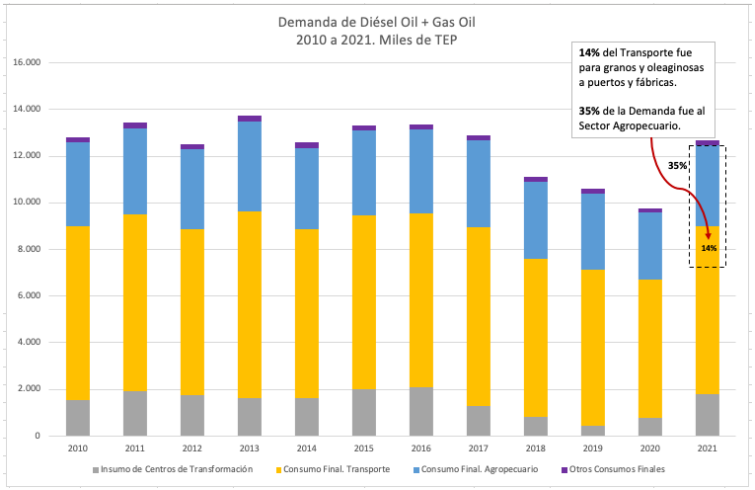


Fuente: elaboración propia a partir de BEN (Secretaría de Energía, 2022c).

Por otra parte, la demanda efectiva, construida a partir del consumo de este combustible, se compone del consumo final y el consumo de los centros de transformación, donde es insumo para generación de energía; el consumo final tiene como destinatarios el transporte, el sector agropecuario (incluyendo transporte del centro de producción al acopio, estimado en 2 km) y otros consumos finales. En la Figura 12 se presenta la información; 2021 ascendió a 12.697 miles de TEP, donde el transporte representa el 57%, 7.199 miles de TEP, y el sector agropecuario, el 27,5%, 3.491 miles de TEP (Secretaría de Energía, 2022). Como promedio anual, entre 2010 y 2021 el consumo total fue de 12.400 miles de TEP, destinados 7.215 al sector transporte y 3.498 al sector agropecuario, valores similares a los de 2021.

Para la campaña 2020/21 el consumo estimado de gasoil para el transporte de granos y oleaginosas desde el punto de acopio hasta puertos y fábricas, tanto por camión como por ferrocarril, fue de 1.130 millones de litros o 994,12 miles de TEP (D'Angelo & Terré, 2021). Este requerimiento representa el 14% del Consumo Final del Transporte. Si al transporte de larga distancia para la distribución de la cosecha le añadimos la demanda del sector para la producción (que incluye el transporte de corta distancia, del punto de producción al acopio, estimado en un promedio de 2 km), en 2021 representó 4.485 miles de TEP, es decir, un 35% de la demanda efectiva (todo el Consumo Final + insumos de los Centros de Transformación).

Figura 12. Demanda argentina de Diésel Oil + Gas Oil



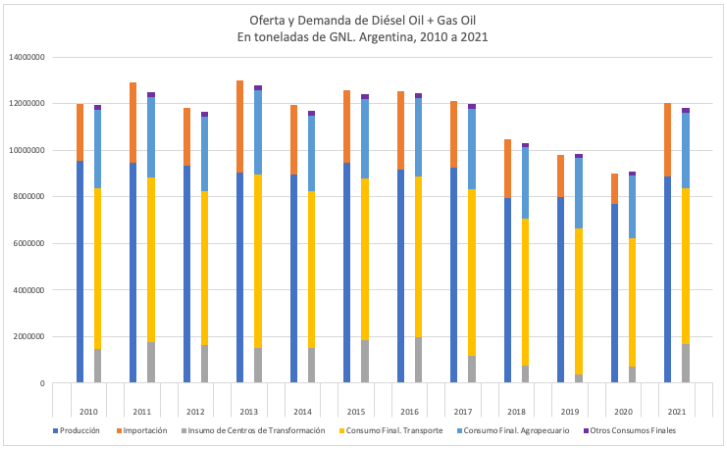
Fuente: elaboración propia a partir de BEN (Secretaría de Energía, 2022c).

En los campos argentinos, encontramos abundante disponibilidad de biomasa; Barreña y Knoll (2022) estimaron que a partir del aprovechamiento de rastrojos de maíz, trigo y soja más las excretas de ganado porcino y bovino para tambo, hay un potencial de producción de biogás que puede equilibrar la Balanza Comercial energética, contribuyendo al autoabastecimiento de Argentina y liberando la aplicación de divisas. Con remoción del 50% de los rastrojos de los cultivos mencionados y la recolección de excretas de la ganadería referida el potencial de producción de biogás promedio de los años 2014-2020 ascendería a 60 millones m^3 por día o 22 mil millones de m^3 por año (Figura 12). Esto equivale a 35 mil TEP/día o 12,7 millones TEP/año, lo que hubiera reducido las importaciones energéticas argentinas al 25% de lo que fueron en el período, en promedio (importaciones energéticas promedio 2014-2020: 16 millones TEP/año) (Barreña & Knoll, 2022).

Partiendo de la estimación referida de potencial de producción de biogás con aprovechamiento de residuos agropecuarios, calculamos el potencial de producción de bioGNL. Para una mejor comparación y análisis, convertimos la oferta local y demanda efectiva de Diésel Oil + Gas Oil de miles de TEP a toneladas de GNL y nos encontramos con que la producción argentina de gasoil, en promedio entre 2010 y 2021 equivalía a 8,9 millones de toneladas de GNL y las importaciones, a 2,8 millones de toneladas de GNL, por lo que 11,7 millones de toneladas de GNL abastecieron el mercado local. La demanda efectiva ascendió a 11,5 millones de toneladas de GNL en promedio, para el mismo período. En consecuencia, la producción de aproximadamente 3 millones de toneladas de BGL permitiría reemplazar las importaciones de gasoil; en la Figura 13 se presenta la información.

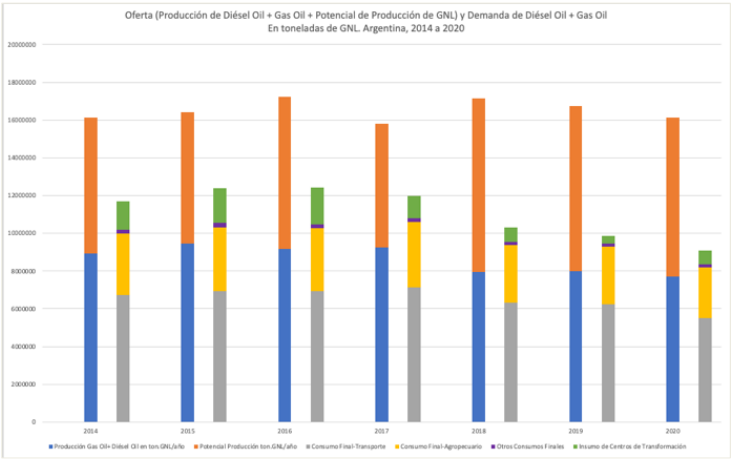
Operando con la Planta ZPTS y la estación de Cryobox-Bio estimamos que el biogás generado por el aprovechamiento del 50% de rastrojos de maíz, trigo y soja más las excretas de ganado porcino y bovino para tambo hubiera permitido producir 7,9 millones de toneladas de BGL, promedio calculado a partir de estimaciones del período 2014 a 2020 de Barreña y Knoll (2022). Estos niveles de bioGNL triplican las importaciones anuales de gasoil (expresadas en toneladas de GNL); en la Figura 14 observamos los datos referidos.

Figura 13. Oferta y Demanda argentina de Diésel Oil + Gas Oil en toneladas de GNL



Fuente: elaboración propia a partir de BEN (Secretaría de Energía, 2022c).

Figura 14. Oferta y Demanda argentina de Diésel Oil + Gas Oil, en toneladas de GNL

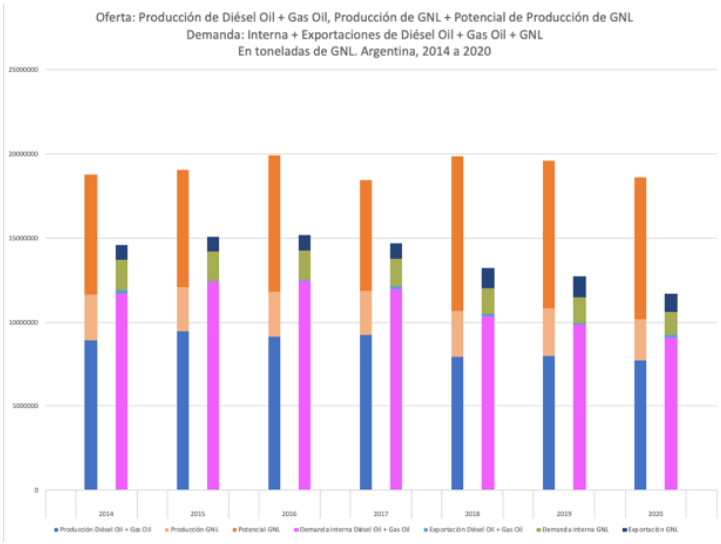


Fuente: elaboración y estimación propias a partir de BEN (Secretaría de Energía, 2022c), de estimaciones de biogás de Barreña y Knoll (2022) y Ficha Técnica de estación Cryobox-Bio (Galileo Technologies, 2022b).

Observamos que la biomasa de residuos disponible de solo parte de la producción agropecuaria, tiene un potencial de generación de opciones energéticas que pueden contribuir a la autonomía y diversificación de la matriz energética argentina con sustentabilidad, reducción de GEI (tanto por el uso de fuentes más limpias como por el tratamiento de residuos agropecuarios), liberando divisas por sustitución de importaciones.

El potencial estimado de producción de BGL podría triplicar la producción promedio de GNL de Argentina, observando que efectivizar ese potencial arrojaría un saldo exportable adicional de aproximadamente el 50% de la demanda total actual de gasoil y gas licuado (doméstica más extranjera). Podemos observarlo en la Figura 15.

Figura 15. Oferta y Demanda (doméstica + exportaciones) de Diésel Oil + Gas Oil + GNL, de Argentina, en toneladas de GNL



Referencias: composición Demanda interna de Diésel Oil + Gas Oil: insumo de Centros de Transformación, Consumo Final-Agropecuario, Consumo Final-Transporte, Otros Consumos Finales.

Composición Demanda Interna de Gas Licuado: Consumo Final-Residencial, Consumo Final-Comercial y Público, Consumo Final-Agropecuario, Consumo Final-Industria.

Fuente: elaboración y estimación propias a partir de BEN (Secretaría de Energía, 2022c), y de estimaciones de biogás de Barreña y Knoll (2022) y Ficha Técnica de estación Cryobox-Bio (Galileo Technologies, 2022b).

El ahorro económico: la reducción del costo en combustibles

Los vehículos propulsados a gas natural tienen el doble beneficio, comparados con los propulsados a diésel o nafta, el combustible utilizado es más económico y la emisión de gases contaminantes (GEI y otros) es menor. Si, adicionalmente, el gas proviene de biogás, la reducción de las emisiones puede ser total.

Un camión propulsado a GNL requiere de 20 a 28 kg/100 km, dependiendo de la marca, el tipo de terreno recorrido, la velocidad y la carga que traccione. Los Volvo son los más económicos, al consumir entre 20 y 23 kg/100 km; le siguen los Scania, necesitando de 23 a 25 kg/100 km; por último, en el caso de IVECO, el mismo modelo requiere entre casi 23 y 28 kg/100 km[††].

Un camión de motor Diésel consume entre 30 y 40 litros de gasoil cada 100 km (Gesruta, 2022) y el 6% de ese consumo de combustible, en urea, lo que representa 2 litros de urea cada 100 km (Carlos Andretich, 2016). El ahorro en combustible alcanzado por un camión propulsado a GNL oscila entre el 34% en un recorrido de 500 km y el 41% en un recorrido de 1.100 km (Galileo Technologies, 2022a)[‡‡]; además, el requerimiento de urea de los gasoleros, en los vehículos propulsados a GNL se hace cero.

Para calcular el ahorro de combustible se estimó la cantidad de gasoil y urea utilizada diariamente por los camiones con Motor Diésel para recorridos de 1.000 km, se valorizó ese costo, y se estimó el ahorro en la reducción del 40% del gasoil y del 100% de la urea. El precio del combustible se calculó a partir del promedio del precio del Gasoil Grado 3 informado para todo el país y todas las marcas por la Secretaría de Energía, ascendiendo a $217,28 al 9-10-2022 (Argentina.gob.ar, 2022). Para la urea líquida se consideró el precio de Urea Líquida Automotriz Redoxblue por 1.000 litros, siendo de $142,05 por litro al 11-10-2022 (Mercado Libre, 2022). Los resultados obtenidos se informan en la Tabla 5 y 6; el ahorro asciende a $33.402 diarios, $734.851 mensuales y $8.818.211 anuales, por unidad móvil.

[††] Ver Anexo 1 para mayor detalle de modelo y consumo.

[‡‡] Ver Anexo 1 para detalle de ahorro.

Tabla 5. Consumo, costos y ahorro estimados por vehículo. En litros y pesos

Periodos - Recorrido de 1.000 km diarios	Consumo gasoil mínimo (30 litros/100km) Litros	Costo gasoil mínimo Pesos	Consumo gasoil máximo (40 litros/100 km) Litros	Costo gasoil máximo Pesos	Costo gasoil promedio Pesos	Costo estimado del combustible del camión propulsado a GNL Pesos	Ahorro estimado de combustible por GNL Pesos
Diario	300	65.184	400	86.912	76.048	45.629	30.419
Mensual (22 días)	6.600	1.434.048	8.800	1.912.064	1.673.056	1.003.834	669.222
Anual (12 meses)	79.200	17.208.576	105.600	22.944.768	20.076.672	12.046.003	8.030.669

Periodos - Recorrido de 1.000 km diarios	Consumo urea mínimo Litros	Costo urea mínimo Pesos	Consumo urea máximo Litros	Costo urea máximo Pesos	Costo urea promedio Pesos	Ahorro (40% gasoil + 100% urea) Pesos
Diario	18	2.557	24	3.409	2.983	33.402
Mensual (22 días)	396	56.253	528	75.004	65.628	734.851
Anual (12 meses)	4.752	675.036	6.336	900.048	787.542	8.818.211

Fuente: elaboración propia.

Tabla 6. Consumo, costos y ahorro estimados por vehículo. En litros y dólares

Periodos - Recorrido de 1.000 km diarios	Consumo gasoil mínimo (30 litros/100km) Litros	Costo gasoil mínimo Dólares	Consumo gasoil máximo (40 litros/100 km) Litros	Costo gasoil máximo Dólares	Costo gasoil promedio Dólares	Costo estimado del combustible del camión propulsado a GNL Dólares	Ahorro estimado de combustible por GNL Dólares
Diario	300	383	400	511	447	268	179
Mensual (22 días)	6.600	8.436	8.800	11.247	9.842	5.905	3.937
Anual (12 meses)	79.200	101.227	105.600	134.969	118.098	70.859	47.239

Periodos - Recorrido de 1.000 km diarios	Consumo urea mínimo Litros	Costo urea mínimo Dólares	Consumo urea máximo Litros	Costo urea máximo Dólares	Costo urea promedio Dólares	Ahorro (40% gasoil + 100% urea) Dólares
Diario	18	15	24	20	18	196
Mensual (22 días)	396	331	528	441	386	4.323
Anual (12 meses)	4.752	3.971	6.336	5.294	4.633	51.872

Fuente: elaboración propia. Tipo de cambio: $170 por USD, cotización valorada al 18-1-2022 (Banco Central de la República Argentina, 2022).

Propuesta 2.1. Generación de BioGNL a escala menor

En esta propuesta, la inversión requerida es:

- 8 biodigestores: 8,5 millones USD.
- 1 Cryobox-Bio con la Planta ZPTS de Galileo Technologies: U$S 6 millones.
- 30 camiones: 7 millones USD.
- Total: 21,5 millones USD.

En cuanto a la capacidad de producción resultante, cada instalación (compuesta de dos biodigestores domo) produce 6.368 m^3/día o 265,33 m^3/hora, lo que equivale a 240 Nm^3/hora[§§]. Las 4 instalaciones (con 8 biodigestores) generan entonces 960 Nm^3/hora de biogás. El equipo Cryobox-Bio alimentado con este caudal puede generar 384 kg/hora de bioGNL, 9.216 kg/día o 9,2 toneladas/día, alcanzando una producción de 3.364 toneladas/año de bioGNL.

Consideraremos que un camión propulsado a GNL utiliza 28 kg/día cada 100 km de recorrido, lo que resulta prudente, dado que es el requerimiento más elevado entre los registros relevados. De esta forma, la capacidad de producción proyectada puede alimentar 33 camiones diariamente, para un recorrido de 1.000 km. Cotizaremos la adquisición de 30 unidades nuevas al precio promedio de 215.000 USD más el costo de patentamiento estimado en el 8%, lo que totaliza los 232.200 USD por unidad 0 Km, ascendiendo la inversión total a 7 millones USD.

En la Tabla 7 se presenta el flujo de fondos estimado para la producción de biogás, bioGNL y conversión de la flota de transporte de carga a vehículos a propulsión a bioGNL. La vida útil de equipo se estima en 30 años.

La estimación correspondiente al valor del BGL fue obtenida a partir de valorizar las cantidades producidas al precio pagado por el GNL importado por Argentina en el período abril-septiembre de 2022, de 28,9 USD por MMBtu (Secretaría de Energía, 2022). Ese valor no fue tenido en consideración en el análisis de rentabilidad. Por el contrario, se tomó como ingreso por la elaboración de biogás licuado el gasto estimado en combustibles y como ingreso de la flota de transporte a larga distancia el ahorro estimado por el cambio de gasoil a bioGNL.

[§§] La estimación de 240 Nm^3/hora surgió del promedio obtenido de convertir los m^3 a m^3 normalizados en diferentes condiciones; a saber: 1) temperatura 25°, presión 1 y humedad 40% 265,33 m^3/hora equivalen a 236,9 Nm^3/hora. 2) temperatura 20°, presión 1 y humedad 40% 265,33 m^3/hora equivalen a 242,0 Nm^3/hora (ID TURBO, 2022).

Para operar el biodigestor se requiere la mano de obra y profesional correspondiente a 4 instalaciones, habiéndose estimado para cada una, 3 peones rurales en forma permanente (3 turnos diarios) y 200 horas profesionales mensuales. La generación de bioGNL es monitoreada por el servicio SCADA brindado por Galileo Technologies, cuyo costo anual se estimó en el 1,5% de la inversión en el equipo Cryobox-Bio. En cuanto a los costos operativos anuales, se estimaron en el 3% de la inversión de cada proyecto, esto es, los biodigestores y los compresores de gas a BGL.

En el caso de la flota de vehículos para transporte de carga, se estimó el ahorro por el cambio de combustible, considerando el menor requerimiento de GNL respecto de gasoil y el no uso de urea. En este proyecto en particular, no fueron estimados costos laborales ni operativos específicos, suponiéndose indiferentes al combustible utilizado; solo se imputaron el ahorro por el cambio de gasoil a GNL y los servicios financieros.

Para financiar la inversión se tomó como supuesto la obtención de un préstamo a pagar en 15 años, con tres años de gracia, lo que significa que la primera devolución del principal se efectúa en el año cinco. La tasa nominal anual se estimó en el 7,25%[***].

Tabla 7. Análisis de rentabilidad de la Propuesta 2.1, en dólares

Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos															
Valor del GNL	2.394.302.737,90	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80
Egresos por Biogás															
Costos operativos	-127.005,60	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20
Costos mano de obra	-375.331,53	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06
Servicios Financieros	-613.860,40	-613.860,40	-613.860,40	-613.860,40	-572.936,37	-532.012,35	-491.088,32	-450.164,29	-409.240,27	-368.316,24	-327.392,21	-286.468,19	-245.544,16	-204.620,13	-163.696,11
Total Egresos Biogás	-1.116.197,53	-1.618.534,66	-1.618.534,66	-1.618.534,66	-1.577.610,63	-1.536.686,60	-1.495.762,58	-1.454.838,55	-1.413.914,52	-1.372.990,50	-1.332.066,47	-1.291.142,44	-1.250.218,42	-1.209.294,39	-1.168.370,36
Préstamo Biogás	8.467.040,00														
Ingresos por GNL	1.062.885,00	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00
Egresos por GNL															
Costos operativos	-90.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00
Costos SCADA	-45.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00
Servicios Financieros	-435.000,00	-435.000,00	-435.000,00	-435.000,00	-406.000,00	-377.000,00	-348.000,00	-319.000,00	-290.000,00	-261.000,00	-232.000,00	-203.000,00	-174.000,00	-145.000,00	-116.000,00
Total Egresos GNL	-570.000,00	-705.000,00	-705.000,00	-705.000,00	-676.000,00	-647.000,00	-618.000,00	-589.000,00	-560.000,00	-531.000,00	-502.000,00	-473.000,00	-444.000,00	-415.000,00	-386.000,00
Préstamo GNL	6.000.000,00														
Egresos por Camiones - Combustible GNL	-1.062.885,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00
Ingresos por NO uso - Gasoil + Urea	1.840.965,00	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00
Ahorro en reducción de combustible + urea	778.080,00	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00
Servicios Financieros	-507.500,00	-507.500,00	-507.500,00	-507.500,00	-473.666,67	-439.833,33	-406.000,00	-372.166,67	-338.333,33	-304.500,00	-270.666,67	-236.833,33	-203.000,00	-169.166,67	-135.333,33
Egresos Camiones	-1.570.385,00	-2.633.270,00	-2.633.270,00	-2.633.270,00	-2.599.436,67	-2.565.603,33	-2.531.770,00	-2.497.936,67	-2.464.103,33	-2.430.270,00	-2.396.436,67	-2.362.603,33	-2.328.770,00	-2.294.936,67	-2.261.103,33
Préstamo Flota de 30 camiones	7.000.000,00														
Subtotal: ingresos - egresos	-352.732,53	850.895,34	850.895,34	850.895,34	954.652,70	1.058.410,06	1.162.167,42	1.265.924,78	1.369.682,14	1.473.439,50	1.577.196,86	1.680.954,22	1.784.711,58	1.888.468,94	1.992.226,30
Inversión Inicial	-21.467.040,00														
Devolución Préstamos					-1.431.136,00	-1.431.136,00	-1.431.136,00	-1.431.136,00	-1.431.136,00	-1.431.136,00	-1.431.136,00	-1.431.136,00	-1.431.136,00	-1.431.136,00	-1.431.136,00
Flujo de fondos acumulado	-352.732,53	498.162,81	1.349.058,16	2.199.953,50	1.723.470,20	1.350.744,26	1.081.775,68	916.564,47	855.110,61	897.414,11	1.043.474,97	1.293.293,19	1.646.868,78	2.104.201,72	2.665.292,02

Años	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Ingresos															
Valor del GNL	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80	4.788.605.475,80
Egresos por Biogás															
Costos operativos	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20	-254.011,20
Costos mano de obra	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06	-750.663,06
Servicios Financieros	-122.772,08	-81.848,05	-40.924,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Egresos Biogás	-1.127.446,34	-1.086.522,31	-1.045.598,28	-1.004.674,26	-1.004.674,26	-1.004.674,26	-1.004.674,26	-1.004.674,26	-1.004.674,26	-1.004.674,26	-1.004.674,26	-1.004.674,26	-1.004.674,26	-1.004.674,26	-1.004.674,26
Préstamo Biogás															
Ingresos por GNL	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00	2.125.770,00
Egresos por GNL															
Costos operativos	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00
Costos SCADA	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00
Servicios Financieros	-87.000,00	-58.000,00	-29.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Egresos GNL	-357.000,00	-328.000,00	-299.000,00	-270.000,00	-270.000,00	-270.000,00	-270.000,00	-270.000,00	-270.000,00	-270.000,00	-270.000,00	-270.000,00	-270.000,00	-270.000,00	-270.000,00
Préstamo GNL															
Egresos por Camiones - Combustible GNL	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00
Ingresos por NO uso - Gasoil + Urea	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00	3.681.930,00
Ahorro en reducción de combustible + urea	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00	1.556.160,00
Servicios Financieros	-101.500,00	-67.666,67	-33.833,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Egresos Camiones	-2.227.270,00	-2.193.436,67	-2.159.603,33	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00	-2.125.770,00
Préstamo Flota de 30 camiones															
Subtotal: ingresos - egresos	2.095.983,66	2.199.741,02	2.303.498,38	2.407.255,74	2.407.255,74	2.407.255,74	2.407.255,74	2.407.255,74	2.407.255,74	2.407.255,74	2.407.255,74	2.407.255,74	2.407.255,74	2.407.255,74	2.407.255,74
Inversión Inicial															
Devolución Préstamos	-1.431.136,00	-1.431.136,00	-1.431.136,00	-1.431.136,00											
Flujo de fondos acumulado	3.330.139,68	4.098.744,70	4.971.107,09	5.947.226,83	8.354.482,57	10.761.738,31	13.168.994,06	15.576.249,80	17.983.505,54	20.390.761,28	22.798.017,02	25.205.272,77	27.612.528,51	30.019.784,25	32.427.039,99

Referencias: toma de valor del tipo de cambio nominal $/170 USD. Cotización valorada al 18-11-2022 (Banco Central de la República Argentina, 2022). No se incluyó el pago del Impuesto a las Ganancias por tener la posibilidad de tramitar el certificado de exención en Administración Federal de Ingresos Públicos (1973). Tasa de descuento para el cálculo del VAN 30%.

Fuente: elaboración propia.

Propuesta 2.2. Generación de BioGNL a escala mayor

En esta propuesta, la inversión requerida es:

- 10 biodigestores: 10,6 millones USD.
- 1 Cryobox-Bio con la Planta ZPTS de Galileo Technologies: 6 millones USD.
- 40 camiones: 9,3 millones USD.
- Total: 25,9 millones USD.

[***] Corresponde a la tasa obtenida por Pan American Energy por la emisión de Obligaciones Negociables en julio de 2022 (Pan American Energy, 2022).

En cuanto a la capacidad de producción resultante, retomando la capacidad productiva referida para cada instalación de dos biodigestores domo, equivalente a 240 Nm^3/hora), las 5 instalaciones (con 10 biodigestores) generan entonces 1.200 Nm^3/hora de biogás. El equipo Cryobox-Bio alimentado con este caudal puede generar 480 kg/hora de GNL, 11.520 kg/día o 11,5 toneladas/día, alcanzando una producción de 4.205 toneladas/año de GNL.

Como en esta propuesta la capacidad de producción puede alimentar 41 camiones para un recorrido de 1.000 km diarios, se cotiza la adquisición de 40 unidades nuevas, al precio considerado en la Propuesta 2.1., con una inversión en vehículos de 9,3 millones USD.

En la Tabla 8 se presenta el flujo de fondos estimado para la producción de Biogás, GNL y flota de transporte de carga a propulsión a GNL. La vida útil de equipo se estima en 30 años. Se realizaron los mismos supuestos que en la Propuesta 2.1. respecto del valor del GNL, el ingreso por la elaboración de biogás licuado e ingreso de la flota de transporte por el cambio de combustible.

Para operar el biodigestor se requiere la mano de obra y profesional para 5 instalaciones, según se indicó en la Propuesta 2.1. La generación de GNL es monitoreada por el servicio SCADA brindado por Galileo Technologies, cuyo costo anual se estimó en el 1,5% de la inversión en el equipo Cryobox-Bio. Se hicieron los mismos supuestos que en la Propuesta 2.1 respecto de los costos operativos anuales. También respecto del cálculo del ahorro de la flota de vehículos, sus costos laborales, operativos y las condiciones de financiamiento.

Tabla 8. Análisis de rentabilidad de la Propuesta 2.2, en dólares

Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos															
Valor del GNL	2.992.878.422,38	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76
Egresos por Biogás															
Costos operativos	-158.757,00	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00
Costos mano de obra	-469.164,41	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82
Servicios Financieros	-767.325,50	-767.325,50	-767.325,50	-767.325,50	-716.170,47	-665.015,43	-613.860,40	-562.705,37	-511.550,33	-460.395,30	-409.240,27	-358.085,23	-306.930,20	-255.775,17	-204.620,13
Egresos Biogás	-1.395.246,91	-2.023.168,32	-2.023.168,32	-2.023.168,32	-1.972.013,29	-1.920.858,26	-1.869.703,22	-1.818.548,19	-1.767.393,16	-1.716.238,12	-1.665.083,09	-1.613.928,06	-1.562.773,02	-1.511.617,99	-1.460.462,96
Préstamo Biogás	10.583.800,00														
Ingresos por GNL	1.417.180,00	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00
Egresos por GNL															
Costos operativos	-90.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00
Costos SCADA	-45.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00
Servicios Financieros	-435.000,00	-435.000,00	-435.000,00	-435.000,00	-406.000,00	-377.000,00	-348.000,00	-319.000,00	-290.000,00	-261.000,00	-232.000,00	-203.000,00	-174.000,00	-145.000,00	-116.000,00
Egresos GNL	-570.000,00	-705.000,00	-705.000,00	-705.000,00	-676.000,00	-647.000,00	-618.000,00	-589.000,00	-560.000,00	-531.000,00	-502.000,00	-473.000,00	-444.000,00	-415.000,00	-386.000,00
Préstamo GNL	6.000.000,00														
Egresos por Camiones - Combustible GNL	-1.417.180,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00
Ingresos por NO uso - Gasoil + Urea	2.454.620,00	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00
Ahorro en reducción de combustible + urea	1.037.440,00	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00
Servicios Financieros	-674.250,00	-674.250,00	-674.250,00	-674.250,00	-629.300,00	-584.350,00	-539.400,00	-494.450,00	-449.500,00	-404.550,00	-359.600,00	-314.650,00	-269.700,00	-224.750,00	-179.800,00
Egresos Camiones	-2.091.430,00	-3.508.610,00	-3.508.610,00	-3.508.610,00	-3.463.660,00	-3.418.710,00	-3.373.760,00	-3.328.810,00	-3.283.860,00	-3.238.910,00	-3.193.960,00	-3.149.010,00	-3.104.060,00	-3.059.110,00	-3.014.160,00
Préstamo Flota de 40 camiones	9.300.000,00														
Subtotal: ingresos - egresos	-184.876,91	1.506.821,68	1.506.821,68	1.506.821,68	1.631.926,71	1.757.031,74	1.882.136,78	2.007.241,81	2.132.346,84	2.257.451,88	2.382.556,91	2.507.661,94	2.632.766,98	2.757.872,01	2.882.977,04
Inversión Inicial	-25.883.800,00														
Devolución Préstamos					-1.725.586,67	-1.725.586,67	-1.725.586,67	-1.725.586,67	-1.725.586,67	-1.725.586,67	-1.725.586,67	-1.725.586,67	-1.725.586,67	-1.725.586,67	-1.725.586,67
Flujo de fondos acumulado	-184.876,91	1.321.944,77	2.828.766,44	4.335.588,12	4.241.928,17	4.273.373,24	4.429.923,35	4.711.578,50	5.118.338,68	5.650.203,89	6.307.174,13	7.089.249,41	7.996.429,72	9.028.715,06	10.186.105,44

Años	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Ingresos															
Valor del GNL	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76	5.985.756.844,76
Egresos por Biogás															
Costos operativos	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00	-317.514,00
Costos mano de obra	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82	-938.328,82
Servicios Financieros	-153.465,10	-102.310,07	-51.155,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Egresos Biogás	-1.409.307,92	-1.358.152,89	-1.306.997,86	-1.255.842,82	-1.255.842,82	-1.255.842,82	-1.255.842,82	-1.255.842,82	-1.255.842,82	-1.255.842,82	-1.255.842,82	-1.255.842,82	-1.255.842,82	-1.255.842,82	-1.255.842,82
Préstamo Biogás															
Ingresos por GNL	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00	2.834.360,00
Egresos por GNL															
Costos operativos	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00	-180.000,00
Costos SCADA	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00	-90.000,00
Servicios Financieros	-87.000,00	-58.000,00	-29.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Egresos GNL	-357.000,00	-328.000,00	-299.000,00	-270.000,00	-270.000,00	-270.000,00	-270.000,00	-270.000,00	-270.000,00	-270.000,00	-270.000,00	-270.000,00	-270.000,00	-270.000,00	-270.000,00
Préstamo GNL															
Egresos por Camiones - Combustible GNL	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00
Ingresos por NO uso - Gasoil + Urea	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00	4.909.240,00
Ahorro en reducción de combustible + urea	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00	2.074.880,00
Servicios Financieros	-134.850,00	-89.900,00	-44.950,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Egresos Camiones	-2.969.210,00	-2.924.260,00	-2.879.310,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00	-2.834.360,00
Préstamo Flota de 40 camiones															
Subtotal: ingresos - egresos	3.008.082,08	3.133.187,11	3.258.292,14	3.383.397,18	3.383.397,18	3.383.397,18	3.383.397,18	3.383.397,18	3.383.397,18	3.383.397,18	3.383.397,18	3.383.397,18	3.383.397,18	3.383.397,18	3.383.397,18
Inversión Inicial															
Devolución Préstamos	-1.725.586,67	-1.725.586,67	-1.725.586,67	-1.725.586,67											
Flujo de fondos acumulado	11.468.600,85	12.876.201,30	14.408.906,78	16.066.717,29	19.450.114,46	22.833.511,64	26.216.908,82	29.600.306,00	32.983.703,17	36.367.100,35	39.750.497,53	43.133.894,71	46.517.291,89	49.900.689,06	53.284.086,24

Referencias: toma de valor del tipo de cambio nominal $/170 USD. Cotización valorada al 18-11-2022 (Banco Central de la República Argentina, 2022). No se incluyó el pago del Impuesto a las Ganancias por tener la posibilidad de tramitar el certificado de exención en Administración Federal de Ingresos Públicos (1973). Tasa de descuento para el cálculo del VAN 30%.

Fuente: elaboración propia.

4. Resultados

Resultado del análisis de rentabilidad del Biodigestor de Mediana Escala

El Valor Actual Neto (VAN) del flujo de fondos a diez años es positivo, de 3.345.926 USD, lo que indica la viabilidad del proyecto, dado que, en valores actuales, el flujo de ingresos menos egresos, restando luego la inversión inicial, refleja ganancias. La Tasa Interna de Retorno (TIR) fue estimada en el 15%

de la inversión para el período indicado, es decir, de diez años. Cuando extendemos el plazo a 15 años, el VAN es 3.426.149 USD y la TIR asciende a 18%, subiendo nuevamente a 3.447.756 USD y al 19%, respectivamente, para 20 años. La vida útil de la obra se estima en 30 años.

Se presenta en este caso la posibilidad de que esta propuesta encuadre en el Programa de Servicios Agrícolas Provinciales (PROSAP) (Programa de servicios agrícolas provinciales, 2022) del Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca de la Nación. Este programa implementa proyectos de inversión pública social y ambientalmente sustentables a nivel provincial y nacional. En el ámbito de la inversión privada, permite financiar iniciativas que impulsan la competitividad de los pequeños y medianos productores agropecuarios y de las micro, pequeñas y medianas empresas - MIPyMEs agroindustriales y de servicios. Realiza este financiamiento a través de fondos de Aportes No Reembolsables (ANR) para la incorporación de tecnologías y procesos dirigidos a la Gestión Sustentable de Recursos y Residuos Agropecuarios y a la Generación de Energías Renovables y Eficiencia Energética, aplicables en la explotación y la industrialización agropecuaria.

Resultado del análisis de la oferta y demanda efectiva de gasoil y el potencial de producción de bioGNL con desechos agropecuarios

Estimamos un potencial de producción de BGL a partir de desechos agrícolas de 7,9 millones de toneladas, lo que permitiría eliminar las importaciones de gasoil que en la última década equivalieron a 2,8 millones de toneladas de GNL, en promedio. Este potencial de producción podría casi duplicar la producción argentina de GNL promedio de esos años.

Resultado de la estimación de reducción en los costos de combustible

Estimamos que un camión propulsado a GNL ahorra 196 USD diarios, 4.323 USD mensuales y 51.872 USD anuales debido al cambio de combustible y el no requerimiento de urea, cuando es utilizado en recorridos de 1.000 km diarios durante 22 días al mes.

Resultado del análisis de rentabilidad del compresor de BGL

En la Propuesta 2.1., partiendo de una inversión inicial de 21,5 millones USD, el VAN del flujo de fondos a 30 años es positivo, de 23.888.918 USD, lo que indica la viabilidad del proyecto, dado que en valores actuales, el flujo de ingresos menos egresos, restando luego la inversión inicial y el pago del crédito y los servicios financieros, refleja ganancias. Con las condiciones del financiamiento consideradas en la propuesta, el saldo anual es negativo solo en el año uno. La TIR fue estimada en el 6% de la inversión para el período de 30 años, el plazo estimado para la vida útil. El tiempo de recupero de la inversión es de 26 años.

En la Propuesta 2.2., partiendo de una inversión inicial de 25,9 millones USD, el VAN del flujo de fondos a 30 años es positivo, de 30.221.273 USD, lo que indica la viabilidad del proyecto, dado que en valores actuales, el flujo de ingresos menos egresos, restando luego la inversión inicial y el pago del crédito y los servicios financieros, refleja ganancias. Con las condiciones del financiamiento consideradas en la propuesta, el saldo anual es negativo solo en el año uno. La TIR fue estimada en el 7% de la inversión para el período de 30 años, el plazo estimado para la vida útil. El tiempo de recuperación de la inversión es de 22 años.

5. Conclusiones

La oportunidad del aprovechamiento de residuos de origen agropecuario para aplicar a la generación de biogás y biofertilizante se encuadra tanto en la necesidad de autoabastecimiento energético del país, como en la ventaja derivada de la sustitución de importaciones (energéticas y de insumos agropecuarios), a la par de lo referente al agregado de valor y empleo en el ámbito rural, contribuyendo al crecimiento y desarrollo sostenible. En este sentido, Argentina se ha comprometido internacionalmente con la Agenda 2030 de las Naciones Unidas, debiendo hacer su contribución para dar una solución al problema del cambio climático.

En 2021 se redujo el corte obligatorio de gasoil o diésel-oil con biocombustibles al 5%, dejando abierta la oportunidad para disminuirlo hasta el 3% por razones económicas (precio o escasez del biodiésel). Esto iba en detrimento del cumplimiento de los compromisos internacionales asumidos por el país

en materia ambiental. En este sentido, el desarrollo de proyectos como los propuestos contribuye a acercarse al cumplimiento de las metas acordadas.

En junio de 2022, se revirtió la medida; por medio de la Resolución 438 (Secretaría de Energía, 2022b), la Secretaría de Energía de la Nación vuelve a extender el corte de biodiésel obligatorio al 7,5% (2,5 p.p.) en forma permanente y por el Decreto 330 del Poder Ejecutivo Nacional (Poder Ejecutivo Nacional, 2022), otros 5 p.p. por el término de 60 días, resultando en un corte total para el gasoil del 12,5% con biodiésel; en septiembre fue prorrogado otros 60 días el Régimen de Corte Transitorio Adicional de Biodiésel (Cotab) (Secretaría de Energía, 2022). La decisión permitió simultáneamente, incrementar el abastecimiento de gasoil, favoreciendo al sector agrario.

En 2022, la transformación de residuos en energía se vio realzada por la incertidumbre del contexto internacional, donde se impuso la preocupación generada por el conflicto entre Rusia y Ucrania. Adicionalmente, Rusia es uno de los tres principales productores y proveedores mundiales de fertilizantes, junto a Canadá y China (Agrofy News, 2021); por su parte, en marzo de 2022 Ucrania prohibió estas exportaciones, buscando preservar su producción de alimentos (La Nación, 2022). Finalmente, el precio del agroinsumo se posicionó en niveles récord (López Calvo, 2022).

Respecto de los biodigestores, cabe indicar que como alternativa al residuo de cosecha, también pueden ser alimentados con silaje de maíz o sorgo, por ejemplo, cuando ya no esté en condiciones de utilizarse como alimento para el ganado.

En la Propuesta 1, la venta de energía representaría un beneficio para la cooperativa de productores agropecuarios, dando un ingreso adicional a sus integrantes, sumándose al canje de residuos por biofertilizante. Como alternativa, se le puede brindar a los socios la opción de canjear otros insumos comercializados por la cooperativa, en lugar del digestato. Entendemos que las cooperativas de productores agropecuarios de mayor envergadura podrían financiar este tipo de proyectos de inversión, independientemente de la posibilidad de costearlo gestionando el acceso al PROSAP.

Un problema referido actualmente por especialistas del sector es el deterioro precoz de los motores, cuando la conversión no se hizo de forma adecuada; los motores averiados requieren ser separados del proceso productivo, elevando los costos de mantenimiento contemplados originalmente, a sabiendas de que la tecnología hasta el momento es totalmente importada. En este caso, es importante contemplar que, si la conversión de biogás a energía resulta muy costosa, de manera que los motores consumen cantidades mayores a las que generan, la propuesta podría volverse inviable.

A partir de la construcción del flujo financiero del proyecto de inversión de generación de biogás a mediana escala, derivándolo al SIN (Propuesta 1) y del cálculo de rentabilidad, se pudo establecer el VAN y la TIR, para constatar su viabilidad financiera. La propuesta evaluada resultó viable, con un tiempo de recupero de la inversión de 6 años, permitiendo el aprovechamiento moderno de la biomasa y la transformación de pasivos ambientales en valor agregado y empleo, de manera sustentable, mostrando respeto hacia las generaciones futuras.

En el caso de la generación de BGL a partir de escalar el biogás obtenido con desechos agropecuarios (Propuesta 2), para sustituir gasoil en el transporte de carga de productos agropecuarios, a larga distancia, se construyó el flujo financiero y se realizó el cálculo de rentabilidad en dos escalas (Propuesta 2.1. y 2.2.) resultando viables los proyectos, con un tiempo de recupero de la inversión de 26 en la escala menor y de 22 años en la mayor.

La posibilidad de hacer más sustentable la distribución de la producción agropecuaria contribuiría no solo a solucionar el problema recurrente de faltante de gasoil para el procesamiento de las cosechas y su traslado, sino también a la mitigación de los efectos del cambio climático y el cumplimiento de los compromisos internacionales ya asumidos por el país.

6. Referencias bibliográficas

16valvulas (3-10-2020). Comienzo exitoso: IVECO concretó la venta de 100 Stralis NP a GNC en Argentina. Obtenido de: https://www.16valvulas.com.ar/ Consultado el 20 de noviembre 2022.

ACARA (7-10-2022). Guía Oficial de Precios/Camiones. Obtenido de: https://www.acara.org.ar/guia-oficial-de-precios.php?tipo=CAMIONES Consultado el 07 de octubre 2022.

Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP). (27-12-1973). Artículo 20-Exenciones Ley de Impuesto a las Ganancias. Obtenido de: http://servicios.infoleg.gob.ar/ Consultado el 20 de noviembre 2022.

AGENDAR. (18-01-2019). Ya circulan en Argentina camiones que usan un nuevo combustible: GNL. Obtenido de: https://agendarweb.com.ar/ Consultado el 20 de noviembre 2022.

Agrofy News. (22-06-2021). Fertilizantes: cómo se distribuye el mercado mundial y quiénes son los principales demandantes. Una radiografía del sector; insumos nitrogenados, fosforados y potásicos, los más utilizados. Obtenido de: https://news.agrofy.com.ar/ Consultado el 10 de septiembre de 2022.

Argentina-Camiones.com (5-10-2022). Anuncios de vehículos pesados. Obtenido de: https://www.argentina-camiones.com/ Consultado el 20 de noviembre 2022.

Argentina.gob.ar (24-10-2022). Evaluarán las emisiones de gases en el transporte de carga. Obtenido de: https://www.argentina.gob.ar/noticias/evaluaran-las-emisiones-de-gases-en-el-transporte-de-carga

Argentina.gob.ar (11-10-2022). Precios en surtidor. Obtenido de: https://www.argentina.gob.ar/aplicaciones/precios-en-surtidor

Argentina.gob.ar (12-11-2021). Resolución 432/2021. Obtenido de: https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-432-2021-356702

Barreña, M., & Knoll, P. (2022). Transformación de desechos en energía. ¿Cuánto hacemos y cuánto se puede lograr? VII Congreso Latinoamericano de Historia Económica (CLADHE). Lima, 2-4 marzo 2022.

Banco Central de la República Argentin.a (1-12-2022). Principales Variables. Obtenido de: https://www.bcra.gob.ar/PublicacionesEstadisticas/Principales_variables.asp Consultado el 01 de diciembre 2022.

Bioenergía Yanquetruz. (10-04-2022). Obtenido de: http://tecnoredenergia.com.ar/yanque.html Consultado el 10 de abril 2022.

Biogás Argentina. (2017). Establecimiento Bioenergético "Feedlot COMESA". Transformando Pasivos Ambientales en Activos Energéticos. UBA emprende. incUBAagro.

Carlos Andretich (30-09-2016). Solución de úrea, la tecnología SCR. Obtenido de https://carlosandretich.com/solucion-de-urea-y-la-tecnologia-scr/ Consultado el 20 de noviembre 2022.

Cámara del Comercio Automotor (CCA). (5-10-2022). Precios Camiones octubre 2022. Obtenido de: https://cca.org.ar/

Comisión Económica para América Latina y el Caribe. (2019). Evaluación e implementación de proyectos de biodigestores en El Salvador, LC/MEX/TS.2019/26. Ciudad de México: Comisión Económica para América Latina y el Caribe.

D'Angelo, G., & Terré, E. (2021). Consumo de gasoil en las cadenas de granos en la 2020/2021: 2.050 millones de litros. Informativo Semanal. Año XXXIX. Nº Edición 2005. Rosario: Bolsa de Comercio de Rosario.

Encamión.com (25-01-2019). Prueba especial consumo largo recorrido Volvo FH 460 Globetrotter GNL. Obtenido de: https://encamion.com/prueba-especial-consumo-largo-recorrido-volvo-fh-460-globetrotter-gnl/ Consultado el 20 de noviembre 2022.

Frey, R. (2022). Gama de camiones Scania con Gas Natural Comprimido GNC GNV en octubre 2022. Obtenido de: https://www.glpautogas.info/es/gama-camiones-scania-gas-natural-comprimido-gnc-gnv.html Consultado el 05 de octubre 2022.

Galileo Technologies. (2022a). Yo cargo GNL Galileo. Obtenido de: https://yocargognl.com/ Consultado el 30 de agosto 2022.

----. (2022b). Galileo Technologies. Obtenido de: https://www.galileoar.com/ Consultado el 22 de julio 2022.

----. (2019). Gas versus diésel: transporte más sustentable. Obtenido de: https://www.galileoar.com/gas-versus-diesel-transporte-mas-sustentable/ Consultado el 22 de julio 2022.

----. (2014). La presidente argentina inauguró la planta equipada con los Crybox que proveen GNL a Buquebus. Obtenido de: https://www.galileoar.com/la-presidente-argentina-inauguro-la-planta-equipada-con-los-cryobox-que-proveen-gnl-a-buquebus/ Consultado el 22 de julio 2022.

Gascomb. (2022). Gascomb. Obtenido de: https://www.gascomb.com/cap_home.html Consultado el 05 de octubre 2022.

Genia Bioenergy (2022). La Referencia en Bioenergía. Obtenido de: https://geniabioenergy.com/wp-content/uploads/2021/09/2021-folleto-upgrading_genia-global-energy.pdf Consultado el 23 de agosto 2022.

Gesruta. (17-05-2022). Cuánto consume un camión y cómo mejorar su rendimiento. Obtenido de: https://programadetransporte.es/cuanto-consume-un-camion/

Hilbert, J. A., & Huerga, I. (2008). Matriz de cálculo económico energético para biodigestores rurales.

Hilbert, J., Dale, B., Lorella, R., Fabbri, C., Kurt, T., & Woods, J. (2018). El sistema biogás done right (biogás hecho correctamente) y su potencial impacto en Argentina. Revista RedBioLAC. Segunda edición, 2018. Red de Biodigestores de Latinoamérica y el Caribe.

ID TURBO. (2022). ID TURBO. Obtenido de: https://ihidalgakiran.com/es/convertidor-de-unidades/capacidad/nm3-hr-to-actual-m3-hr/ Consultado el 15 de octubre 2022.

Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA). (2013). Informe de la visita al establecimiento Yanquetruz (ACA) - Pcia. de San Luis. Producción de biogás, energía térmica, energía eléctrica y biofertilizantes en base a efluentes porcinos y cultivos energéticos. Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA).

IVECO. (2022). Red Comercial IVECO. Obtenido de: https://www.iveco.com/argentina/red/pages/red_de_venta.aspx Consultado el 22 de septiembre 2022.

----. (2020). IVECO homologa una nueva configuración del Stralis a GNC y el primero a GNL en Argentina. Obtenido de: https://www.iveco.com/argentina/ Consultado el 20 de noviembre 2022.

La Nación (2022). Ucrania prohíbe exportaciones de fertilizantes: ministerio agricultura. La Nación. Obtenido de: https://www.lanacion.com.ar/ Consultado el 10 de septiembre 2022.

López Calvo, L. (11-04-2022). El precio de los fertilizantes en máximos históricos: qué significa para la economía. Cronista. Obtenido de: https://www.cronista.com/

Martín, J. (2018) ¡1.728! El Iveco Stralis NP 460 de gas natural licuado ha viajado de Londres a Madrid sin repostar. Obtenido de: https://www.motorpasion.com/furgonetas-y-caravanas/1-728-km-iveco-stralis-np-460-gas-natural-licuado-ha-viajado-londres-a-madrid-repostar Consultado el 20 de noviembre de 2022.

Mercado Libre. (2022). Urea líquida Automotriz Redoxblue x 1000 litros - Sin envase. Obtenido de: https://articulo.mercadolibre.com.ar/MLA-812123899-urea-liquida-automotriz-redoxblue-x-1000-litros-sin-envase Consultado el 11 de octubre 2022.

Ministerio Energía y Minería. (2022). Precios Programa RenovAr (11-04-2022). Argentina. Obtenido de: https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/renovables/renovar

Omnitek DNG Flyer. (2022). Ominitek DNG Flyer. Obtenido de: https://www.omnitekcorp.com/images/Omnitek%20DNG%20Flyer.pdf Consultado el 17 de noviembre 2022.

Omnitek. (17-11-2022). www.omnitekcorp.com. Obtenido de: www.omnitekcorp.com

Pan American Energy. (29-06-2022). Suplemento del Prospecto y Canje Pan American Energy. Obtenido de: https://www.pan-energy.com/Obligaciones%20Negociables/PAE_Suplemento%20de%20Prospecto%20y%20Canje_27_29-06-2022.pdf

Pereyra, C. A. (2020). Buquebus adquirió dos unidades Scania. Obtenido de: https://ar.motor1.com/news/485003/scania-8/ Consultado el 22 de julio de 2022.

Poder Ejecutivo Nacional (2022). Decreto 330/2022. Obtenido de https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-330-2022-366627 Consultado el 16 de junio 2022.

Programa de servicios agrícolas provinciales (PROSAP). (2022). Obtenido de: https://www.magyp.gob.ar/sitio/areas/prosap/

Rial Axpe, M. (2020). Comparación del impacto ambiental asociado a distintas tecnologías de vehículos pesados empleando la metodología de Análisis de Ciclo de Vida. Madrid, España: Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales Universidad Politécnica de Madrid. Febrero 2020.

Romero, J. (2020). Camiones a gas: IVECO también desembarca en Chile con un Stralis Cursor 13 a GNL. Obtenido de: http://www.camionesybuses.com.ar/ Consultado el 20 de noviembre de 2022.

Scania. (2019). Más autonomía, mayor rentabilidad. Obtenido de: https://www.scania.com/ Consultado el 20 de noviembre de 2022.

Secretaría de Energía. (2022a). Resolución 638/2022. Obtenido de: https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-638-2022-370894 Consultado el 04 de septiembre 2022.

----. (2022b). Resolución 438/2022. Obtenido de: https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-438-2022-366630/texto Consultado el 14 de junio 2022.

----. (2022c). Balance Energético Nacional. Obtenido de: https://www.argentina.gob.ar/econom%C3%ADa/energ%C3%ADa/planeamiento-energetico/balances-energeticos Consultado el 20 de agosto 2022.

----. (2022d). Implementación Decreto PEN N°322/22. Régimen de segmentación de subsidios de energía. Obtenido de: https://econojournal.com.ar/cntnt/uploads/2022/08/SECRETARIA-DE-ENERGIA-Segmentacio-Agosto.pdf

Transport & Environment (10-2018). GNC y GNL para vehículos y buques: los hechos. Bruselas: Transport & Environment. Obtenido de: https://www.ecologistasenaccion.org/wp-content/uploads/2018/10/informe-GNC-y-GNL-para-vehiculos-y-buques.pdf Consultado el 20 de noviembre 2022.

Transporte3.com (2019a). Volvo FH 460 CV GNL: una respuesta contundente. Prueba. Obtenido de: https://www.transporte3.com/ Consultado el 20 de noviembre 2022.

----. (2019b). IVECO Stralis NP 460: ahorro récord con gas natural. . Obtenido de: https://www.transporte3.com/ Consultado el 20 de noviembre 2022.

Truckmagazine (2020a). Buquebus adquirió dos camiones Scania a GNL. Obtenido de: https://www.truckmagazine.com.ar/ Consultado el 22 de julio de 2022.

----.(2020b). Scania: "Con el gas se ahorra 50% en combustible". Obtenido de: https://www.truckmagazine.com.ar/ Consultado el 20 de noviembre de 2022.

Unión Europea, Parlamento y Consejo (2019). Reglamento (UE) 2019/1242. Obtenido de: https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2019-81211 Consultado el 22 de noviembre 2022.

----. (2009). Reglamento (CE) Nº 595/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo. Obtenido de: https://www.boe.es/doue/2009/188/L00001-00013.pdf Consultado el 22 de noviembre 2022.

----. (2007). Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo 3602/2/07. Obtenido de: https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-3602-2007-REV-2/es/pdf Consultado el 22 de noviembre 2022.

United Nations. (2021). Global Methane Assessment: Benefits and Costs of Mitigating Methane Emissions. Nairobi: United Nations Environment Programme and Climate and Clean Air Coalition.

7. Anexo 1

1. Los precios de los modelos de Scania informados por ACARA (2022):

Scania G410 A: 4x2Diésel U$S144.600; 4x2GNC U$S195.100; 6x2Diésel U$S169.700; 6x2GNC U$S207.800.

Scania R410 A: 4x2Diésel U$S157.400; 4x2GNC U$S203.100; 6x2Diésel U$S171.700; 6x2GNC U$S218.400.

2. Los precios de los modelos de Scania informados por la Cámara del Comercio Automotor (Cámara del Comercio Automotor, 2022):

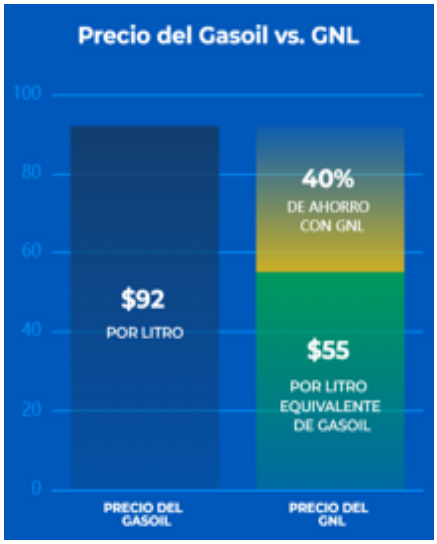
Scania R410 A: 4x2Diésel U$S171.600; 4x2GNC U$S213.800; 6x2Diésel U$S187.100; Bi-Tren 6x2GNC U$S229.800.

3. La cotización en concesionarios oficiales de IVECO (2022) es: IVECO Tector 280 CV Diésel U$S 129.600; GNC U$S 199.000.

4. Consumo de GNL por marca de camión:

Volvo FH 460 Globetrotter: 20,1 kg/100 km (Encamión.com, 2019); Volvo FH 460 CV: 22,58 kg/100 km (Transporte3.com, 2019a); Scania G410: 23,7 kg/100 km (Scania, 2019); Scania G410: 24,9 kg/100 km (Scania, 2019); IVECO Stralis NP 460: 22,6 kg/100 km (Martín, 2018); IVECO Stralis NP 460: 27,78 kg/100 km (Transporter3.com, 2019).

5. Ahorro en combustible entre vehículos propulsados a gasoil y a GNL, calculado con el simulador Yo cargo GNL de Galileo Technologies (2022). La simulación fue realizada para un recorrido de 1.000 km diarios, trabajando 22 días mensuales, obteniendo el siguiente resultado:



Indicadores de empleo verde urbano: estimación y análisis para la Ciudad de Buenos Aires

SOFÍA ROJO[†††] MARÍA PRISCILA RAMOS[‡‡‡] CARLOS A. ROMERO[§§§] PABLO BERTIN[****]

Resumen

Las grandes ciudades resultan ser un componente sustancial en el alcance de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de Naciones Unidas, en particular aquellos que tienen que ver con cambios estructurales en nuevas formas de energías consumidas o el reciclado de residuos para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), siempre buscando un balance en variables socioeconómicas como el empleo decente.

Bajo este marco se presenta una primera estimación de empleo verde (EV) en la Ciudad de Buenos Aires para el año 2019, realizado bajo una metodología cualicuantitativa ya aplicada a nivel nacional pero en este caso adaptada a las particularidades de la ciudad. Esta metodología implicó el trabajo por rama de actividad, identificando aquellas actividades ambientales en ramas no ambientales así como ramas que se consideran ambientales por definición. Para esta tarea se aplicaron criterios específicos para cada actividad, en cuanto a certificaciones (internacionales, nacionales y/o locales) y buenas prácticas ambientales de las empresas. El cálculo final de EV también logra desagregar resultados por sexo y por comunas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA). Esta estimación arrojó que el 9,6% del empleo asalariado en CABA corresponde al EV en 2019, siendo el sector de transporte y almacenamiento más sustantivo para la creación de EV privado. Por otra parte, el 28% de los EV privados son ocupados por mujeres, principalmente en actividades de servicios donde el empleo es tradicionalmente femenino; por rango de edad donde sólo el 6% de los EV en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires corresponde a trabajadores jóvenes menores de 24 años. Asimismo, se estimó la brecha entre los salarios de los empleos verdes y no verdes dentro del sector privado, donde el sector de la construcción muestra la mayor brecha de ingresos a favor del EV. En cuanto al empleo público, se estimó el EV para la administración pública de la ciudad y las escuelas verdes públicas gracias a la colaboración del Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires y al aporte de los datos necesarios para el cálculo. A su vez, además de este tipo de desagregación, fue posible georreferenciar el EV en las comunas de la Ciudad de Buenos Aires, mostrando que el EV se concentra mayormente en las comunas 1 y 4, mientras que en los demás existe un enorme potencial para este tipo de empleo.

Este trabajo fue posible gracias a la colaboración con el Observatorio de Empleo y Dinámica Empresarial (OEDE) del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social de la Nación, financiado por C40 y bajo el seguimiento del Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires. Es considerable destacar que Buenos Aires se convertirá en la segunda ciudad de América Latina (después de Río de Janeiro) en realizar este cálculo.

Palabras claves | empleo, empleos verdes; ciudades

[†††] Consultora Independiente

[‡‡‡] Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ciencias Económicas. Departamento de Economía. Modelos Económicos de Simulación. Buenos Aires, Argentina.

CONICET-Universidad de Buenos Aires. Instituto Interdisciplinario de Economía Política. Buenos Aires, Argentina. mpramos@economicas.uba.ar

[§§§] Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ciencias Económicas. Departamento de Economía. Modelos Económicos de Simulación. Buenos Aires, Argentina.

CONICET-Universidad de Buenos Aires. Instituto Interdisciplinario de Economía Política. Buenos Aires, Argentina. cromero@economicas.uba.ar

[****] Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ciencias Económicas. Departamento de Economía. Modelos Económicos de Simulación. Buenos Aires, Argentina.

CONICET-Universidad de Buenos Aires. Instituto Interdisciplinario de Economía Política. Buenos Aires, Argentina.

Urban green job indicators: estimation and analysis for the City of Buenos Aires

Abstract

Large cities turn out to be a substantial component for the achievement of the United Nations Sustainable Development Goals (SDG), particularly those related with new forms of energy consumed or recycling that reduce carbon emissions, always looking for a balance in socioeconomic dimensions such as decent employment.

Under this framework, a first estimate of green jobs (GJ) in the City of Buenos Aires for the year 2019 is presented, carried out under a qualitative-quantitative methodology already applied at the national level but in this case adapted to the particularities of the city. This methodology involved research at the level of industries, identifying those environmental activities in non-environmental industries as well as industries that are considered environmental. For this task, specific criteria were applied for each branch of activity, in terms of certifications (international, national and/or local) and good environmental practices of the companies. The final calculation of GJ also manages to break results by sex and by communes of the Autonomous City of Buenos Aires (CABA). This estimate showed that 9.6% of salaried employment in CABA corresponds to GJ in 2019, being the transport and storage sector more substantive for the creation of private GJ. On the other hand, 28% of private GJs are hold by women, mainly in service activities where employment is traditionally female; by age range where only 6% of GJs in the Autonomous City of Buenos Aires correspond to young workers under 24 years of age. Likewise, the salary gap between green and non-green jobs within the private sector was estimated, where the construction sector shows the largest income gap in favor of GJ. Regarding public employment, the GJ was estimated for the public administration of the city and the public green schools, thanks to the collaboration of the Government of the City of Buenos Aires and the contribution of the necessary data for the calculation. In turn, it was possible to georeference GJ in the communes of the City of Buenos Aires, showing that the GJ is mostly concentrated in communes 1 and 4, while in the others there is enormous potential for this type of employment.

This work was possible thanks to the collaboration with the Observatory of Employment and Business Dynamics (OEDE) of the Ministry of Labor and Social Security of the Nation, financed by C40 and under the monitoring of the Government of the City of Buenos Aires. It is important to note that Buenos Aires will become the second city in Latin America (after Rio de Janeiro) to make this calculation.

Key word | employment, green jobs, cities

Metodología para la evaluación de políticas ambientales

MARÍA LAURA OJEDA[*]

Resumen

En las últimas décadas, los países han implementado políticas ambientales alineadas con compromisos internacionales como los Objetivos de Desarrollo Sostenible a 2030, el acuerdo de París y el Protocolo de Kioto. Estas políticas incluyen impuestos al carbono, reducción de subsidios a combustibles fósiles, incentivos fiscales para la reforestación e implementación de energías renovables, y políticas de eficiencia energética y reducción de combustibles fósiles. Dichas políticas poseen efectos ambientales, económicos y sociales a corto y largo plazo en aspectos como emisiones de gases de efecto invernadero, uso de la tierra, PIB, empleo, pobreza y salud. Para evaluar integralmente estos efectos, se utilizan modelos de simulación multisectoriales como los Modelos de Equilibrio General Computado (MEGC) y los Modelos Insumo-Producto (MIP). Desde el punto de vista de los datos, estos modelos requieren bases integrales, como la Matriz de Contabilidad Social (MCS) y las Cuentas Satélite de Empleo y Emisiones construidas a partir de un enfoque multidisciplinario. Desde el punto de vista de la modelización, es importante considerar la diferenciación de sectores energéticos, el uso de la tierra y el sector transporte en los modelos para evaluar adecuadamente las políticas ambientales y su impacto en las emisiones generadas. En conclusión, la evaluación de las políticas ambientales requiere herramientas y datos adecuados para comprender su impacto completo en el medio ambiente, la economía y la sociedad.

Palabras claves | modelos multisectoriales, evaluación de políticas ambientales, modelización sectores energéticos y tierra

Methodology for environmental policy assessment

Abstract

In recent decades, countries have implemented environmental policies aligned with international commitments such as the 2030 Sustainable Development Goals, the Paris Agreement and the Kyoto Protocol. These policies include carbon taxes, reduction of fossil fuel subsidies, fiscal incentives for reforestation and renewable energy deployment, and energy efficiency and fossil fuel reduction policies. Such policies have short- and long-term environmental, economic and social effects on aspects such as greenhouse gas emissions, land use, GDP, employment, poverty and health. To comprehensively assess these effects, multi-sectoral simulation models such as Computed General Equilibrium Models (CGEM) and Input-Output Models (IPM) are used. From the data point of view, these models require comprehensive bases, such as the Social Accounting Matrix (SAM) and the Employment and Emissions Satellite Accounts built on a multidisciplinary approach. From a modelling point of view, it is important to consider the differentiation of energy sectors, land use and the transport sector in the models in order to properly assess environmental policies and their impact on the emissions generated. In conclusion, the evaluation of environmental policies requires adequate tools and data to understand their full impact on the environment, the economy and society.

Keywords | multi-sectoral modelling, environmental policy assessment, energy and land sector modelling

Video https://youtu.be/X8DMvM_I5K8?si=OFUQutcoK3DWHtfX

[*] Universidad de Buenos Aires. Modelos Económicos de Simulación. Buenos Aires, Argentina.
CONICET-Universidad de Buenos Aires. Instituto Interdisciplinario de Economía Política. Buenos Aires, Argentina.

Cálculo del impacto potencial del desarrollo de la cadena de valor del litio en Argentina: un análisis insumo producto multi regional.

MARTÍN OBAYA[*] MARÍA PRISCILA RAMOS[†] CARLOS A. ROMERO[‡] JUAN MERCATANTE[§] PABLO BERTIN[**]

Resumen

Argentina tiene una situación privilegiada para el desarrollo de la cadena de valor del litio (CVL) ya que cuenta con el 22% de los recursos mundiales de litio y un gran número de proyectos de exploración en extracción de litio, principalmente, en tres provincias: Catamarca, Jujuy y Salta. El objetivo de este informe es analizar los potenciales impactos socioeconómicos cuantitativos del desarrollo de la CVL en la Argentina a nivel nacional, regional y sectorial. Para abordar este propósito, se construyó una matriz Input-Output Multisectorial y Multirregional (MRIO) con su correspondiente cuenta satélite de empleo para el año 2017. La elaboración de una matriz MRIO requiere información nacional y sectorial integrada en forma de matriz como punto de partida para elaborar una matriz regional. Para ello la Matriz de Contabilidad Social Argentina 2017 de Chisari *et al.* (2020) sirve como referencia e incluir la CVL con una división regional de toda la economía argentina.

Se han diseñado tres escenarios prospectivos sobre el desarrollo de la CVL en tres horizontes temporales (2022, 2025 y 2030) teniendo en cuenta los sectores que podrían ser una fuente de demanda de litio. Los resultados destacan que en todos los escenarios y de aquí al año 2030 los impactos socioeconómicos netos son positivos para la producción, el empleo, los ingresos fiscales y las exportaciones. La localización de las inversiones y la producción de litio conlleva grandes impactos directos en cada una de las tres provincias. Sin embargo, los efectos indirectos en el resto de la economía se vuelven significativos con una mayor ambición en el desarrollo de la CVL, en particular con proyectos de litio a gran escala que demanden insumos y servicios de otras regiones y, en menor medida, cuando los sectores aguas abajo de la CVL comiencen a producir en el año 2030.

Palabras clave | Cadena de valor, litio, análisis insumo producto

Measuring the potential impact of developing the lithium value chain in Argentina: a Multi-Regional Input-Output analysis.

Abstract

Argentina has a privileged situation for the Lithium Value Chain (LVC) development since it accounts for 22% of worldwide lithium resources and a great number of exploration projects in lithium extraction, mainly, in three provinces: Catamarca, Jujuy and Salta. The objective of this report is to analyze the potential quantitative socioeconomic impacts of the development of the LVC in Argentina at national, regional and sectoral level. To address this purpose, we have built a Multi-sectoral and Multi-Regional Input-Output (MRIO) matrix with its associated Satellite Account of Employment (SAE) for 2017. The construction of a MRIO matrix requires national and sectoral information integrated in the form of a matrix as the starting point to produce the regional one. We

[*]Universidad de San Martín | Escuela de Economía y Negocios | Centro de Investigaciones para la Transformación

[†]Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ciencias Económicas. Departamento de Economía. Modelos Económicos de Simulación. Buenos Aires, Argentina.

CONICET-Universidad de Buenos Aires. Instituto Interdisciplinario de Economía Política. Buenos Aires, Argentina. mpramos@economicas.uba.ar

[‡] Universidad de Buenos Aires. Modelos Económicos de Simulación. Buenos Aires, Argentina.

CONICET-Universidad de Buenos Aires. Instituto Interdisciplinario de Economía Política. Buenos Aires, Argentina. cromero@economicas.uba.ar

[§] Universidad de Buenos Aires. Modelos Económicos de Simulación. Buenos Aires, Argentina.

CONICET-Universidad de Buenos Aires. Instituto Interdisciplinario de Economía Política. Buenos Aires, Argentina.

[**] Universidad de Buenos Aires. Modelos Económicos de Simulación. Buenos Aires, Argentina.

CONICET-Universidad de Buenos Aires. Instituto Interdisciplinario de Economía Política. Buenos Aires, Argentina.

took the 2017 Argentina Social Accounting Matrix from Chisari et al. (2020) as reference in order to include the LVC with a regional split of all the economy.

Three prospective scenarios about the LVC development at three temporal horizons (2022, 2025 and 2030) have been designed taking into account official targets for sectors which could be a source of demand for lithium. Results highlight that under all scenarios and from now until 2030 net socioeconomic impacts are positive for production, employment, tax revenue and exports. The location of lithium investment and production leads to great direct impacts in each of the three provinces. However, spillover effects to the rest of the economy become significant with a deeper ambition on the development of the LVC, particularly with large scale lithium projects that demand inputs and services from other regions and, in a minor way, when downstream LVC sectors start producing by 2030.

Key word | Value chain, lithium, input-output matrix

Video https://youtu.be/yu2RlbIlU08?si=W9eeutKtOGZ_SeHV

Sesión 2
GENERACIÓN ELÉCTRICA SOSTENIBLE

Modera: Gustavo A. Ferro

→

Hacia un ecosistema público-privado para la generación eléctrica distribuida

NICOLÁS ELIASCHEV[*] PEDRO DI LELLA[†] GUSTAVO GESUALDO[‡]

Resumen

El presente trabajo analiza los mecanismos económicos, financieros, jurídicos e institucionales necesarios para el desarrollo a escala de un sistema de generación eléctrica distribuida con alcance amplio, seguro, sustentable y económicamente viable. Se toman como punto de partida las características del sector energético, considerando la evolución de la normativa vigente en el sector eléctrico y de las energías renovables en la República Argentina, así como su contexto social. Ello, para luego analizar los desafíos que presenta el financiamiento de las inversiones necesarias en infraestructura que permitan el desarrollo de un ecosistema público-privado para la generación eléctrica distribuida.

En América Latina, incluyendo Argentina, el suministro de electricidad se ha basado en una estructura de oferta centralizada e integrada desde al menos 1945, que ha sido regulada mayormente desde la perspectiva de la infraestructura. La desintegración vertical de la Ley N° 24.065, introducida en Argentina en 1992, separó la regulación de la generación y comercialización de energía eléctrica de la regulación de la infraestructura necesaria para su suministro y consumo. Esto permitió la apertura del segmento de generación a la competencia y la regulación en aquellos sectores en los que la competencia no era posible, por ser considerados monopolios naturales, se diseñó para reemplazar o simular condiciones de competencia.

Palabras claves | generación eléctrica distribuida, infraestructura de red inteligente, colaboración público-privada.

Financing challenges for distributed electric generation infrastructure: a public-private ecosystem approach

Abstract

This document presents a comprehensive analysis of the challenges associated with financing the necessary investments for certain infrastructures that facilitate the development of a public-private ecosystem for distributed electric generation. Two distinct lines of action are discussed: one for capital-intensive ventures (deployment of smart grids) and another at a micro level, aimed at users not currently connected to the grid or those who wish to generate energy in their enterprises (e.g., agricultural, poultry, and livestock operations).

The study proposes adjustments to the regulatory system, incorporating solutions adopted in other countries such as clarifying the possibility of injecting self-generated electricity into the grid and charging a price for it; the obligation, depending on the type of construction to be carried out, to install renewable energy or pay a fee for not doing so; the possibility of foreseeing a fee for the beneficiaries of the smart grid once it is implemented (not before); and even the installation of a smart electricity grid for new large-scale ventures (e.g., a private neighborhood, an industrial estate, etc.).

The paper also proposes public-private collaboration schemes involving municipal authorities and companies/cooperatives of electricity generation, transportation, and distribution, considering the possibility of involving provincial/national authorities. The aim is to find financing schemes and, if necessary, operation and maintenance for smart grids.

For micro-projects (including medium-sized projects) for agricultural, poultry, and livestock enterprises, a relatively quick implementation action is proposed, with actors capable of supporting their development from a technical point of view, and the provision of a financing scheme (or guarantees) is also feasible in the short term.

[*] Universidad de Buenos Aires. Universidad de San Andrés.
[†] Universidad de Buenos Aires. Universidad Complutense de Madrid.
[‡] Universidad de Buenos Aires, Facultad de Ciencias Económicas.

The document underscores the importance of considering the high levels of poverty in Latin America, which intensify the tension between the need for substantial investments in infrastructure for energy transformation and the need to ensure universal access to electricity. The proposed mechanisms for financing and repaying the investments required for energy transformation must take into account this situation and the specific need to ensure the universalization of the electricity service.

Keywords | distributed electric generation, smart grid infrastructure, public-private collaboration.

1.Introducción. Objetivo del trabajo

El objetivo del presente trabajo es analizar los desafíos que presenta el financiamiento de las inversiones necesarias para ciertas infraestructuras que permitan el desarrollo de un ecosistema público privado para la generación eléctrica distribuida.

Se someterán a discusión dos líneas de acción muy diferentes, una para emprendimientos intensivos en capital (despliegue de *smart grid*) y otra a nivel micro, destinada a aquellos usuarios que no estén actualmente conectados a la red, o que a pesar de estarlo deseen generar energía en sus emprendimientos (*p. e.*, explotaciones agrícolas, avícolas y ganaderas).

Se propondrán ajustes al sistema regulatorio (que es relativamente adecuado), incorporando soluciones adoptadas en otros países tales como clarificar la posibilidad de inyectar energía eléctrica autogenerada a la red, cobrando un precio por ello; la obligación, dependiendo del tipo de construcción que vaya a realizarse, de instalar energía renovable o bien abonar una tasa por no hacerlo, la posibilidad de prever una tasa para los beneficiarios de la *smart grid* una vez esta esté implementada (no antes) e incluso la instalación de una red eléctrica inteligente para nuevos emprendimientos de calado (*p. e.,* un barrio privado, un polígono industrial, etc.).

Para ello se prepondrá actuar a nivel municipal (en particular en la Provincia de Buenos Aires), aprovechando las sinergias que pueden existir entre usuarios, distribuidores y generadores para promover la inversión en *smart grids*. Se espera que la disponibilidad de esta (siempre que se aclare la cuestión relativa a la posibilidad de inyectar energía excedente por parte de pequeños y medianos generadores) incremente los incentivos a la autogeneración.

En este sentido, se proponen esquemas de colaboración público-privada (involucrando a las autoridades municipales y a las empresas/cooperativas de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, considerando la posibilidad de involucrar a las autoridades provinciales/nacionales). Se trata de encontrar esquemas de financiamiento y en su caso (operación y mantenimiento) para las redes inteligentes. Para ello, es posible que se necesiten esquemas de financiamiento o bien garantía de la deuda asociada a los proyectos por parte de administraciones públicas supramunicipales, incluso de organismos de crédito internacional. Evidentemente, en este caso se trata de iniciativas a mediano plazo.

En cuanto a los micro proyectos (incluso proyectos medianos) para emprendimientos agrícolas, avícolas y ganaderos, se propone una acción cuya implementación consideramos relativamente rápida, por existir actores con capacidad de apoyar en su desarrollo desde el punto de vista técnico, y la puesta a disposición de un esquema de financiamiento (o garantías) resulta también factible a corto plazo.

El trabajo parte de las siguientes premisas que, entendemos, sobradamente demostradas por la bibliografía existente:

- es positivo para la sociedad, la economía y el medio ambiente aumentar el porcentaje de generación renovable respecto de la matriz energética
- no existen actualmente incentivos suficientes para la instalación de generación renovable en baja, a pesar de existir un marco regulatorio relativamente adecuado
- uno de los principales cuellos de botella para ello es la ausencia de una infraestructura capaz de gestionarla (*smart grid*), para la cual es necesaria una inversión de capital significativa
- en la Argentina, en un contexto como el actual donde la tarifa a los usuarios no es capaz de cubrir los costes de operación y mantenimiento, es necesario buscar esquemas que procuren y/o faciliten es financiamiento de estas inversiones y, finalmente
- existe además otro obstáculo que afecta al sistema (vinculado indirectamente a la generación en baja), que es la incapacidad de la red eléctrica para transportarla energía renovable generada (por lo que la promoción de la distribución en baja, en especial de la autogenerada, ayudará a descomprimir la red).

La sección 2.1 del documento trata sobre las bases de un nuevo paradigma energético. En la subsección 2.1.1 se discuten las fuentes renovables de energía eléctrica más difundidas, como la energía eólica y la

energía solar fotovoltaica, y su crecimiento exponencial en términos de potencia instalada y reducción de costos. En la subsección 2.1.2 se aborda la autogeneración distribuida, que permite la instalación de generación eléctrica de menor escala y en forma modular, lo que mejora las opciones de construcción de infraestructura descentralizada de generación distribuida y dispersa. Además, se detallan las distintas modalidades de autogeneración, como la autogeneración industrial y la cogeneración industrial, y se menciona que la autogeneración distribuida se refiere a la autogeneración de pequeña escala conectada en baja tensión en el lugar de consumo, ya sea para consumidores residenciales o comerciales.

La sección 2.1.3 especifica los elementos más importantes que convierten a una red eléctrica en una red inteligente o *Smart Grid* y sus beneficios.

La sección 2.1.4 del documento aborda el contexto social de la transformación energética en América Latina y Argentina. La energía eléctrica representa una parte cada vez más importante de la demanda de energía final total, debido a la digitalización de la actividad económica y el uso creciente de tecnologías que requieren electricidad en lugar de combustibles fósiles. La generación de energía eléctrica también está evolucionando hacia ser más barata, eficiente y previsible, tanto en fuentes renovables como en gas natural. Sin embargo, la inversión necesaria para implementar redes inteligentes y fuentes renovables opera en tensión con la necesidad de garantizar el acceso universal a la electricidad en condiciones tecnológicas consistentes con la seguridad y sustentabilidad del suministro. América Latina sigue enfrentando altos niveles de pobreza, lo que dificulta que los usuarios puedan afrontar los costos totales de inversión en infraestructura necesarios para la transformación energética. Por lo tanto, es importante diseñar mecanismos que tengan en cuenta esta situación y la necesidad de atender a la universalización del servicio eléctrico.

En la sección 2.2 se exponen varias premisas que se consideran demostradas por la bibliografía existente. Se afirma que aumentar el porcentaje de generación renovable es positivo para la sociedad, la economía y el medio ambiente, pero que actualmente no hay incentivos suficientes para la instalación de generación renovable en baja. Además, se señala que la ausencia de una infraestructura capaz de gestionarla es uno de los principales obstáculos y que se requiere una inversión de capital significativa. En el contexto actual de Argentina, donde la tarifa a los usuarios no cubre los costos de operación y mantenimiento, es necesario buscar esquemas que faciliten el financiamiento de estas inversiones (de hecho, incluso en países de altos ingresos ha sido necesario implementar políticas públicas específicas para la transformación energética utilizando fondos públicos, especialmente en el ámbito de la Unión Europea). También se menciona que la incapacidad de la red eléctrica para transportar energía renovable generada es otro obstáculo, que podría ser resuelto mediante la promoción de la distribución en baja, especialmente la autogenerada.

En la sección 2.3 se repasan las principales normas relevantes y en la 2.4 se plantean las alternativas identificadas. Se presentan las alternativas para lograr el financiamiento de las inversiones necesarias para el desarrollo de un ecosistema público-privado para la generación eléctrica distribuida en Argentina, considerando la evolución de la normativa vigente en el sector eléctrico y de las energías renovables, así como su contexto social.

En la sección 3 se concluye finalmente en las ventajas de priorizar la facilitación de las condiciones necesarias a nivel municipal para el financiamiento de *smart grids*, aun cuando no se encuentren implementadas del todo las medidas tendientes a la normalización regulatoria a nivel nacional. Esto permitiría habilitar soluciones a nivel local y fomentar la adopción de tecnologías de energía renovable en el país.

2. Desarrollo

2.1 El nuevo paradigma energético y el contexto y desafíos que su implementación enfrenta en América Latina

En Argentina, América Latina y muchos lugares del mundo, el suministro de la electricidad, como otros bienes y servicios caracterizados por su estructura en red, fue diseñado, desde al menos 1945, a partir de una oferta centralizada e integrada caracterizada por economías de escala con un esquema que incluye grandes centrales de generación de energía eléctrica, transmisión por líneas de alta tensión que conectan las instalaciones de generación con los principales nodos industriales y urbanos de consumo, y distribución por líneas de media y baja tensión que permiten el consumo final (Eliaschev, 2017).

En esta organización tradicional de la industria eléctrica, el uso de la energía requiere de una infraestructura que le dé soporte, es decir de una estructura de interconexión, donde se pone en relación a todos los posibles proveedores y consumidores de un determinado tipo de bienes y servicios, permitiendo relaciones no unilaterales sino plurales, con un concepto equivalente al de una red (Aguilar Valdez, 2004).

Por ello, la regulación de la energía eléctrica, ha estado constituida mayormente por la regulación de esa infraestructura, ya sea tanto desde el punto de vista de los prestadores de servicios como también de sus usuarios.

En tal sentido, por definición, toda red o infraestructura tiene, por su carácter físico, una capacidad limitada y, además, las características económicas o intrínsecas de un monopolio natural en donde la competencia no se traduce en eficiencia.

Los distintos diseños regulatorios implementados en la Argentina han procurado que exista una oferta de electricidad —incluyendo en la oferta tanto a las instalaciones de generación eléctrica, como a las redes de transmisión y distribución— suficiente para abastecer una demanda constante sin interrupciones, considerando la imposibilidad actual de almacenamiento de energía eléctrica.

En Argentina, entre los años 1945 y 1991, la vía para el logro de ese objetivo fue asignar al Estado el rol de actor principal, esencial e indispensable en la planificación y en la ejecución de obras de gran escala, instrumentadas a partir de empresas estatales que, en su mayoría, estaban verticalmente integradas. Se trataba de un diseño caracterizado por un sector eléctrico centralizado e integrado a las funciones del Estado Nacional, en donde la energía eléctrica estaba regulada como un servicio público y operada directamente por el Estado de forma vertical.

Mientras que la integración vertical importa una prestación centralizada de los segmentos que componen la industria eléctrica, la desintegración vertical, por otra parte, supone que las actividades que forman parte de ella (generación, transmisión y distribución) pueden ser separadas para que sean desempeñadas por distintas empresas. Tal separación de actividades implica, asimismo, un tratamiento regulatorio específico para cada una de ellas. Esta desintegración vertical fue introducida en la Argentina por la Ley N° 24.065 en el año 1992.

El esquema de desintegración vertical de la Ley N° 24.065 implica separar el tratamiento regulatorio de la generación (y comercialización) de la energía eléctrica, del tratamiento regulatorio de la infraestructura de transmisión y distribución necesaria para concretar su suministro.

De esta forma, se diferencia el bien que está siendo producido y vendido, es decir, la energía eléctrica, de las infraestructuras cuyo uso se requiere para que ese producto sea suministrado y consumido (Eliaschev, 2016).

Esta separación así descripta permitió abrir el segmento de la generación de energía eléctrica a un esquema de prestación competitiva. En tal sentido, la idea que inspiró la separación era aprovechar los beneficios económicos de la competencia en aquellos sectores en donde ella era posible desde el punto de vista de su viabilidad técnica y económica: *competition when possible, regulation when necessary* (Foster, 1992). En los sectores en los que la competencia no era posible, por ser considerados monopolios

naturales, la regulación fue diseñada para reemplazar o simular condiciones de competencia (Albertsen, 2004; Gordillo, 2014; Bastos & Abdala, 1993).

Bases de un nuevo paradigma

2.1.1 Renovables

El desarrollo de las fuentes renovables de energía eléctrica más difundidas, tales como la energía eólica y la energía solar fotovoltaica, ha sido exponencial; como también ha sido exponencial -en sentido inverso- la baja del costo de su generación.[1]

Una combinación de políticas públicas a nivel global, a través de subsidios, desgravaciones impositivas e incentivos tarifarios, se combinó con investigación y desarrollo, con financiación privada, para potenciar la incorporación gradual de esta tecnología en la matriz.

A modo de ejemplo, entre 2010 y 2020, a nivel mundial, la potencia instalada de generación a base de energía eólica creció de aproximadamente de 178 GW a 733 GW, mientras que, respecto de la energía solar, tal evolución fue de 412 GW a 714 GW.

En América Latina, los números respecto de la energía eólica reflejan un incremento de 2 GW en 2010 a 34,5 GW en 2020, y en energía solar de 0,12 GW a 20,6 GW en 2020.

En el mismo período (2010-2020) se registran a nivel mundial otros cambios significativos; la tecnología solar fotovoltaica de escala registró una disminución del 81% de su costo de instalación, un incremento del 17% de su factor de capacidad y una disminución del 85% de su LCOE.[2] En energía eólica *onshore* esos valores son de una disminución del 31% en sus costos de instalación, un incremento del 31% en su factor de capacidad y una disminución del 56% en su LCOE.

Así las cosas, el costo de instalación de la energía eólica *onshore* se redujo de USD 1,971/kW a USD 1,355/kW y el costo ponderado promedio de la energía eléctrica generada de USD 0,089/kWh a USD 0,039/kWh, con factores de capacidad que se incrementaron del 27% al 36%.

Por su parte, la tecnología solar fotovoltaica de escala decreció de USD 4,731/kW a USD 883/kW en su costo de instalación y mientras que el costo ponderado promedio de la energía eléctrica generada de USD 0,381/kWh a USD 0.057/kWh.

El repaso de cifras demuestra una importante diminución de costos y un crecimiento exponencial de despliegue para fuentes renovables como la eólica y solar fotovoltaica.

2.1.2 Autogeneración distribuida[3]

En los últimos quince años han surgido alternativas tecnológicas que posibilitaron la instalación de generación eléctrica de menor escala y en forma modular.

Ello ha mejorado las opciones de construcción de infraestructura descentralizada de generación distribuida, es decir, de generación interconectada a una tensión a nivel de la red de distribución, o dispersa -de generación aislada de cualquier interconexión- (IEA, 2002).

La generación distribuida y/o dispersa puede instalarse en distintas ubicaciones geográficas y con distintas variantes -turbinas y motores térmicos que funcionan con combustibles convencionales (diésel, gas natural) o combustibles alternativos (biocombustibles o biomasa)-, modalidades de cogeneración a base de combustibles convencionales o alternativos, paneles fotovoltaicos, aerogeneradores eólicos, almacenamiento de energía a pequeña escala, entre otros.

---

1 Todas las cifras de esta sección fueron obtenidas del sitio web de la International Renewable Energy Agency (IRENA) https://www.irena.org consultada por última vez el 2 de agosto de 2021.

2 Siglas que en inglés corresponden al concepto de Levelized Cost of Energy traducido en español como costo nivelado de la energía. Este concepto, en su forma simple, consiste en calcular el costo promedio total de construir y operar una central eléctrica y dividirlo entre la energía total a ser generada durante su vida útil.

3 En este apartado se reiteran algunos conceptos expuestos anteriormente (Eliaschev, 2016 y Eliaschev, 2017).

Estas opciones comúnmente se relacionan con la adopción de soluciones locales y específicas, que cada vez resultan ser más competitivas frente a las cuantiosas inversiones que resultan necesarias en materia de redes de transporte de alta tensión, troncal o distribución y a las pérdidas que se producen en la transmisión de energía eléctrica a distancias largas, así como respecto de las pérdidas de eficiencia en las instalaciones de generación a gran escala.

Tanto la autogeneración industrial (es decir, la generación de energía por parte de un consumidor de electricidad que genera energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y/o servicios) como la cogeneración industrial (es decir, la generación conjunta de energía eléctrica y vapor u otra forma de energía para fines industriales, comerciales de calentamiento o de enfriamiento) no son nuevas modalidades de abastecimiento para las grandes industrias.

El concepto de autogeneración distribuida no hace referencia a la modalidad industrial sino a la modalidad en la que la autogeneración es de pequeña escala y está conectada en baja tensión en el lugar de consumo, ya sea respecto de consumidores residenciales o comerciales.

La modalidad más difundida de autogeneración distribuida (aunque de ninguna manera excluyente de otras modalidades) es la generación de electricidad a partir de energía solar captada por paneles fotovoltaicos.

La difusión de la tecnología fotovoltaica en los segmentos residenciales es masiva y así en Estados Unidos, Australia y varios países de Europa como Alemania, España, Italia y el Reino Unido, existen centenares de miles de usuarios de la red eléctrica que tienen instalaciones fotovoltaicas propias.

Estas modalidades permiten pensar a la demanda como un actor protagónico de su propio abastecimiento. Ello puede darse con la maximización de las posibilidades de generar energía propia (y en ocasiones comercializarla) a partir de las fuentes de energía a las que cada usuario tiene mayor acceso según su actividad y ubicación, pero también con la posibilidad de administrar el nivel de la propia demanda con un esquema de reducciones voluntarias y remuneradas, y con la introducción de eficiencias en procesos y equipamientos tanto domésticos como corporativos.

2.1.3 Redes inteligentes.

La importancia de la autogeneración distribuida se materializa con la existencia de una plataforma adecuada para permitir la inyección a la red de la energía eléctrica generada por esas instalaciones y así generar las condiciones de intercambio y/o compensación con el distribuidor.

Esa plataforma es la llamada red inteligente o *smart grid*, una red de suministro de energía, automatizada y distribuida que se caracteriza por la circulación bidireccional de electricidad e información, que incorpora a la red los beneficios de las tecnologías informáticas para permitir provisión de información en tiempo real.

Entre los elementos más relevantes que convierten a una red eléctrica en una red inteligente se encuentran las siguientes (US Department of Energy, 2018):

- Dispositivos y sensores ubicados en las infraestructuras físicas de las redes eléctricas que son capaces de monitorear y medir procesos y datos, comunicando datos a los centros operativos y con capacidad de responder ante comandos digitales o ajustar automáticamente procesos. Entre los dispositivos más destacados y popularmente conocidos se encuentran los llamados *smart meters* o medidores inteligentes, también conocidos en conjunto como *advanced meter infrastructure* (AMI, por sus siglas en inglés) o en español, infraestructura avanzada de medición (Linvill, Sedano & Brutkoski 2018).
- Redes de comunicación que comparten información entre dispositivos y sistemas.
- Sistemas informáticos y de gestión de información aptos para procesar, analizar y asistir a los operadores para acceder y aplicar la información proveniente de los dispositivos y sistemas antes mencionados.

Según Linvill, Sedano & Brutkoski, 2018, las tecnologías AMI permiten a los usuarios finales de energía eléctrica beneficios tales como:

- Registrar consumo y costos en tiempo real.
- Sincronizar el medidor y el consumo eléctrico con dispositivos domésticos.
- Facilitar la incorporación de dispositivos de autogeneración distribuida.

Ello permite información en tiempo real que puede incentivar la reducción de consumo (o su eficiencia), y en última instancia puede contribuir a sentar las bases de una serie de servicios que pueden fortalecer la posibilidad de elección y control de parte del consumidor.

Según los mismos autores, los beneficios de estas tecnologías para los operadores de redes incluyen:

- Conexión y desconexión remota de usuarios y sistemas.
- Información en tiempo real sobre salida y restauración de servicio.
- Información detallada para propósitos de planificación de la operación, mantenimiento y expansión de la red.
- Sistematización de la conexión de autogeneración distribuida.

Tales condiciones permiten en conjunto un avance significativo en cuestiones tan esenciales como la seguridad del suministro a partir de un incremento en la confiabilidad de las redes, así como una interfaz más favorable a la incorporación de autogeneración distribuida de fuente renovable.

2.1.4 Contexto social de la transformación en América Latina y en la Argentina

Presentada en forma breve la llamada transformación energética en el apartado anterior, se delinean aquí algunas cuestiones contextuales de relevancia dadas, principalmente, por la saliencia del consumo de energía eléctrica en la actividad económica y doméstica actual.

En tal sentido, si bien la energía eléctrica representaba en 2018 el 20% de la demanda de energía final total, se estima que ese porcentaje crecerá al 25% hacia el 2040 y hasta el 60% en 2060 (Helm & Hepburn, 2019).

El crecimiento de la energía eléctrica está relacionado tanto con la demanda como con la oferta (Helm, 2017).

Desde el punto de vista de la demanda, las tecnologías de la información han llevado a la gradual digitalización de gran parte de la actividad económica, incluyendo el sector de servicios, pero también la industria manufacturera con el incremento en el uso de robótica y modos avanzados de automatización y los usos energéticos de consumo final (ocio, refrigeración, calefacción y conservación de alimentos, entre otros). Estas tecnologías operan con base en el consumo de energía eléctrica y no de combustibles fósiles (al menos, no de forma directa). En otros sectores la electrificación presenta más desafíos (*p. e.,* movilidad), lo que no obsta a que se verifiquen también en este campo avances significativos, aunque con impacto más diferido y gradual.

Desde el lado de la oferta puede señalarse que hay una tendencia a que la generación de energía eléctrica sea más barata, eficiente y previsible. Ello abarca a la energía eléctrica de fuentes renovables, pero también a la generada por el gas natural a partir de la masividad en el desarrollo del gas natural no convencional y la correlativa maduración de equipamientos tales como los ciclos combinados y turbinas de gas aeroderivadas, entre otros.

De allí que pueda concluirse que la energía eléctrica tiene, en las sociedades contemporáneas, una relevancia económica y social indudable que implica que su acceso universal sea de particular importancia. Y tal acceso universal no se refiere ya únicamente al mero acceso al servicio eléctrico sino, en términos ideales, al acceso a ese servicio en condiciones tecnológicas que sean consistentes con las necesidades de seguridad y sustentabilidad del suministro, que se describen en el presente trabajo.

Las cuantiosas inversiones que se requieren para el despliegue de redes inteligentes y generación de fuentes renovables (incluyendo, en su caso, las redes de transmisión necesarias para su evacuación),

operan en tensión con la necesidad de garantizar el acceso universal, si aquello que se espera es que sea la propia demanda quien afronte su costo.

En América Latina de esta época la saliencia y persistencia de altos niveles de pobreza refuerzan esa tensión, hoy magnificada como consecuencia de los efectos de la pandemia.

Mientras que Chile (CEPAL, 2020) y Uruguay (Instituto Nacional de Estadística, 2021), presentan indicadores sociales correctos, en países como Argentina, Perú y Colombia los niveles de pobreza son altos.

En la Argentina, los hogares bajo la línea de pobreza representaron durante el segundo semestre de 2020 el 31,6% y la población bajo esa línea el 42,0% (Instituto Nacional de Estadística y Censos, 2021).

En Perú la cifra de pobreza asciende al 30,1% (Instituto Nacional de Estadística e Informática, 2021) y en Colombia al 42,5% (DANE, 2021),

En consecuencia, los mecanismos que se diseñen para el financiamiento y repago de las inversiones que demanda la transformación energética debe tener en cuenta esta situación y la particular necesidad de atender a la universalización del servicio eléctrico. El contexto descripto dificulta severamente la posibilidad de que sean los usuarios quienes puedan afrontar, en principio, los costos totales de inversión en infraestructura que se requieren.

2.2. Asunciones y puntos de partida

La transformación energética se enfoca en dos objetivos principales: la sustentabilidad y la seguridad de suministro. El objetivo de la sustentabilidad se refiere a la descarbonización de la economía y la reducción de emisiones de carbono para combatir el cambio climático y preservar un medio ambiente sano. Por otro lado, la seguridad de suministro se refiere a la habilidad del sistema eléctrico para abastecer a sus usuarios bajo parámetros de normalidad, considerando aspectos como la disponibilidad suficiente de potencia, líneas de transmisión y combustibles necesarios para la operación del parque térmico. En la adopción de políticas públicas en materia energética, los vectores relevantes históricamente han sido la seguridad y la economía. Sin embargo, la sustentabilidad se ha convertido en un vector adicional en los últimos años.

En América Latina, incluyendo la República Argentina, el logro de los objetivos que hacen a la transformación energética demanda la realización de obras de infraestructura de gran escala, como el despliegue de generación a partir de fuentes renovables y la realización de obras de transmisión necesarias para interconectar las regiones de mayor potencial de energías renovables con los centros de consumo, así como reforzar la seguridad eléctrica en el área metropolitana de Buenos Aires y fortalecer las redes en varias provincias y regiones.

Para alcanzar los objetivos de sustentabilidad y seguridad en la forma más económica y eficiente posible, se requieren inversiones multimillonarias en infraestructura, incluyendo la inversión en redes inteligentes en las redes de distribución. Las estimaciones indican que solo en generación de fuentes renovables y en transmisión, se necesitan inversiones en el corto plazo de aproximadamente 14.000 millones USD.

Como ha sido expuesto en la introducción del presente documento, se parte de las siguientes premisas que, entendemos, sobradamente demostradas por la bibliografía existente:

- es positivo para la sociedad, la economía y el medio ambiente aumentar el porcentaje de generación renovable respecto de la matriz energética
- no existen actualmente incentivos suficientes para la instalación de generación renovable en baja, a pesar de existir un marco regulatorio relativamente adecuado
- uno de los principales cuellos de botella para ello es la ausencia de una infraestructura capaz de gestionarla (en adelante, *smart grid*), para la cual es necesaria una inversión de capital significativa

- en la Argentina, en un contexto como el actual donde la tarifa a los usuarios no es capaz de cubrir los costes de operación y mantenimiento, es necesario buscar esquemas que procuren y/o faciliten es financiamiento de estas inversiones y, finalmente
- existe además otro obstáculo que afecta al sistema (vinculado indirectamente a la generación en baja), que es la incapacidad de la red eléctrica para transportarla energía renovable generada (por lo que la promoción de la distribución en baja, en especial de la autogenerada, ayudará a descomprimir la red).

2.3 Normativa vigente

En la presente sección se describe primero la normativa vigente en materia de energía eléctrica y energías renovables, para luego resumir algunos aspectos de relevancia de su aplicación.

2.3.1 Introducción

Aunque la Constitución Nacional no contiene normas específicas que en forma expresa refieran a la energía eléctrica, sí hay previsiones que son de particular relevancia para la adopción de políticas específicas para la transformación energética, amén del compacto general de principios, derechos y garantías y libertades que debe ser tenido en cuenta en todo momento y en todos los casos.

Respecto a lo específico que hace a la materia, el artículo 41 reconoce el "(…) derecho a un ambiente sano, equilibrado, apto para el desarrollo humano y para que las actividades productivas satisfagan las necesidades presentes sin comprometer las de las generaciones futuras; y tienen el deber de preservarlo."

De esta forma, la sustentabilidad, uno de los vectores de la transformación energética ya enunciado, tiene expresa recepción y protección constitucional.

Por su parte, el artículo 42 prevé expresamente los derechos de usuarios y consumidores a la libertad de elección, protección de sus intereses y a la información adecuada y veraz en la relación de consumo, en un marco en donde el Estado debe proveer a la protección de esos derechos, así como a la defensa de la competencia contra toda forma de distorsión de los mercados, al control de los monopolios naturales y legales, al de la calidad y eficiencia de los servicios públicos.

En la República Argentina los artículos 31 y 75, inciso 22 de la Constitución Nacional marcan la jerarquía suprema de la Constitución, los tratados internacionales y las leyes, en ese orden, en la cúspide del ordenamiento normativo.

Por ello, en cuanto al ordenamiento jurídico interno adquieren preeminencia las leyes sancionadas por el Congreso Nacional en la materia, que son la Leyes N° 15.336, 24.065, 26.190, 27.191 y 27.724.

2.3.2 Marco regulatorio eléctrico

Respecto al otro de los vectores de la transformación energética, el de la seguridad, su tratamiento también es expreso en la normativa vigente.

En tal sentido, el artículo 40, inciso d) de la Ley N° 24.065 establece que las tarifas de transporte y distribución "asegurarán el mínimo costo razonable para los usuarios compatible con la seguridad del abastecimiento."

De lo expuesto se sigue que, al igual que en el planteamiento realizado más arriba en el apartado 2.2, el principio básico es el de la seguridad de suministro mientras que la reducción del costo es buscada pero admisible en tanto ella sea compatible con la seguridad de suministro.

Bajo este marco se describen a continuación algunos de los aspectos principales del marco regulatorio eléctrico que son relevantes a los efectos del presente trabajo.

La Ley N° 15.336 esboza los lineamientos generales del marco regulatorio, y califica como servicio público a la distribución regular y continua de energía eléctrica para atender las necesidades indispensables y generales de electricidad de los usuarios de una colectividad o grupo social determinado de acuerdo con las regulaciones pertinentes.

A su vez, y en lo que hace propiamente a la generación de energía eléctrica, se prevé que las actividades de la industria destinadas total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público serían consideradas de "interés general", afectadas a dicho servicio y encuadradas en las normas legales y reglamentarias que aseguren su funcionamiento normal.

Adicionalmente, la Ley N° 15.336 sometió esta actividad a la jurisdicción federal y estableció en su artículo 2 que "(...) la energía eléctrica, cualquiera sea su fuente y las personas de carácter público o privado a quienes pertenezca, se considerará una cosa jurídica susceptible de comercio por los medios y formas que autorizan los códigos y leyes comunes en cuanto no se opongan a la presente".

En la misma línea, la norma dispuso que las operaciones de compra o venta de la electricidad de una central con el ente administrativo o con el concesionario que en su caso presta el servicio público se reputarán actos comerciales de carácter privado en cuanto no comporten desmedro a las disposiciones de la Ley N° 15.336.

Por su parte, en el esquema de la Ley N° 24.065 y sus reglamentaciones, cabe poner de resalto lo siguiente:

(i) el Generador produce y vende la energía, y su remuneración es por la energía puesta a disposición y vendida, y está dada, en el mercado spot, por un precio que es el resultado del libre juego de la oferta y de la demanda a partir de su cálculo en función del criterio de costo marginal de corto plazo, mientras que, en el mercado a término, tal precio surge de los contratos libremente pactados;

(ii) el Transportista/Distribuidor transporta/distribuye la energía eléctrica por su red, cuya actividad es regulada como un servicio público, y su remuneración está dada por una tarifa máxima aprobada por el ente regulador;

(iii) el Gran Usuario (calificado por tal en función de un módulo de potencia definido por la reglamentación) tiene derecho a adquirir la energía eléctrica directamente al Generador por vía contractual -es decir, con bypass del distribuidor- y, si es habilitado como Autogenerador, a generar su propia energía y comercializar los excedentes;

(iv) el resto de los usuarios adquiere la energía de los generadores, pero lo hace mediante los Distribuidores que efectúan el passthrough de los costos de adquisición y transporte de la energía generada en condiciones de competencia a dichos usuarios;

(v) los operadores de transmisión y distribución que son monopólicos respecto de una determinada red (transmisión) y de un área específica (distribución) deben otorgar un acceso no discriminatorio a sus redes a productores, comercializadores y usuarios (open access);

(vi) los Distribuidores tienen obligación de provisión del servicio con ciertos estándares de calidad; y,

(vii) los usuarios residenciales reciben la energía directamente del Distribuidor a un precio estabilizado.

A su vez, la Ley N° 24.065 y su reglamentación aprobada como Anexo I del Decreto N° 1.398/92 contempla los siguientes principios tarifarios:

a) tarifas justas y razonables (artículo 40);

b) obtener ingresos suficientes para la recuperación de costos operativos y una tasa razonable de rentabilidad (artículo 40, inciso a; artículo 41);

c) uniformidad salvo diferencias de costo (artículo 40, inciso b y artículo 44);

d) Passtrough del costo de compra de energía considerando el precio del mercado spot (artículo 40, inciso c);

e) mínimo costo razonable para los usuarios compatible con la seguridad del abastecimiento (artículo 40, inciso d);

f) precio tope (artículo 42, 49);

g) prohibición subsidios cruzados (artículo 42, inciso e);

h) períodos quinquenales de revisión tarifaria (artículo 43); y,

i) obligatoriedad (artículo 47).

En cuanto a la generación de energía eléctrica, en virtud de los artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065 se le otorgan a la Autoridad de Aplicación (hoy, Secretaría de Energía de la Nación) las siguientes facultades:

1) Determinar las normas a las que se ajustará el despacho nacional de cargas para el cumplimiento de sus funciones.

2) Dictar una resolución con las normas de despacho económico.

Las facultades antedichas están condicionadas por el mandato legal que ordena que las normas a ser dictadas por la Autoridad de Aplicación:

3) Garanticen la transparencia y equidad de las decisiones.

4) Permitan la ejecución de los contratos libremente pactados entre generadores, grandes usuarios y distribuidores.

5) Determinen el despacho de la demanda requerida, en base al reconocimiento a los generadores de un precio de energía y potencia uniforme para todos en cada lugar de entrega que se fije, basado en el costo económico del sistema y debiéndose para su estimación tener en cuenta el costo que represente para la comunidad la energía no suministrada y debiendo abonar los distribuidores un precio uniforme, estabilizado cada noventa (90) días, medido en los puntos de recepción, que incluirá lo que perciben los generadores por los conceptos señalados precedentemente, y los costos de transporte entre los puntos de suministro y recepción.

Las normas dictadas en cumplimiento del mandato legal mencionado determinaron para el precio de la energía eléctrica:

a) un precio spot u horario calculado en función del costo marginal de corto plazo;

b) un precio estacional que representa el cálculo semestral y trimestral estabilizado del precio horario o spot y que se traslada a los usuarios de las empresas distribuidoras;

c) un Fondo de Estabilización administrado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) para arbitrar las diferencias entre tales precios.4

El precio estacional, es el precio de venta de la energía eléctrica que se traslada a los usuarios de las distribuidoras como un término representativo de los costos de su adquisición y es aprobado trimestralmente por la Secretaría de Energía en ocasión de aprobar la programación estacional del sistema.

4 Según la el Artículo 35 de la Ley N° 24.065: “El despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), estará a cargo del Despacho Nacional de Cargas (DNDC), órgano que se constituirá bajo la forma de una sociedad anónima cuyo capital deberá estar representado por acciones nominativas no endosables y cuya mayoría accionaria estará, inicialmente, en la cabeza de la Secretaría de Energía, y en el que podrán tener participación accionaria los distintos actores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).” Mediante el Decreto N° 1.192/92 se constituyó a CAMMESA y se le encomendó las funciones previstas en el Artículo 35 de la Ley N° 24.065. En tal sentido, el artículo 3° I) del Estatuto originalmente aprobado de CAMMESA como anexo del Decreto N° 1.192/92 previó que: “El despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) de acuerdo a lo previsto por la Ley N° 24.065 y sus normas complementarias y reglamentarias. A estos fines, tendrá a su cargo: (a) determinar el despacho técnico y económico del SADI, (Sistema Argentino de Interconexión) propendiendo a maximizar la seguridad del sistema y la calidad de los suministros y a minimizar los precios mayoristas en el mercado horario de energía (Mercado Spot) ; (b) planificar las necesidades de potencia y optimizar su aplicación conforme reglas que fije de tiempo en tiempo la Secretaría de Energía Eléctrica; supervisar el funcionamiento del mercado a término y administrar el despacho técnico de los contratos que se celebren en dicho mercado.”

2.1.1. Marco regulatorio de la energía renovable

La matriz energética argentina paulatinamente ha incorporado fuentes renovables de generación de energía, en gran medida como resultado del impulso dado por la Ley N° 26.190 y su modificatoria, la Ley N° 27.191.

a) Leyes N° 26.190 y 27.191

En diciembre de 2006, el Congreso de la Nación sancionó la Ley 26.190 que aprobó el denominado "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinadas a la Producción de Energía Eléctrica" que definió a las energías renovables, comprendidas en dicho régimen, como aquellas proveniente de energías renovables no fósiles: energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica menor a 30 MW de potencia[5], biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás, con excepción de los usos previstos en la Ley N° 26.093.

En el artículo 1 de la Ley N° 26.190, se declaró de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía eléctrica a partir de fuentes renovables con destino a la prestación de servicio público, como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad.

A su vez, estableció como objetivo de dicho régimen, alcanzar una obligación de compra de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de parte de los usuarios regulados (Grandes Usuarios), en torno al 8% de su consumo total, para el año 2017.

Con la sanción de la Ley N° 27.191 se introdujeron modificaciones relevantes a la Ley N° 26.190, que, a su vez, fue reglamentada por el Decreto N° 531/2016.

Entre sus disposiciones más importantes, la Ley N° 27.191 prevé que:

(i) Para el 31 de diciembre de 2017 todos los usuarios deberán contribuir para que el 8% del consumo de la energía eléctrica a nivel nacional provenga de fuentes renovables, (33) incrementándose dicho porcentaje en un 12% para el 31 de diciembre de 2019, en un 16% para el 31 de diciembre de 2021, en un 18% para el 31 de diciembre de 2023 y en un 20% para el 31 de diciembre de 2025.

(ii) Los grandes usuarios con demandas de potencia mayor a 300 kW deberán cumplir con estos objetivos y a tal fin podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de diferentes fuentes renovables, pudiendo efectuarse dicha compra al generador, mediante un distribuidor, un comercializador o CAMMESA.

(iii) La calificación legal de la prioridad de despacho a la generación a partir de fuentes renovables[6] ya que se dispone que ésta tendrá un tratamiento similar a las centrales hidroeléctricas de pasada, por lo que la energía eléctrica que éstas produzcan será inyectada en primer lugar al sistema.

(iv) Un régimen de incentivos tributarios y fiscales cuyos beneficiarios serán las personas físicas o jurídicas que sean titulares de inversiones y concesionarios de obras nuevas de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables, y cuya producción esté destinada al suministro del servicio público o al MEM.

La creación del Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER). El FODER, que se conformará como un fideicomiso de administración y financiero con el Ministerio de Economía como fiduciante; el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) como fiduciario y los titulares de proyectos de inversión en fuentes renovables de energía eléctrica aprobados por la autoridad de aplicación y destinados a la prestación de servicios públicos como beneficiarios. Entre los recursos del FODER se prevén fondos que proveerá el Tesoro Nacional, que no podrán ser anualmente inferiores al 50 % del

5 Valor incrementado hasta 50 MW por la Ley N° 27.191.
6 Prioridad que ya estaba contemplada con rango infra legal en los Anexos 39 y 40 de Los Procedimientos, a tenor de lo dispuesto en la Resolución ex SE N° 712/2009.

ahorro efectivo en combustibles fósiles debido a la incorporación de generación a partir de fuentes renovables obtenidos en el año previo. El FODER podrá proveer fondos y otorgar préstamos, adquirir valores fiduciarios públicos y privados; realizar aportes de capital, y otorgar avales y garantías, entre otras posibilidades.

b) Ley N° 27.724

La Ley N° 27.424 que regula el "Régimen de Fomento de la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica" fue sancionada en 2017 con el objeto de regular y fomentar la generación de energía eléctrica de fuente renovable por parte de usuarios conectados a la red de distribución para su autoconsumo y eventual inyección de excedentes a la red, es decir, la Generación Distribuida.

Además de la ley citada, se aplican a la materia, en lo pertinente, los marcos regulatorios de la energía eléctrica (Leyes N° 15.336 y 24.065, y reglamentaciones) y de energías renovables (Leyes N° 26.190 y 27.191, y reglamentaciones).

A la fecha, el régimen de Generación Distribuida se encuentra regulado a nivel nacional por el siguiente marco normativo:

a) Ley N° 27.424, que establece los lineamientos generales del Régimen, cuya autoridad de aplicación es, actualmente, la Subsecretaría de Energía Eléctrica.

b) Decreto N° 986/2018, que reglamenta la Ley N° 27.424.

c) Resolución de la entonces Secretaría de Gobierno de Energía N° 314/2018, que regula el procedimiento para obtener la autorización de conexión de los equipos de Generación Distribuida y establece las distintas categorías de Usuarios-Generadores;

d) Resolución N° 111/2019 del ENRE, que regula las obligaciones de la Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (EDENOR) y la Empresa Distribuidora Sur S.A. (EDESUR) en relación con el Régimen de Generación Distribuida y las sanciones en caso de incumplimientos.

e) Resolución ENRE N° 189/2019 que aprueba las tarifas de inyección para los UsuariosGeneradores.

f) Resolución General N° 4.511/2019 de la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP), que establece el procedimiento para imputar los Certificados de Crédito Fiscal otorgados por el Fondo Fiduciario para la Generación Distribuida de Energías Renovables (FODIS) al pago de impuestos nacionales.

g) Disposición N° 28/2019 de la entonces Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética (SSERyEE), que detalla el procedimiento para obtener la conexión de los Usuarios-Generadores y los requisitos técnicos y de seguridad que deben cumplir los equipos de Generación Distribuida.

h) Disposición SSERyEE N° 48/2019, que establece que los certificados de crédito fiscal regulados por la Ley N° 27.424 deberán ser instrumentados bajo la modalidad de bonos electrónicos.

i) Disposición SSERyEE N° 62/2019, que designa al Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) como fiduciario del FODIS y aprueba el modelo de contrato de fideicomiso a ser celebrado.

j) Disposición SSERyEE N° 83/2019, modificada por la Disposición Nº 40/2021 de la Subsecretaría de Energía Eléctrica, que aprueba el procedimiento para obtener los certificados de crédito fiscal implementados a través del FODIS y los montos a asignar por hasta pesos un millón ($3.000.000).

El Régimen establece las condiciones jurídicas y contractuales de la Generación Distribuida, a la vez que la declara de interés nacional y considera como sus objetivos la eficiencia energética, la reducción de pérdidas en el sistema interconectado, la potencial reducción de costos para el sistema eléctrico en su conjunto, la protección ambiental prevista en el artículo 41 de la Constitución Nacional y la protección de los derechos de los usuarios en cuanto a la equidad, no discriminación y libre acceso en los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad. En línea con ello, fija la obligación de los

prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección y de asegurar el libre acceso a la red.

Como objetivo específico, el Decreto N° 986/2019 plantea la instalación de un total de 1.000 MW de potencia de generación distribuida para el año 2030. Asimismo, se prevé que toda construcción de edificios públicos nacionales deberá contemplar la utilización de algún sistema de Generación Distribuida proveniente de fuentes renovables.

El Régimen reconoce a los Usuarios Generadores los derechos de:

i) instalar equipamiento para la Generación Distribuida hasta una potencia

ii) equivalente a la que este tiene contratada con el Distribuidor para su demanda;

iii) generar energía eléctrica renovable para autoconsumo;

iv) inyectar sus excedentes a la red de distribución, libre de cargos adicionales de inyección; y,

v) percibir una retribución por los créditos acumulados por la inyección de energía, o cederlos a otro usuario de la misma red de distribución.

Por su parte, la Resolución ex Secretaría de Gobierno de Energía N° 314/2018 categoriza a los Usuarios Generadores en:

a) Pequeños (UGpe): con conexión a la red de distribución en baja tensión cuya potencia no supere los 3 kW.

b) Medianos (UGme): con conexión a la red de distribución en baja o media tensión de una potencia mayor a 3 kW y hasta 300 kW.

c) Mayores (UGma): con conexión a la red de distribución en baja o media tensión de una potencia mayor a 300 kW y hasta 2 MW.

A los efectos de inyectar los excedentes de energía a la red de distribución, el UsuarioGenerador deberá solicitar una autorización de conexión al Distribuidor, por la Plataforma Digital de Acceso Público. A grandes rasgos, tal procedimiento consiste en:

i) una solicitud de reserva de potencia que debe presentar el Usuario-Generador correspondiente con sus datos identificatorios y toda la información relativa al equipo de Generación Distribuida que se pretenda conectar; y,

ii) una solicitud de medidor bidireccional, con información del equipo instalado y el instalador calificado a cargo. La instalación del medidor bidireccional estará a cargo del Distribuidor y será abonada por el Usuario-Generador.

El Distribuidor efectuará el cálculo de la compensación por la energía inyectada por los Usuarios-Generadores bajo el modelo de balance neto de facturación.

Como resultado, los Usuarios-Generadores reciben una tarifa de inyección por cada kilowatt-hora que entreguen a la red de distribución a precio mayorista de energía, es decir, al mismo precio que los Distribuidores compran la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista que incluye la tarifa de transporte, pero no el Valor Agregado de Distribución (VAD). A dicha tarifa de inyección se le restará el valor de la energía demandada al Distribuidor, que es cobrada a precio minorista, incluyendo el VAD.

De esta manera, los Distribuidores compensarán los valores monetarios de la energía demandada por el Usuario-Generador al Distribuidor y la energía generada e inyectada por éste a la red.

La compensación de la energía inyectada será valorizada en pesos y deberá ser realizada en la factura correspondiente al período en el que se realizó la inyección. Si por la compensación efectuada por el Distribuidor, el Usuario-Generador tuviere un crédito a su favor, tal crédito será imputado en la facturación del período siguiente o podrá ser cedido a otros usuarios del mismo Distribuidor.

Como parte del Régimen de Generación Distribuida, se creó el FODIS, un fideicomiso de administración y financiero, donde el Estado Nacional actúa como fiduciante y el BICE, como fiduciario, cuyo objeto es el

otorgamiento de préstamos, incentivos, garantías, certificados fiscales aplicables al pago de impuestos nacionales, la realización de aportes de capital y la adquisición de otros instrumentos financieros para la implementación de sistemas de Generación Distribuida a partir de fuentes renovables, teniendo como beneficiarios titulares de proyectos de Generación Distribuida que hayan obtenido la aprobación por parte de las autoridades del FODIS.

2.3.4 La aplicación de las normas

2.3.4.1 Cuatro etapas del marco regulatorio eléctrico

a) Primera etapa (1992-2001)

La reforma del sector eléctrico introducida por la Ley N° 24.065 tuvo una implementación exitosa en términos de performance del sector y ejecución hasta el año 2001, con la crisis económica generalizada que ocurrió a fin de ese año y luego culminó con la sanción de la Ley N° 25.561 de emergencia económica a principios del 2002.

De tal modo, a comienzos de la década del 2000, existía, pues, un cierto consenso mayoritario respecto a la incidencia positiva que dicha reforma había supuesto (Durand, 2013).

Durante tal período, de aplicación plena de la Ley N° 24.065, Argentina mejoró notablemente los parámetros del sistema, y para el año 2002, se había convertido en el productor de energía más eficiente de la región y sus precios de la electricidad se ubicaban entre los más bajos de América Latina (Pollit, 2009; Fundación de Investigaciones Latinoamericanas, 1998).

En tal sentido:

i) Se verificó un alto nivel de inversión.[7]

ii) La mejoría generalizada en el sector eléctrico también redujo la indisponibilidad de las centrales de aproximadamente 50% a aproximadamente 20% en cinco años solamente.

iii) Para fines de 2002, la potencia instalada en el sistema eléctrico mayorista se amplió de 13.267 MW a 22.831 MW, y los precios mayoristas de la electricidad registraron una baja considerable.

iv) Entre 1991-2002 la mejoría en la calidad del servicio en el área de distribución sujeta a jurisdicción federal (Capital Federal y Gran Buenos Aires) fue del 70%, medida en cantidad de cortes (al pasar de 13,6 cortes a 4,1) y aún mayor medida en tiempos de servicio (de 50 horas al año a 5 horas al año) (Durand, 2013).

b) Segunda etapa (2002-2015)

El modelo funcionó en términos puros hasta 2002, cuando a partir de la sanción de la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública el esquema de la Ley N° 24.065 fue progresivamente alterado y modificado, en la mayor parte de las ocasiones por vía de reglamentaciones sin el rango legal exigible para su validez y en clara violación de normas constitucionales y legales de jerarquía superior a esas normas reglamentarias.

El congelamiento de precios y tarifas en moneda local para la mayoría de los usuarios y mantenido entre durante más de doce años, la menor disponibilidad de gas natural para la generación térmica y la consiguiente mayor utilización de combustibles líquidos, así como el considerable aumento de los costos de operación y mantenimiento determinaron que la recaudación por ingresos en el sistema eléctrico no fuera suficiente para remunerar plenamente los costos de los distintas empresas del sector, imposibilitando asimismo la obtención de márgenes adecuados de rentabilidad.

7 Entre 1992 y 2002, la inversión extranjera total que recibió Argentina para la privatización del sector eléctrico ascendió a aproximadamente 7.500 millones USD. Ver: Ministerio de Economía de Argentina, Sector Eléctrico. Ingresos y Aplicaciones de Fondos de la Privatización (disponible en http://mepriv.mecon.gov.ar/Sector_Electrico/Ingresos-1998.htm), (donde se señala que, para 1998, el total de ingresos recibidos por el Gobierno por la privatización del sector energético fue de prácticamente 6.000 millones USD).

En particular, a partir del año 2002, el precio estacional dejó de representar un cálculo estabilizado del precio spot y pasó a ser fijado con criterios políticos, quedando congelado en pesos a valores de 2001 durante varios años.

Asimismo, el precio estacional dejó de ser calculado de forma uniforme y fue segmentado por distribuidoras y categorías de usuarios. En el año 2011 se crearon las categorías de precio estacional subsidiado y no subsidiado, aunque esta última fue aplicada solamente a una minoría reducida de usuarios.
El precio *spot* dejó de ser representativo de los costos reales de la generación, y eventualmente dejó de ser calculado en función de criterios marginalistas y uniformidad.

Como consecuencia de todo lo expuesto, la mayor parte de los usuarios abonó durante más doce años, un precio por la energía eléctrica considerablemente menor a su costo y la diferencia fue asumida por el Tesoro Nacional.

Ello desalentó las inversiones privadas de largo plazo en nueva infraestructura, circunstancia que, sumada al constante crecimiento de la demanda fruto de precios relativamente bajos y el crecimiento económico registrado hasta 2011 llevó a la necesidad de implementar cortes de demanda en el año 2007 y a que, en lo sucesivo y hasta el 2017 el sistema eléctrico opere en condiciones cuyos márgenes de reserva no son los adecuados. Todo ello sucedió en un contexto donde si bien la Ley N° 24.065 (Marco Regulatorio Eléctrico) conservó su vigencia desde lo formal, en los hechos, fue alterada y desconocida en varias ocasiones (Eliaschev, 2005; 2007, pp. 39-49).

Un aspecto positivo del período fue la realización de significativas obras en materia de redes de transmisión en 500 kV, incluyendo la construcción de 5086 km de líneas y de 17 estaciones transformadoras, entre las obras más destacadas (CFEE, 2015).

c) Tercera etapa (2016-2019)

Con la emisión del Decreto N° 134/2015, que declaró la emergencia del sector eléctrico nacional con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017 e instruyó al entonces Ministerio de Energía y Minería (MEyM) para que “elabore, ponga en vigencia, e implemente un programa de acciones que sean necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas”, el Poder Ejecutivo adoptó la política de retomar la senda de la Ley N° 24.065.

Tal política contempló lo siguiente:

i) Normalización en la conformación del ENRE con la realización de los concursos públicos previstos por la Ley N° 24.065.

ii) Sanción de precios estacionales con incrementos graduales que tiendan a que dicho precio se aproxime al costo real de generación.

iii) Realización de revisiones tarifarias integrales para las distribuidoras bajo jurisdicción nacional y las transportistas, que contemplaron actualizaciones tarifarias y regularización de los Contratos de Concesión.

iv) Adjudicación de contratos de abastecimiento de energía eléctrica en dos licitaciones públicas por un total de 4950 MW.

En materia de renovables, Programa RenovAr y MATER.

En cambio, quedaron sin resolver o abordar los siguientes puntos:

i. Normalización de la regulación de los generadores y de los contratos del MEM alterada por la Resolución SE N° 95/13 y sus modificatorias.

ii. Expansión de redes de transmisión para acompañar el incremento de potencia instalada y los desarrollos futuros.

d) Cuarta etapa (2020 hasta la fecha).

La Ley N° 27.541 sancionada el 23 de diciembre de 2019 declaró una nueva emergencia pública que incluyó la materia energética en su Artículo 1, aspecto tratado en el Título III (Sistema Energético) que consta, a su vez, de tres artículos (5, 6 y 7) (Eliaschev, 2020).

Al respecto, el inciso b) del artículo 2 previo como una de las bases de la delegación a "reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético con criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva y reordenar el funcionamiento de los entes reguladores del sistema para asegurar una gestión eficiente de los mismos".

En lo que aquí interesa, el Artículo 5 facultó al Poder Ejecutivo "a mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las leyes N° 24.065, 24.076 y demás normas concordantes, a partir de la vigencia de la presente ley y por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020".

Por su parte, en el artículo 6 se facultó al Poder Ejecutivo a "intervenir administrativamente el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) por el término de un (1) año".

Si bien la Ley de Emergencia preveía en su inicio plazos de vigencia relativamente breves (180 días en materia tarifaria y un año en materia de entes reguladores), las prórrogas impuestas por Decreto N° 1.020/20 extendieron la vigencia de esas facultades a plazos sustancialmente más prolongados (en ambos casos hasta por lo menos el 16 de diciembre de 2022), por lo que nuevamente el sector eléctrico resulta alterado en el funcionamiento de sus instituciones.

2.4 Alternativas para el financiamiento de infraestructuras para generación eléctrica distribuida

Considerando la evolución de la normativa vigente en el sector eléctrico y de las energías renovables en la República Argentina, así como su contexto social, se plantea la necesidad de explorar alternativas para lograr el financiamiento de las inversiones necesarias para ciertas infraestructuras que permitan el desarrollo de un ecosistema público-privado para la generación eléctrica distribuida.

Una alternativa a considerar es la inclusión de los gobiernos municipales en el proceso. Estos gobiernos pueden desempeñar un papel clave en el fomento de la generación eléctrica distribuida en sus comunidades, ya que conocen de primera mano las necesidades energéticas de sus residentes y pueden implementar políticas y regulaciones que incentiven la inversión privada en infraestructura para la generación distribuida.

Los municipios también pueden actuar como facilitadores para la implementación de soluciones innovadoras, como el uso de tecnologías de energía renovable y almacenamiento de energía, y pueden promover la adopción de prácticas sostenibles en la comunidad. Además, los gobiernos municipales pueden colaborar con empresas y organizaciones locales para desarrollar planes y proyectos que fomenten la generación distribuida, y pueden incluso considerar la posibilidad de invertir directamente en proyectos de infraestructura para generar electricidad a nivel local.

En resumen, la inclusión de los gobiernos municipales puede ser una alternativa importante para financiar las inversiones necesarias para el desarrollo de un ecosistema público-privado para la generación eléctrica distribuida en Argentina. Los municipios pueden desempeñar un papel clave en el fomento de la generación distribuida en sus comunidades, y pueden colaborar con empresas y organizaciones locales para desarrollar proyectos sostenibles y beneficiosos para la comunidad.

Para ello deben al menos generarse consensos mínimos en los siguientes puntos que el sector eléctrico general tiene por delante:

1) Los subsidios deben ser focalizados y segmentados de forma tal de alcanzar a quienes realmente no puedan afrontar los costos eléctricos en dicha incidencia y con montos o porcentajes variables y/o graduales.
2) Debe definirse un conjunto de prestaciones mínimas del servicio eléctrico de acceso universal y por ende sufragado por tal subsidio.

3) El subsidio debe ser explícito y estatal, no ser cruzado a expensas de otros usuarios ni a costa de los prestadores del servicio; debe ser asimismo dinámico y extenderse mientras dure la necesidad que lo motivó y en la incidencia de tal necesidad.

4) El conjunto de prestaciones de acceso universal debe ser adaptado a las peculiaridades de cada jurisdicción local con particularidades referidas a cuestiones geográficas, de morfología física de red y aspectos socioeconómicos, pero incluyendo en todos los casos la posibilidad de acceso a redes inteligentes y soluciones de autogeneración distribuida.

5) Los usuarios no alcanzados por los subsidios al acceso universal deben asumir vía tarifa los costos de operación y mantenimiento de las redes existentes.

6) Los costos correspondientes a las inversiones de expansión de infraestructura y despliegue de redes inteligentes deben ser examinados con cuidado y se debe, en tal sentido, considerar una alternativa innovadora y superadora que permita hacer frente a tal desafío. Se delinean algunas propuestas básicas al respecto en el numeral 8).

7) Para todo aquello que no sea operación y mantenimiento de un monopolio natural, por ejemplo, compraventa de energía eléctrica, autogeneración distribuida y servicios de valor agregado a partir de redes inteligentes (administración de la demanda y automatizaciones, entre muchos otros) debe recrearse la posibilidad de la libertad de elección del usuario, el funcionamiento de los mercados bilaterales voluntarios como el mercado a término, así como introducirse competencia en aquellos segmentos en donde ella sea económicamente viable.

8) El despliegue de la infraestructura de redes inteligentes requerirá de inversiones cuantiosas, pero implicará externalidades positivas por lo que la posibilidad de que tales inversiones sean financiadas solo con recurso a la demanda merece ser desafiada. Se propone de modo liminar un esquema mixto y heterogéneo que incluya un componente tarifario, un componente de financiamiento a la demanda con créditos públicos y/o privados para la adquisición de equipamiento y un componente de inversión pública y también privada idealmente financiada con créditos a largo plazo dados por organismos multilaterales. Los tomadores de esos créditos pueden ser entidades estatales o privadas, en cuyo caso deberá instrumentarse una estructura contractual de obra que sea robusta desde el punto legal financiero para garantizar el repago de esa deuda. Para acotar tales necesidades de financiamiento y los riesgos asociados, pueden segmentarse las inversiones en etapas y zonas determinadas y hacer un despliegue gradual de ellas.

9) Por último, en relación con la posibilidad de extender el uso de energía renovables en explotaciones agrícolas, avícolas y ganaderas, la tecnología y el conocimiento sobre las posibles soluciones técnicas existe en la Argentina e incluso se cuenta con muchas experiencias en funcionamiento. Sin embargo, su uso no está extendido. Sin embargo, existen instituciones dedicadas a la investigación con profesionales de reconocido prestigio (CONICET, Consejo de investigaciones Científicas de la Provincia de Buenos Aires) y a la supervisión y colaboración con los productores (desde el INTA a distintas asociaciones de productores –algunas como CORFO, ya son emprendimientos público privados- a las distintas universidades provinciales). Falta aquí una política pública que de ocupe de articular las posibles sinergias entre estas instituciones para fomentar y facilitar su instalación. Por ello se prepondrá un fondo de financiamiento o (garantía) de los pequeños emprendimientos que permitan analizar e instalar, en función de las características de cada emprendimiento), sistemas que combinen generación solar, eólica y/o de biodigestión, junto a un sistema de baterías que asegure la continuidad del servicio a pequeña o mediana escala.

3. Conclusiones

En resumen, entendemos conveniente la inclusión de los gobiernos municipales en el establecimiento de soluciones para el financiamiento de las inversiones necesarias para disponer de redes inteligentes o *smart grids*. Ello podría facilitar el desarrollo de un ecosistema público-privado a nivel local para la generación eléctrica distribuida. Es necesario que se establezcan marcos regulatorios claros y favorables para la inversión en infraestructura de *smart grids,* que promuevan la colaboración entre los diferentes actores, y que se faciliten los procesos de licenciamiento y permisos para la instalación de estas infraestructuras. Además, se deben diseñar y promover programas de educación y concienciación ciudadana sobre los beneficios de la generación distribuida y las *smart grids*, y fomentar la participación activa de los ciudadanos y las comunidades en la planificación y desarrollo de estos proyectos.

En primer lugar, es importante destacar que la implementación de soluciones para *smart grids* a nivel local puede ser beneficiosa incluso si no se han implementado medidas tendientes a la normalización regulatoria a nivel nacional. Si bien es cierto que la falta de regulación a nivel nacional puede generar ciertas incertidumbres, la implementación de soluciones a nivel local puede ser una forma de demostrar la viabilidad y eficacia de estas tecnologías, lo que a su vez puede impulsar la adopción a nivel nacional.

En segundo lugar, es necesario enfatizar la importancia de involucrar a los gobiernos municipales en la promoción de soluciones para *smart grids*. Los gobiernos municipales pueden desempeñar un papel fundamental en la promoción, ya sea a través de la adopción de políticas que fomenten la inversión privada en este ámbito o a través de la promoción de iniciativas que permitan a los ciudadanos y las empresas participar activamente en la generación de energía renovable y en la gestión de la energía.

En tercer lugar, es fundamental considerar la importancia de establecer políticas que permitan a las empresas y a los ciudadanos recuperar el costo de sus inversiones en energía renovable y en soluciones para *smart grids*, ya sea a través de tarifas de alimentación neta o de otros mecanismos que permitan la recuperación del costo de inversión a largo plazo, como ser la bonificación total o parcial de contribuciones municipales por los inmuebles incorporados a la red inteligente.

Por último, es importante destacar que la promoción de soluciones para *smart grids* no solo puede contribuir a la generación de energía renovable y a la reducción de emisiones contaminantes, sino que también puede ser una fuente de creación de empleo y de desarrollo económico. La promoción de soluciones para redes inteligentes puede crear oportunidades de empleo en la instalación y mantenimiento de equipos y sistemas de energía renovable, así como en la gestión y análisis de datos energéticos.

En conclusión, la implementación de soluciones para *smart grids* a nivel municipal puede ser un paso importante hacia el desarrollo de un ecosistema público-privado para la generación eléctrica distribuida en Argentina. Para ello, es fundamental involucrar a los gobiernos municipales en la promoción de soluciones para *smart grids*, establecer incentivos adecuados para la inversión en energía renovable y soluciones para *smart grids*, y considerar la importancia de la generación de empleo y desarrollo económico.

4. Bibliografía

Aguilar Valdez, O. (2004). Competencia y Regulación Económica - Lineamientos para una introducción jurídica a su estudio. RAP: Servicio Público, Policía y Fomento, pp. 1-63.

Albertsen, J. (2004). El monopolio como dato esencial del servicio público. RAP: Servicio Público, Policía y Fomento, junio 2004.

Barreiro, R. (2002). Derecho de la Energía Eléctrica. Buenos Aires: Ábaco.

Bastos C. y Abdala, M. (1994). Transformación del sector eléctrico argentino. Santiago de Chile: Editorial Antártica.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). (2021) Informe Mensual Generación Renovable Variable.

Campolieti, F. (2006). El costo de falla del Servicio Público. El Derecho, EDA, pp. 627-637.

Consejo Federal de Energía Eléctrica. (CFEE) (2015). Informe Anual 2013/ 2014/2015.

Cionfrini, E. (2000). La protección de los mercados y la competencia en la Constitución Nacional, DJ, 2000-2-305.

Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). (2021). Panorama Social de América Latina, https://www.cepal.org/es/publicaciones/46687-panorama-social-america-latina-2020

Constanzó, J. (2018). Una nueva mirada al principio del acceso abierto a la luz de la prioridad de despacho adoptada en recientes regulaciones. *RADEHM*, *17*, pp. 135-159.

Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). (2021). Nota Metodológica Microdatos de ingresos para la medición de pobreza monetaria y desigualdad 2020, https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/condiciones_vida/pobreza/2020/nota-metodologica-pobreza-monetaria-microdatos-ingresos-2020.pdf

Durand, J. (2013). El marco regulatorio, después de una década en emergencia. *Revista de Derecho Público*, Rubinzal-Culzoni. Buenos Aires.

Eliaschev, N. (2006). Los cargos tarifarios para obras en gas y electricidad. Una etapa más en una demolición oculta. Suplemento de Derecho Administrativo ,2006-II, Suplemento de Derecho Administrativo, pp. 17-24.

Eliaschev, Nicolás. (2007). Sector eléctrico: Crisis y después: Presupuestos y propuestas para una contribución regulatoria a la superación de la crisis. República Argentina, 2007-2, pp. 39-49.

Eliaschev, N. (2010). En Defensa de la Ley. La Ley, Suplemento de Derecho Administrativo.

Eliaschev, N. (2016 a). Autogeneración distribuida y balance neto: Introducción a su regulación jurídica. *Revista Jurídica de la Universidad de San Andrés*, *3*.

Eliaschev, N. (2016 b). Propuestas para el desarrollo de las energías renovables en la Argentina. *RADEHM*, *7*, pp. 331-344.

Eliaschev, N. (2017). Un Nuevo Paradigma Energético: La Autogeneración Distribuida. Aspectos Constitucionales y Legales. *RADEHM*, *14*, pp. 53-67.

Eliaschev, N. (2020). Aspectos referidos a la energía en la Ley N° 27.541. Un comentario preliminar. Comentarios a la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, Thomson Reuters, Buenos Aires.

Fundación de Investigaciones Latinoamericanas (FIEL). (1998). La regulación de la competencia y de los servicios públicos: Teoría y experiencia Argentina reciente, Fundación de Investigaciones Latinoamericanas, Buenos Aires.

Foster, C. (1992). Privatisation, Public Ownership and the Regulation of Public Monopoly, Blackwell, Oxford.

Gordillo, A. (2014). Tratado de derecho administrativo y obras selectas – Tomo 2, Fundación de Derecho Administrativo 6, 239, 2014, pp. 251-252.

Helm, D. & Hepburn, C. (2019). The age of electricity. *Review of Economic Policy*, *35* (2), pp. 183-196.

Helm, D. (2017). Cost of Energy Review. Disponible en https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421518300211 (último acceso: 2 de agosto de 2021). https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.01.022

Instituto Nacional de Estadística (INE). (2021). Estimación de la pobreza por el método de ingreso 2020, https://www.ine.gub.uy/documents/10181/30913/Pobreza0321/c18681f17aa9-4d0a-bd6b-265049f3e26e (último acceso: 2 de agosto de 2021).

Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI). (2021). Perú: Pobreza Monetaria 2020, https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/pobreza2020/Pobreza2020.pdf (último acceso: 2 de agosto de 2021).

Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC). (2021). Incidencia de la pobreza y la indigencia en 31 aglomerados urbanos. *Segundo semestre de 2020,* *5* (4), https://www.indec.gob.ar/uploads/informesdeprensa/eph_pobreza_02_2082FA92E916.pdf (último acceso: 2 de agosto de 2021).

International Energy Agency. (2002). Distributed Generation in Liberalized Electricity Markets, (Paris: OECD/IEA).

Lanusse, J. (2018). Redes Inteligentes en el Mundo y en la Argentina: Estudio desde la Perspectiva del Consumidor Final 2018, Tesina, Maestría Disciplinaria en Energía, CEARE.

Liborio, A. (2021). Generadoras pronostican que para 2040 las energías renovables aportarán un 51% de la matriz eléctrica del país, Econojournal, disponible en https://econojournal.com.ar/2021/07/generadoras-pronostican-que-para-2040-las-energias-renovables-aportaran-un-51-de-la-matriz-electrica-del-pais/ (último acceso: 2 de agosto de 2021).

Linvill, C., Sedano R. & Brutkoski, D. (2018). First Steps in the Smart Grid Framework: An Optimal and Feasible Pathway Toward Power System Reform in Mexico, National Renewable Energy Laboratory, Denver.

Mattera, María Eugenia (2021a). Almacenamiento de energía eléctrica: desafíos para su regulación en la República Argentina. *RADEHM*, *27*, pp. 115-165.

Mattera, María Eugenia (2021b). Programa Renovar: Una Mirada Desde El Derecho Público, Tesis de Especialización inédita para la Pontificia Universidad Católica Argentina "Santa María de los Buenos Aires", Facultad de Derecho Departamento de Posgrado, Especialización en Derecho Administrativo Económico.

Pollitt, M. (2008). Electricity Reform in Argentina: Lessons for Developing Countries. *Science Direct Energy Economics*, *30*.

Secretaría de Energía. (2020). Programa Federal Quinquenal de expansión de obras de Infraestructura Energética.

Secretaría de Energía. (2021). Generación Distribuida en Argentina Evolución de Trámites | Conexión de Usuario-Generador.

Secretaría de Gobierno de Energía. (2019). Balance de gestión en energía 2016-2019.

US Department of Energy. (DOE) (2018). Smart Grid System Report. 2018 Report to Congress.

Normativa citada

Argentina. Poder Legislativo Nacional. (1992, 16 de enero). Ley N° 24.065 de Régimen de Energía Eléctrica. Boletín Oficial de la República Argentina.

Argentina, Poder Legislativo Nacional, Constitución De la Nación Argentina: Texto oficial de 1853 con las reformas de 1860, 1866, 1898, 1957 y 1994 ordenado por la Ley N° 24.430.

http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/804/norma.htm

Argentina. Poder Legislativo Nacional. (2006, 6 de diciembre). Ley N° 26.190 de Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/120000-124999/123565/texact.htm

Argentina. Poder Legislativo Nacional. (2015, 21 de octubre) Ley N° 27.191 de Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica.

http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/253626/texact.htm

Argentina. Poder Ejecutivo Nacional. (2016, 30 de marzo). Decreto N° 531/2016 de Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Reglamentación. Boletín Oficial de https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/255000-259999/259883/norma.htm

Argentina. Secretaría de Gobierno de Energía. (2018, 20 de diciembre). Resolución N° 314/2018. http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/315000-319999/317996/norma.htm

Argentina. Poder Legislativo Nacional. (1960, 15 de septiembre). Ley N° 15.336. Ley de Energía Eléctrica.

https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-15336-28195/actualizacion

Argentina. Poder Legislativo Nacional. (2006, 19 de abril). Ley N° 26.093. Biocombustibles. https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-26093-116299

Argentina. Poder Legislativo Nacional. (2017, 27 de diciembre). Ley N° 27.424. Régimen de Fomento a la Generación Distribuida http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/305000-309999/305179/texact.htm

Argentina. Poder Legislativo Nacional. (2002, 6 de enero). Ley N° 25.561. Emergencia Pública http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/70000-74999/71477/norma.htm

Decreto Reglamentario N° 986/2018. Boletín Oficial de la República Argentina. https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-986-2018-315993

Argentina. Ente Nacional Regulador de la Electricidad. Resolución N° 1.11/2019. Boletín Oficial de la República Argentina.

Argentina. Ente Nacional Regulador de la Electricidad. (2019, 18 de julio) Resolución N° 189/2019. Boletín Oficial de la República Argentina. https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/211949/20190724

Argentina. Administración Federal de Ingresos Públicos. (2019, 28 de junio) Resolución General N° 4511/2019. Boletín Oficial de la República Argentina. https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/210298/20190701

Argentina. Subsecretaria de Energías Renovables y Eficiencia Energética. (2019, 01 de marzo). Disposición N° 28/2019. Boletín Oficial de la República Argentina. https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/disposici%C3%B3n-28-2019-320494

Argentina. Subsecretaria de Energías Renovables y Eficiencia Energética. (2019, 22 de abril). Disposición N° 48/2019. Boletín Oficial de la República Argentina. https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/disposici%C3%B3n-48-2019-322308

Argentina. Subsecretaria de Energías Renovables y Eficiencia Energética. (2019, 15 de mayo). Disposición N° 62/2019. Boletín Oficial de la República Argentina.https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/disposici%C3%B3n-62-2019-323276

Argentina. Subsecretaria de Energías Renovables y Eficiencia Energética (2019, 11 de julio) Disposición N° 83/2019. Boletín Oficial de la República Argentina. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/disposicion_83-2019.pdf

Argentina. Secretaría de Gobierno de Energía. (2018, 20 de diciembre). Resolución N° 314/2018. Boletín Oficial de la República Argentina.http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/315000-319999/317996/norma.htm

Argentina. Poder Ejecutivo Nacional. (2009, 20 de mayo). Decreto Reglamentario N° 562/2009. Boletín Oficial de la República Argentina. https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-562-2009-153580

Argentina. Secretaría de Energía. (2009, 15 de octubre). Resolución N° 712/2009. http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/155000-159999/158789/norma.htm

Las Redes Eléctricas Inteligentes como herramienta para la eficiencia energética

PATRICIO G. DONATO* MARCOS A. FUNES†

Resumen

El aumento del consumo de energía a nivel global genera interrogantes acerca de cómo satisfacer la demanda en las próximas décadas sin empeorar el problema del cambio climático. Por tal motivo, el aumento de la eficiencia energética está en el tope de la agenda energética mundial. El despliegue de Redes Eléctricas Inteligentes podría dar respuesta a este complejo escenario mediante el uso de tecnologías de la información y comunicaciones, sistemas de generación distribuida y dispositivos de almacenamiento de energía. Sin embargo, su implementación conlleva otros desafíos, de la mano del incremento en la complejidad de la red y por la necesidad de monitorear en tiempo real múltiples puntos de medición y control. En este trabajo se pretende mostrar la importancia de las Redes Eléctricas Inteligentes como herramienta para contribuir a un futuro sustentable. Debido a la gran variedad de temas incluidos dentro de este tópico, se hará especial énfasis en los sistemas de medición inteligente. Se presentarán algunos de los antecedentes más importantes, producto del despliegue de estos sistemas en los países más desarrollados, y se describirá un panorama general de la situación en el país. En Argentina existen experiencias dispersas sobre implementación de medidores inteligentes, como primer paso para una red eléctrica inteligente, pero los mismos se han hecho en forma descoordinada y sin unificar criterios. Se analizarán cuáles son las oportunidades y riesgos del despliegue de estas redes, con el foco puesto en la eficiencia energética y el desarrollo nacional.

Palabras Claves | Redes eléctricas inteligentes, eficiencia energética, medidores inteligentes, demanda de energía

Smart Grids as a means for energy efficiency

Abstract

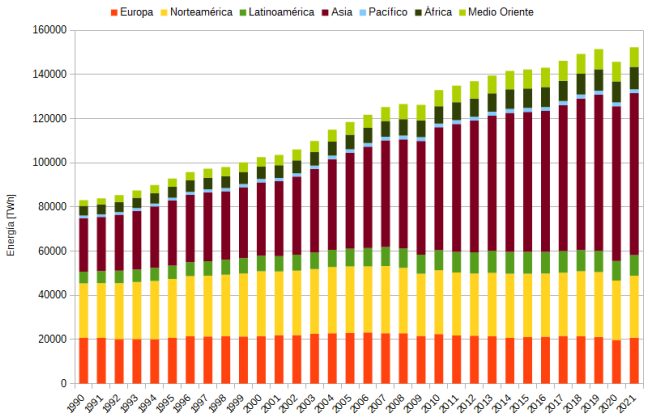
The increment of world energy consumption raises concerns about how to satisfy energy demand in the coming decades without intensifying the climate change crisis. For this reason, increasing energy efficiency is at the top of the global energy agenda. The deployment of Smart Grids could provide an answer to this complex scenario through the use of information and communication technologies, distributed generation systems and energy storage devices. However, their implementation entails other challenges, due to the increased complexity of the grid and the need to monitor multiple measurement and control points in real time. This article aims to show the importance of Smart Grids as a tool to contribute to a sustainable future. Due to the wide variety of issues included in this topic, special emphasis will be placed on smart metering systems. Some of the most important results of the deployment of these systems in the most developed countries will be presented, and a general overview of the situation in the country will be described. In Argentina, there are scattered experiences on the implementation of smart meters as a first step towards a smart grid, but these have been done in an uncoordinated way and without unifying criteria. The opportunities and risks of deploying these networks will be analysed, with a focus on energy efficiency and national development.
Keywords | Smart grids, energy efficiency, smart metering, energy demand

* Instituto de Investigaciones Científicas y Tecnológicas en Electrónica (ICYTE) – CONICET/Universidad Nacional de Mar del Plata pgdonato@conicet.gov.ar
† Instituto de Investigaciones Científicas y Tecnológicas en Electrónica (ICYTE) – CONICET/Universidad Nacional de Mar del Plata.

1.La problemática energética

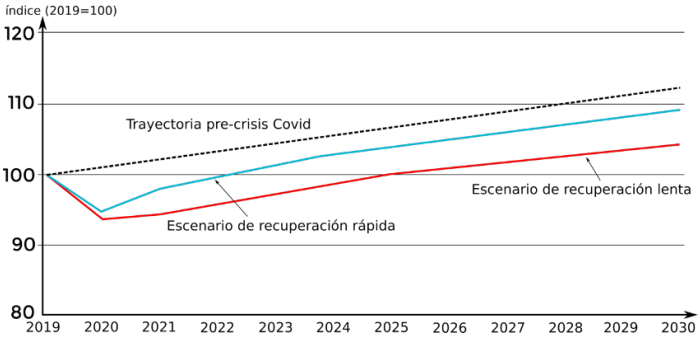
La red eléctrica convencional, tal como la conocemos ahora, fue capaz de sostener el crecimiento y desarrollo de nuestra sociedad a lo largo del siglo XX. Sin embargo, este modelo de generación, transporte y distribución de energía comenzó a mostrar síntomas de agotamiento a finales de dicho siglo, a causa del constante aumento de la demanda y la contaminación ambiental, entre otras cosas. La demanda mundial de energía eléctrica ha aumentado en forma sostenida durante varias décadas, y continuará haciéndolo en los próximos años, impulsada tanto por el crecimiento de la población como por la necesidad de satisfacer la creciente dependencia de la sociedad respecto de la electricidad. Exceptuando el bienio 2020-2021, por los efectos de la pandemia de Covid19 (confinamientos, restricciones de movilidad, caída de la actividad económica), y alguna crisis financiera específica, como la de 2008-2009, la tendencia de la demanda sigue siendo alcista (Figura 1). Según las perspectivas de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, del inglés *International Energy Agency*), plasmadas en el *World Energy Outlook* de 2020, el consumo mundial de energía recuperará el nivel preCovid19 entre 2022 y 2025, dependiendo del ritmo de la recuperación económica (Figura 2), y a partir de entonces aumentará a un ritmo de poco más del 1% anual (Donato, 2021a). Eso significa que para el año 2050 el consumo mundial de energía crecerá más de 30% respecto del consumo mundial registrado en 2019, lo cual equivale a la demanda energética actual de China e India.

Figura 1. Consumo total de energía a nivel mundial medido en unidades de Twh y discriminado por continentes y regiones (Enerdata, s. f.)



Fuente: elaboración propia.

Figura 2. Proyecciones de crecimiento de la demanda de energía eléctrica mundial para la próxima década (Donato, 2021a)

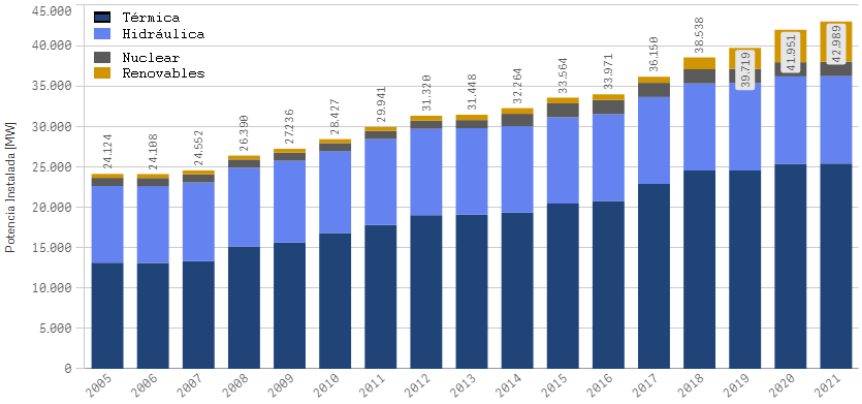


Fuente: elaboración propia.

El aumento de la demanda no solo se explica por el consumo de los países y sociedades que ya disfrutan y hacen uso de ese vector energético, sino también por aquellos que aún no cuentan con el servicio pero que si lo harán en los próximos años. Según los datos recolectados por el programa Energía Sustentable para Todos (SE4ALL, del inglés *Sustainable Energy for All*), de la Organización de las Naciones Unidas, en 2019 todavía había más de 750 millones de personas sin acceso a la electricidad, principalmente en África. La tendencia histórica es que, con mayor o menor velocidad, buena parte de esos millones de personas se van a sumar al consumo de electricidad en el curso de esta década. Si bien lo harán en una proporción mucho menor que la de las sociedades de consumo más desarrolladas, su efecto no será despreciable.

Uno de los grandes desafíos de esta creciente y aparentemente imparable demanda de energía eléctrica es cómo agregar nuevas unidades de generación. Si la respuesta es aumentar la generación empleando centrales basadas en combustibles fósiles tradicionales, el costo es el agravamiento del cambio climático. Las centrales basadas en fuentes fósiles como el carbón, el petróleo y el gas natural tienen un fuerte impacto en la contaminación, a través de la emisión de grandes cantidades de CO_2, un gas de efecto invernadero que contribuye al problema del cambio climático. Entre los tres combustibles fósiles mencionados, es el gas natural el que presenta el menor impacto medioambiental en todo su ciclo de vida (extracción, elaboración, transporte y utilización). Las emisiones de CO_2 del gas natural son menores debido a la alta proporción de hidrógeno-carbono de sus moléculas, lo cual se refleja en aproximadamente un 40% de reducción de emisiones con respecto al carbón y un 25% respecto de las del fuel-oil (Energy Information Administration, 2022). A pesar de ello, se ha recurrido a la instalación de este tipo de centrales de generación de electricidad en forma masiva y en todos los rincones del mundo. El caso de Argentina no es la excepción, ya que el incremento de la demanda de energía eléctrica entre el comienzo del siglo y el presente se ha satisfecho en gran parte mediante el uso de centrales térmicas (Figura 3).

Figura 3: Potencia total instalada para la generación de electricidad en la República Argentina



Fuente: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima.

El problema, cada vez más severo, del cambio climático, ha impulsado el desarrollo e implementación de sistemas de generación eléctricos basados en fuentes de energía renovables, que no producen emisiones ni desechos contaminantes. Estas fuentes de energía pueden satisfacer el incremento en la demanda de energía eléctrica e incluso reemplazar una buena parte de las fuentes de generación no renovable que existen actualmente. Sin embargo, el aumento de la participación de las fuentes de energías renovables en la matriz energética acarrea nuevos e importantes desafíos, que van desde cuestiones económicas hasta de impacto ambiental o disposición final de los residuos una vez terminada la vida útil de los equipos (Sayed *et al.,* 2021). Uno de los desafíos técnicos más importantes que presentan estas fuentes de energía es la variabilidad del recurso energético, que depende de la meteorología, como es el caso del viento y la luz solar, o de los ciclos día-noche, para el caso de la luz solar. Si bien hoy en día los modelos

climáticos permiten pronosticar con un margen de error tolerable cuál va a ser la velocidad del viento o la nubosidad con algunos días de anticipación, tales pronósticos no están exentos de errores e incluso fallos debido a la presencia de factores imponderables. Un ejemplo de tales imponderables es el caso de la tormenta de arena del Sahara de abril de 2014, que impactó fuertemente en el sistema eléctrico fotovoltaico alemán (Rieger *et al.*, 2017). En consecuencia, si el incremento de la demanda de energía eléctrica se satisface solo con fuentes de energía renovables, podría haber problemas de intermitencia en el suministro futuro que afectarían a muchos usuarios.

2. Las redes eléctricas inteligentes

Una estrategia diferente para afrontar los problemas derivados de la demanda creciente de energía eléctrica es cambiar el enfoque del aumento sostenido de la generación por otro centrado en el consumo racional y la gestión eficiente de la red eléctrica en su totalidad. Aquí es donde aparece el concepto de las Redes Eléctricas Inteligentes (REI), las cuales representan un cambio de paradigma en la gestión y control de las redes eléctricas, con especial énfasis en la relación entre consumidores y proveedores de dicha fuente de energía. Existen diferentes definiciones de las REI, pero se pueden conceptualizar de manera simple como redes eléctricas que emplean tecnologías de información y comunicaciones (TICs), sistemas de generación eléctrica distribuida basados en fuentes renovables y sistemas de almacenamiento. La integración de todas estas tecnologías puede modificar el funcionamiento mismo de la red eléctrica, permitiendo la implementación de estrategias de gestión de la demanda, esquemas de tarifas dinámicas o reduciendo las pérdidas en las redes de transmisión y distribución, entre otras cuestiones.

Para poder convertir una red eléctrica convencional en una REI, agregando numerosas nuevas funcionalidades, es necesario incorporar nuevos dispositivos de sensado, procesamiento y control. Entre estos dispositivos hay uno en particular que se destaca y se asocia directamente con las REI: el medidor inteligente. Las redes eléctricas convencionales están caracterizadas, en su gran mayoría, por emplear medidores de consumo eléctricos, también denominados contadores, de tipo electromecánico, que registran el consumo acumulado de energía del cliente en cuestión. Este tipo de medidores solo registran esa energía consumida acumulada en el tiempo, y su lectura se hace en forma manual, proceso denominado toma de estado, en el cual un operario revisa en forma presencial cada medidor, con frecuencias mensuales o bimensuales. Claramente la información que proveen estos medidores es muy reducida y solo sirve a fines de la facturación de la energía consumida y nada más. Es imposible hacer un control, o al menos un seguimiento, del consumo de energía en bandas de tiempo más reducidas, del orden de días, horas o incluso minutos, y mucho menos se pueden monitorear parámetros eléctricos útiles para la gestión de la red, como puede ser el nivel de tensión, el grado de distorsión de la forma de onda, desfasajes, etc. Es imposible desplegar una REI basada en estos dispositivos, razón por la cual uno de los primeros pasos a realizar en cualquier REI es la instalación masiva de medidores inteligentes.

Una REI no está compuesta solamente por dispositivos TICs y medidores inteligentes, sino que también está compuesta por sistemas de generación distribuida y elementos de almacenamiento de energía. Los sistemas de generación distribuida permiten aprovechar fuentes de energía renovable en forma local y sirven para satisfacer una parte de la demanda evitando consumir energía que se transporta desde otro lugar muy distante. Esto permite la reducción de pérdidas en la red, por disipación en los conductores o por transformación en los transformadores y además tiene la ventaja de que se trata de energía obtenida de fuentes limpias, como puede ser el sol o el viento. Por otra parte, los elementos de almacenamiento de energía permiten acumular energía en los momentos del día donde el consumo es reducido (por ejemplo, la noche), para luego usar esa energía en los momentos del día donde el consumo es máximo, evitando sobrecargar las líneas de transmisión en tal caso. Además, el uso de elementos de almacenamiento permite compensar uno de los aspectos problemáticos de las fuentes de energía renovables, que es la intermitencia de la generación y la imposibilidad de hacer pronósticos a largo plazo. Almacenando energía es posible compensar las caídas de producción que pueden darse durante cambios meteorológicos inesperados. Si bien estos dos aspectos son muy importantes dentro de paradigma de las

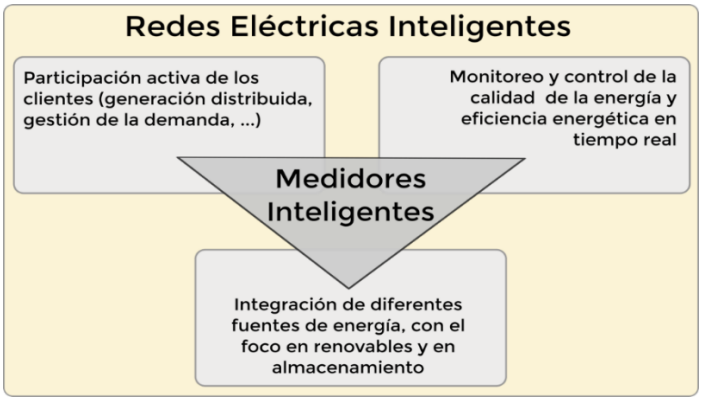
REI, en este trabajo se hará especial énfasis en los medidores inteligentes, aunque sin dejar de lado que forman parte de un esquema más amplio.

Los medidores inteligentes

Cabe aclarar, en primer lugar, que la inteligencia de un medidor inteligente no se halla en el medidor en sí mismo sino más bien en el procesamiento a posteriori de los datos recopilados por este dispositivo. Constructivamente ya no se trata de un dispositivo electromecánico, sino que es un dispositivo enteramente electrónico que mide la corriente y tensión en cada fase (una en el caso monofásico, tres en el trifásico) y que hace el cálculo de la energía consumida en forma digital, empleando un pequeño microprocesador para esa tarea. La medición de la tensión y corriente se hace a través de algún sensor (resistencia *shunt*, transformador de corriente, etc.) y se digitaliza con conversores analógico digitales (ADC, del inglés *Analog to Digital Converter*). Finalmente, el medidor cuenta con algún elemento de memoria, que le permite almacenar una cierta cantidad de datos históricos, y un sistema de comunicaciones con el cual reporta la medición a la central o a algún módulo concentrador. De esta forma, se puede hacer la lectura del consumo de energía de los clientes en forma remota por parte de la empresa distribuidora, sin necesidad de desplazar físicamente a ningún empleado, con una frecuencia que incluso puede ser de fracciones de hora, y con el agregado de que en el mismo proceso se evalúan varios parámetros eléctricos además del consumo de energía en sí mismo. Los datos obtenidos de las mediciones en tiempo real pueden ser utilizados para generar políticas de tarifas y consumo, gestionar el flujo de energía y mejorar la calidad del servicio eléctrico en general. De esta forma se puede construir lo que se denomina como una Arquitectura de Medición Avanzada (AMI, del inglés *Advanced Metering Infrastructure*), o sea, una red que comunica en tiempo real al proveedor y los clientes del servicio eléctrico.

La información obtenida puede estar disponible para los clientes, proporcionándoles herramientas para favorecer un consumo racional de energía eléctrica. Adicionalmente, los medidores inteligentes son una pieza clave para la integración eficiente de los generadores de energía distribuidos, como es el caso de aquellos clientes que instalan paneles fotovoltaicos e inyectan el excedente de energía eléctrica a la red. En el caso de Argentina, existe la ley Nº 27424 que habilita a los usuarios del servicio eléctrico a instalar su propio sistema de generación de energía eléctrica e inyectar el excedente de energía en la red de distribución en baja tensión, recibiendo una compensación por la misma (infoLEG, 2017). En este caso, la existencia de un medidor inteligente que registre el balance de energía consumida e inyectada es fundamental para que funcione este esquema de generación. De todas formas, es importante resaltar que en todos los casos, estas nuevas funcionalidades que pueden desarrollarse con los medidores inteligentes implican una serie de cambios tanto en la infraestructura de medición y tecnologías asociadas, así como en las regulaciones y normativas (Figura 4).

Figura 4. La instalación de medidores inteligentes implica cambios importantes en infraestructura, tecnologías y regulaciones



Fuente: elaboración propia.

Las nuevas funcionalidades vinculadas a las REI

En un sentido más amplio, el concepto de REI excede a la mera integración de las TIC en el control y gestión de las redes eléctricas. A diferencia de la red de distribución convencional, una REI recopila automáticamente información y actúa en función de ella para gestionar la generación y distribución de manera de lograr la máxima eficiencia. Esto implica la introducción de nuevas funcionalidades, tales como las que se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Nuevas funcionalidades que deberían estar presentes en una REI

Almacenamiento de energía	Permitirá compensar la intermitencia de los generadores basados en fuentes renovables (eólica/solar), demandas abruptas de potencia y mejorará la estabilidad de la red.
Control de pérdidas de transmisión y distribución	La medición remota y en tiempo real permitirá identificar los puntos de la red donde hay pérdidas, sean de naturaleza técnica o no, y permitirá mejorar la eficiencia de la misma.
Control del flujo de energía en forma bidireccional	La introducción de sistemas de generación distribuida implica que es necesario controlar flujos de energía en diferentes sentidos, ya que los clientes pueden consumir y/o entregar energía.
Gestión de la demanda	Gestionar las cargas en función de las tarifas o necesidades de la red de distribución es una herramienta que permitirá descongestionar redes de transporte y reducir pérdidas.
Control de la calidad de la energía	Una mala calidad de la energía se refleja en la presencia de perturbaciones en la red eléctrica (variaciones de tensión y/o frecuencia, distorsión de forma de onda), las cuales aumentan las pérdidas y por ende, reducen la eficiencia energética.
Monitoreo del consumo en tiempo real	La información de consumo en tiempo real no solo sirve para los fines de la facturación, sino también para la detección de averías en tiempo real y para el control de pérdidas.
Eficiencia energética/uso racional de la energía	Disponer de información en tiempo real permite implementar políticas de reducción de consumo tanto por parte de la empresa distribuidora como de los mismos clientes, que pueden controlar lo que consumen en el momento.
Integración de centrales eléctricas virtuales	El concepto de centrales virtuales de energía (arreglos de generadores que no están físicamente en un mismo lugar) es imposible de poner en práctica si no se cuenta con una red de medición y control en tiempo real.

Fuente: elaboración propia.

Para poder hacer realidad todas estas, y otras, nuevas funcionalidades, no basta solo con el reemplazo de los medidores convencionales por los nuevos medidores inteligentes, sino que es necesario integrar nuevos dispositivos inteligentes, desde sensores hasta actuadores, junto con los correspondientes elementos de procesamiento de la información y de comunicaciones. Entre ellos pueden mencionarse las unidades de medición fasorial (PMU, del inglés *Phasor Measurement Unit*), interruptores y seccionadores automáticos, elementos de almacenamiento de energía, etc.

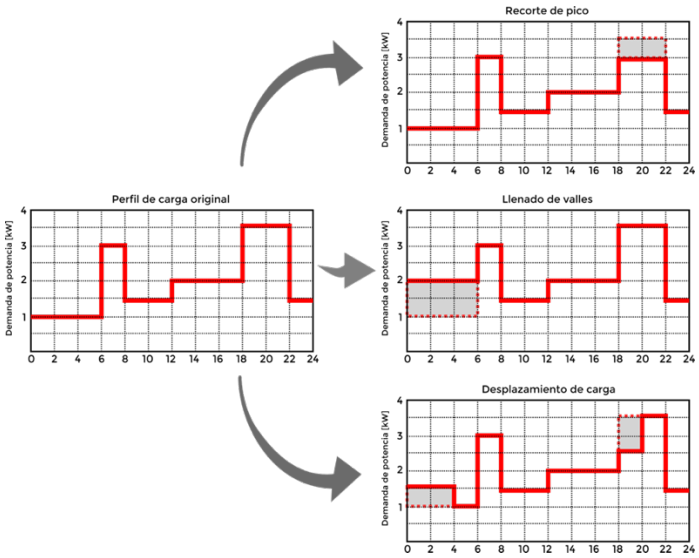
Algunas de las funcionalidades mencionadas en la Tabla 1 implican un fuerte vínculo o relación entre el proveedor del servicio eléctrico y el cliente. Ese es el caso de la gestión de la demanda o DSM (del inglés, *Demand Side Management*), en donde el consumo del cliente se adapta al estado de la red eléctrica (Figura 5). Puede definirse como un conjunto de herramientas para la modificación del patrón de consumo de energía del lado de la demanda, con el objeto de aumentar la eficiencia y mejorar la operación de los sistemas de energía eléctrica. La idea de gestionar las cargas no es nueva, pero ha cobrado un impulso renovado de la mano de las REI. Así, se pueden producir cambios en patrones normales de consumo de la electricidad por parte de los clientes finales en respuesta a cambios en el costo de la energía a lo largo del tiempo o a pagos de incentivos diseñados para inducir un menor consumo en momentos en que los precios del mercado mayorista son altos o cuando la fiabilidad del sistema se ve comprometida. Básicamente el cliente “vende” su capacidad de cambiar el perfil de demanda en función de las solicitudes del operador del sistema, quien utilizaría esto como herramienta para mantener el equilibrio generación-consumo si la estabilidad de la red está en peligro o el margen de operación es menor al deseado. De esta

manera, una estrategia de DSM sobre una REI podría ayudar a los consumidores a hacer un uso más eficiente del recurso energético, permitiéndoles utilizarlo en los periodos de menor consumo. Por ejemplo, modificando la configuración de un aire acondicionado, la iluminación o el uso de un lavarropas cuando la tarifa es más cara (en las horas pico), o incluso gestionar el encendido/apagado del compresor de la heladera en función de las mismas tarifas. Un cliente industrial podría tener segmentado el circuito eléctrico de forma tal que haya sistemas para garantizar que las funciones básicas siempre dispongan de energía (por ejemplo, la unidad de cuidados intensivos de un hospital, las cámaras frigoríficas de una empresa de productos alimenticios, etc.), mientras que otros se desactiven cuando los precios de la energía superan un determinado monto. Esto permitiría lograr un ahorro por reducción de consumo, en el caso de una estrategia de recorte de picos, o por desplazamiento de consumos de bandas horarias con tarifas más elevadas a otras con menores tarifas. Además, se pueden establecer contratos en los cuales se compense económicamente por esta rebaja o desplazamiento parcial del consumo de energía.

Implementar estrategias sustentables de reducción de consumo como DSM implica no solo tener una infraestructura de medición y comunicaciones adecuada, sino que requiere de nuevos modelos de negocios y la adaptación de las regulaciones del mercado eléctrico. El beneficio de realizar estos cambios e inversiones podría suponer una diferencia pequeña pero significativa para los clientes individuales, sean domésticos o comerciales, y una gran diferencia a nivel regional o nacional. La implementación de estrategias DSM suele ir acompañada de esquemas de tarifas variables, donde el costo de la energía para el cliente varía en función de la banda horaria. Hay diferentes formas de implementar estos esquemas, que pueden ser simples como establecer dos bandas horarias (pico y fuera de pico) o más complejas, como es el caso de tarifas que cambian su valor en forma horaria y/o en función de las señales de precio del mercado mayorista. La existencia de estas tarifas variables, o dinámicas, hace atractivo para el cliente la adopción alguna estrategia DSM, ya que le permite aprovechar los mejores precios de la energía dentro de sus posibilidades de adaptar el perfil de consumo (Figura 6).

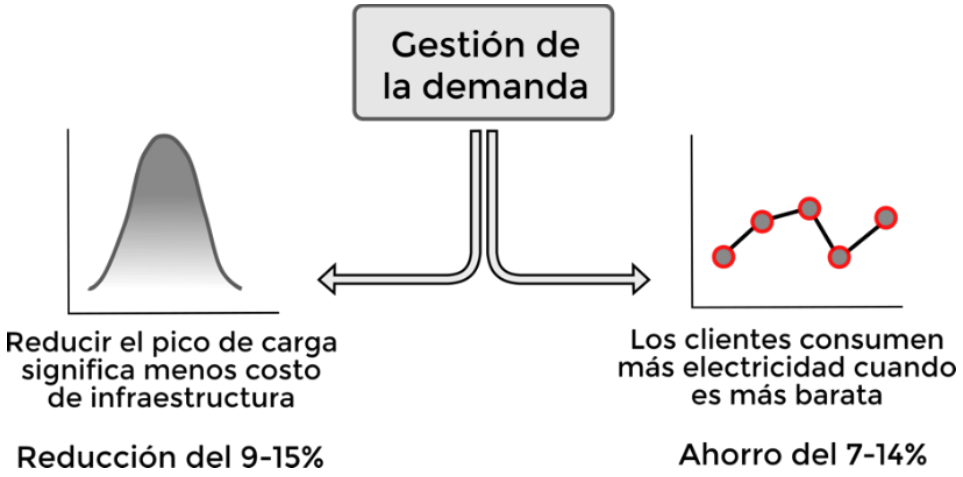
Otra de las funcionalidades que se resumen en la Tabla 1 se refiere a la reducción de pérdidas de transmisión y distribución, sean éstas de naturaleza técnica o no. Una de las maneras en las que esta reducción se puede lograr es mediante el cálculo de balances energéticos en tiempo real, que permitan identificar en que puntos de la red hay una pérdida de energía no facturada. En la Figura 7 se puede apreciar un gráfico de un balance de energía en tiempo real. Por un lado, se computa la energía entregada en bornes del transformador, mientras que por otro se suman los consumos de energía reportados por los medidores inteligentes de todos los clientes. La diferencia entre ambas magnitudes indica el nivel de pérdida de energía, la cual podrá luego identificarse si corresponde a un problema de funcionamiento, un problema de la instalación o si se está produciendo un robo de energía. De esta manera se puede mejorar la eficiencia de la red, haciendo un mejor uso de la energía y controlando las pérdidas en tiempo real (Toledo, 2013).

Figura 5. Se pueden implementar diferentes estrategias de gestión de la demanda en el marco de una REI, desde el recorte de consumos en las horas donde la tarifa es más elevada a desplazamientos de consumos de una banda horaria a otra. El llenado de valles es otra alternativa, donde se combina la capacidad de almacenamiento con el uso de la red en los horarios donde la demanda de energía es menor



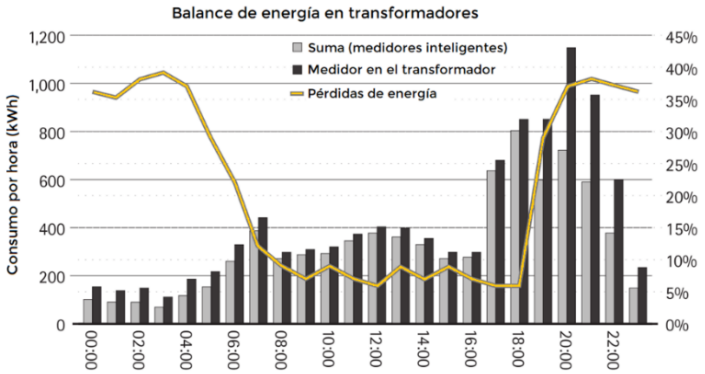
Fuente: elaboración propia.

Figura 6. La gestión de la demanda posibilita ahorrar hasta un 14% en la factura, según estudios del Pacific Northwest National Laboratory (PNNL, 2022)



Fuente: elaboración propia.

Figura 7. Balance de energía en un transformador, donde se calcula la diferencia entre la energía entregada en bornes del transformador con la suma de los consumos individuales de los clientes. La diferencia entre ambas cantidades es una medida de las pérdidas de energía del sistema (Toledo, 2013)

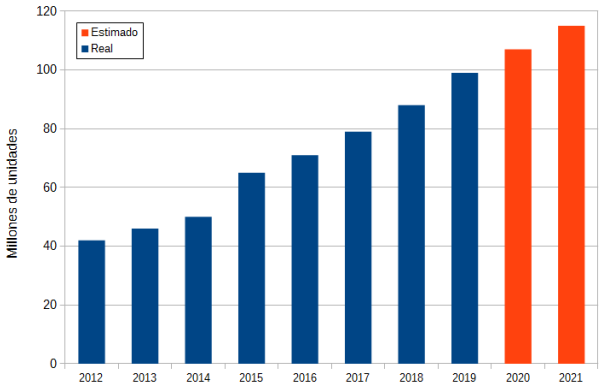


Fuente: elaboración propia.

3. Panorama global de las REI y su impacto en la eficiencia

A nivel global el desarrollo de las REI ha sido desparejo. En la mayoría de los países desarrollados se han concretado, o se está en vías de concretar, despliegues masivos de medidores inteligentes como primer paso para implementar verdaderas REI. En algunos países se han completado exitosamente estos despliegues, como son los casos de Italia, Finlandia, España y Suecia, en donde el porcentaje de clientes que tiene uno de estos dispositivos instalado excede el 93%. Más aún, en algunos de ellos se está dando la situación de que se está haciendo un segundo despliegue de medidores, esto es, una renovación del parque de medidores ya instalados hace casi una década por un nuevo lote de dispositivos (Little, 2020). Otros países están considerablemente avanzados, como es el caso del Reino Unido, China y los Estados Unidos de América. En el caso de este último, según un informe del *Institute for Electric Innovation* de abril de 2021, para finales de 2019 había casi 99 millones de medidores inteligentes instalados en todo el país, lo cual supone algo más del 60% del total de clientes eléctricos en Estados Unidos (Figura 8). El mismo informe estima unos 115 millones de medidores inteligentes instalados para finales de 2021, lo cual representa casi el 70% de todos los clientes conectados a la red de distribución. La distribución geográfica de esos medidores no es homogénea, si no que varía notablemente a lo largo del país, desde menos del 15% en Utah o Nuevo México hasta más del 50% en Nueva York o Massachusetts (Cooper *et al.*, 2021 y Spencer Jones, 2021).

Figura 8. Medidores inteligentes instalados en Estados Unidos en el curso de la pasada década y estimaciones para la presente década (Cooper *et al.*, 2021)



Fuente: elaboración propia.

Según informes de diferentes consultoras, los despliegues de medidores inteligentes van a aumentar en los próximos años, tanto en los mercados de países desarrollados como en los países en vías de desarrollo, con la región asiática en el tope de las instalaciones. Se va a pasar de 665 millones de medidores inteligentes instalados en todo el mundo en 2017 a más de 1.200 millones a finales de 2024, duplicando el gasto mundial acumulado en infraestructura de medición avanzada (AMI) durante el mismo período, pasando de 73.000 millones de dólares en 2017 a 145.800 millones en 2024 (Wood Mackenzie, 2019). Por su parte, tanto Latinoamérica como Oceanía seguirán siendo mercados comparativamente pequeños durante los próximos años, aunque se espera que el mercado latinoamericano experimente un repunte en la medida que el contexto económico mejore, de la mano de países como Brasil, México, Colombia y Argentina. En cuanto al continente africano, la mayoría de los proyectos de redes inteligentes implantados en la actualidad se encuentran aún en fase piloto o no son relevantes en algunos países a pesar de la necesidad de suministro eléctrico. Esta lenta adopción se puede atribuir a muchos factores, siendo el socioeconómico uno de los más importantes. Los avances más importantes hasta el momento se han dado en Sudáfrica, Egipto, Túnez y Nigeria.

Resultados del despliegue de las REI

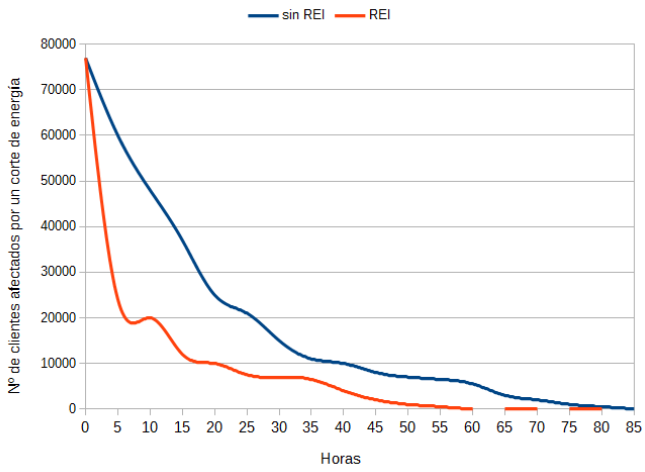
Más allá de las cantidades de medidores instalados y la magnitud de la inversión, la pregunta que hay que responder es cuál es el impacto de estos dispositivos en la eficiencia energética de la red. El panorama es muy diverso ya que la implementación de las REI no sigue un plan armónico y coordinado a nivel mundial sino que se está materializando por regiones o países que tienen diferentes prioridades. A modo de ejemplo, se pueden resumir algunas experiencias internacionales en el curso de la última década que muestran el impacto de las REI en diferentes lugares del mundo.

- CenterPoint Energy (Estados Unidos): en 2009 la distribuidora eléctrica de Texas emprendió un ambicioso proyecto de REI, financiado en parte con fondos del gobierno, que comenzó por la instalación de 2,3 millones de medidores inteligentes. Estos dispositivos, además de reportar las mediciones de consumo de los clientes, son capaces de detectar los cortes del suministro eléctrico y ayudar a las cuadrillas de mantenimiento y a los propios clientes en la resolución del problema. Como consecuencia de esto, para el año 2015 se había reestablecido el suministro a más de un millón de clientes sin que éstos tuviesen que hacer una llamada telefónica, que es la forma habitual de reportar los cortes de energía por parte de los usuarios del servicio. Adicionalmente, la empresa también instaló otros dispositivos inteligentes (esto es, que tienen capacidad de comunicarse y realizar algunas acciones en forma autónoma) para crear un sistema de sistema de localización de averías, aislamiento y restablecimiento del servicio (FLISR, del inglés Fault Location, Isolation and Service Restoration), con el cual se evitaron más de 102 millones de minutos de cortes de servicio a clientes en más de 1.000 situaciones de fallas en la red de distribución ocurridas entre 2011 y 2015 (St. John, 2015).
- Iberdrola (España): a finales de 2014 esta empresa desplegó 4,2 millones de medidores inteligentes en diferentes lugares de España como parte de un proyecto de reemplazo de 10,3 millones de medidores analógicos. A partir de esta inversión, la empresa declaró haber reducido la duración promedio de los cortes de electricidad a los clientes de la zona de Castilla-La Mancha, pasando de 45 minutos entre enero y julio de 2014 a 37 minutos durante el mismo periodo de 2015. Esto representa una mejora del 18% en la calidad del servicio eléctrico (*Smart Energy International*, 2015).
- Proyecto GReSBAS (Portugal y Turquía): un proyecto realizado entre 2016 y 2019 mostró que era posible reducir el importe de la factura de electricidad mediante el uso de una plataforma digital. A través de una aplicación en tiempo real se hacía un seguimiento del consumo de energía diario, donde los clientes establecían objetivos de consumo energético y competían entre sí. La aplicación móvil les guiaba para controlar su consumo de energía y tomar decisiones al respecto, mostrando a los clientes sus cargas energéticas flexibles desglosadas por periodo de tiempo y tipo de aparato. A continuación, la aplicación les recomendaba cambios de comportamiento para minimizar tanto el consumo como el costo económico. En lugar de ofrecer consejos generales a cada cliente, la plataforma GResBAS propone

objetivos más modestos adaptados a los hábitos de cada uno de ellos, sugiriendo horarios y tiempos de uso para determinados electrodomésticos. El proyecto también incluía un aspecto lúdico, ya que los clientes podían compararse con sus vecinos y formar equipos para alcanzar objetivos en forma comunitaria. Los resultados de este proyecto mostraron que, por ejemplo, en un período de 70 días en el primer semestre de 2018 realizado en Estambul se alcanzó un ahorro potencial anual de 53 euros por cliente, lo cual equivale a una factura mensual media (Peskoe-Yang, 2019)

- *American Recovery and Reinvestment Act*, ARRA (Estados Unidos): este paquete de estímulos económicos lanzado por el gobierno estadounidense en 2009, que se sostuvo hasta 2019, estaba dedicado a una gran variedad de áreas, incluyendo las REI entre ellas. Según un reporte del Departamento de Energía de Estados Unidos de 2018, dieciocho empresas de servicios públicos que desplegaron sistemas FLISR con fondos del ARRA informaron que habían evitado 197.000 desplazamientos de cuadrillas de operarios, equivalentes a 5,5 millones de kilómetros recorridos por vehículos, entre 2011 hasta 2015. La localización precisa de las averías en la red permite a las empresas distribuidoras enviar las cuadrillas de reparación con precisión, lo que reduce la duración de la interrupción y los costes de reparación y aumenta la satisfacción de los clientes. En la Figura 9 se puede ver un ejemplo del impacto de la tecnología de las REI en la reducción de tiempo y cantidad de clientes afectados por cortes. Según la compañía EPB (Electric Power Board) de Chattanooga (Tennessee), durante un temporal de viento en junio de 2012 la tecnología de conmutación automática detectó las secciones averiadas del sistema de distribución y reconfiguró inmediatamente la red de distribución para limitar el número de clientes que sufrieron el corte. EPB calcula que evitó 23 millones de dólares en daños a los clientes en esta tormenta y pudo restablecer completamente el sistema varias horas antes de lo previsto (Department of Energy, 2018).

Figura 9. Impacto de la tecnología de las REI en la reducción del tiempo de interrupción del servicio y la cantidad de clientes afectados el mismo, de acuerdo a datos provistos por la EPB de Chattanooga, Estados Unidos (Department of Energy, 2018)



Fuente: elaboración propia.

- Oklahoma *Gas and Electric* (Estados Unidos): esta empresa instaló 823.000 medidores inteligentes con los cuales se logró una reducción del 33% en el consumo de energía en horas pico, lo cual allanó el camino para un despliegue posterior con el que se logró un ahorro de 70 MW en la demanda. La clave del éxito fue el lanzamiento de un programa de "horas inteligentes", que introdujo periodos de tarifas variables para el consumo eléctrico, lo cual se complementó con difusión de información a los clientes sobre los horarios y usos de la energía (Energy Watch, 2018).
- Alemania: a fines de 2022 trascendió que este país europeo estaría por encarar un despliegue masivo de medidores inteligentes para las grandes y medianas empresas. Si bien se estima que el nivel de

penetración de estos dispositivos en Alemania es menor al 20% de los aproximadamente 50,7 millones de puntos de medición, la situación coyuntural ha cambiado notoriamente a lo largo de 2022. La instalación de medidores inteligentes en Alemania comenzó con cierto retraso porque los análisis de costo-beneficio iniciales eran negativos, pero la situación cambió con el estallido de la guerra en Ucrania. Este evento bélico provocó una crisis energética, debido a la fuerte dependencia del gas ruso, la cual se vio agravada por el proceso de transición de los sistemas de generación basados en combustibles fósiles a la generación eólica y solar intermitente. Esa transición se da en un momento donde se han cerrado numerosas centrales nucleares, lo cual ha obligado a la reactivación de plantas de generación basadas en carbón, a contramano de la política de reducción de emisiones que lleva adelante la Unión Europea. Por todos estos motivos impulsan la instalación de medidores inteligentes para lograr un uso racional de la energía y mejorar la eficiencia de la red eléctrica en su conjunto (Smart Energy, 2022).

Percepción social de las REI

Más allá de las bondades de las REI desde el punto de vista técnico y operativo, hay una cuestión que no puede soslayarse que está relacionada con los usuarios, o clientes, de la red eléctrica. Se trata de la forma en que los clientes se relacionan con las REI, las expectativas previas y los resultados que finalmente logran. Si bien las REI aún están evolucionando y se necesita un despliegue aún mayor para poder evaluar su impacto global, ya que actualmente se concentran en los países más desarrollados, hay algunos estudios que indican que las expectativas por parte de los clientes se han estancado en los últimos años.

Según una encuesta realizada en Estados Unidos en 2011 sobre un conjunto de 1000 clientes, se evaluó cuáles eran los beneficios que producían los medidores inteligentes y que alentaban su apoyo por parte de ellos. Más del 75% de los encuestados consideraba la protección del medio ambiente, el ahorro de dinero, la confiabilidad del servicio más fiable y la independencia energética como motivación para apoyar las iniciativas de REI. Otra encuesta similar, pero enfocada en 1000 clientes que ya tenían un medidor inteligente, mostró un conjunto de respuestas diferente. Más de la mitad de los encuestados afirmaron que les gusta ahorrar en la factura de la luz, pero que no se obsesionan con ello, y el 35% dijo que seguía de cerca sus gastos y busca formas de ahorrar dinero. Sin embargo, solo el 8% afirma que se preocupa por el medio ambiente y que haría lo necesario para ser más ecológico, aunque le costara un poco más (Greentech Media, 2011). Más allá de que el alcance de esta encuesta es limitado y acotado, y que fue realizado en los inicios del despliegue de medidores inteligentes en Estados Unidos, hay que prestar especial atención a los intereses de los clientes, que no siempre están centrados en la cuestión del ahorro.

Un estudio realizado entre 2017 y 2019 en la ciudad de Ithaca, Nueva York, mostró que la aceptación social de las REI se mantiene estable o disminuye con el tiempo. A diferencia de otras investigaciones anteriores sobre la aceptación social de las REI, basadas en la evaluación en un único momento, antes del despliegue de la tecnología, en este caso los investigadores compararon las expectativas de los clientes en dos instantes diferentes, antes y después de la instalación de los medidores inteligentes. Este descenso en el interés público acerca de las tecnologías y funcionalidades de las REI es preocupante porque cualquier iniciativa al respecto requiere que los clientes participen activamente en el uso, producción y gestión de la energía. De todas formas, se trata de un estudio todavía muy limitado, circunscripto a una región y población muy acotada, pero sin duda marca una necesidad de realizar estudios más extensos para verificar la tendencia en otras regiones o países (Bugden y Stedman, 2021).

El ahorro que puede lograrse mediante el despliegue de las REI puede ser atractivo para los clientes, pero no es el único y no todos lo ponderan de la misma manera. La implementación de estrategias de gestión de la demanda podría ser bien vista en algunos casos (por ejemplo, modificando los horarios de activación de ciertos electrodomésticos para evitar los horarios con tarifas más caras) pero en otros podría ser una molestia. Un ejemplo de esto último sería el caso de un recorte de consumo pico (Figura 5) que afecte la

climatización del hogar durante una ola de calor. En tales casos, los clientes podrían no estar conformes con el ahorro logrado, debido que no se compensa con la pérdida de confort. Otros clientes ponderan más la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico en lugar de la tarifa, mientras que algunos menos también ponderan la cuestión medioambiental de trasfondo. En todos los casos, la asimilación de las REI por parte de la sociedad en su conjunto es un tema complejo que presenta muchas aristas diferentes y que merece una especial atención. Según los resultados de un estudio realizado en Francia entre 2018 y 2019, el despliegue de las REI enfrenta una resistencia cada vez mayor, no solo por parte de los clientes, sino también por parte de los gobiernos municipales (Chamaret *et al.*, 2020). Al contrario de lo que ocurre en la mayoría de los casos, donde los intermediarios, en este caso los gobiernos municipales, son los impulsores de la implantación de nuevas tecnologías, en este estudio se expone que incluso podría haber resistencias por parte de los que deberían impulsar las REI. Se resalta que el propio proceso de instalación de los medidores y sus posibles fallos son una causa adicional y que la adopción forzosa de tecnología debería ser cambiada, implicando a los actores intermedios en todas las fases del despliegue y adoptando estrategias de comunicación diferenciada, así como reduciendo el desequilibrio entre costes y beneficios para los clientes.

Una página aparte dentro del apartado de la percepción social de las REI se encuentra en las organizaciones civiles y movimientos en contra de los medidores inteligentes y la informatización de las redes eléctricas. Si bien se trata de un fenómeno relativamente acotado y reducido, resulta muy llamativo por su resistencia a la tecnología. Este tipo de agrupaciones se halla mayormente en Estados Unidos, donde proliferan bajo nombres como "*Stop Smart Meters*" o "*Smart Meters Dangers*" (*Stop Smart Meters,* s. f.) (*Smart Meter Dangers,* s. f.). Suelen tener alguna presencia mediática y en la web, alertando sobre los riesgos para la salud de los vecinos, la privacidad de los clientes y el costo económico de los dispositivos de medición. El sustento científico de sus aseveraciones no es muy claro y se basa mayormente en el uso del miedo como herramienta, apoyando el uso de tecnologías de medición más antiguas, como los medidores electromecánicos, por considerarlos más seguros.

Por último, hay una cuestión que también genera una cierta resistencia, o al menos preocupación, al momento de poner en marcha de proyectos relacionados con REI. Se trata del posible impacto negativo en la parte laboral, ya que el despliegue de medidores automáticos y de sistemas de comunicaciones y procesamiento de la información, sumado a la instalación e actuadores inteligentes con los que hacer maniobras en forma remota, hace innecesarios los servicios de un grupo de personas que se dedicaban a las tareas de lectura de medidores, atención de reclamos, etc. Si bien esto es cierto, en el sentido que las experiencias en diferentes lugares del mundo revelan que se reducen notoriamente las salidas de cuadrillas y desaparece la necesidad de contar con personas para leer estados de medidores en forma manual, no debería ser una consecuencia inevitable. La instalación de sistemas de medición y actuadores inteligentes también genera nuevas necesidades, como por ejemplo técnicos que hagan el mantenimiento, que procesen e interpreten las mediciones, etc. Esto podría dar lugar a la creación de nuevos puestos de trabajo, más calificados, y abriría las puertas a capacitaciones y mejoras en las condiciones de trabajo. Pero claramente este es un aspecto que influye en la toma de decisiones y que podría ralentizar la adopción de estas nuevas tecnologías.

4. Estado de las REI en Argentina

En Argentina, al igual que muchos otros países en vías de desarrollo, las REI están comenzando a desplegarse, aunque en este caso con un ritmo condicionado fuertemente por la coyuntura socioeconómica. Se han implementado algunos proyectos piloto de pequeña o mediana envergadura, los cuales han reportado buenos resultados, pero que no han dado lugar a despliegues de mayor alcance geográfico. Ejemplos de ello son los proyectos de las ciudades de Armstrong y Salta, entre otros, que han contado con cierto grado de apoyo financiero por parte de organismos nacionales y provinciales (Donato *et al.*, 2018). El caso de Armstrong es el más conocido porque se trató del primer proyecto piloto integral de REI en el país. Comenzó a finales de 2012 y comprendía, entre otras cosas, la instalación de 1000

medidores inteligentes, la generación de 500 kW a partir de fuentes renovables (paneles fotovoltaicos y pequeños aerogeneradores) y un sistema de Control, Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA, del inglés *Supervisory Control And Data Acquisition*) para la automatización de subestaciones de media tensión. Los medidores inteligentes se desplegaron en diferentes barrios de la ciudad, utilizando dispositivos de cuatro proveedores diferentes y combinando medios de comunicación cableados e inalámbricos. Por su parte, en Salta, se realizó una experiencia de medición inteligente en el barrio de Grand Bourg, usando 1800 medidores y combinando esquemas de comunicación diferentes. Un caso diferente, que merece destacarse de estas experiencias y otras similares, es el del proyecto de Red Inteligente Caucete, en la provincia de San Juan, que es coordinado por el Instituto de Energía Eléctrica (IEE, CONICET/UNSJ), el cual conjuga no solo el aspecto operativo del despliegue de medidores inteligentes, sino también la participación de un organismo de CyT nacional en su gestión (Instituto de Energía Eléctrica, s. f.).

Exceptuando los proyectos piloto en marcha, se ha dado un fenómeno particular en diferentes lugares del interior del país, donde se han instalado medidores inteligentes de manera descoordinada y no sistemática. Mayormente esto se ha dado en el ámbito de cooperativas eléctricas de pequeñas localidades con demografía rural y semiurbana, donde se han instalado medidores inteligentes para facilitar tanto los procesos de lectura de consumo de los usuarios como la conexión/desconexión de los clientes. En la mayoría de estos casos los medidores inteligentes se han instalado primero en entornos rurales, con el objetivo de reducir los tiempos de lectura y los costes para estos clientes. La experiencia satisfactoria con las instalaciones en estos emplazamientos hizo que luego se ampliase el área de cobertura a zonas céntricas y barrios aledaños. Algunas de estas cooperativas han aprovechado plataformas existentes de otros servicios que proveen, como por ejemplo TV por cable o internet, para dar soporte a la transmisión de datos de los medidores. El uso de medidores inteligentes para los clientes rurales evita, entre otras cosas, que la cooperativa tenga que desplazar operarios a decenas de kilómetros de distancia para la lectura o toma de estado. En algunos casos, se han registrado reducciones de hasta 800 km en los desplazamientos mensuales del personal asignado a la lectura de medidores (Donato *et al.*, 2018).

Una mención aparte en el apartado de los medidores inteligentes lo representan los medidores prepago, que son una especie de paso intermedio en la transición, donde se carga un cierto monto de dinero en el medidor y se consume energía hasta agotar el crédito. Este tipo de dispositivos suele ser habitual en países subdesarrollados o en vías de desarrollo, donde se los emplea como parte de un sistema para incorporar a la población al servicio eléctrico de una manera controlada. En la República Argentina se emplean estos medidores en muchas localidades del interior del país, más frecuentemente en ambientes semirurales o periféricos. Por ejemplo, la Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima (EDENOR) tiene un dispositivo comercial conocido como MIDE, Medidor Integrado De Energía, con el cual se provee acceso al servicio eléctrico a varios miles de clientes (Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima, s. f.). Por otra parte, de acuerdo a algunas experiencias realizadas en ciudades del interior de Córdoba, se ha observado un comportamiento en el uso de la energía que es racional, reportándose periodos medios de recarga de casi una semana, con mínimos de dos días. Esto refleja un comportamiento microeconómico en el que el uso de la energía se gestiona en forma diaria (Donato *et al.*, 2018). En todos los casos, podría entender estos medidores prepago como parte de una REI, aunque no representarían el ideal en cuanto a funcionalidad.

Al día de la fecha no es claro el grado de avance en programas de recambio de medidores e instalación de medidores inteligentes en Argentina. Teniendo en cuenta que la instalación de estos dispositivos suele ser el primer paso en el despliegue de las REI, es lógico pensar que éstas últimas no se están desarrollando significativamente en el país. Si bien hubo un cambio en las regulaciones pertinentes a los dispositivos de medición de consumo de energía, a través de la resolución 247/2019 de la Secretaría de Comercio Interior, que establece el "Reglamento Técnico y Metrológico para los Medidores de Energía Eléctrica en Corriente Alterna" (Secretaría de Comercio Interior, 2019), el impacto aún no ha podido ser debidamente cuantificado. La entrada en vigencia de este reglamento, que fue aprobado en 2019, tuvo que ser prorrogada por la emergencia sanitaria en el marco de la pandemia de Covid19, demorándose hasta el día

31 de diciembre de 2021 (Secretaría de Comercio Interior, 2022). Dicho reglamente establece una serie de plazos diferentes para reemplazar los medidores con más de 30 años de antigüedad, entre 18 y 30 años y con menos de 18 años, la cual debería completarse en su totalidad para 2029. No hay números oficiales al respecto, pero de acuerdo a estimaciones basadas en información proporcionada por empresas del sector, hoy en día habría más de 100.000 medidores inteligentes instalados en el país. La mayor parte de estos medidores inteligentes se encuentran instalados en localidades de tamaño medio o pequeño del interior del país. Si bien los motivos por los cuales se han desplegado estos medidores en un principio parecen limitados a la medición de consumo y la conexión/desconexión remota de clientes, se trata de un primer paso muy importante que podría servir para impulsar el desarrollo de proyectos de REI más avanzados. Algunos tópicos de interés en ese sentido, son los siguientes:

- Detección y registro de fallas en la red de distribución.
- Identificación de clientes conectados en cada fase de los transformadores de distribución.
- Balance de energía en transformadores de distribución.
- Control de pérdidas técnicas (PT) y no técnicas (PNT) en redes de distribución.
- Creación de estadísticas a partir de los datos acumulados y generación de pronósticos.
- Implementación de programas de eficiencia energética.
- Empoderamiento del cliente a través del acceso a la información de consumo.

Todas estas cuestiones ayudarían a mejorar la calidad del servicio eléctrico y a su vez lo harían más eficiente, por lo cual la inversión necesaria se podría amortizar en parte con el ahorro logrado en el control de pérdidas o en la reducción de salidas de cuadrillas o tomas de estado. Esto tampoco debería significar que deban suprimirse los puestos de trabajo asociados tradicionalmente a la lectura de los medidores, sino que se podrían reconvertir y capacitar justamente para trabajar en el análisis y gestión del relevamiento de mediciones.

Desde el sector académico/científico, la investigación sobre las REI no ha sido claramente explicitada. En el Plan Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación “Argentina Innovadora 2020” se había identificado dentro del sector energético un Núcleo Socio Productivo Estratégico (NSPE) denominado Generación distribuida de electricidad (redes inteligentes), que estaba enfocado en las mejoras de la eficiencia de las redes eléctricas, su operatividad, manejo inteligente y efectos ambientales relacionados con la introducción de fuentes renovables de energía y generadores distribuidos. Ese plan fue reemplazado por el Plan Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación 2030, el cual considera diez desafíos nacionales en torno a los cuales enfocar la inversión y el esfuerzo de investigación (Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, s. f.). El último de estos desafíos es fomentar y consolidar un sendero para la transición energética, pero a diferencia del anterior plan, plantea vectores de desarrollo social, productivo y ambiental por cada provincia. Si bien la mayoría de las provincias identifica la energía y la transición energética como vectores de interés, solo en el caso de la provincia de La Pampa se explicita a las REI como uno de dichos vectores.

5. Oportunidades y riesgos de las REI en la región: eficiencia energética y desarrollo

Más allá de la forma en que se están implementando las REI en el mundo y en la región, las evidencias muestran que su despliegue mejora la eficiencia de la red eléctrica en general, tanto para los clientes como para las empresas encargadas de prestar el servicio. El despliegue de las REI en el territorio nacional, ya sea partiendo desde pequeños núcleos poblacionales, como por ejemplo los denominados “Pueblos Inteligentes” (Comisión Europea, 2021), o grandes centros urbanos, presenta una serie de desafíos y oportunidades para el país, los cuales pueden ser aprovechados de manera positiva. En esta sección se describen brevemente algunos de ellos, aunque la lista de desafíos y oportunidades es sin duda más extensa.

Aumento de la eficiencia energética

El aumento de la eficiencia energética es el eje sobre el que se plantea el desarrollo de las REI que justificaría la inversión e impulso en nuestro país. Una reducción pequeña en consumos individuales de los clientes podría tener un impacto relativamente grande en la red entera. A modo de ejemplo, según datos de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), en diciembre de 2022 hubo una demanda de 13.025 GWh en toda la República Argentina, donde el 47% correspondió a clientes residenciales (6.237 GWh). En Argentina, el consumo de energía eléctrica residencial con fines de iluminación corresponde aproximadamente al 30% del consumo total, lo cual significa que se consumieron unos 1.870 GWh de energía eléctrica para iluminar los hogares de la Argentina en diciembre de 2022. Si solamente el 20% de la población lograse una reducción del 7,5% en su consumo en iluminación, se ahorrarían uno 28 GWh. Esto equivale a lo que se genera, en promedio y asumiendo un funcionamiento continuo, con un parque eólico de unos 13 generadores de 3 MW. Si se extiende este concepto a todos los clientes y a diversos tipos de cargas, el ahorro sería mucho mayor. Esto serviría para exportar más energía o, por el contrario, para minimizar la necesidad de inversión en generación eléctrica sin afectar a la calidad de vida de los clientes. Incluso, en el marco de las tendencias actuales que impulsan la descarbonización de la economía mundial, este ahorro permitiría reducir el uso de generadores basados en combustibles fósiles, lo cual tendría un impacto ambiental positivo.

Reducción de pérdidas

La cuestión de las pérdidas está directamente relacionada con el punto anterior. Reducir pérdidas significa aumentar la eficiencia energética pero también significa mejorar la calidad del servicio. Las pérdidas pueden deberse a factores puramente técnicos (equipamiento defectuoso, faltas de mantenimiento, sobrecalentamiento de transformadores, etc.) o a problemas de índole no técnica (hurto de energía, medidores defectuosos o adulterados, etc.). La reducción de pérdidas técnicas redunda no solo en una mayor eficiencia, ya que hay más energía disponible para el consumo, sino que también impacta en la calidad del servicio. Un transformador sobrecargado no solo pierde energía en forma de potencia disipada, sino que también entrega una onda de tensión más distorsionada, lo cual redunda en pérdidas en las líneas, debido a la presencia de componentes armónicas, y en problemas con algunos equipos sensibles que tengan los clientes. Incluso en este apartado se pueden mencionar problemas derivados del desconocimiento de la topología real de la red de distribución en baja tensión, que por falta de actualización o por modificaciones no documentadas, hace que a veces las propias empresas distribuidoras sepan en qué fase y qué transformador se halla conectado cada cliente. Este tipo de cuestiones lleva al desbalance de cargas en transformadores, con el correspondiente aumento de pérdidas y perjuicio para todos los clientes (GITIA, s. f.). Por otra parte, la reducción de pérdidas no técnicas significa que hay una cierta cantidad de energía que se consumía pero no se pagaba que ahora pasa a ser consumida y pagada como es debido. En ese sentido, el consumo de energía no se ve reducido, pero desde el punto de vista económico se vuelve más rentable.

Desarrollo de la industria nacional y las economías regionales

En la República Argentina existe, al menos, un mercado potencial de varios de millones de medidores inteligentes de electricidad, lo que representa una importante oportunidad para el desarrollo de equipos y servicios. La instalación de medidores inteligentes permitirá recolectar mayor cantidad de datos que los obtenidos actualmente con la lectura manual de medidores, lo cual impulsará la industria del software, a través del desarrollo de soluciones y aplicaciones para el control de la red, el almacenamiento y procesamiento de datos, entre otros. Además, el procesamiento de este enorme volumen de información que va a estar disponible en tiempo real se podrá utilizar no solo para el cálculo del importe de la factura, sino también servirá para obtener información sobre problemas en la red, para realizar tareas de mantenimiento predictivo, para relevar perfiles de consumo, etc. Dentro de esto último aparece oportunidades de desarrollo de hardware y software para la implementación de técnicas de monitoreo no intrusivo (NILM, del inglés *Non-Intrusive Load Monitoring*), las cuales serán útiles para la mejora del servicio

eléctrico, la eficiencia energética y hasta para implementar políticas de supervisión sanitarias (Donato *et al.*, 2022).

Por último, pero no menos importante, va a ser necesario capacitar personas y forman recursos humanos en áreas científicas relacionadas con el procesamiento de datos, las cuales comprenden desde los métodos estadísticos tradicionales hasta las nuevas ramas de la ciencia, como la minería de datos, el *Big Data* y los algoritmos de inteligencia computacional. En este punto se pueden involucrar fuertemente las Universidades Nacionales y el sistema científico argentino, a través del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación y el CONICET. La creación de estos recursos humanos debería no limitarse al ámbito público, sino servir para impulsar la creación de nuevos modelos de negocio que repercutan en la creación de puestos de trabajo y empresas de base tecnológica.

Redes de Servicios Públicos Inteligentes

El despliegue de las REI puede generalizarse y extenderse a un concepto más amplio, denominado Redes de Servicios Públicos Inteligentes (RSPI). En la mayoría de los países desarrollados o en vías de desarrollo los clientes se abastecen no solo de electricidad sino también de gas natural, a través de una red de distribución análoga a la eléctrica. El sistema de medición del consumo de gas suele ser similar al de los medidores eléctricos tradicionales, en los que la lectura es manual, con frecuencia mensual o bimensual. La instalación de medidores inteligentes de gas natural podría integrarse con la infraestructura de medición de consumo de energía eléctrica, permitiendo una gestión dinámica del consumo de energía, tanto para los proveedores del servicio como para los consumidores, casi en tiempo real. Ya existe experiencia al respecto, por ejemplo, en Europa, donde hay más de un 33% de los clientes de la red de gas natural que son monitoreados con este tipo de dispositivos (*IoT Business News*, 2021). Esta idea se puede extender a los medidores de agua, en aquellos lugares donde el suministro de agua es medido, formando una red de medición más amplia que permita a los organismos oficiales y a las empresas mejorar el servicio y gestionar el recurso de forma eficiente, confirmando Redes de Servicios Públicos Inteligentes. Estas redes no necesariamente van a estar controladas por un único proveedor, sino que pueden responder a diferentes compañías, pero cada una de estas redes paralelas contribuirá a que usuarios y proveedores se vean beneficiados, unos por el control del consumo y otros por la eficiencia en la gestión y control de la red (Donato y Funes, 2021b).

Los riesgos potenciales de las REI

Cualquier cambio tecnológico entraña riesgos en los primeros tiempos o durante la transición. La implementación de las REI y la instalación de millones de medidores inteligentes no es la excepción. Más allá de los aspectos sociales mencionados en la Sección 3, relacionados con la forma en que la sociedad percibe y reacciona ante las REI, existen riesgos más concretos que deben ser tratados seriamente. La mayoría de ellos están relacionados con la ciberseguridad y la explotación de información privada con fines comerciales, o peor aún, para la alteración de datos de consumo, control de medidores inteligentes, etc. Las REI deberían estar protegidas contra diferentes formas de ataque que comprometan la seguridad del sistema. Los tipos de ataques más frecuentes que pueden darse en una REI son los ataques de inyección de datos falsos (FDIA, del inglés *false data injection attacks*), la denegación de servicio (DoS, del inglés *Denial of Service*), la denegación de servicio distribuida (DDoS) y los ataques de suplantación de identidad. Estos ciberataques pueden poner en peligro tanto el funcionamiento y operación de la REI como provocar considerables pérdidas económicas y daños en los equipos (Inayat *et al.*, 2022). Todo esto supone un reto importante en términos de protocolos, algoritmos de encriptación, validación de dispositivos de medición, etc. Otra cuestión importante es la posible violación de la privacidad asociada a la medición remota de los servicios, que proporciona información no solo del consumo, sino también sobre la rutina diaria del hogar. Si bien esto es una amenaza concreta y real, también es cierto que puede ser aumentada o inflamada por ciertas organizaciones y movimientos sociales, como se comentó en la sección 3. Para comprender mejor las consecuencias de la ciberseguridad se puede hacer una analogía

con los criterios de seguridad empleados en los sistemas de salud o bancarios, en donde existen requisitos similares en lo que respecta a la privacidad de los datos, la autentificación de los clientes, etc.

6. Conclusiones

El cambio de paradigma de las redes eléctricas tradicionales a las REI es un proceso que comenzó hace más de una década y que seguramente se consolidará en forma global hacia finales de la presente década. Estas redes pueden ser la herramienta para mejorar la eficiencia energética en forma global, para poder satisfacer la demanda creciente de energía sin tener que depender de las fuentes de generación basadas en combustibles fósiles. La incorporación de TICs, sistemas de generación distribuida y dispositivos de almacenamiento de energía permitirá desarrollar nuevas funcionalidades en la red eléctrica, que deberían hacer más eficiente el consumo y ayudar a reducir las pérdidas al mínimo.

En este trabajo se ha tratado de resumir la importancia de las Redes Eléctricas Inteligentes como herramienta para contribuir a un futuro sustentable. Debido a la amplitud de este tema, se ha concentrado buena parte del trabajo en los sistemas de medición inteligente, aunque se ha dejado claro que el alcance de las REI excede a estos dispositivos. Se han mostrado algunos antecedentes y resultados del despliegue de estos sistemas en los países más desarrollados y a su vez se ha resumido la situación actual en la República Argentina. Si bien existen algunas experiencias dispersas sobre implementación de medidores inteligentes, las mismas se han hecho en forma descoordinada y sin consensos o regulaciones que unifiquen criterios. Para poder avanzar en la implementación de las REI es necesario armonizar y direccionar los esfuerzos de manera que las experiencias sean replicables en diferentes locaciones y que se garantice la escalabilidad de las instalaciones. Para ello es fundamental que el Estado tenga un rol más activo en el fomento de las REI, para lo cual es necesario definir primero que es lo que se espera de estas redes y cómo se lograrán esos objetivos. Por ejemplo, se podría impulsar la generación distribuida, cosa que ya ha comenzado a suceder en el país, pero por otro se podrían desarrollar proyectos piloto de gestión de la demanda y/o almacenamiento de energía. En cualquiera de los casos, sea cuál sea el criterio adoptado, se deben adoptar soluciones que sean adaptables y evolutivas, ya que las REI que se desarrollen y pongan en marcha ahora deberán seguir operando con las nuevas tecnologías de generación y gestión que pueden irrumpir en las próximas décadas.

Por último, es necesario insistir en la necesidad de contar con información en tiempo real. Según dice un conocido refrán en el ambiente técnico, “lo que no se mide no se puede mejorar”. Si nuestra sociedad se propone transitar el camino de la eficiencia energética es necesario primero tener la capacidad de medir con exactitud, en forma ubicua y en tiempo real o cuasireal. La falta de información detallada sobre el consumo de energía atenta contra la aplicación de políticas de eficiencia energética, consumo sostenible, etc. Las REI no solo son medidores y actuadores con sistemas de comunicación, también requieren campañas de concientización, programas de recambio de tecnología, etc.

La transición de las redes convencionales a las Redes Eléctricas Inteligentes es algo inevitable desde el punto de vista tecnológico y económico. Por ello es importante encaminar e impulsar esta transición en lugar de ponerle freno, ya que en el camino se van a generar numerosas oportunidades de desarrollo en el país y la región. Su impacto en el ámbito social y económico será muy positivo a mediano y largo plazo, lo cual representará un gran desafío para los encargados de llevar adelante la misma, ya que la mayoría de los costos se dan al comienzo y los beneficios se obtendrán a lo largo de los próximos años. En este sentido jugará un papel determinante la política energética que se trace en el país para el curso de esta década.

Referencias bibliográficas

Bugden, D., Stedman, R. (2021). Unfulfilled promise: social acceptance of the smart grid. *Environmental Research Letters, 16*(3). https://doi.org/10.1088/1748-9326/abd81c

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima. (2021). Informe Anual 2021. https://cammesaweb.cammesa.com/informe-anual/ Consultado: 26 de diciembre de 2022.

Chamaret, C., Steyer, V., Mayer, J. C. (2020). “Hands off my meter!” when municipalities resist smart meters: Linking arguments and degrees of resistance. *Energy Policy, 144*. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111556

Comisión Europea. (2021). Portal sobre pueblos inteligentes. https://enrd.ec.europa.eu/smartand-competitive-rural-areas/smart-villages/smart-villages-portal_es Consultado: 01 de febrero de 2023.

Cooper, A., Shusterr, M., Lash, J. (2021). Electric Company Smart Meter Deployments: Foundation for a Smart Grid. *The Edison Foundation*. https://www.edisonfoundation.net/-/media/Files/IEI/publications/IEI_Smart_Meter_Report_April_2021.ashx Consultado: 09 de febrero de 2023.

Department of Energy (DOE) (2018). Smart Grid System Report. https://www.energy.gov/oe/articles/2018-smart-grid-system-report Consultado: 16 de diciembre de 2022.

Donato, P. G., Carugati, I., Strack, J. L., Maestri, S., Orallo, C. M., Hadad, M.N., Funes, M.A. (2018). Overview of the status of smart metering systems in Argentina and future perspectives. 2018 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON). San Miguel de Tucumán. https://doi.org/10.1109/ARGENCON.2018.8646080

Donato, P. G. (2021a). Las redes eléctricas inteligentes en Argentina: una cuestión estratégica para la presente década. *Revista REDIUNP*, *3*(2). http://www.revistas.unp.edu.ar/index.php/rediunp/article/view/317

Donato, P. G. y Funes, M. A. (2021b). Redes de Servicios Públicos Inteligentes. *Revista Ciencia Hoy*, *30*(178). https://cienciahoy.org.ar/redes-de-servicios-publicos-inteligentes/

Donato, P. G., Hernández, Á., Funes, M. A., Carugati, I., Nieto, R., Ureña, J. (2022). Revisión de aplicaciones de técnicas de monitoreo no intrusivo de cargas en redes eléctricas inteligentes. *Ciencia y Tecnología*, *22*. https://dspace.palermo.edu/ojs/index.php/cyt/article/view/5375

Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima (EDENOR). (s. f.). MIDE Medidor Integrado De Energía. https://www.edenor.com/mide Consultado: 09 de febrero de 2023.

Enerdata. (s. f.). Total energy consumption. https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-consumption-statistics.html Consultado: 26 de diciembre de 2022.

Energy Information Administration (EIA) (2022). Natural gas explained. https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/natural-gas-and-the-environment.php Consultado: 26 de diciembre de 2022.

Energy Watch. (2018). Smart Meter Success Stories from Around the World. https://www.energywatch.com.my/blog/2018/03/19/smart-meter-success-stories-from-around-the-world/ Consultado: 31 de enero de 2023.

GITIA (s. f.) Sistema Inteligente para la Determinación de la Topología de la Red de Baja Tensión. http://www.gitia.org/developments/phid Consultado: 09 de febrero de 2023.

Greentech Media (2011). What Makes Consumers Care About the Smart Grid? https://www.greentechmedia.com/articles/read/What-Makes-Consumers-Care-About-the-Smart-Grid Consultado: 26 de diciembre de 2022.

Instituto de Energía Eléctrica (IEE). (s. f.). Red Eléctrica Inteligente de Distribución (REID) – El Proyecto. https://iee-unsjconicet.org/reid/ Consultado: 01 de febrero de 2023.

Inayat, U., Zia, M. F., Mahmood, S., Berghout, T., Benbouzid, M. (2022). Cybersecurity Enhancement of Smart Grid: Attacks, Methods, and Prospects. *Electronics*, *11*(23). https://doi.org/10.3390/electronics11233854

InfoLEG. (2017). Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública. http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/305000-309999/305179/norma.htm Consultado: 30 de enero de 2023.

IoT Business News. (2021). The penetration of smart gas meters in Europe reached 33 percent in 2020. https://iotbusinessnews.com/2021/11/02/96545-the-penetration-of-smart-gas-meters-in-europe-reached-33-percent-in-2020/ Consultado: 01 de febrero de 2023.

Little, Arthur D. (2020). How smart meters will contribute to changing the energy landscape? https://www.adlittle.com/en/insights/report/digital-energy Consultado: 14 de enero de 2022.

Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación. (s. f.). Plan Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación 2030. https://www.argentina.gob.ar/ciencia/plan-nacional-cti/plan-cti

Pacific Northwest National Laboratory. (PNNL, 25/01/2022). How a Smart Electric Grid Will Power Our Future. https://www.pnnl.gov/news-media/how-smart-electric-grid-will-power-our-future Consultado: 10 de febrero de 2023.

Peskoe-Yang, L. (2019). Smart Grid Experiment Saves Participants the Equivalent of One Electric Bill Per Year. IEEE Spectrum. https://spectrum.ieee.org/smart-grid-experiment-saves-participants-the-equivalent-of-one-electric-bill-per-year Consultado: 16 de diciembre de 2022.

Rieger, D., Steiner, A., Bachmann, V., Gasch, P., Förstner, J., Deetz, K., Vogel, B., Vogel, H. (2017). Impact of the 4 April 2014 Saharan dust outbreak on the photovoltaic power generation in Germany. *Atmospheric Chemistry and Physics*, *17*(21). https://doi.org/10.5194/acp-17-13391-2017

St. John, J. (2015). How CenterPoint's Integrated Smart Grid Is Paying Off. Greentech Media. https://www.greentechmedia.com/articles/read/how-centerpoints-integrated-smart-grid-is-paying-off#gs._=Cp3A4 Consultado: 16 de diciembre de 2022.

Secretaría de Comercio Interior. (2019). Resolución 247/2019. https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-247-2019-323462/actualizacion Consultado: 06 de febrero de 2023.

----. (2022). Resolución 380/2022. https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-380-2022-363603/actualizacion Consultado: 06 de febrero de 2023.

Smart Energy International. (2015). Iberdrola reduces power outages by 18% in regional Spain. https://www.smart-energy.com/regional-news/europe-uk/iberdrola-cuts-power-outages-in-spain/ Consultado: 16 de diciembre de 2022.

----. (2022). Germany to make smart meters mandatory?. https://www.smart-energy.com/industry-sectors/smart-meters/germany-to-make-smart-meters-mandatory/ Consultado: 01 de febrero de 2023.

Smart Meter Dangers. (s. f.). https://smartmeterdangers.org/ Consultado: 28 de diciembre de 2022.

Spencer Jones, J. (2021). US smart meter penetration continues to increase. *Smart Energy International*. https://www.smart-energy.com/industry-sectors/smart-meters/us-smart-meter-penetration-continues-to-increase/ Consultado: 14 de diciembre de 2022.

Stop Smart Meters!. (s .f.). https://stopsmartmeters.org/ Consultado: 28 de diciembre de 2022.

Toledo, F. (2013). Smart Metering Handbook. Pennwell Corporation. ISBN-13: 978-1593702984.

Wood Mackenzie. (2019). Global smart meter total to double by 2024 with Asia in the lead. https://www.woodmac.com/news/editorial/global-smart-meter-total-h1-2019/ Consultado: 15 de diciembre de 2022.

Políticas tecno-productivas para la transición energética en Argentina. Análisis del diseño e implementación del Programa de desarrollo de la industria solar térmica (PRODIST)

SANTIAGO GARRIDO[*]

Resumen

Uno de los principales desafíos que tiene la Argentina en la actualidad es avanzar en una reducción de las importaciones de energía. Las políticas estatales hasta el momento se concentraron en impulsar las inversiones en la extracción de gas y petróleo no convencional, la construcción del gasoducto Néstor Kirchner y la promesa de plantas de licuefacción. De este modo se busca garantizar el abastecimiento local y lograr saldos exportables que permitan resolver uno de los principales problemas de la economía argentina: la restricción externa. Sin embargo, estas políticas se ven tensionadas por la demanda de cambios estructurales que exige el cumplimiento de acciones de adaptación y mitigación al cambio climático.

En este contexto, el programa de desarrollo de la industria solar térmica (PRODIST) impulsado por el Ministerio de desarrollo productivo en 2021, se presenta como una alternativa que busca superar las contradicciones presentadas. Este programa se propone fortalecer la producción de termotanques solares nacionales alineando la reducción de emisiones y del gasto energético para los hogares, ahorro fiscal en subsidios a la energía y de divisas por reducción de importaciones, desarrollo, con la expansión de un sector industrial de capitales nacionales y conformado principalmente por pymes.

El objetivo de este trabajo es analizar el proceso de diseño e implementación del PRODIST en Argentina. Para ello, se propone reconstruir analíticamente los procesos de coconstrucción experimentados entre políticas públicas, tecnologías, conocimientos, formación de recursos humanos especializados y dinámicas desarrollo productivo.

Palabras claves | energía solar térmica, transición energética, políticas públicas, desarrollo productivo, industria solar

Techno-productive policies for the energy transition in Argentina. Analysis of the design and implementation of the Solar Thermal Industry Development Program (PRODIST)

Abstract

Argentina faces a great energy policy challenge because the need to reduce imports in the current global context of supply crisis. In this context, the public policies implemented were focused on promoting investments in the extraction of shale gas and oil, the construction of a new gas pipeline, and the promise of new liquefaction plants. In this way, it seeks to guarantee local supply and achieve exportable balances that allow solving one of the main problems of the Argentine economy: external restrictions. However, these policies are stressed by the demand for structural changes that require compliance with climate change adaptation and mitigation actions.

In this context, the ministry of productive development promoted the solar thermal industry development program (PRODIST) in 2021 as an alternative that seeks to overcome the contradictions presented. This program aims to strengthen the production of national solar water heaters, aligning the reduction of emissions and energy expenditure for households, fiscal savings in energy subsidies and foreign exchange due to the reduction of imports, with the expansion of an industrial sector of capital national and made up mainly of SMEs.

The objective of this work is to reconstruct the design and implementation process of PRODIST in Argentina. For this, we propose to analyze the coconstruction processes experienced between public policies, technologies, knowledge, specialized human resources training and productive development dynamics

Keywords | solar thermal energy, energy transition, public policies, productive development, solar industry

[*] Universidad Nacional de Quilmes. CONICET. Instituto de Estudios sobre la Ciencia y la Tecnología.
santiagomgarrido@gmail.com

1. Introducción

Uno de los principales desafíos que tiene la Argentina en la actualidad es avanzar en una reducción de las importaciones de energía en un contexto de crisis de suministros global agravado por la guerra en Ucrania. La principal estrategia impulsada hasta el momento es el aumento de la producción local de hidrocarburos impulsando inversiones en la extracción de gas y petróleo no convencional en Vaca muerta, la construcción del gasoducto Néstor Kirchner y la promesa de plantas de licuefacción para favorecer la exportación de gas natural licuado (GNL). De este modo se busca garantizar el abastecimiento local y lograr saldos exportables que permitan resolver uno de los principales problemas de la economía argentina: la restricción externa.

Sin embargo, estas políticas se ven tensionadas por la demanda de cambios estructurales que exige el cumplimiento de acciones de adaptación y mitigación al cambio climático. Frente a este desafío, existe un consenso sobre la necesidad de avanzar en políticas públicas que orienten un proceso de transición energética que garantice sistemas de producción, distribución y consumo de energía ambientalmente sustentables, pero sin limitar el acceso a bienes y servicios esenciales entre los sectores de bajos ingresos. En este contexto, el programa de desarrollo de la industria solar térmica (PRODIST) impulsado por el Ministerio de desarrollo productivo en 2021, se presenta como una alternativa que busca superar las contradicciones presentadas.

Los termotanques solares permiten reducir significativamente el consumo de gas y/o electricidad (según la fuente de energía que se utiliza para calentamiento de agua). En Argentina se fabrican estos equipos desde hace décadas por parte de empresas pyme distribuidas en diferentes provincias. Sin embargo, esta producción debe competir con equipos importados (en su mayoría de origen chino) con tecnología de tubo de vidrio evacuado que suelen ser más económicos.

El PRODIST se propone fortalecer la producción de termotanques solares nacionales articulando diferentes políticas y áreas del estado para impulsar la demanda a través de la compra pública, la mejora de la calidad de los equipos, líneas de financiamiento productivo y procesos de capacitación y también el estímulo de la demanda privada. De este modo el programa busca alinear reducción de emisiones de gases efecto invernadero (GEI), acceso al agua caliente para uso sanitario, reducción del gasto energético para los hogares, ahorro fiscal en subsidios a la energía, ahorro de divisas por reducción de importaciones, desarrollo y expansión de un sector industrial de capitales nacionales y conformado principalmente por empresas pymes.

El objetivo de este trabajo es analizar el proceso de diseño e implementación del PRODIST en Argentina. Para ello, se propone reconstruir analíticamente los procesos de coconstrucción experimentados entre políticas públicas, tecnologías, conocimientos, formación de recursos humanos especializados y dinámicas desarrollo productivo.

2. Revisión de la literatura

La transición energética se ha convertido en la principal iniciativa global para cumplir con las metas climáticas asumidas por la mayoría de las naciones del mundo. Pero además, también es presentado como una nueva narrativa de cambio que, entre otras cosas, puede ser una ventana de oportunidad para países en desarrollo como la Argentina. Es así que el concepto está colonizando los discursos políticos, los análisis académicos, las demandas de los espacios de militancia ambiental y las publicidades de las empresas. Obviamente que semejante diversidad de apropiaciones del concepto no puede escindirse de múltiples interpretaciones del mismo. Es, en parte, por esta característica polisémica que el concepto tenga definiciones tan diversas como la variedad de sujetos o grupos sociales que lo utilizan[1]. De este

[1] Para profundizar la multiplicidad de definiciones de transición energética ver Araújo (2014), Garrido y Recalde (2020) y Fernández Durán y Gonzalez Reyes (2018).

modo, no se puede afirmar que exista un único sendero para la transición energética y los modelos diseñados en los países desarrollados no pueden ser tomados como de aplicación universal.

Para abordar el análisis de este fenómeno surgieron los estudios sobre transiciones a la sustentabilidad a finales de la década del noventa (Kemp *et al.*, 1998; Rip & Kemp, 1998). Este abordaje articula diferentes aportes conceptuales de la Economía de la Innovación y de los estudios en Ciencia, Tecnología y Sociedad, y busca superar las limitaciones que presentan los análisis centrados exclusivamente en el desarrollo de innovaciones tecnológicas que minimizan la influencia de otros factores como las costumbres y las relaciones de poder. Los estudios sobre transiciones proponen un marco analítico multinivel que permite comprender los procesos de transformación de amplios sectores de la producción y el consumo hacia regímenes más sustentables en términos económicos y ambientales (Smith & Stirling, 2010). De este modo, el enfoque basado en transiciones a la sustentabilidad propone comprender los procesos de cambio en términos sistémicos combinando tecnologías, prácticas sociales, infraestructuras, regulaciones, mercados y valores culturales (Elzen & Wieczorek, 2005).

Entre los principales trabajos desarrollados en el campo de las transiciones a la sustentabilidad (Rip & Kemp, 1998; Geels, 2002; Smith & Stirling, 2010), se destacan los estudios basados en la perspectiva multinivel (Multi-level perspective-MLP) que propone analizar los procesos de transición socio-técnica en tres niveles (nicho, régimen socio-técnico y contexto (el término utilizado en inglés es *landscape*).

Los nichos dan cuenta de espacios protegidos en los que no operan las reglas convencionales de mercado y que, por lo tanto, permiten desarrollar y experimentar con innovaciones radicales (basadas en principios de sustentabilidad, por ejemplo). Las condiciones de nicho se pueden generar a partir de políticas de incentivos, políticas promocionales o incluso políticas industriales o de Ciencia, tecnología e Innovación (CTI) orientadas al desarrollo de cierto tipo de tecnologías. Los nichos son centralmente espacios de experimentación y aprendizajes, y para ello cuentan con normas y prácticas al margen de las normas y prácticas dominantes en los regímenes socio-técnicos (Berkhout *et al.,* 2004).

El régimen socio-técnico es el nivel clave para el análisis de los procesos de transición y se refiere al conjunto de reglas e instituciones (formales e informales), valores culturales, prácticas sociales y tecnologías que operan en un sistema socio-técnico determinado. En definitiva, son los regímenes socio-técnicos los que se transforman para generar cambios sistémicos profundos que marquen una transición (por ejemplo, pasar de un régimen dominado por el uso de hidrocarburos y altas emisiones de GEI a otro dominado por las energías renovables y bajas emisiones). El concepto de régimen socio-técnico permite superar las interpretaciones de transición entendidas como procesos de sustitución de una tecnología por otra (Geels, 2011).

El contexto se refiere a los elementos de gran escala que pueden influir y afectar la dinámica de los regímenes socio-técnicos (o incluso en los nichos) y en los cuales los actores que participan en los procesos de cambio no tienen capacidad de gobernar. Algunos ejemplos de contexto se pueden referir a fenómenos como el cambio climático o las repercusiones generadas por fenómenos como el accidente nuclear de Chernobyl, la pandemia del COVID 19 o los efectos de la guerra provocada por la invasión rusa a Ucrania. En función de cómo operan estos elementos, los regímenes socio-técnicos y los nichos pueden cambiar para proteger un orden establecido, adaptarse a cambios actuales o plantear estrategias de cambio (Geels, 2011).

Un elemento clave en los estudios sobre transiciones es la tensión entre la acumulación de capacidades cognitivas y su incorporación en el desarrollo tecnológico productivo (traducida en términos de relación entre nicho y régimen). En el caso argentino, esta situación se muestra notable en los últimos quince años en los que los instrumentos de política pública industrial y de CTI se multiplicaron en cantidad y variedad, pero no así su incidencia en experiencias concretas de desarrollo tecno-productivo.

Para complementar el análisis de este tipo de problemática en el caso de la energía solar térmica en Argentina, se propone incorporar la distinción entre las políticas explícitas e implícitas planteadas por

Amílcar Herrera (Herrera, 1995 [1971]). Para el autor, las políticas explícitas están vinculadas a la política oficial que se expresa en leyes, reglamentos, planes de desarrollo y declaraciones gubernamentales. Las políticas implícitas, en cambio, son las relacionadas a la demanda real de conocimiento científico-tecnológico del "proyecto nacional" vigente. Estas políticas son más difíciles de identificar porque no tienen estructuración formal (Herrera 1995:125). En el análisis de Herrera, el "proyecto nacional" es el conjunto de objetivos, el modelo de país que imponen los sectores que detentan el poder económico y político.

Las reflexiones de Herrera fueron desarrolladas en un contexto histórico y político muy particular, cruzado por los debates de la década de 1970 sobre desarrollo, dependencia y revolución. Sin embargo, el concepto de política implícita y explícita puede ser revisitado en la actualidad con algunas adecuaciones. Puntualmente, para este trabajo se propone aplicar la noción de políticas implícitas al conjunto de políticas que tienen algún nivel de influencia en los procesos de desarrollo de energías renovables (excluyendo las políticas específicamente de energía). Por ejemplo, en el caso del análisis del PRODIST se pueden considerar las políticas en comercio exterior, hábitat o ambiente.

3. Metodología y datos

El trabajo de investigación fue realizado como un estudio de caso tomando al PRODIST como una experiencia de política pública novedosa, pero que al mismo tiempo permite revisar los alcances de la transición energética en Argentina. Se realizó un análisis de tipo cualitativo de información obtenida a partir de entrevistas en profundidad a diferentes actores involucrados en el programa (coordinadores, integrantes del equipo de trabajo, funcionarios de ministerios nacionales, funcionarios de institutos de la vivienda provinciales y referentes del sector productivo.

También se realizó el análisis de material documental (normas técnicas, pliegos de licitación) y trabajo de campo en clave investigación-acción-participativa que se concentró en la participación en reuniones de trabajo semanales del PRODIST durante seis meses del año 2022.

4. Resultados

En los últimos veinte años, muchos países de América Latina avanzaron con políticas públicas que buscaron delinear procesos de transición energética. En la mayoría de los casos, la transición energética fue traducida como un proceso de sustitución tecnológica y modificación de matrices de generación fundamentalmente en el sector eléctrico. Estas políticas reproducen en gran medida las características del régimen socio-técnico dominante (el cual se buscaba modificar). Algunos de los aspectos que se mantienen son: (1) la alta concentración de la propiedad de la generación, el transporte y la distribución; (2) el marco regulatorio surgido de las reformas neoliberales de finales del siglo XX; y (3) las grandes unidades de generación. Además, estas políticas tampoco revirtieron las dificultades de acceso a la energía generando un aumento de la pobreza energética (Bertinat, 2016).

4.1. Políticas públicas para el impulso de las energías renovables en Argentina

En 2006 se sancionó la primera legislación nacional que regulaba a las energías renovables en su conjunto, la Ley N° 26.190. Esta ley buscaba promover el uso de energías renovables para generación de electricidad a través de incentivos y exenciones fiscales, además, se proponía impulsar el desarrollo científico y tecnológico para el desarrollo industrial del sector. Además, ese mismo año se sancionó la Ley N° 26.093 que estableció el régimen nacional de biocombustibles y la Ley N° 26.123 de promoción de la tecnología, la producción, el uso y aplicaciones del hidrógeno durante el mismo año 2006 (Ministerio de Planificación Federal, Inversión pública y Servicios [MINPLAN], 2008).

De este modo, quedó consolidado un nuevo marco legal y regulatorio en el campo de las energías renovables a escala nacional. En los primeros dos casos, se establecieron sistemas de cuotas. La ley de biocombustibles establecía una cuota de corte obligatorio de un 5% en combustibles con biodiesel y bioetanol (según el caso) para el año 2010. En el caso de la Ley N° 26.190 de Energías Renovables, se estableció como objetivo lograr

una contribución de las fuentes renovables que alcance el 8% de la demanda en un plazo de diez años a partir de la puesta en vigencia del régimen (Fundación Bariloche, 2009).

Para avanzar en el cumplimiento de la cuota establecida por la Ley N° 26.190, la empresa estatal ENARSA impulsó el programa GENREN (Generación Renovable), que se basaba en la licitación y compra de 1000 MW de potencia producidos a partir de energías renovables. ENARSA se comprometía a comprar la energía a los generadores, asegurando contratos a precio fijo en dólares por un lapso de quince años. La energía adquirida iba a ser colocada por ENARSA en el mercado eléctrico mayorista (Giralt, 2011). En el año 2011, frente a la falta de oferentes para otras fuentes de energía renovable, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 108/11 que establecía condiciones similares a las ofrecidas por el GENREN para nuevos proyectos renovables (Ruggeri y Santos, 2022).

Sin embargo, para el año 2015, solo el 30% de los proyectos adjudicados estaban en operación. El criterio establecido para definir la adjudicación de los proyectos se centró en las mejores condiciones técnico-económicas, pero la mayoría no contaba con financiamiento garantizado para su concreción. Los adjudicatarios que no pudieron concretar sus proyectos plantearon que las dificultades económicas experimentadas por el país (conflicto con acreedores externos que no habían entrado en los canjes de deuda ofrecidos y el déficit comercial experimentado a partir de 2012 provocado en gran medida por la importación de energía) hacían que el costo del crédito fuera demasiado alto. Asimismo, planteaban que los inversores desconfiaban del cumplimiento de los contratos por parte de CAMMESA a la que consideraban una empresa insolvente. Según los empresarios, existía una sospecha de que no se iba a cumplir con los pagos y los plazos (Aguilar, 2014).

Frente a este escenario, en el año 2015 se sancionó la Ley N° 27.191 que modificaba a la 26.190 de 2006. Los principales cambios que introdujo esta ley fueron la extensión del plazo para cumplir con la cuota del 8% de 2016 a 2017, la imposición de la obligación de la cuota a los grandes usuarios del sistema eléctrico (ya sea por autogeneración o contratos de provisión entre privados), y la liberación de impuestos a la importación de equipos hasta la fecha máxima de cumplimiento de la cuota del 8% (INFOLeg, 2015).

Esta ley fue reglamentada en marzo de 2016 y, a partir de ello, el recientemente creado Ministerio de Energía y Minería lanzó el programa RenovAr que consistió en una serie de licitaciones a través de las cuales se adjudicaron proyectos por 5200 MW a los que se suman otros 1000 MW de los llamados contratos MATER (la sigla significa “Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable” fue creado por la Resolución N° 281-E/2017 y da un marco legal que autoriza la creación de contratos para la compra de energía eléctrica renovable entre privados, a través de la libre negociación).

Las principales diferencias que tuvo el RenovAr en relación al GENREN fue la extensión de los contratos de provisión (se ampliaron a 20 años) y la posibilidad que tienen quienes firmaban los contratos de abastecimiento Purchase Power Agreement (PPA) de ser beneficiarios del Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), que operaba como garantía del pago por parte de Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA). Este fondo fue financiado con un crédito específico del Banco Mundial.

Además del RenovAR, el Ministerio de Energía abrió la suscripción de contratos para el abastecimiento de grandes consumidores. Como se explicó, la Ley N° 27.191 obliga a los grandes consumidores a cumplir con una cuota del 8% de la energía consumida a partir de fuentes renovables. De hecho, son los únicos verdaderos obligados por dicha norma, ya que su incumplimiento individual y efectivo deriva en la aplicación de una penalización. Para evitar este tipo de sanciones, los grandes consumidores deben acreditar (a) la suscripción de contratos de provisión, o bien, (b) presentar un proyecto de autogeneración o cogeneración. Para dar respuesta a este sector específico del mercado eléctrico, se impulsó el programa MATER, que también tuvo una significativa respuesta.

Los resultados obtenidos en las licitaciones de RenovAR y MATER lograron revertir los pobres resultados del GENREN[2]. Sin embargo, surgieron algunos cuestionamientos debido a la escasa participación de tecnología nacional en los proyectos adjudicados. Sobre todo, se cuestionaban los beneficios específicos que contemplaba la ley para la importación de equipos. Además, hubo críticas por los precios de referencia de las licitaciones que que dejaban afuera de competencia a los fabricantes locales de aerogeneradores, por ejemplo (Kazimierski, 2022)[3].

Por otro lado, estas políticas explícitas orientadas a la rápida incorporación de renovables que involucraban contratos dolarizados y extensos, entraron rápidamente en tensión en una economía como la Argentina, donde las condiciones macroeconómicas suelen ser volátiles (Sabbatella *et al.*, 2020). Es así que el boom de proyectos renovables experimentado a partir de las licitaciones del RenovAR, sufrió un freno abrupto a partir de una nueva crisis económica que sufrió Argentina en el año 2018 y que se expresó en una fuerte devaluación y la necesidad por parte del gobierno de solicitar el auxilio del Fondo Monetario Internacional.

En otro nivel de análisis, existieron otros cuestionamientos que marcan que este tipo de políticas se orientaron, casi de forma exclusiva, a grandes proyectos que a su vez requieren altos montos de inversión. De esta manera, se reproducen los modelos de concentración y de exclusión desarrollados bajo el modelo energético dominante basado en el uso de hidrocarburos (Kazimierski, 2021).

Frente a este último cuestionamiento, en 2017 se sancionó la Ley N° 27.424 de Generación Distribuida con Energías Renovables (INFOLeg, 2017). Esta legislación había sido precedida por diferentes iniciativas impulsadas por gobiernos provinciales. De este modo, Santa Fe, Salta, San Luis, Neuquén y Mendoza habilitaron el desarrollo de sistemas de generación distribuida antes de la sanción de la ley nacional.

En su gran mayoría se promovieron modelos de balance neto (*net metering* o *net billing*), por lo que el principal beneficio que tienen los usuarios residenciales es reducir el costo de su consumo eléctrico a través de la energía que autogeneran. En otros casos, se sumaron precios preferenciales para la energía generada (sistemas *feed in tariff*). Un claro ejemplo de este tipo de política es la impulsada por la provincia de Santa Fe con el programa prosumidores que incorporaba el pago de un precio diferencial a la energía entregada por cualquier usuario del sistema eléctrico que utilizara energías renovables (Decreto N° 1710/2018).

En síntesis, las políticas, hasta aquí, se caracterizan por ofrecer incentivos económicos para promover el desarrollo y la adopción de energías renovables. En las licitaciones de grandes proyectos de generación se ofrecen contratos de provisión de energía con precios fijos en dólares, beneficios fiscales y acceso a garantías financiadas por el estado. A esto se suma la reducción de aranceles de importación. En el caso de la generación distribuida, el incentivo se concentra en el acceso a créditos fiscales y financiamiento y en algunos casos, como el de Santa Fe, se asienta en una tarifa preferencial para la compra de la energía generada.

Las políticas hasta aquí analizadas comparten una modalidad frecuente al momento de desarrollar sistemas legislativos o regulatorios en América Latina: el intento de replicar de forma prácticamente acrítica los modelos desarrollados en los países centrales (Recalde *et al.*, 2015). De este modo, el proceso de adopción de tecnologías e implementación de políticas se comprende en términos de difusión basados

2 En 2016, cuando se lanza el programa Renovar la potencia instalada de renovables era de 213 MW (menos del 1% de la matriz energética nacional). A fines de 2020, la potencia instalada de renovables llegaba a 3997 MW (llegando casi al 10%) (CAMMESA 2022).

3 El ejemplo más claro de esto fue el del Parque Eólico Arauco que durante la fase anterior se destacó por ser el primero en contar con aerogeneradores de fabricación nacional (IMPSA) y que para el RenovAR lograron la adjudicación de un nuevo proyecto con turbinas Siemens Gamesa de origen español. El propio presidente de Arauco reconoció que, para poder ser competitivos con los precios de la licitación, tuvieron que reducir el componente nacional (Energía estratégica, 2016).

en el principio de seguir al mejor primero. Sin embargo, la implementación de este tipo de política a nivel local requiere, al menos, un proceso de adecuación que en general no suele tenerse en cuenta.

Los avances y contratiempos en la implementación del programa de desarrollo de la industria solar térmica (PRODIST) pueden ser un buen caso para repensar este tipo de tensiones.

4.2. El programa de desarrollo de la industria solar térmica (PRODIST)

El desarrollo de la energía solar térmica en Argentina tiene una larga trayectoria de más de 40 años. Desde la década de 1970, múltiples grupos de investigación desarrollaron prototipos y realizaron diferentes trabajos de experimentación sobre el tema a lo largo de todo el país. Asimismo, desde mediados de la década de 1970 existen en el país empresas fabricantes de equipos de calentamiento de agua para uso sanitario (Follari y Fasulo, 1998).

En los últimos 20 años, este sector experimentó una significativa expansión y tuvo como contrapartida el apoyo de algunas políticas públicas. Por ejemplo, en 2009 el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI) inauguró una Plataforma de Energía Solar Térmica en el que se comenzaron a ensayar equipos de fabricación nacional y en 2017 también comenzó a realizar un Censo de Energía Solar Térmica de forma periódica. Estas iniciativas permitieron consolidar una base información de fabricantes, distribuidores e instaladores de equipos solares térmicos que operan en el país además de una actualización de las instalaciones realizadas (Sabre *et al.*, 2021).

En paralelo, diferentes provincias impulsaron proyectos de incorporación de termotanques solares en viviendas entre los que se puede destacar el programa “Un sol para tu techo” en Santa Fe. Este programa consistía en la creación de una línea de créditos blandos a través del Banco de Santa Fe para la adquisición y colocación de termotanques solares de fabricación nacional. Para ello se elaboró un registro de proveedores e instaladores habilitados para acceder al crédito. Este programa fue impulsado y coordinado por la Subsecretaría de Energías Renovables de la provincia cuyos funcionarios reconocen una serie de dificultades en su ejecución. Uno de los problemas identificados es la falta de visibilidad que tuvo el programa entre los potenciales usuarios. La publicidad oficial y del banco no logró generar interés de la población en los beneficios de acceder a un crédito para adquirir un termotanque solar (en términos de ahorro energético) (Chemes *et al.,* 2016).

En comparación con otras energías renovables, el sector solar térmico es uno de los más dinámicos en términos de producción industrial nacional. Según los datos recabados por el último censo realizado por el INTI, para el año 2019 había en el país 21 empresas fabricantes de equipos de calentamiento de agua con energía solar térmica (Tabla 1). Este número incluye la producción de termotanques solares para calentamiento de agua caliente sanitaria domiciliaria, sistemas de climatización de piscinas, calefacción, aprovechamiento industrial e instalaciones comerciales. Estas empresas se distribuyen en 9 provincias a las que se suman otras 100 empresas dedicadas a brindar servicio técnico e instalaciones desplegadas en 16 provincias (Sabre *et al.,* 2021).

En el rubro de termotanques solares de uso residencial, la producción nacional sigue representando un porcentaje muy bajo del total de los equipos comercializados en el país (el 22% del mercado de acuerdo al último censo publicado por el INTI) (Sabre *et al.,* 2021). En términos generales, el sector está conformado por empresas pyme a las que le cuesta competir con equipos de origen importado en un mercado que, hasta hace muy poco tiempo no estaba totalmente normalizado en términos de requisitos técnicos. Esta falta de normalización técnica era claramente perjudicial para los fabricantes nacionales y para los usuarios de equipos importados de baja calidad. Además, también generaba prejuicios y dudas respecto a los beneficios de las energías renovables en general.

Tabla 1. Empresas fabricantes de equipos de energía solar térmica relevados por el INTI (2019)

	Empresa	Provincia	Localidad
1	Solinger	Buenos Aires	Lanús
2	Tecnogreen	Buenos Aires	Del Viso
3	Genera Renovables	Buenos Aires	Lomas del Mirador
4	Vademarco	Buenos Aires	Valentín Alsina
5	Alumvitec	Buenos Aires	Lomas de Zamora
6	Argenteco	Buenos Aires	City Bell
7	Vetak	Chaco	Puerto Tirol
8	Heiz	Córdoba	Córdoba
9	Inclusol	Córdoba	Villa Nueva
10	Febo Asoma	Córdoba	Unquillo
11	Jujuy Solar	Jujuy	Palpalá
12	Industrias ASA	Mendoza	Luján de Cuyo
13	Energe	Mendoza	Maipú
14	Solutec	Mendoza	Mendoza
15	Sungreen	Salta	Salta
16	Electrónica Centro	San Juan	San Juan
17	Este Solar SAS	San Juan	Santa Lucía
18	Innovar Srl.	San Luis	San Luis
19	INNSolar – Innovaciones Solares	Santa Fe	Santa Fe
20	Montajes industriales	Santa Fe	Rosario
21	Energía Solar Santa Fe	Santa fe	Santa Fe

Fuente: Sabre *et al.* (2021).

Una de las principales diferencias entre los equipos de fabricación nacional y los importados (en su mayoría de origen chino) es la tecnología utilizada. A grandes rasgos se pueden identificar tres tipologías diferentes de termotanques solares según sus sistemas de captación y materiales con los que están construidos: 1) colectores de placa plana de acero inoxidable-Imagen 1-, 2) colectores de caños de material plástico -Imagen 2-, y 3) colectores de tubos evacuados de vidrio -Imagen 3-.

La amplia mayoría de los equipos producidos en el país son de colector de tipo placa plana de acero inoxidable, aunque hay tres empresas que fabrican equipos plásticos. Casi la totalidad de los equipos de tubos evacuados de vidrio son de origen importado, aunque en el último año surgieron unas pocas empresas que ensamblan este tipo de equipos produciendo localmente los tanques de acumulación de agua.

Imagen 1. Termotanque solar de placa plana de acero inoxidable

Fuente: Möhle (2022).

Imagen 2. Termotanque solar plástico

Fuente: Jujuy al momento.com (2017).

Imagen 3. Termotanque solar con tubos evacuados de vidrio

Fuente: Erbes (2022).

En el año 2018, la Secretaría de Comercio del Ministerio de Producción aprobó la Resolución N° 520/2018[4]. Esta norma fue impulsada por las gestiones de la Cámara Argentina de Fabricantes de Equipos de Energía Solar Térmica (CAFEEST), el INTI y otras instituciones de ciencia y técnica. La normativa regula la comercialización de cualquier termotanque solar (importado o nacional) y se exige el cumplimiento de requisitos técnicos mínimos a través de ensayos realizados por laboratorios certificados[5].

La energía solar térmica, a diferencia de otras opciones de energía renovable, no cuenta con instrumentos de fomento a nivel nacional (como los presentados en el apartado anterior). Sólo existen algunas iniciativas provinciales como la ya mencionada de la provincia de Santa Fe. Las pocas iniciativas existentes se reducen a la oferta de créditos (más o menos blandos) que siguen concentrando el acceso a este tipo que tecnología en sectores de ingreso alto y medio-alto. De este modo, este tipo de tecnología sigue estando fuera del alcance de los sectores de bajos ingresos en los que la adopción de este tipo de artefactos tendría un mayor impacto. Sobre todo en sectores de la población que no cuentan con acceso a redes de gas natural.

En este contexto, en el año 2020, el Ministerio de Desarrollo Productivo (MDP) comenzó a diseñar el PRODIST como una política nacional de fomento para la producción y el uso de equipos de calentamiento solar de agua para uso sanitario. El programa inició como una línea de trabajo de la Dirección Nacional de Generación Eléctrica de la Secretaría de Energía cuando esta secretaría dependía del MDP. En su primera versión, el programa proponía estimular la demanda a través de acciones: líneas de crédito con tasa subsidiada para compra de equipos y subsidiándolos para la instalación de equipos en hogares de sectores vulnerables.

Entre los fundamentos que se presentaron para la implementación de programa como este, se destacan algunas estimaciones de ahorro energético, fiscal y de dólares por reducción de importaciones de gas. El consumo de energético requerido para el calentamiento de agua de uso sanitario en Argentina (sólo considerando a los usuarios de gas natural y GLP) es de aproximadamente 16 millones de m3/día de gas equivalente (Gil *et al.*, 2015). A ese consumo se deben sumar los 6 millones de m3/día de los usuarios comerciales y entes oficiales en el mismo rubro. Por lo tanto, la energía usada en calentamiento de agua en la Argentina es cercano a los 22 millones de m3/día de gas equivalente (8030 millones de m3 de gas equivalente por año). Esto representa, prácticamente, el mismo volumen de gas que el país estima importar durante el año 2022 (Bertinat y Chemes, 2022).

Sin embargo, en septiembre de 2020, la secretaría de energía pasó a depender del ministerio de economía y la iniciativa quedó virtualmente suspendida. Recién a mediados de 2021 la idea fue retomada desde el MDP a partir de la firma de un convenio con el Ministerio de Desarrollo Territorial y Hábitat (MDTyH). El nuevo formato del programa se proponía impulsar la incorporación de sistemas de calentamiento de agua para uso sanitario en las viviendas que formaban parte del programa federal de vivienda Casa Propia.[6]

En el marco de este convenio el PRODIST asistió a las diferentes provincias responsables de elaborar los pliegos de licitación de las obras vinculadas al programa para incorporar requerimientos técnicos de los equipos solares térmicos a instalar. En particular se definió que los equipos a instalar fueran termotanques solares compactos de placa plana que cumplieran los requisitos técnicos establecidos por la Resolución N° 753/2020 de comercio interior. Además, se recomendó que fueran sistemas de

4 Esta norma fue reemplazada en 2020 por la Resolución N° 753/2020 que se encuentra vigente actualmente manteniendo prácticamente los mismos requisitos.

5 También existen en el país dos normas de calidad de producto (IRAM 210.015-1 e IRAM 210.022-1, Sistemas Solares Térmicos Compactos y Colectores Solares, respectivamente).

6 El programa Casa Propia es la principal política de vivienda del estado nacional e involucra la construcción de viviendas nuevas; refacciones o ampliaciones para el mejoramiento de las condiciones de hábitat de poblaciones vulnerables en todo el país. El programa tiene como principal objetivo generar 246.000 soluciones habitacionales en todo el territorio nacional durante el trienio 2021-2023. La ejecución de las obras está bajo la órbita de los institutos de vivienda provinciales.

calentamiento indirecto debido a las diferentes calidades de agua existentes en las diferentes provincias. En el caso de este tipo de sistemas, el fluido que circula en los colectores (donde se capta el calor del sol) no es el agua que se acumula en los tanques para uso humano. El fluido que circula por el colector (que puede ser agua destilada, glicol u otro tipo de sustancia) circula por una serpentina o camisa que calienta el agua acumulada en los tanques a través de un proceso de intercambio de calor. La preferencia por este tipo de sistemas se debe al alto contenido de sarro que suele encontrarse en el agua subterránea.

Asimismo, en el marco del proyecto se realizaron diferentes instancias de capacitación para funcionarios e inspectores de los institutos de vivienda provinciales para generar las capacidades necesarias para la elaboración de los pliegos de licitación y para el control de las obras realizadas por las empresas constructoras. En algunas provincias también se realizaron cursos de capacitación para las empresas constructoras que incluyeron módulos prácticos de instalación de los termotanques solares.

El convenio con el MDTyH, produjo un cambio radical en la demanda nacional de equipos solares térmicos que provocó un enorme desafío para el sector productivo. Al inicio del PRODIST, los fabricantes de termotanques solares se encontraban con niveles críticos de operatividad. La demanda de equipos en 2019 ascendía a 5.000 unidades, pero en el marco de la pandemia del COVID 19 había caído a una demanda casi inexistente durante el año 2020 y 2021.

En una primera etapa, se planteó la necesidad de fortalecer la operatividad de empresas integrantes de la CAFEEST (Tabla 2) para lograr una producción total aproximada de 30.000 equipos al año (lo que significaba sextuplicar la producción de 2019). Esta cámara de fabricantes está conformada por empresas que se especializan en la fabricación de equipos de placa plana de acero inoxidable excluyendo otro tipo de fabricantes y ensambladores.

Las perspectivas de aumento exponencial de la demanda, obligó a las empresas integrantes de la CAFEEST a adaptarse al nuevo escenario mejorando sus capacidades técnicas y operativas. El PRODIST se encargó de la realización de diferentes instancias de asesoramiento técnico-productivo para la puesta a punto de líneas de producción, rediseño de los equipos de acuerdo a estándares de calidad y a los procesos de fabricación.

Tabla 2. Empresas integrantes de la CAFEEST

	Empresa	Provincia	Localidad
1	Genera Renovables	Buenos Aires	Lomas del Mirador
2	Vademarco	Buenos Aires	Valentín Alsina
3	Vetak	Chaco	Puerto Tirol
4	Febo Asoma	Córdoba	Unquillo
5	Energe	Mendoza	Maipú
6	Innovar Srl.	San Luis	San Luis
7	INNSolar – Innovaciones Solares	Santa Fe	Santa Fe
8	Montajes industriales	Santa Fe	Rosario

Fuente: CAFEEST (2022).

Además, el programa facilitó el acceso de las empresas a diferentes instrumentos de financiamiento del MDP con formato de aportes no reembolsables o créditos con tasa subsidiada. Cómo se puede observar el PRODIST no generó ningún instrumento específico para el sector solar térmico, sino que asistió a las empresas para que puedan aplicar a las líneas de financiamiento ya existentes que tienen convocatorias periódicas para todo el sector industrial pyme.

El aprovechamiento de este tipo de instrumentos fue dispar entre las empresas participantes. En algunos casos, se hizo uso de todas las posibilidades y se incorporaron maquinarias que mejoraron significativamente el nivel de producción, pero muchas otras no pudieron aprovechar este tipo de

beneficios. Sin embargo, todas valoran positivamente al PRODIST por el aumento de la demanda y la posibilidad de tener un canal de diálogo (al menos indirecto) con los institutos de vivienda provinciales.

A pesar de todos los esfuerzos realizados, se hizo evidente que la capacidad productiva de las empresas fabricantes existentes no iba a ser suficiente para abastecer la demanda creciente generada exclusivamente por las obras asociadas al programa Casa Propia. Es por ello que los responsables del PRODIST avanzaron en el desarrollo de nuevos proveedores de equipos.

En este aspecto se destaca el caso de dos empresas que se dedicaban a ensamblar equipos importados de tecnología de tubos evacuados que decidieron iniciar la producción de equipos de placa plana con asistencia técnica del PRODIST. Estas empresas tomaron esta decisión motivados para cumplir con los requisitos técnicos exigidos en los pliegos licitatorios y poder convertirse en proveedores para las obras del programa Casa Propia.

Otro logro reivindicado por los responsables del PRODIST fue el desarrollo de proveedores nacionales de algunos componentes que antes eran importados en su totalidad. Tal es el caso de los controladores electrónicos que utilizan los equipos híbridos que complementan los sistemas de calentamiento solar con resistencias eléctricas. De este modo, se sumaron como fabricantes especializados en estos componentes dos empresas.

Un aspecto clave del programa es el desarrollo de las capacidades técnicas y productivas de la industria nacional que garantice la calidad del diseño y fabricación de los equipos. Para ello, se estableció un trabajo articulado con el INTI. Esta institución realiza los ensayos establecidos por las normas vigentes de carácter obligatorio sobre los equipos fabricados y otorga la certificación correspondiente. Para mejorar las capacidades de testeo y control de calidad, el INTI aceleró sus planes de construcción de un laboratorio acorde y equipado para brindar el servicio de ensayo y certificación a la industria solar térmica.

Los resultados obtenidos por el programa en un año de existencia resultaron muy alentadores para el sector productivo. Todas las empresas vinculadas al programa aumentaron su producción, tomaron más personal e incorporaron nueva maquinaria (esto último con el apoyo de los instrumentos de financiamiento del MDP). Pero además, produjo una mejora técnica de los equipos producidos con la incorporación de recomendaciones realizadas por parte del equipo de profesionales técnicos del programa. Estas mejoras técnicas fueron incorporadas gracias a los ensayos requeridos por la resolución de comercio interior, pero también por los requerimientos establecidos en los pliegos de licitación del programa Casa Propia.

Estas condiciones no sólo obligaron a las empresas fabricantes nacionales de termotanques solares a realizar mejoras en sus equipos, también convencieron a empresas ensambladoras de iniciar la fabricación de equipos con colectores de placa plana reemplazando la importación de tubos evacuados. De este modo, el PRODIST construyó un tipo de demanda a través de los requerimientos técnicos que potenció la producción nacional de termotanques solares en volumen y calidad.

Todo el trabajo realizado por el grupo de trabajo del programa se articuló con escasos recursos. En términos formales, el PRODIST opera como una consultoría a cargo de un equipo de la Universidad Tecnológica Nacional (UTN) - Facultad Regional Rosario contratada por parte del MDP. Es así que todas las acciones del programa fueron impulsadas por técnicos especializados de la UTN sin formar parte de la estructura del Ministerio. Hasta el momento, el programa no fue oficializado, ni cuenta con una resolución de creación formal. De este modo, su continuidad como política pública está atada a la decisión de renovar el contrato de consultoría. Tampoco está definido a que área del ministerio pertenece ya que opera desde la Jefatura de Gabinete del Ministerio

Paradójicamente, esta situación le da al programa una flexibilidad y margen de maniobra significativo ya que funciona como un ente independiente de las decisiones de las autoridades del Ministerio. Sin embargo, esta situación irregular limita la visibilidad de sus acciones y por lo tanto su alcance. Puntualmente, los desafíos a futuro relacionados a la incorporación de nuevos fabricantes se presentan

como una barrera que requiere un mayor poder de fuego por parte de las políticas públicas. La institucionalización del programa resulta ser un paso clave en ese sentido.

5. Conclusiones

La transición energética hacia sistemas socio-técnicos más sustentables es un proceso inevitable a escala global y que casi no tiene cuestionamientos a nivel local. El gran desafío, que todavía habilita espacios de debate, es como se debe llevar adelante el proceso y sobre todo cómo revertir las inequidades existentes en el régimen socio-técnico vigente. Esto se puede traducir en cómo asegurar procesos de cambio estructural reduciendo los niveles de exclusión social y garantizando el acceso a bienes y servicios de las amplias mayorías. En el caso de la Argentina, se debe incorporar además la necesidad de llevar adelante la transición en un contexto macroeconómico muy desfavorable marcado sobre todo por la escasez crónica de divisas. Frente a estos problemas, la transición suele estar tensionada por la promesa de dólares que ofrece la explotación de hidrocarburos (ya sea a través de vaca muerta o de la explotación *off shore*).

En el caso de la Argentina, las políticas orientadas al desarrollo de capacidades científico-tecnológicas y las normativas dirigidas a promover la penetración de las energías renovables en la matriz energética operaron aisladas, muchas veces dispersas y hasta de forma contradictoria. Las relaciones entre este tipo de políticas fueron variando a lo largo de las diferentes fases que se presentaron en este trabajo a partir de diferentes dinámicas socio-técnicas.

En la mayoría de las políticas públicas impulsadas para promover la incorporación de energías renovables en Argentina se puede identificar un sesgo en el tipo de instrumentos y estrategias adoptadas ya que se concentran en incentivos de mercado. Este tipo de instrumentos, muy extendidos y aceptados en países centrales, no generan los mismos resultados en países como el nuestro. La principal debilidad que presentan estos modelos se vinculan a los mecanismos de financiamiento, pero sobre todo por las dificultades de que puedan ser sostenidos en el tiempo en contextos de inestabilidad macroeconómica. En el caso de las políticas de generación distribuida, también se pueden observar nuevos procesos de exclusión entre quienes tienen acceso al crédito y quiénes no.

El PRODIST fue pensado como una política que permitiera avanzar en la reducción de las emisiones de GEI garantizando el acceso al agua caliente para uso sanitario de sectores populares. A diferencia de las políticas implementadas hasta el momento, no se ofrecen incentivos económicos a los sectores de ingresos altos y medios, sino que se ofrece un ahorro de energético y económico a sectores de bajos recursos. De este modo, además de ser una política de ahorro energético, es una política de ingresos ya que cada peso que no se paga en gas natural, electricidad o garrafas, se puede volcar al consumo. También representa un alivio fiscal para el propio estado que puede reducir lo que invierte en subsidios a la energía.

Para pensar los problemas y desafíos que enfrentan este tipo de iniciativas resulta valioso el aporte de los estudios sobre transiciones a la sustentabilidad. En general, los trabajos desarrollados desde esta perspectiva identifican como nichos sustentables a los espacios de investigación y desarrollo (laboratorios, universidades, instancias experimentales), sobre todo porque cumplen con la premisa de ser espacios protegidos en los que las reglas de juego son diferentes (rentabilidad, eficiencia, performance). El PRODIST genera condiciones de nicho a partir de la aplicación de la normativa técnica, pero sobre todo a través de los pliegos licitatorios de los planes de viviendas.

Por otro lado, en su implementación, el PRODIST logró articular hasta el momento diferentes políticas explícitas e implícitas. En particular, se puede observar como el fortalecimiento de este sector industrial particular, en términos de cantidad y calidad, no estuvo relacionado con incentivos convencionales como el acceso a créditos blandos o subsidios. Las empresas tuvieron que mejorar su productividad y la calidad de sus productos finales como respuesta a una política de compra pública y la aplicación de normativas técnicas específicas. De este modo, no fueron las políticas explícitas de energías renovables las principales

dinamizadoras de la producción e instalación de sistemas de energía solar térmica, sino las políticas implícitas de vivienda (programa Casa Propia) y comercio interior (resoluciones N° 520/2018 y 753/2020).

Actualmente, el programa tiene como principal desafío garantizar su continuidad y escalamiento para lograr una transformación significativa del régimen socio-técnico vigente. Dejar de ser un programa que consolida un nicho vinculado a los planes de viviendas financiadas por el estado, y convertirse en una política de ampliada que incluya otro tipo de regulaciones que permitan extender la adopción de sistemas solares térmicos de industria nacional por otro tipo de usuarios y usos (industrial, comercial y residencial).

El objetivo principal del programa de expandir el mercado de termotanques solares a nivel nacional puede potenciar la creación de nuevas industrias y empleos (no solo industriales, sino también en instaladores y reparadores). Además, es también una política de sustitución de importaciones gracias a las regulaciones implementadas que promueven la utilización de equipos de fabricación nacional en reemplazo de los importados que todavía están dominando el mercado.

Asimismo, el aumento de escala con nuevos actores productivos (industria de línea blanca, por ejemplo) puede generar un mayor impacto en el ahorro de divisas para el país no sólo por la reducción de importaciones de equipos importados, sino también por el peso específico que puede tener el ahorro energético (menor importación de energía o generación de mayores saldos exportables). Para ello, es necesario pensar políticas públicas implícitas y explícitas articuladas que permitan promover las transformaciones necesarias en nuestro régimen socio-técnico actual.

6. Referencias bibliográficas

Aguilar, S. (2014). La promoción de energías renovables en Argentina: el caso Genren. *Puentes, 15*(5).

Araújo, K. (2014). The emerging field of energy transitions: Progress, challenges, and opportunities. *Energy Research and Social Science, 1*, 112-121.

Berkhout, F., Smith, A., & Stirling, A. (2004). Socio-technological regimes and transition contexts. En Elzen, B., Geels, F., y Green, K. (Eds). System Innovation and the Transition to Sustainability. Cheltenham: Edward Elgar, pp. 48-75.

Bertinat, P. (2016). Transición energética justa. Pensando la democratización energética. Montevideo: Friedrich Ebert Stiftung.

Bertinat, P. y Chemes, J. (2022). Gas a dieta. Energía solar y eficiencia energética para todos y todas, con fabricación nacional: una real soberanía energética. El Cohete a la Luna, 20/3/2022. https://www.elcohetealaluna.com/gas-a-dieta/ (consultado el 10 de septiembre de 2022).

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima [CAMMESA] (2022). "Informe anual 2021. Mercado Eléctrico Mayorista", Mayo 2022. https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/Informe%20Anual/2022/Inf%20Anual%202021.pdf. (Consultado el 19 de septiembre de 2022).

Elzen, B. & Wieczorek, A. J. (2005). Transitions towards sustainability through system innovation. *Technological Forecasting Social Change, 72*(6), 651-661.

Energía Estratégica (2016). Parque Eólico de Arauco tendrá operativo sus 102,4 MW para mediados del 2017. Energía Estratégica, 4/11/2016. https://www.energiaestrategica.com/parque-eolico-arauco-tendra-operativo-1024-mw-mediados-del-2017/ (Consultado el 8 de septiembre de 2022).

Erbes, V. (2022). Más hogares incorporan la energía solar en Entre Ríos. Uno Entre Ríos, 6 de agosto de 2022. https://www.unoentrerios.com.ar/mas-hogares-incorporan-la-energia-solar-rios-n2730934.html (consultado el 15 de agosto de 2022).

Fernández Durán, R. y González Reyes, L. (2018). En la espiral de la energía. Historia de la humanidad desde el papel de la energía (Vol. 1). Madrid: Libros en Acción/Baladre.

Follari, J. y Fasulo, A. (1998). Veinte años con los calefones solares argentinos. Energías Renovables y Medio Ambiente, Vol. 5.

Fundación Bariloche. (2009). Energías renovables. Diagnóstico, barreras y propuestas. Bariloche: REEP-Secretaría de Energía-FB. http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/novedades/EnergiasRenovables.pdf (Consultado el 20 de julio de 2022).

Garrido, S. y Recalde, M. (2022). Transición energética justa: una mirada desde América del Sur. En Garrido, S. (Comp.). Transición energética en Sudamérica. Discusión conceptual, políticas públicas y experiencias locales. Carapachay: Lenguaje Claro Editora, pp.15-64.

Geels, F. (2002). Technological transitions as evolutionary reconfiguration processes: a multi-level perspective and a case-study. *Research Policy, 31* (8-9), pp. 1257-1274.

Geels, F. (2011). The multi-level perspective on sustainability transitions: responses to seven criticisms. Environmental Innovation and Societal transitions, Vol. 1, pp. 24-40.

Gil, S., Givogri, P., y Codesiera, L. (2015). El Gas Natural en Argentina. Propuestas Período 2016-20. Cámara Argentina de la Construcción.

Giralt, C. (2011). Energía eólica en Argentina: un análisis económico del derecho. Letras Verdes, N° 9, pp. 64-86.

Herrera, A. (1995 [1971]). Los determinantes sociales de la política científica en América Latina. Política científica explícita y política científica implícita. *Redes, 2*(5), pp. 117-131.

INFOLeg (2015). Ley N° 27191. Ley N° 26190. Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación. http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/253626/norma.htm (Consultado el 5 de junio de 2022).

INFOLeg (2017). Ley N° 27424. Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública. http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=305179#:~:text=LA%20PRESENTE%20LEY%20TIENE%20POR,ESTABLECER%20LA%20OBLIGACION%20DE%20LOS (Consultado el 5 de junio de 2022).

Jujuy al momento (2017). El precio de los termotanques solares que vende el gobierno. Jujuy al momento, 24 de mayo de 2017. https://www.jujuyalmomento.com/energia/el-precio-los-termotanques-solares-que-vende-el-gobierno-n55417 (Consultado el 15 de agosto de2022).

Kazimierski, M. (2021). Generación distribuida de energía renovable ¿una oportunidad para la desconcentración del sistema energético argentino? *Observatorio latinoamericano y caribeño, 5* (2), 24-42. https://publicaciones.sociales.uba.ar/index.php/observatoriolatinoamericano/article/view/6776/6032 (Consultado el 10 de septiembre de 2022).

Kazimierski, M. (2022). Financiarización en el sector energético argentino: el caso del Programa RenovAr. *Cuadernos de Economía Crítica, 8*(15), 37-59. https://www.sociedadeconomiacritica.org/ojs/index.php/cec/article/view/271 (Consulado el 10 de septiembre de2022).

Kemp, R., Schot, J. & Hoogma, R. (1998). Regime shifts to sustainability through processes of niche formation. The approach of strategic niche management. En *Technology Analysis & Strategic Management, 10*(2), 175-198.

Ministerio de Planificación Federal, Inversión pública y Servicios [MINPLAN] (2008). 1816-2016 Argentina del Bicentenario. Plan Estratégico Territorial. https://www.mininterior.gov.ar/planificacion/pdf/AS_13691559251.pdf (Consultado el 5 de junio de 2022).

Möhle, E. (2022). Que el sol caliente el agua de tu casa. Cenital, 16 de marzo de 2022. https://cenital.com/que-el-sol-caliente-el-agua-de-tu-casa/ (Consultado el 15 de agosto de 2022).

Recalde, M.; Bouille, D. y Girardin, L. (2015). Limitaciones para el desarrollo de energías renovables en Argentina. *Problemas del desarrollo, 46*(183), pp. 89-115.

Rip, A. & Kemp, R. (1998): Technological change. En S. Rayner, E. L. Malone (Eds.): Human Choice and Climate Change. Columbus, Ohio: Battelle Press, pp. 327-399.

Ruggeri, E. y Santos, G. (2022). Políticas de incorporación de energías renovables en Argentina. En Garrido, S. (Comp.). Transición energética en Sudamérica. Discusión conceptual, políticas públicas y experiencias locales, Carapachay: Lenguaje Claro Editora, pp. 65-91.

Sabbatella, I., Serrani, E. y Barrera, M. (2020). Paradigmas energéticos en disputa en las últimas dos décadas en Argentina. En Guzowski, C.; Ibañez Martin, M. y Zabaloy, F. (Comp.). Energía, Innovación y Ambiente para la transición energética sustentable. Retos y Perspectivas. Bahía Blanca: EdiUNS, pp. 587-599. https://ediuns.com.ar/producto/energia-innovacion-y-ambiente-para-una-transicion-energetica-sustentable-retos-y-perspectivas/ (Consultado el 10 de septiembre de 2022).

Sabre, M.; Pereira, G.; Medel, N.; Pescio, F.; Chiaravalloti, A.; Bornancin, M.; Cordi, M.; Lunardelli, G. y Quiroga, L. (2021). Censo Nacional Solar Térmico 2020: período 2019. San Martín: Instituto Nacional de Tecnología Industrial–INTI. https://www.inti.gob.ar/assets/uploads/files/generacion-de-la-enegria/censo-2020/censo-solar-termico-2020.pdf (Consultado el 9 de septiembre de 2022).

Smith, A. & Stirling, A. (2010). The politics of social-ecological resilience and sustainable sociotechnical transitions. *E&S, 15*(1).

Normativa

Ley Nacional N° 26.190/2006. Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica.

Ley Nacional N° 27.191/2015. Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación.

Resolución N° 108/2011. Secretaría de Energía.

Resolución N° 520/2018. Secretaría de Comercio Interior.

Resolución N° 753/2020. Secretaría de Comercio Interior.

Decreto N° 1710/2018. Gobierno de la provincia de Santa Fe.

Proyección de Demanda Neta en escenarios de alta penetración de generación de energía solar fotovoltaica distribuida usando técnicas de Descomposición de Series Temporales y Redes Neuronales Bidireccionales de tipo LSTM

SEBASTIÁN N. GONZÁLEZ* CARLOS A. ROMERO† PABLO A. NEGRI‡

Resumen

Los acuerdos para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero firmados por múltiples países y la caída de los costos de paneles solares evidenciada desde hace unos años, han provocado un rápido crecimiento en la penetración de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica (GDSF) y se espera que este comportamiento continúe en el futuro. A pesar de los beneficios ambientales que implica tener una alta penetración de GDSF, la variabilidad y volatilidad de la generación solar, sumada a la posibilidad de que la energía fluya bidireccionalmente complejiza la tarea de planificación de despacho a corto plazo. Poseer una herramienta que permita realizar predicciones precisas de la demanda neta, es decir, demanda total menos generación distribuida, resulta esencial para la optimización económica y la operación segura de la red.

Este trabajo propone un método de estimación de demanda neta a corto plazo utilizando un modelo híbrido de dos pasos. Primero se utiliza el algoritmo “Complete Ensemble Empirical Mode Decomposition with Adaptive Noise” (CEEMDAN) para descomponer la señal de demanda neta en varias componentes que capturen las altas frecuencias producto de la intermitencia en la generación solar y los patrones multiestacionales de la demanda. Luego se utiliza, sobre cada componente, una Red Neuronal Artificial Recurrente de tipo Bidirectional Long-Short Term Memory Network (Bi-LSTM) para pronosticar la demanda de corto plazo y se obtiene la predicción de la demanda neta a partir de la suma de las predicciones sobre cada componente. Los resultados indican que el modelo híbrido CEEMDAN-Bi-LSTM permite de lograr predicciones más precisas en comparación con un modelo LSTM y otro CEEMDAN-LSTM.

Palabras clave | generación distribuida solar fotovoltaica, demanda neta, proyección de corto plazo, CEEMDAN, Bi-LSTM

Net Load Forecasting in scenarios with high Behind-The-Meter Photovoltaic generation using Time Series Decomposition Techniques and Bidirectional LSTM Networks

Abstract

The agreements for the reduction of greenhouse gas emissions signed by multiple countries and the decreasing costs of solar panels observed in recent years have led to a rapid growth in the penetration of Distributed Solar Photovoltaic Generation (DSPG), and this trend is expected to continue in the future. Despite the environmental benefits associated with a high penetration of DSPG, the variability and volatility of solar generation, coupled with the possibility of bidirectional energy flow, complicate the task of short-term dispatch planning. Having a tool that enables accurate predictions of net demand, i.e., total demand minus distributed generation, is essential for economic optimization and safe operation of the grid.

This study proposes a short-term net demand estimation method using a two-step hybrid model. First, the "Complete Ensemble Empirical Mode Decomposition with Adaptive Noise" (CEEMDAN) algorithm is used to decompose the net

* Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ciencias Económicas. CONICET-Universidad de Buenos Aires. Instituto Interdisciplinario de Economía Política (IIEP). Buenos Aires, Argentina. gonzalez.sn@live.com
†† Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ciencias Económicas. CONICET-Universidad de Buenos Aires. Instituto Interdisciplinario de Economía Política (IIEP). Buenos Aires, Argentina. carlos.adrian.romero@gmail.com
‡ Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ciencias Exactas. Departamento de Computación. CONICET-Universidad de Buenos Aires Instituto de Ciencias de la Computación (ICC). Buenos Aires, Argentina. pnegri@gmail.com

demand signal into several components that capture high frequencies resulting from the intermittency in solar generation and the multi-seasonal patterns of demand. Then, a Bidirectional Long-Short Term Memory Network (Bi-LSTM) is used to make partial forecasts for each component and obtain a short-term estimation of net electricity demand by summing the partial forecasts. The results indicate that the hybrid CEEMDAN-Bi-LSTM model allows for more accurate predictions compared to an LSTM model and a CEEMDAN-LSTM model.

Keywords | distributed solar photovoltaic generation, net demand, short-term forecasting, CEEMDAN, Bi-LSTM

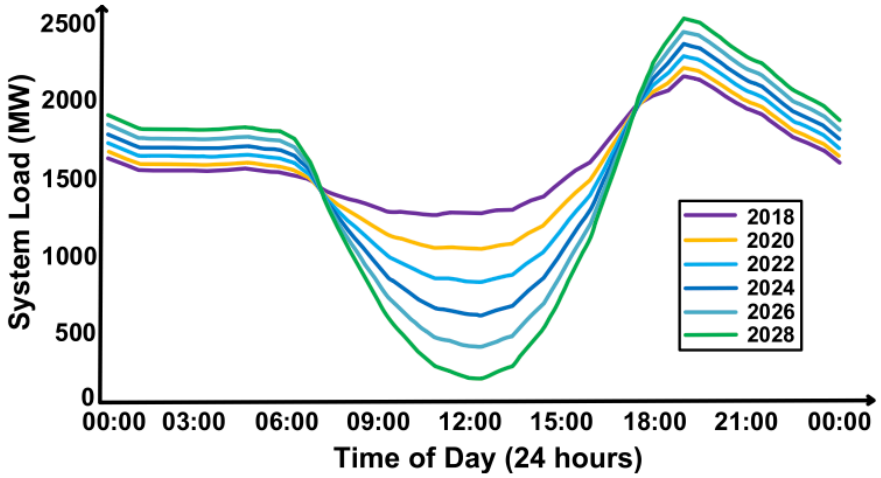
1.Introducción

La creciente conciencia y preocupación sobre el calentamiento global ha puesto en evidencia la forma con la que se ha generado la energía eléctrica a lo largo de muchos años. Dentro de las distintas alternativas para una generación sostenible, se han destacado los Sistemas Fotovoltaicos (SF) que transforman la radiación solar en energía eléctrica. Particularmente, gracias a los avances tecnológicos, la caída de costos y los apoyos de los gobiernos de distintos países, en las últimas décadas se ha evidenciado un rápido crecimiento de la Generación Distribuida Solar Fotovoltaica (GDSF) [1], esto es, Sistemas Fotovoltaicos de pequeña o mediana escala instalados por usuarios finales geográficamente cerca del punto de consumo. El hecho de que la GDSF y el consumo tenga lugar en el mismo punto implica que la energía demandada de la red decrezca y esto resulte en un menor uso de combustibles fósiles por parte de la generación centralizada. A su vez, existe la posibilidad de que el consumidor demande menos energía de la que produjo su SF. En este caso, el consumidor se convierte en prosumidor y podría exportar energía renovable a la red y provocar un reemplazo de fuentes de generación. Por otra parte, además de tener beneficios ambientales, el fomento de la GDSF resulta atractiva por su potencial de evitar inversiones en infraestructura, reducir pérdidas técnicas de distribución y transmisión y reducción riesgos de no provisión de electricidad. Por todo lo antes mencionado se podría pensar que el problema de generación sustentable se podría resolver fomentando cierta cantidad de GDSF, sin embargo, altos niveles de penetración de GDSF generan nuevos problemas técnicos y económicos causados por la volatilidad y variabilidad de la generación solar, los cuales deberán ser mitigados por los operadores del sistema.

Una de las principales tareas de los operadores de una Red Eléctrica consiste en lograr la coincidencia, en todo momento, entre la oferta y la demanda de energía eléctrica. Esto implica pronosticar el perfil de carga del día operativo siguiente para poder programar los generadores de gran escala y la cantidad reservas necesarias para que la energía generada coincida con el perfil de carga pronosticado. A su vez, durante el día operativo se realizan pronósticos de muy corto plazo (hora o media hora) para poder refinar la estimación de la demanda conforme avanza el día. Para realizar estas estimaciones se debe tener en cuenta que la carga es una función de dos componentes: (i) la variabilidad, que depende del comportamiento estacional de la demanda y (ii) la volatilidad, que depende del comportamiento aleatorio de los usuarios individuales. El primero es un fenómeno bien conocido por los operadores y pronosticado con una buena precisión, mientras que el segundo es difícil de pronosticar, pero tiene poco impacto sobre la demanda agregada y sus efectos pueden ser bien manejado con las reservas del sistema. Sin embargo, con la llegada de la GDSF en la red eléctrica, esta tarea de planificación se complejizó puesto que el operador deberá ahora enfocarse en la demanda neta, es decir, la demanda de electricidad por parte de los usuarios menos la GDSF. La mayor complejidad se explica por la mayor volatilidad de la demanda neta respecto a la demanda y cuanto mayor sea la penetración de la GDSF, mayor será el peso del componente de volatilidad en la demanda neta agregada. En este caso, la volatilidad de la demanda neta, además de depender del comportamiento aleatorio de los usuarios, también es una función del rendimiento de los paneles que, a su vez, depende de cuestiones físicas particulares de cada instalación (latitud, longitud, inclinación, calidad de los aparatos, etc.) y climáticas, por ejemplo, la nubosidad, temperatura, humedad, presión, entre otros. Por otro lado, la variabilidad inherente a la generación solar tiene que ver con la disponibilidad de luz solar a lo largo del año, sin embargo, esta tiene un patrón predecible y por eso no es un factor que agregue mayor complejidad.

Dado que el pico de generación solar ocurre a la mitad del día, la clásica curva de demanda se deforma y pasa a tener la forma típica de la curva de carga neta conocida como “Duck Curve”. La Figura 1 muestra la evolución histórica y esperada de la curva de demanda neta del “South West Interconnected System” (SWIS) en Australia, cuyo valle (entre las 8AM y 5PM) se acentúa conforme aumenta la penetración de GDSF.

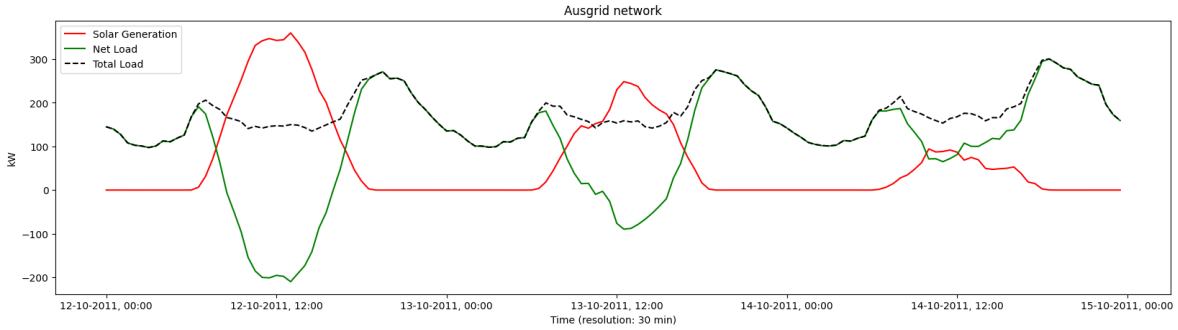
Figura 1. Análisis del "Australian Energy Market Operator" sobre la forma de la curva de carga neta en el día de demanda mínima



Fuente: DER Roadmap (2019)-AEMO.

Por su parte, la Figura 2 muestra las curvas de generación solar (curva roja), demanda total (curva negra punteada) y demanda neta (curva verde) para un grupo de 300 usuarios que contaban con SF a lo largo de tres días del año 2011 en New South Wales conectados a la red administrada por Ausgrid.

Figura 2. Curva de carga neta correspondiente un grupo de 300 usuarios con SF entre el 12-10-2011 y 14-10-2011



Fuente: Ausgrid dataset Solar home electricity data (link)

En esta figura se puede observar la alta volatilidad a la que está sujeta la demanda neta i.e., mientras la curva de demanda total (curva negra punteada) tiene un patrón muy similar a lo largo de los tres días bajo análisis, la curva de carga neta (curva verde) es totalmente diferente. En los días 12 y 13 el grupo de usuarios generó más energía de la que consumió y su excedente se exportó a la red, aunque en el día 13 la generación fue mucho menor y más intermitente durante la mañana. Por otro lado, el día 14 casi no hubo generación y fue muy intermitente a lo largo de todo el día.

La volatilidad inherente de la demanda neta puede conducir a la reducción de la inercia de la red, problemas para mantener los márgenes de estabilidad del voltaje y frecuencia, y altos costos causados por desvíos no esperados en la demanda pronosticada. Estos riesgos podrían reducirse si el operador de la red contara con una herramienta que pueda pronosticar con una precisión razonable la demanda neta a corto y muy corto plazo, es decir, del día y hora siguiente, respectivamente.

Teniendo en cuenta lo mencionado, este trabajo propone un método de estimación de demanda neta a muy corto plazo (i. e., la media hora siguiente), con el objetivo de reajustar la oferta de respuesta rápida y

reducir las desviaciones con respecto a la demanda neta, conforme avanza el día operativo. Para ello se propone un modelo híbrido de dos pasos. En la Sección 2 se presenta el algoritmo CEEMDAN utilizado como primer paso para descomponer la señal de demanda neta en varias componentes de forma que se puedan capturar las altas frecuencias producto de la intermitencia en la generación solar y los patrones mutiestacionales de la demanda. La Sección 3 introduce a la Red Neuronal Artificial Recurrente de tipo Bidirectional Long-Short Term Memory Network (Bi-LSTM) que se utilizará como segundo paso para pronosticar la demanda neta. En la Sección 4 presenta el modelo hibrido que combina las herramientas introducidas en las dos secciones anteriores y se aplica el modelo a un caso de estudio en la Sección 5. Finalmente, la Sección 6 se encarga de concluir el trabajo y de proponer un camino de trabajo a futuro.

2. Descomposición de la Demanda Neta

2.1 Motivación para realizar una descomposición

Además de las complejidades mencionadas anteriormente, existen dificultades a la hora de la obtención de datos para ser utilizados por los modelos de pronósticos debido a que la mayoría de los paneles solares están instalados detrás del medidor o "*Behind-The-Meter*" y, por este motivo, la curva de generación solar del SF resulta invisible para el operador de la red y solamente puede observar la curva de carga neta. Esto hizo que los investigadores siguieran dos caminos distintos a la hora de proponer soluciones: (i) métodos directos, es decir, realizar pronósticos a partir de la curva de carga neta o (ii) métodos de desagregación, conformados por dos pasos y por lo tanto más complejos que consisten en primero realizar una separación de la demanda y de la generación de los SF para luego realizar predicciones de ambas curvas [2].

El método propuesto en este trabajo, al utilizar como principal insumo la curva de carga neta, conserva el bajo costo en insumo de datos de los métodos directos, pero utiliza el algoritmo de descomposición de señales "*Complete Ensemble Empirical Mode Decomposition with Adaptive Noise*" (CEEMDAN) con el objetivo de poder distinguir los distintos componentes de volatilidad y variabilidad dentro de la demanda neta y poder lograr mejores resultados al pronosticar cada componente por separado.

Resulta importante destacar que existen varios métodos para descomponer señales. Entre los métodos tradicionales no adaptativas se encuentran *Fast Fourier Transform* (FFT), *Discrete Fourier Transform* (DFT), *Short-Time Fourier Transform* y *Wavelet Transform* (WT), sin embargo, estos pueden no resultar adecuados cuando se trata de series no lineales y no estacionarias [3] [4]. Por este motivo, el presente trabajo propone el uso de un método basado en el algoritmo original *Empirical Mode Decomposition* (EMD) el cual realiza la descomposición sin necesidad de un sistema de información a priori, es decir, de forma adaptativa y teniendo en cuenta las características temporales locales de la serie [5]. Dadas estas características, este método resulta adecuado para las señales no lineales y no estacionares. A grandes rasgos, el algoritmo EMD consiste en descomponer una señal de forma iterativa considerándola como una oscilación rápida superpuesta a otra más lenta. Si la oscilación más rápida cumple con ciertos requisitos, se la extrae bajo el nombre de "*Intrinsic Mode Functions*" (IMFs) y vuelve a aplicarse la misma idea sobre la señal remanente. La descomposición genera un conjunto de IMFs: {IMF_n ; n:1,...,N} tal que, de acuerdo con lo mencionado, a medida que n crece, se observa un decrecimiento en la frecuencia de las modas encontradas.

Sin embargo, ya ha sido advertido que la versión original de EMD posee problemas para identificar correctamente las modas cuando se trata de una señal intermitente, lo que afecta la ortogonalidad del sistema. Para corregir este problema se propusieron algunas alternativas, entre ellas se encuentran el algoritmo CEEMDAN que agrega ruido blanco adaptativo a la señal original para mejorar la descomposición y su eficiencia computacional [6] [7] y posteriormente la versión mejorada denominada "Improved CEEMDAN" (ICEEMDAN) [8]. Sin embargo, este trabajo, por cuestiones de simplicidad, utilizará CEEMDAN, dejándose para futuros trabajos la evaluación del impacto de la aplicación de algoritmo mejorado.

2.2 Procedimiento de descomposición usando CEEMDAN

Sea E_k (.) el operador que produce la kth moda obtenida usando EMD y sea w^((i)) la realización de un ruido blando de media cero y varianza igual a la unidad. Entonces:

Paso 1: para todo $i-1,\dots,I$ descomponer cada $x^{(i)}=x+\beta_0 w^{(i)}$ usando EMD hasta obtener la primera moda y computar:

$$\tilde{d}=\frac{1}{I}\sum_{i=1}^{I} d_1^{(i)}=\bar{d} \qquad .1$$

Paso 2: para la primera ronda ($k=1$) calcular el primer residuo de la siguiente manera:

$$r_1=x-\tilde{d}_1 \qquad 2$$

Paso 3: obtener la primera moda de $r_1+\beta_1 E_1\left(w^{(i)}\right); i=1,\dots,I$ usando EMD y definir la segunda moda del algoritmo CEEMDAN como:

$$\tilde{d}_2=\frac{1}{I}\sum_{i=1}^{I} E_1\left(r_1+\beta_1 E_1\left(w^{(i)}\right)\right) \qquad .3$$

Paso 4: para $k=2,\dots,K$ calcular el kth residuo:

$$r_k=r_{(k-1)}-\tilde{d}_k \qquad .4$$

Paso 5: obtener la primera moda de $r_k+\beta_k E_k\left(w^{(i)}\right); i=1,\dots,I$ usando EMD y definir la kth moda del algoritmo CEEMDAN como:

$$\tilde{d}_{k+1}=\frac{1}{I}\sum_{i=1}^{I} E_1\left(r_k+\beta_k E_k\left(w^{(i)}\right)\right) \qquad .5$$

Paso 6: ir al paso 4 para seguir con la siguiente k.

Iterar los pasos 4 a 6 hasta que no se pueda realizar ninguna otra descomposición del residuo ya sea porque este satisface las condiciones para considerar IMF o porque tiene menos de tres mínimos locales.

De esta forma, al final del proceso vamos a tener un residuo que satisface la siguiente ecuación:

$$r_K=x-\sum_{k=1}^{K}\tilde{d}_k \qquad .6$$

siendo K el número total de modas. Por lo tanto, la señal original x puede expresarse como sigue:

$$x=\sum_{k=1}^{K}\tilde{d}_k+r_K \qquad .7$$

asegurando la propiedad de completitud de la descomposición.

3. Proyección de la Demanda Neta

3.1 Modelos comúnmente utilizados para realizar proyecciones de demanda eléctrica

A lo largo de los años se han utilizado varias técnicas para realizar pronósticos de la demanda de energía y entre ellos se pueden encontrar modelos estadísticos y basados en técnicas de Machine Learning (ML). Los modelos estadísticos, tales como Regresiones Lineales, Exponential Smoothing y los distintos modelos derivados de los autorregresivos (AR) y medias móviles (MA), suelen ser apropiados para modelar relaciones lineales, pero tienen problemas cuando se trata de series de tiempo no lineales. En este sentido, los modelos de ML basados en Redes Neuronales Artificiales (ANN), Máquinas de Soporte Vectorial (SVM) o Árboles de Decisión (DT) surgieron como alternativas superadoras debido a su gran capacidad de aproximar relaciones no lineales [9]. Dentro del grupo de las ANN, las Redes Neuronales

Recurrentes de tipo Long-Short Term Memory (LSTM) se han destacado en tareas de pronósticos por su capacidad para procesar datos secuenciales y su consecuente mayor precisión en las predicciones [10].

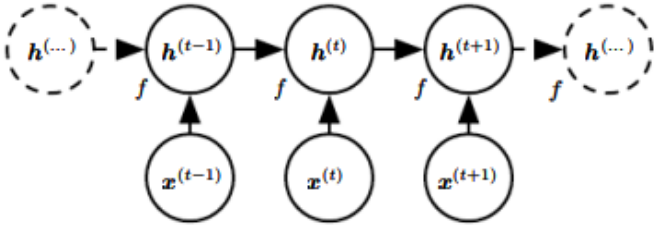
3.2 Redes Neuronales Recurrentes y sus variantes

Las Redes Neuronales Recurrentes (RNN) pueden pensarse como sistemas dinámicos en donde el estado del sistema en el momento t (h_t) es una función del estado del sistema en el paso anterior (h_{t-1}), de una señal externa (x_t) y de determinado conjunto de parámetros (θ), es decir:

$$h_t = f(h_{t-1}, x_t; \Theta) \qquad .8$$

cuya representación gráfica frecuente se muestra en la Figura 1 a continuación:

Figura 1. Diagrama una Red Neuronal Recurrente

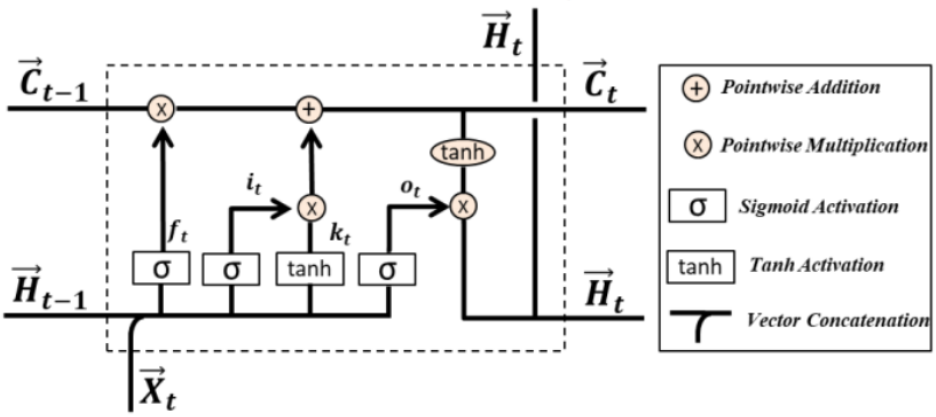


Fuente: *"Deep Learning" – Ian Goodfellow et al.*, [11]

a la que se le suele agregar una capa de salida que toma como insumo el estado h_t con el objetivo de realizar una predicción. A su vez, dependiendo la arquitectura de las capas de entrada y de salida se pueden obtener RNN de los siguientes tipos: (i) One-to-One, (ii) One-to-Many, (iii) Many-to-One y (iv) Many-to-Many [12]. En este sentido, una vez que la RNN está entrenada, es decir, sus pesos fueron definidos usando el algoritmo de *"Backpropagation through time",* podemos realizar la tarea de predecir el futuro (*i.e.*, x_{t+1}) usando un conjunto de datos secuenciales del pasado $\{x_1, x_2, \dots, x_t\}$. Sin embargo, fue advertido que el entrenamiento de las RNN puede ser inestables debido al problema de desvanecimiento/explosión del gradiente cuando se intenta aprender relaciones temporales lejanas [13].

La ANN-LSTM surgió como una propuesta superadora de la (RNN) y la separación de los estados de corto y largo plazo fue una de las claves para resolver el problema [14] [15]. La estructura de la unidad se muestra en la Figura 2 a continuación:

Figura 2. Diagrama de la unidad LSTM



Fuente: elaboración propia.

Donde $\vec{X}_t$, $\vec{H}_{t-1}$y $\vec{C}_{t-1}$ representan el vector con la historia pasada, estado del sistema en el paso anterior y el estado de largo plazo del sistema en el paso anterior, respectivamente. La interacción entre estos tres

elementos y los parámetros intervinientes sucede de una forma secuencial paso tras paso, lo que hace evolucionar el sistema teniendo en cuenta la historia relevante de corto y largo plazo, según sea necesario. El flujo de información dentro de la unidad LSTM de la Figura 2 se completa una vez que pasa por las tres puertas: puerta del Olvido (f_t), puerta de entrada (i_t) y puerta de salida (o_t). Cada una de ellas tiene asociada una función de activación sigmoidea (cuyo valor de salida es entre 0 y 1) que servirá como filtro de información.

La Puerta del Olvido o *"Forget Gate"* f_t se calcula como sigue:

$$f_t = \sigma(\vec{W}_f \cdot [\vec{H}_{t-1}, \vec{X}_t] + b_f) \quad .9$$

donde:

$[\vec{H}_{t-1}, \vec{X}_t]$ es el vector que surge de la concatenación del vector que representa el estado anterior del sistema $\vec{H}_{t-1}$ y el vector de datos históricos hasta el momento t, es decir, $\vec{X}_t$;

σ es la función sigmoidea de activación;

$\vec{W}_f$ es el vector de pesos de la puerta del olvido f;

b_f el vector de sesgo de la puerta del olvido f.

La función de activación σ va a retornar un vector cuyos elementos tendrán un valor entre 0 y 1. Este vector f_t servirá para indicar cuanto se conserva de cada elemento del vector $\vec{C}_t$ de acuerdo con la ecuación .12.

Siguiendo el diagrama de la Figura 2, la Puerta de Entrada o "Input Gate" se obtiene:

$$i_t = \sigma(\vec{W}_i \cdot [\vec{H}_{t-1}, \vec{X}_t] + b_i) \quad .10$$

Y en paralelo se calcula una célula de estado temporal k_t como sigue:

$$k_t = \tanh(\vec{W}_k \cdot [\vec{H}_{t-1}, \vec{X}_t] + b_k) \quad .11$$

en donde la función de activación es la tangente hiperbólica cuyo valor de salida es entre -1 y 1. Esta función de activación permite realizar ajustes positivos o negativos sobre el vector $\vec{C}_{t-1}$ - que se podría considerar la memoria de largo plazo del sistema - y además acota los valores para evitar la desestabilización de la red.

Luego, el nuevo vector $\vec{C}_t$ será calculado utilizando la memoria de largo plazo del paso anterior $\vec{C}_{t-1}$, el vector definido en las puertas del olvido y de entrada f_t y i_t, respectivamente y el vector de estado temporal k_t, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\vec{C} = \vec{f}_t \otimes \vec{C}_{t-1} + \vec{\imath}_t \otimes \vec{k}_t \quad .12$$

donde $\otimes$ es el operador multiplicación de funciones o *"Pointwise Product"*. Finalmente, el vector $\vec{C}_t$ determinará a través de la puerta de salida o_t el nuevo vector $\vec{H}_t$. La puerta de salida se define como sigue:

$$o_t = \sigma(\vec{W}_o \cdot [\vec{H}_{t-1}, \vec{X}_t] + b_o) \quad .13$$

y el estado de corto plazo $\vec{H}_t$ como sigue:

$$\vec{H}_t = \vec{o}_t \otimes \tanh(\vec{C}_t) \quad .14$$

Luego, el estado del sistema $\vec{H}_t$ será utilizado para obtener las salidas de la LSTM y generar la predicción Y_t.

De acuerdo con lo antes visto, la información de la LSTM fluye en una sola dirección, lo que implica que la red usa solamente la información del pasado para realizar la tarea asignada. Sin embargo, existe una variante llamada *Bidirectional* LSTM (Bi-LSTM), cuya arquitectura permite el uso de información tanto del

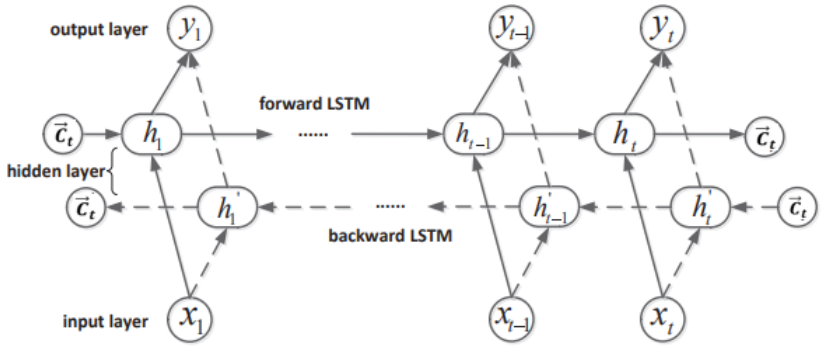
pasado como del futuro y ha reportado mejores resultados [16]. La idea subyacente es que la misma salida conecta dos LSTM con la dirección temporal opuesta. En este sentido, una de las $\overrightarrow{LSTM}$ utiliza información pasada para obtener la salida $\overrightarrow{h_t}$ y la otra $\overleftarrow{LSTM}$ utiliza el futuro para obtener la misma salida $\overleftarrow{h_t}$. Entonces,

$$\overrightarrow{h_t} = \overrightarrow{LSTM}(h_{t-1}, x_t, c_{t-1})$$

$$\overleftarrow{h_t} = \overleftarrow{LSTM}(h_{t+1}, x_t, c_{t+1})$$

y la representación gráfica de una Bi-LSTM general se puede ver en la Figura 3. Notar que el tipo de capa de salida se va a determinar cuándo se defina la tarea que se quiera realizar. En este caso, la Bi-LSTM de la Figura 3 es un ejemplo del caso (iv) Many-to-Many referido más arriba.

Figura 3. Diagrama de la Bi-LSTM



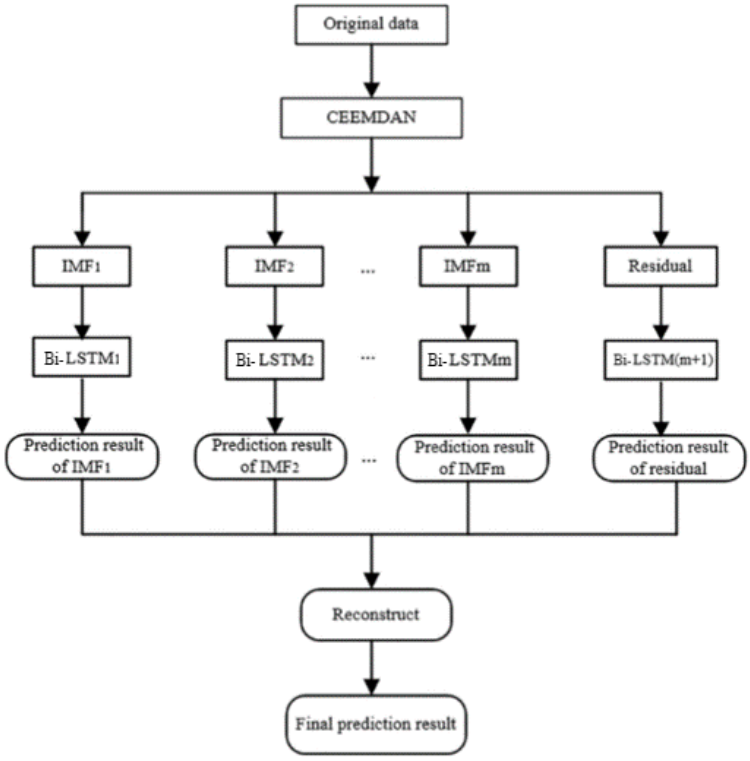
Fuente: elaboración propia.

4. Modelo híbrido CEEMDAN-Bi-LSTM

Como fuera mencionado anteriormente, la predicción de Demanda Neta a corto plazo y muy corto plazo es un problema complejo debido a la no linealidad y no estacionariedad de la serie de tiempo que describe la variable. Muchos investigadores han propuesto el uso de modelos híbridos que incluyen, en la primera etapa, un algoritmo de preprocesamiento de la señal original con el objetivo de reducir la complejidad y poder captar patrones que serían muy difíciles de captar usando solamente un modelo de predicción sobre los datos crudos. Dentro del campo de la energía se han usado modelos híbridos compuestos por alguna variante del algoritmo EMD para mejorar los resultados de la predicción de: carga de vehículos eléctricos [17], consumo de energía en edificios [18], demanda eléctrica [19] [20] [21] [22], irradiación solar [23] [24] [25], de curva de carga neta [26].

El modelo híbrido propuesto por este trabajo está compuesto por una primera etapa de preprocesamiento usando el algoritmo CEEMDAN (Sección 2) y una Bi-LSTM (Sección 3). El diagrama del modelo híbrido propuesto se puede ver en la siguiente Figura 6:

Figura 4. Diagrama del Modelo Híbrido CEEMDAN-Bi-LSTM



Fuente: elaboración propia.

Cómo se puede observar en la Figura 6, la primera etapa del modelo híbrido consiste en la descomposición de la serie de tiempo original en un conjunto de IMFs usando el algoritmo CEEMDAN. Luego se realizan predicciones independientes de cada IMF usando una Bi-LSTM. Finalmente, dado que el algoritmo CEEMDAN cumple con la propiedad de completitud, se suman las proyecciones sobre cada IMF y se obtiene la predicción final.

5. Caso de estudio

5.1 Datos utilizados

El modelo descripto en la sección anterior ha sido puesto en práctica usando los datos horarios de demanda eléctrica y generación solar, con una resolución de 30 minutos, de 300 hogares de Nueva Gales del Sur, Australia. Estos datos se habilitaron al público en el marco de un programa iniciado por la Commonwealth Scientific y la Industrial Research Organization (CSIRO), el cual involucró a Ausgrid para que los recolecte para el período de julio 2010 a agosto 2012. En este trabajo se utilizó la serie temporal constituida por observaciones de demanda neta cada 30 minutos (demanda menos generación solar) del período julio 2011 y junio 2012 [27].

5.2 Métrica de evaluación de la predicción

Algunas métricas de evaluación usadas para tareas de regresión pueden ser (i) *Mean Absolute Error* (MAE), (ii) *Root Mean Square Error* (RMSE) y (iii) *Mean Absolute Percentage Error* (MAPE). Entre ellos, el MAPE (Ecuación .15) es el más utilizado debido a que se expresa en porcentaje:

$$MAPE = \frac{1}{N}\sum_{t=1}^{N}\left|\frac{A_t - F_t}{A_t}\right| \qquad .15$$

donde N es la cantidad de valores pronosticados mientras que A_t y F_t corresponden al valor real y predicho, respectivamente.

Sin embargo, la desventaja del MAPE es que deja de ser representativo del error cuando los valores reales (y, por lo tanto, idealmente los predichos) son cercanos a cero. Debido a que la serie actual contiene muchos valores cercanos a cero por tratarse de un conjunto de hogares con SF instalados, es decir, se puede dar el caso en que la generación solar resulte muy cercana a la demanda para varios puntos de la serie. Para evitar que los resultados sean afectados, este trabajo usa la métrica *Mean Arctangent Absolute Percentage Error* (MAAPE) [28] como métrica de evaluación de la proyección. El MAAPE se define como sigue:

$$MAAPE = \frac{1}{N}\sum_{t=1}^{N} \arctan\left(\left|\frac{A_t - F_t}{A_t}\right|\right) \qquad .16$$

y es importante destacar que esta métrica solo va a tener un impacto significativo cuando los errores sean superiores al 0.5 (50%) debido a que las funciones $y = x$; $y = \arctan(x)$ son muy similares en ese rango.

5.3 Software e hiperparámetros utilizados para el modelo propuesto

El modelo propuesto fue programado enteramente en Python. Para la parte de descomposición de la serie temporal descripta en la Sección 2 se utilizó la biblioteca PyEMD [29] y para la Bi-LSTM se utilizó Keras y Tensorflow.

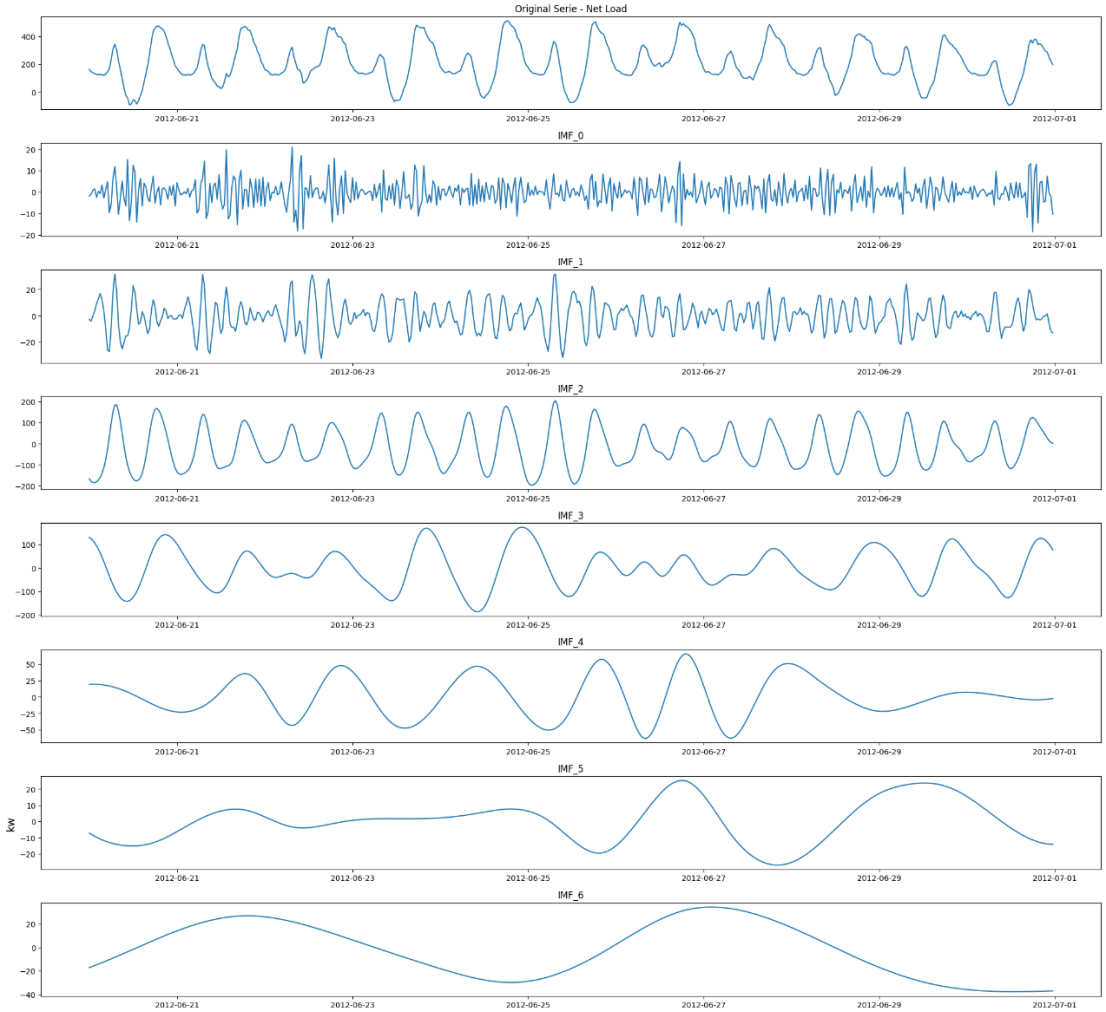
El proceso de optimización de hiperparámetros se realizó usando una estrategia de Búsqueda en Grilla (Grid Search) sobre un conjunto de entrenamiento y validación del 50% y 25% de los datos, respectivamente. Para el entrenamiento de la red se utilizó una ventana temporal de 48 pasos con el objetivo de predecir el valor del paso 49 y el tamaño del Batch se definió en 64 observaciones. El ritmo de aprendizaje (Learning Rate) utilizado fue de 0.001 y las épocas (epoch) igual a 100. A su vez, se utilizó una estrategia de parada temprana (early stopping) para evitar el sobreajuste de la red. Finalmente se utilizó como función de pérdida la media del error al cuadrado (Mean Square Error o MSE) y el algoritmo “Adam Optimizer”.

5.4 Resultados

5.4.1 Descomposición de la demanda

Los resultados de la descomposición de la curva original de la demanda neta usando el algoritmo CEEMDAN se pueden observar en la Figura 7. La primera serie temporal corresponde a la serie original y las restantes son las primeras 7 IMFs de la descomposición. Es importante mencionar que, por una cuestión de espacio, se optó por mostrar las primeras 7 componentes en lugar de las 12 que arrojó la descomposición.

Figura 5. Primeras 7 componentes resultantes de la descomposición de la serie temporal de demanda neta eléctrica usando CEEMDAN



Fuente: elaboración propia.

De acuerdo con lo mencionado, la serie temporal original fue descompuesta en 12 componentes con una frecuencia decreciente. A partir de la IMF_2 se puede observar un patrón mayormente relacionado a la variabilidad, mientras que las dos primeras parecen relacionarse con el componente de volatilidad de la serie.

5.4.2 Pronóstico de la demanda neta

Con el objetivo de comparar el modelo propuesto se han realizado las estimaciones de acuerdo con los siguientes modelos: (i) LSTM, (ii) CEEMDAN-LSTM y (iii) CEEMDAN-Bi-LSTM. Mientas que el primero utilizó la curva de carga neta original como insumo, los dos últimos utilizaron las 12 IMFs y, por lo tanto, la predicción final se obtuvo a partir de 12 predicciones parciales.

La tarea consistió en predecir la demanda neta en t (x_t) utilizando una ventana temporal de 48 valores anteriores en utilizar 48 pasos ($x_{t-49}, \dots, x_{t-1}$), es decir, los modelos se entrenaron utilizando una ventana temporal móvil del valor de carga neta de 48 medias horas, para intentar predecir el valor de carga neta de la siguiente media hora. Los resultados de las métricas de evaluación MAE, RMSE, MAPE y MAAPE se muestran en la Tabla 1:

Tabla 1. Resultados de las métricas de evaluación de los experimentos

Modelo	MAAPE	MAPE	RMSE	MAE
LSTM	12.78%	21.08%	17.17 kW	12.53 kW
CEEMDAN-LSTM	9.21%	12.17%	11.34 kW	9.02 kW
CEEMDAN-BiLSTM	8.02%	10.59%	9.55 kW	7.47kW

Fuente: elaboración propia.

En función del MAAPE se puede observar que el modelo propuesto CEEMDAN-Bi-LSTM arroja mejores resultados que el resto, siendo el CEEMDAN-LSTM el segundo mejor. Sobre la base de estos resultados se puede evidenciar la importancia del preprocesamiento de la serie temporal original y, a su vez, que la variante bidireccional de la LSTM aprovecha mejor la información disponible al entrenar la red neuronal usando las dos direcciones posibles. A su vez, es interesante resaltar que el MAAPE es superior al MAPE en todos los casos y, por lo tanto, haber usado el MAPE podría haber sobreestimado el error.

6. Conclusiones y trabajo futuro

Este trabajo propone un método de estimación de demanda neta a corto plazo utilizando un modelo híbrido de dos pasos. Primero se utiliza el algoritmo CEEMDAN para descomponer la señal de demanda neta en varias componentes que capturen las altas frecuencias producto de la intermitencia en la generación solar y los patrones mutiestacionales de la demanda. Luego se utiliza, sobre cada componente, una Red Neuronal Artificial Recurrente de tipo *Bidirectional Long-Short Term Memory Network* (Bi-LSTM) para pronosticar la demanda de corto plazo y se obtiene la predicción de la demanda neta a partir de la suma de las predicciones sobre cada componente. Para poner en práctica el modelo propuesto, se realizaron experimentos numéricos sobre serie temporal de demanda neta de 300 hogares de Nueva Gales del Sur, Australia, que contaban con un SF. Los resultados indican que el modelo híbrido CEEMDAN-Bi-LSTM mejora el MAAPE un 27.9% y 37.2% respecto de los resultados obtenidos con usando CEEMDAN-LSTM y LSTM, respectivamente.

Este trabajo pretende ser un puntapié inicial para seguir investigando sobre el tema. En este sentido, en los trabajos siguientes se implementará la última versión del algoritmo de descomposición llamado Improved CEEMDAN y se incorporarán variables climáticas para mejorar los resultados. A su vez, se evaluará el rendimiento del modelo utilizando distintos horizontes de tiempo y analizará la implementación de una proyección probabilística, de forma que se pueda medir la incertidumbre de la predicción.

Referencias bibliográficas

[1] S. E. (2022), «Global Market Outlook for Solar Power 2022-2026,» 2022.

[2] Y. J. H. L. W. F. Z. N. Li K, "Two-stage decoupled estimation approach of aggregated baseline load under high penetration of behind-the-meter PV system," IEEE Trans Smart Grid, 2021.

[3] N. E. a. W. Z. Huang, «A review on Hilbert-Huang transform: Method and its applications to geophysical studies,» Rev. Geophys 46, 2008.

[4] S. T. A. F. V. L. A. B. d. D. M. M. Young S. Lee, «Physics-Based Foundation for Empirical,» AIAA JOURNAL, vol. 47, nº 12, 2009.

[5] Z. S. S. R. L. M. C. W. H. H. S. Q. Z. N.-C. Y. C. C. T. a. H. H. L. Norden E. Huang, «The empirical mode decomposition and the Hilbert spectrum for nonlinear and non-stationary time series analysis,» Royal Society of London Proceedings Series A, vol. 454, nº 1971, p. 903-998, 1998.

[6] N. E. H. ZHAOHUA WU, «Ensemble Empirical Mode Decomposition: a Noise-Assisted Data Analysis Method,» Advances in Adaptive Data Analysis, vol. 1, nº 1, p. 1-41, 2009.

[7] M. A. C. G. S. a. P. F. M. E. Torres, «A complete ensemble empirical mode decomposition with adaptive noise,» IEEE International Conference on Acoustics, Speech and Signal Processing (ICASSP), p. 4144-4147, 2011.

[8] G. S. M. E. T. Marcelo A. Colominas, «Improved complete ensemble EMD: A suitable tool for biomedical signal processing,» Biomedical Signal Processing and Control, vol. 14, p. 19/29, 2014.

[9] S.-Y. C. Irene Karijadi, «A hybrid RF-LSTM based on CEEMDAN for improving the accuracy of building energy consumption prediction,» Energy and Buildings, vol. 259, 2022.

[10] L. S. G. Ming Dong, «A Hybrid Distribution Feeder Long-Term Load Forecasting Method Based on Sequence Prediction,» IEEE Transactions on Smart Grid, 2019.

[11] I. G. a. Y. B. a. A. Courville, Deep Learning, MIT Press, 2016.

[12] A. A. a. S. Amidi, «CS 230 - Deep Learning,» Stanford, [En línea]. Available: https://stanford.edu/~shervine/teaching/cs-230/cheatsheet-recurrent-neural-networks. [Último acceso: 05 05 2023].

[13] J. F. K. a. S. C. Kremer, «Gradient flow in recurrent nets: the difficulty of learning long-term dependencies,» A Field Guide to Dynamical Recurrent Networks, IEEE, 2001.

[14] S. H. a. J. Schmidhuber, «Long short-term memory,» Neural Computation, vol. 9, p. 1735-1780, 1997.

[15] I. O. V. a. Q. V. L. Sutskever, «Sequence to sequence learning with neural network,» Advances in Neural Information Processing Systems, p. 3104-3112, 2014.

[16] N. T. a. A. S. N. S. Siami-Namini, «The performance of LSTM and BiLSTM in forecasting time series,» IEEE Int. Conf. Big Data (Big Data), p. 3285–3292, 2019.

[17] N. E. S. K. EMRAH DOKUR, «EV Fleet Charging Load Forecasting Based on Multiple Decomposition With CEEMDAN and Swarm Decomposition,» IEEE Access, vol. 10, p. 62330 - 62340, 2022.

[18] S.-Y. C. Irene Karijadi, «A hybrid RF-LSTM based on CEEMDAN for improving the accuracy of,» Energy & Buildings, 2022.

[19] D. T. Jatin Bedi, «Empirical Mode Decomposition Based Deep Learning for Electricity Demand Forecasting,» IEEE Access, vol. 6, p. 49144 - 49156, 2018.

[20] N. Javaid, A. Naz, R. Khalid, A. Almogren, M. Shafiq y A. Khalid, «ELS-Net: A New Approach to Forecast Decomposed Intrinsic Mode Functions of Electricity Load,» IEEE Access, vol. 8, p. 198935 - 198949, 2020.

[21] X. Wang, Z. Wu, J. Ge, Z. Zhang, P. Lu y S. Wang, «A Novel Data-Driven Method With Decomposition Mechanism Suitable for Different Periods of Electrical Load Forecasting,» IEEE Access, vol. 10, p. 56282 - 56295, 2022.

[22] K. F. T. Yaqing He, «Universities power energy management: A novel hybrid model based on iCEEMDAN and Bayesian optimized LSTM,» Energy Reports, vol. 7, p. 6473-6488, 2021.

[23] M. Sibtain, X. Li, S. Saleem, Qurat-Ul-Ain, M. S. Asad, T. Tahir y H. Apaydin, «A Multistage Hybrid Model ICEEMDAN-SE-VMD-RDPG for a Multivariate Solar Irradiance Forecasting,» IEEE Access, vol. 9, p. 37334 - 37363, 2021.

[24] F.-F. Li, S.-Y. Wang y J.-H. Wei, «Long term rolling prediction model for solar radiation combining empirical mode decomposition (EMD) and artificial neural network (ANN) techniques,» Journal of Renewable and Sustainable Energy , vol. 10, nº 1, 2018.

[25] X. H. J. S. Y. T. J. Z. Bixuan Gao, «Hourly forecasting of solar irradiance based on CEEMDAN and multi-strategy CNN-LSTM neural networks,» Renewable Energy, vol. 162, p. 1665-1683, 2020.

[26] T. Z. X. Z. S. S. C. T. K. C. Y. C. T. F. H. H.-C. I. Osaka Rubasinghe, «Highly accurate peak and valley prediction short-term net load forecasting approach based on decomposition for power systems with high PV penetration,» Applied Energy, 2023.

[27] Ausgrid, Ausgrid, [En línea]. Available: https://www.ausgrid.com.au/Industry/Our-Research/Data-to-share/Solar-home-electricity-data [Último acceso: 05 05 2023].

[28] H. K. Sungil Kim, «A new metric of absolute percentage error for intermittent demand forecasts,» International Journal of Forecasting, vol. 32, nº 3, p. 669-679, 2016.

[29] D. Laszuk, «Python implementation of empirical mode decomposition algorithm.,» GitHub Repository: https://github.com/laszukdawid/pyemd

Una matriz insumo-producto híbrida para el sector energético (2018)

CAROLINA COLOMA CONTE GRAND*

Resumen

El trabajo utiliza una matriz insumo-producto (I-P), un enfoque top-down económico que analiza las transacciones entre sectores económicos agregados orientados a la producción de bienes finales y el intercambio de bienes intermedios, medidos en unidades monetarias. Se incorpora también un enfoque bottom-up, utilizando la información detallada en el Balance Energético Nacional (BEN) para crear una matriz del sector energético, medida en unidades físicas, que detalle los flujos de energía intersectoriales. Utilizando estos elementos, se crea una matriz insumo-producto híbrida, que permite ilustrar y analizar conjuntamente un panorama más completo tanto de los vínculos monetarios como de los requerimientos energéticos tanto de los sectores individuales como de la economía agregada.

Palabras claves | insumo-producto, energía, modelado híbrido

A hybrid imput-output matrix for the energy sector (2018)

Abstract

The study uses a input–output (I–O) matrix, a top-down economic approach using an industrial commodity table measured in monetary units, which analyzes the links between agregate economic sectors oriented to the production of final goods and the trade of intermediate goods. It also incorporates a bottom-up approach, using the National Energy Balance (NEB) to create a detailed energy sector matrix, measured in physical units, that details the intersectoral energy flows. A hybrid matrix is created using these elements, allowing a fuller picture of both the monetary links and the energy requirements of both the individual sectors and the economy.

Keyword | imput-output, energy, hybrid modeling

Video https://youtu.be/xBFRstQ7CkE?si=4xudOJ0VtlR7ugRk

* Universidad de Buenos Aires. Modelos Económicos de Simulación. Buenos Aires, Argentina.
CONICET-Universidad de Buenos Aires. Instituto Interdisciplinario de Economía Política. Buenos Aires, Argentina
ccolomacontegrand@gmail.com

Midiendo los efectos de incrementar la economía circular

MARISOL AÑON*

Resumen

La economía circular es un paradigma productivo y de consumo que tiene como objetivo minimizar tanto el uso de materias primas como la generación de residuos. Mediante la reutilización de materiales y la extensión del ciclo de vida de los bienes de consumo logra disminuir el impacto ambiental de la actividad humana. Este artículo contribuye a comprender los efectos del incremento de las actividades de reciclaje sobre la producción, el empleo y el medio ambiente en un país en desarrollo con un gran sector laboral informal. Para el análisis se desarrolla una matriz de insumo producto extendida, o matriz de insumo producto de residuos, denominada en ingles *waste input-output matriz* (WIO), dentro de un modelo hibrido (que incluye unidades monetarias y físicas). El modelo considera los sectores de reciclaje y como estos se interrelacionan con el resto de la economía y el consumo final. En los resultados se cuantifica los efectos de cumplir con los compromisos pactados en el acuerdo de París, sobre la producción, el empleo y las emisiones, además de efectos poco evidentes sobre los sectores tradicionales. Las emisiones se reducen y se incrementa el empleo en el sector del reciclaje; sin embargo, la sustitución parcial de la producción de materias primas vírgenes por materiales reciclados afecta la cantidad y calidad (género, edad o formalidad) del empleo total.

Palabras claves | eEconomía circular, análisis de insumo producto, acuerdo de Paris

Measuring the effects of increasing circularity in the economy

Abstract

The circular economy is a productive and consumption paradigm, aimed at reducing not only resource utilization but also waste generation. By looping materials and resources and extending the life cycle of durable goods, the environmental impact of human activities is reduced. This paper contributes to understanding the effects of the increment of recycling activities on production, employment, and the environment in a developing country with a large informal labor sector. The analysis is based on an enhanced input-output matrix or waste input-output matrix (WIO), within a hybrid (including monetary and physical transactions) model accounting for the recycling sectors interlinking with the rest of the economy and final consumption. The analysis of the results quantifies the effects of accomplishing the Paris Agreement Commitments on production, employment, and emissions plus not-so-obvious effects on traditional sectors. The emissions get reduced, and employment is increased in the recycling sector, but the partial substitution of virgin raw materials production by recycled materials affects the quantity and quality, changing the gender, age, and formality composition of total employment.

Keyword | circular economy, input-output analysis, Paris agreement

Video https://youtu.be/w1OZo_x63HI?si=ysY4JekszPLHTlNM

* Universidad de Buenos Aires. Modelos Económicos de Simulación. Buenos Aires, Argentina.
CONICET-Universidad de Buenos Aires. Instituto Interdisciplinario de Economía Política. Buenos Aires, Argentina
marisolgaleano16@gmail.com

Sesión 3
BIOCOMBUSTIBLES

Modera: Inés del Valle Asis

Impacto Económico de la producción de Bioetanol de caña de azúcar en el PBG de Tucumán

CORINA PAZ* FÁTIMA LILIANA DEL VALLE RÍOS†

Resumen

El principal fundamento en la producción y uso de los biocombustibles está en la necesidad de garantizar el abastecimiento energético de los países y disminuir su dependencia de los combustibles fósiles, es decir contribuir al uso de energías renovables, y de manera adicional a los beneficios sociales, ambientales y económicos que se pueden obtener con la generación de empleos, el fortalecimiento del sector agrícola y de las economías regionales, el desarrollo industrial, y el mejoramiento de la calidad de aire que respiramos.

A partir de 1998 el Gobierno argentino empezó a crear las condiciones legales necesarias para fomentar la producción. Posteriormente, en el 2001 se estableció el Programa Nacional de Biocombustibles hasta que en el año 2006 se decidió englobar todos los programas y planes en una sola Ley de Biocombustibles la Nº 26.093 con la finalidad de promover la producción del mismo, mediante diferentes incentivos al sector productivo y brindando la claridad necesaria a los inversionistas potenciales.

En el caso de la producción de bioetanol, y particularmente el derivado de la caña de azúcar, su industria se encuentra concentrada en la región del Noroeste Argentino. Particularmente, la provincia de Tucumán es una de las principales productoras, ya que concentra la mayor oferta de la materia prima necesaria.

Como consecuencia de lo anteriormente descripto, el presente trabajo tiene por finalidad investigar y estimar la posible incidencia que provocaría en la economía de la Provincia de Tucumán, el desarrollo de ésta actividad productiva. Para ello se detallarán aspectos vinculados a la evolución esperada como ser: los distintos orígenes alternativos que podría tener la producción de bioetanol a partir de la caña de azúcar según su proceso productivo; la dinámica mundial del mercado de éste biocombustibles; el marco legal para los biocombustibles en Argentina; el comportamiento en el mercado de las naftas y, la estimación económica del impacto productivo que tendría en el Producto Bruto Geográfico Provincial. Asimismo, a modo de un análisis integrado del sector hacia adentro y hacia afuera, se realiza un análisis FODA de la producción de bioetanol, para finalmente abordar las conclusiones y recomendación de políticas sugeridas a partir de la investigación realizada.

Palabras claves | bioenergías, bieotanol, PBG Tucumán

Economic impact of sugarcane bioethanol production in the PBG of Tucumán

Abstract

The main foundation in the production and use of biofuels is the need to ensure the energy supply of countries and reduce their dependence on fossil fuels, in order to contribute to the use of renewable energies, and in addition to the social, environmental and economic benefits that can be derived from job creation, strengthening the agricultural sector and regional economies, industrial development, and the improvement of the air quality we breathe.

From 1998 the Argentine Government began to create the legal conditions necessary to promote production. Subsequently, in 2001, the National Biofuels Program was established until 2006, when it was decided to include all the programs and plans in a single Biofuels Act No. 26,093 with the aim of promoting the production of biofuels through different incentives to the productive sector and providing the necessary clarity to potential investors.

* Universidad Nacional de Tucumán. Facultad de Ciencias Económicas coripaz@gmail.com

† Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria rios.liliana@inta.gob.ar

In the case of the production of bioethanol, and particularly the derivative of sugarcane, its industry is concentrated in the region of Northwestern Argentina. In particular, the province of Tucumán is one of the main producers, since it concentrates the greatest supply of the necessary raw material.

Because of the above, this work aims to investigate and estimate the possible impact that the development of this productive activity would cause in the economy of the Province of Tucumán. For this purpose, aspects related to the expected evolution will be detailed as follows: the different alternative origins that could have the production of bioethanol from sugarcane according to its productive process; the global dynamics of the biofuels market; the legal framework for biofuels in Argentina; the performance of the naphtha market and the economic estimation of the productive impact it would have on the Provincial Geographic Gross Product. Also, as an integrated analysis of the sector inward and outward, a FODA analysis of bioethanol production is carried out, to finally address the conclusions and recommendations of suggested policies from the research carried out.

Key words | bioenergies, bioethanol, PBG Tucumán

1. Introducción

La actividad industrial sucroalcoholera en el NOA la desarrollan veinte ingenios azucareros cuya producción anual equivalente es de 2,2 a 2,5 millones de toneladas de azúcar, 720 millones de litros de etanol de caña – principalmente destinados al Plan Nacional de Biocombustibles- y 100 MWh por Cogeneración Eléctrica de Biomasa.

El consumo interno de azúcar es de 1,40 a 1,50 millones de toneladas, quedando un excedente para la exportación de 0,3 a 0,5 MM toneladas. La introducción del bioetanol para ser mezclado con las naftas (gasolina) para automóviles en 2006, ha significado un desafío para esta industria, que concretó muy importantes inversiones para poder producir y atender la demanda del actual corte en la mezcla (12%, la mitad del cual aporta la industria sucroalcoholera y la mitad la del maíz).

Esta actividad ha cambiado el paradigma de la industria y los productores, ya que permite un redireccionamiento de excedentes que aporta sostenibilidad económica y previsibilidad productiva, que se tradujo en un incremento del área cultivada. La actividad tiene un fuerte impacto socioeconómico en la región del NOA: genera 60.900 puestos de trabajo directos y 140.000 indirectos. En Tucumán la industria sucroalcoholera aporta aproximadamente el 10% del Producto Bruto Provincial mientras que la participación en Jujuy es del 6%.

Por los motivos anteriormente descriptos es nuestro interés generar información útil y confiable sobre los hechos económicos, con este propósito se realizará una cuantificación de estos. El periodo para analizar abarcaría desde 2009 hasta el 2021.

2. Revisión de la literatura

El creciente uso de biocombustibles en el país es la contribución más efectiva para la reducción de los Gases de Efecto Invernadero, compromiso asumido por Argentina en Kyoto y París, luego ratificado por leyes nacionales. Con el Plan de Biocombustibles, la industria sucroalcoholera destina una parte de su producción a la elaboración de bioetanol anhidro que es mezclado en las naftas que producen las petroleras en una proporción que actualmente asciende al 12%. Esta proporción fue aumentando progresivamente en el tiempo hasta un corte teórico de 8% que rigió hasta febrero de 2014, cuando pasó a 10%; ya en febrero de 2016 el gobierno anunció un incremento del corte a 12%. El etanol de caña participa con 50% del volumen de bioetanol entregado a las petroleras, al igual que la industria que lo produce a partir de maíz.

Esta evolución en el tiempo de producción y cortes, y su valorización tuvo diferentes antecedentes teóricos y metodológicos del mismo. En los siguientes apartados se presentan dichos elementos y los modelos propuestos para analizar las variables de interés.

2.a) En el 2007 los autores Lannes, F. y Pucci, C. en su trabajo “La agroindustria azucarera y su influencia en el Producto Bruto Interno de Tucumán”, se basaron en modelos econométricos para estimar dicha incidencia, los que sirvieron de referencia para comenzar a investigar la nueva línea referida a la producción de bioetanol.

2.b) En el 2012, Ríos, F. en su trabajo “La producción de bioetanol como un aporte al desarrollo económico de la provincia de Tucumán”, estima un primer modelo (M1) similar al utilizado por los autores citados previamente, considerando como variable dependiente el PBI geográfico de Tucumán y como variables independientes Gasto Público y Caña molida. Y como una extensión al M1 se construyó un segundo modelo similar: M2, en el cual se añade una nueva variable explicativa: precio kilogramo azúcar/vagón ingenio a pesos de 1993.

2.c) El Marco Legal que promociona la actividad como una manera de fortalecer las economías regionales. El mismo comienza en el 2001 (Resolución N° 1076/2001) cuando desde el gobierno se establece el Programa Nacional de Biocombustibles, el cual toma fuerza en el 2006 con la Ley N° 26.093. La misma establece el régimen de regulación y promoción para la producción y uso sustentable de los biocombustibles por el término de 15 años. Con motivo del vencimiento de los quince años del régimen establecido por la ley N° 26.093, en 2021 fue sancionada una nueva ley de biocombustibles, N° 27.640, que mantiene el porcentaje de mezcla de bioetanol en naftas del 12%, del que asigna la mitad a la industria del azúcar y la mitad a la de maíz.

3. Metodología y datos

La investigación realizada tiene como principal referencia los trabajos arriba citados realizados por Lannes, F. y Pucci, C. (2007) y Ríos, F. L. (2012), a partir de las cuales se realizaron actualizaciones, se agregaron variables de estudio y se fueron obteniendo diversos resultados.

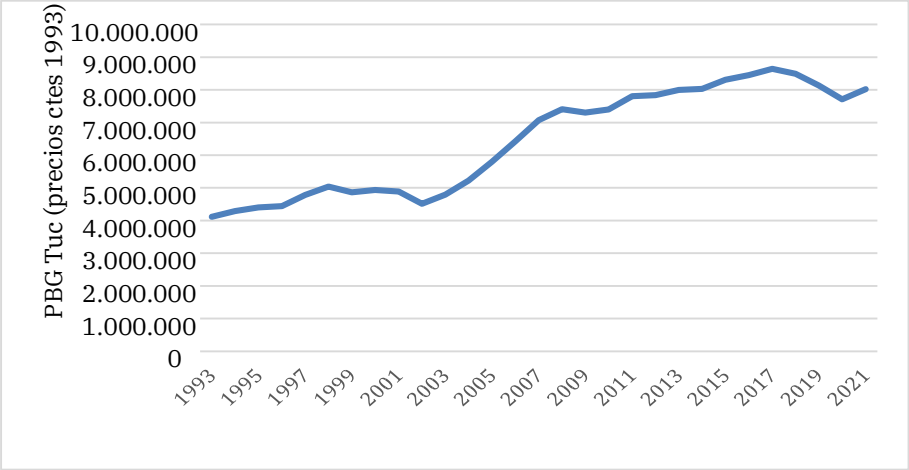
Como se mencionó previamente en el presente trabajo, la actividad azucarera tuvo un cambio en su paradigma con la incorporación de la producción de bioetanol, lo cual permitió diversificar la matriz productiva correspondiente al sector cañero-azucarero. Esto provocó impactos socioeconómicos que aportan al desarrollo de la economía regional, que merecen ser analizados y cuantificar, en la medida de lo posible, la sustentabilidad económica de esta nueva alternativa productiva.

Importancia del sector en la economía

El Producto Bruto Geográfico (PBG) definido como: el valor de todos los bienes y servicios finales que se producen en la economía provincial, a lo largo de un periodo de tiempo determinado, refleja la actividad económica de las unidades productivas residentes en la jurisdicción, y es considerado el indicador primario del nivel de bienestar y riqueza, y a la vez como indicador indirecto de la productividad agregada de la economía.

En el caso de la provincia de Tucumán, el PBG alcanzó en el 2021 los 8.017 millones de pesos a precios de 1993 (según datos provisorios de la Dirección de Estadísticas de la provincia). Entre los años 2017-2021, la disminución del crecimiento de este es de alrededor del 7,25%. Este decrecimiento fue sucesivo a lo largo de dichos años siendo el menor registro el obtenido en 2020, para para comenzar un leve repunte a partir del 2021. Cabe señalar al respecto que el menor registro de la serie coincide con la pandemia Covid-19.

Gráfico N°1. Evolución del PBG de Tucumán a $ constantes de 1993



Fuente: elaboración propia en base a datos de la Dirección Nacional de Cuentas Nacionales (Instituto Nacional de Estadística y Censos, INDEC).

Con relación al sector agroindustrial-cañero, el mismo representa en promedio aproximadamente el 8.9% del PBG de la provincia de Tucumán.

Cuadro N° 1. Participación del Sector Agroindustrial Cañero. Período 2010-2014

Sector Productivo	**(I)**	**(II)**	**(I) + (II)**
Caña	Participación de Caña en él VA del Sector Agropecuario	Participación del Sector Agropecuario en el PGB de la provincia	Participación de la Caña en el PGB de la provincia 2.54%

	33.4%	7.6%	
Azúcar	Participación de la Industria Azucarera en el Sector Manufacturero 34.4%	Participación del Sector Manufacturero en el PGB de la provincia 18.69%	Participación de la Industria Azucarera en el PGB de la provincia 6.43%
Participación de la caña y el azúcar en el PBP de Tucumán			8.96%

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Dirección Estadística de la Provincia de Tucumán.

Es así como se puede observar la relevancia de dicho sector en el PBG de la provincia de Tucumán.

Por las razones antes expuestas, y mediante el uso de estadísticas descriptivas en esta primera etapa, se valorizará la importancia de dicho sector. En la siguiente sección se analizarán las diferentes variables consideradas importantes, para llegar a mostrar resultados sobre la propuesta objeto de estudio del presente trabajo.

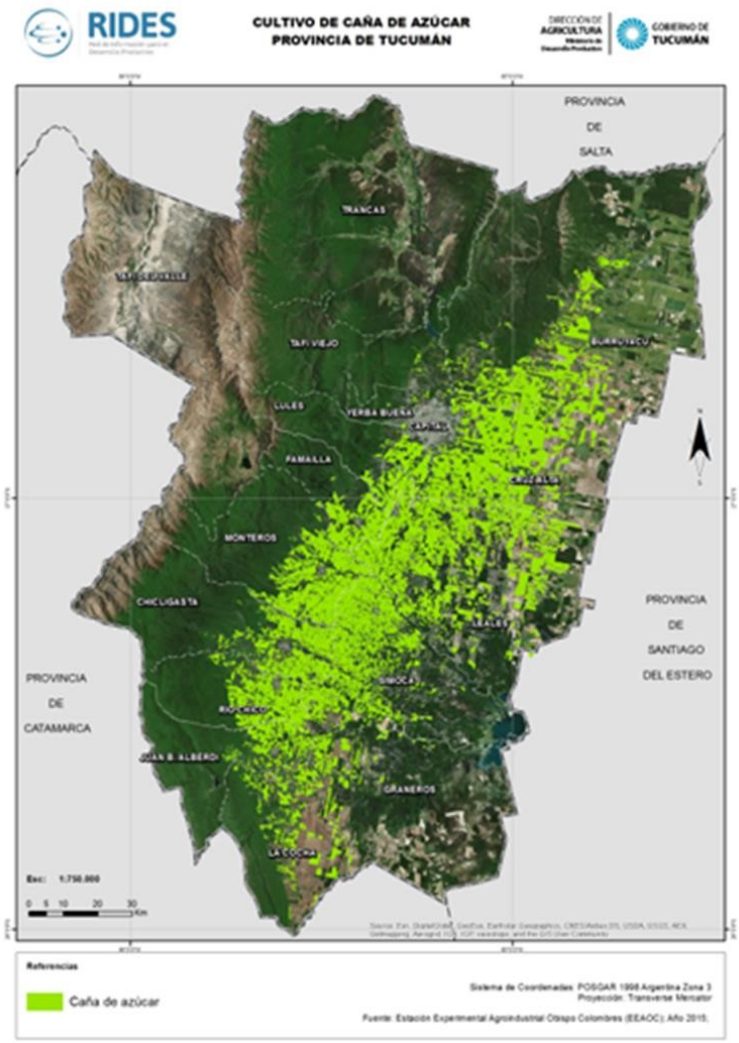
Como se mencionó anteriormente, en esta primera etapa se propone brindar un análisis descriptivo que permita mostrar la evolución de la actividad productiva correspondiente al sector sucroalcoholero de la provincia. Cobra importante relevancia la producción de bioetanol a la luz de las normas regulatorias que promueven este subproducto, habida cuenta de que han transcurrido ya quince años a partir de la ley inicial que obliga el corte de naftas con el mismo. Esta reglamentación constituye un incentivo, que en principio favorece la diversificación de la matriz productiva de dicho sector, a la vez que contribuye al desarrollo sustentable. Resulta de interés conocer el impacto que ha tenido en el comportamiento final observado en el sector. En el siguiente apartado se presentarán los indicadores que permitan mostrar un panorama del sector a una década de su incursión en la industria madre de la provincia de Tucumán.

4. Resultados

Sabemos que la introducción del bioetanol para ser mezclado con las naftas (gasolina) para automóviles en 2006, ha significado un desafío para esta industria, que concretó muy importantes inversiones para poder producir y atender la demanda del actual corte en la mezcla (12%, la mitad del cual aporta la industria sucroalcoholera y la mitad la del maíz) determinado por la ley N° 27.640, la cual reemplaza a la ley N° 26.093 que desde hace quince años establecía el régimen para la actividad.

Sabemos que la materia prima del bioetanol para este caso, es la caña de azúcar. La provincia de Tucumán es la principal productora, destinando para dicho cultivo en la campaña 2020/2021 una superficie de 276.400 hectáreas, concentrada mayormente en la zona este de la provincia. Se destaca no solo por ser una importante productora de azúcar a nivel nacional (65.5%), sino también por incorporar un nuevo valor agregado que es la producción de bioetanol, destinado al corte de las naftas.

Mapa 1. Superficie cultivada con caña de azúcar. Tucumán



Fuente: Sistema Estadístico Provincial. Red de información para el desarrollo productivo (RIDES).

Secretaría de Agricultura de la provincia de Tucumán.

4.a) Producción de bioetanol de caña de azúcar en Tucumán

Hasta el 2009, en Argentina sólo se producía bioetanol hidratado (con un 4% de agua). Más del 90% de la producción total provenía de la industria azucarera, y destinados a bebidas alcohólicas, cosméticos, agroquímicos, etc.; el resto provenía de cereales y vínicos.

Con el surgimiento del programa de corte de naftas con bioetanol implementado por la Secretaría de Energía, la producción de este comenzó a incrementarse, ya que debían cumplirse con cupos los cuales serían entregados a las petroleras para el corte correspondiente.

Estas políticas de gobierno representan un importante apoyo al sector azucarero, lo que implicaría un impacto en la economía provincial.

De acuerdo con la información relevada (Cuadro N° 2), las plantas productoras de etanol en la provincia de Tucumán son las siguientes:

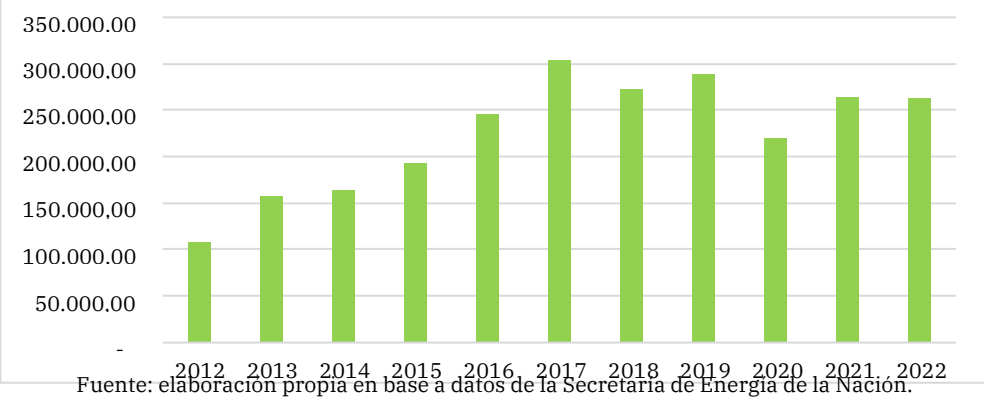
Cuadro N°2. Cupo, producción y ventas realizadas por plantas productoras tucumanas. Período 2021

COMPAÑÍA	2021		
	CUPO	PROD.	VENTA
Bioenergía La Corona	19.062	18.736	18.235
Bioenergía Santa Rosa	31.364	28.236	28.808
Biotrinidad	11.911	8.091	11.884
Cía Bioenergética La Florida	114.423	109.472	109.115
Bio Atar SA	57.642	59.612	57.129
Bio energética Leales	27.025	25.318	26.919
Fronterita Energía	13.216	12.882	11.7714
TOTALES M³	274.642	262.347	263.805

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

Con relación a la provisión de bioetanol por parte de las empresas tucumanas para los últimos nueve años, en el siguiente gráfico se puede observar la evolución anual en el período 2012-2021.

Gráfico N°2. Evolución anual de las entregas de bioetanol (m³) proveniente de las empresas tucumanas. Período 2012-2022



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

Como puede observarse a partir de 2012 se observa una tendencia creciente en la producción de bioetanol de la provincia de Tucumán, registrando en 2017 el registro más alto del período con una producción de 303.826 m³. A partir de este año se observa una tendencia decreciente en la producción acentuándose en los años de pandemia, registrando en 2020 una producción de 219.854 m³. En tanto que en 2021 se observa un importante incremento con respecto al año 2020, con aumento anual del 20,0% en la producción de bioetanol de caña correspondiente a la provincia de Tucumán. Dichos registros se han mantenido en el año 2022, sin mostrar variación con respecto al año post pandemia 2021.

4.b) Precio del bioetanol. Dinámica.

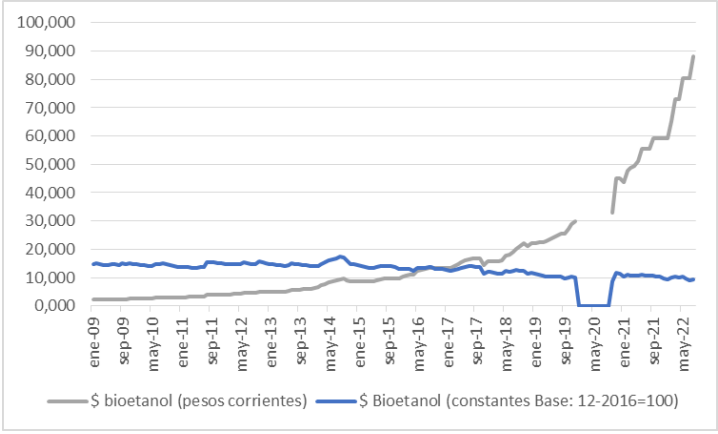
Otra característica para remarcar para el bioetanol (además de la fijación de cupos de producción) reside en que el precio de este, no se forma por el libre juego de la oferta y la demanda. A través del artículo 6º del Decreto Nº 717/21 y su modificatoria se estableció que los precios del Bioetanol a base de caña de azúcar y de maíz serían los fijados por la Resolución N° 852/21 de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía, los que serían actualizados conforme y proporcionalmente a la variación del precio de las naftas en surtidor, de conformidad con la metodología descripta en dicha norma.

Según datos de la Secretaría de Energía, el valor del bioetanol a base de caña de azúcar a agosto de 2022 es de 88,24 pesos por litro. Dado que a partir del 1° de octubre de 2022 se produjo una variación en los precios de las naftas, se actualizó el cálculo de dicho precio que se fijó en 92,69 pesos por litro.

Se presentan a continuación dos gráficos referidos al comportamiento de los precios del bioetanol.

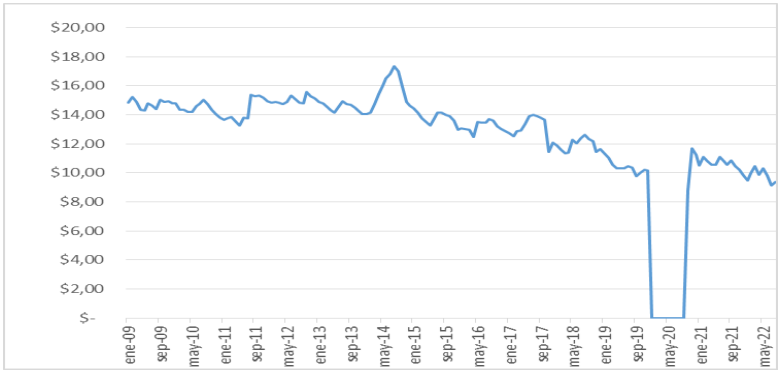
En el Gráfico N° 3 se puede observar el contraste en la evolución de precio según se valúe en términos corrientes, versus moneda constante. Es claro el comportamiento creciente de los precios en términos nominales (valores corrientes). Dicha tendencia creciente se acentúa a partir de mediados del año 2018. En tanto que cuando los mismos se expresan en moneda constante (*pesos* de diciembre de 2016) los precios muestran una tendencia si bien suave, de comportamiento descendente a lo largo del período.

Gráfico N° 3. Evolución del Precio de bioetanol. Comparación evolución $ corrientes versus $ constantes (Base: IPC base dic 2016=100)



Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación e IPC Nación base dic 2016=100 (Cátedra Economía Aplicada. Lic. Economía de la Universidad Nacional de Tucumán).

Gráfico N° 4. Evolución del Precio de bioetanol ($/l) en $ constantes (Base: IPC base dic 2016=100)



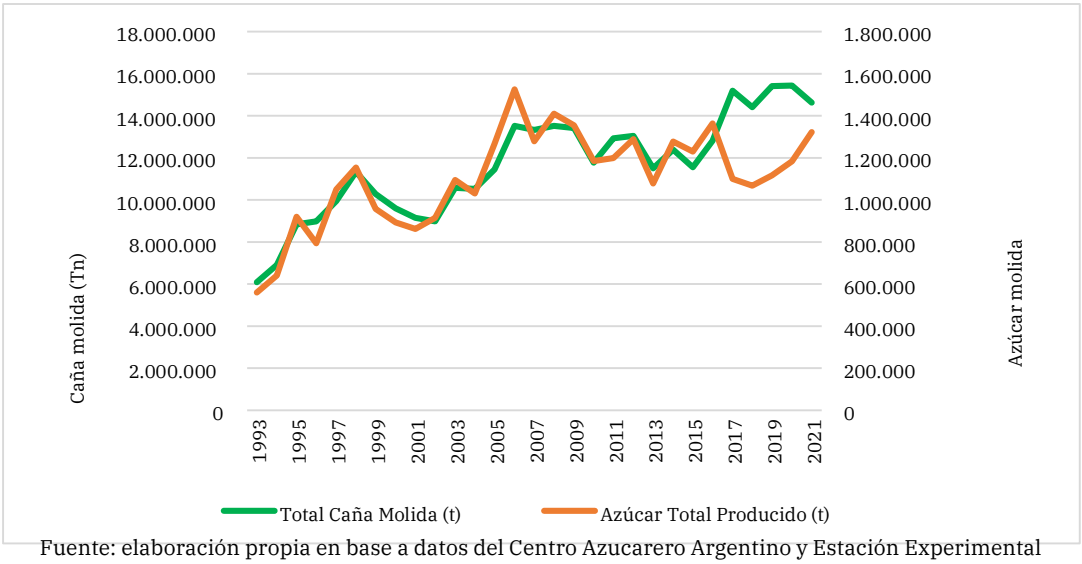
Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación e IPC Nación base dic 2016=100 (Cátedra Economía Aplicada. Lic. Economía de la Universidad Nacional de Tucumán).

En el Gráfico N° 4 se presenta la serie correspondiente a los precios valuados en moneda constante, es decir en términos reales (libres del efecto inflacionario). Al observar la evolución mensual, se puede apreciar una tendencia decreciente del mismo con excepción del período junio-septiembre de 2014. Este comportamiento en los precios contrasta con la creciente demanda interna de combustibles y a la subida del porcentaje de corte obligatorio fijado por la Secretaria de Energía como se comentó en el apartado dos del presente trabajo. A la vez, a partir del 2017 se observa un descenso más pronunciado en su evolución, consecuencia del letargo de las autoridades en materia de actualización del precio oficial. Esta situación que, en respuesta, podría reducir las disponibilidades de maíz y caña de azúcar para elaborarlo frente a otras oportunidades más atractivas. En ese sentido, como se

menciona en párrafos anteriores, la Secretaría de Energía de la Nación introdujo modificaciones en el cálculo de dicho precio, como respuesta a la situación inflacionaria por la que atraviesa la economía argentina.

En el siguiente Gráfico N° 5 se presenta la producción anual de caña y de producción de azúcar en la provincia de Tucumán. Como puede apreciarse, ambas series presentan una elevada asociación positiva. Sin embargo, a partir de 2016 se observa que mientras el total de la producción de caña continúa creciendo, la producción de azúcar si bien aumenta lo hace a un menor nivel, lo cual podría indicar que el incremento del cultivo se destinó a otro subproducto diferente del azúcar, siendo el principal candidato el bioetanol.

Gráfico N° 5. Evolución de la producción anual de caña de azúcar (t) y Azúcar (t) en el período 1993-2021)



Fuente: elaboración propia en base a datos del Centro Azucarero Argentino y Estación Experimental Agroindustrial Obispo Colombres.

Es así que, con el propósito de indagar la posible injerencia de esta ley en el destino final del cultivo de caña de azúcar, se procedió a calcular la tasa de correlación entre la tasa de variación anual (TIA) de la producción de caña (toneladas) y la tasa de variación interanual de la producción de azúcar en el período 1993-2021. A partir del análisis de la estadística descriptiva se observa una correlación positiva del 87% en el período comprendido entre los años 1993-2010. Ahora bien, cuando el periodo se extiende hasta 2021, la misma desciende al 67% indicando una caída de 20 puntos porcentuales (pp). Dicha disminución en la correlación entre ambas variables puede ser indicio de un crecimiento de un producto diferente al azúcar, a partir de la caña, es decir de bioetanol, lo cual da indicios a la diversificación de la tradicional industria sucroalcoholera al incorporar este biocombustible proveniente del insumo caña de azúcar.

Se presenta a continuación las estadísticas de dichas series.

Cuadro N° 3. Producción de caña de azúcar, azúcar y hectáreas cultivadas. Tasas de incremento anual. Período 1993-2021

Periodo	Azúcar Total Producido (Tn)	Total Caña Molida (tn)	Total producción azúcar (TMCV)	Hectáreas	TIA Azúcar	TIA Caña molida	TIA Hectareas
1993	560.550	6.092.256	607.345	224.800			
1994	640.408	6.912.665	693.311	224.800	0,142	0,135	0,142
1995	920.158	8.833.895	993.435	225.100	0,437	0,278	0,433
1996	793.419	8.976.865	856.315	210.000	-0,138	0,016	-0,138
1997	1.049.735	9.948.503	1.135.085	202.000	0,323	0,108	0,326
1998	1.153.551	11.328.747	1.247.927	222.000	0,099	0,139	0,099
1999	956.788	10.274.749	1.034.806	202.700	-0,171	-0,093	-0,171
2000	892.396	9.594.595	965.254	184.100	-0,067	-0,066	-0,067
2001	862.709	9.145.225	932.497	183.390	-0,033	-0,047	-0,034
2002	914.341	8.987.049	986.741	185.720	0,060	-0,017	0,058
2003	1.094.736	10.568.847	1.181.593	188.920	0,197	0,176	0,197
2004	1.030.352,34	10.518.534	1.111.375	200.530	-0,059	-0,005	-0,059
2005	1.267.288,05	11.450.965	1.349.475	193.120	0,230	0,089	0,214
2006	1.525.190,07	13.525.339	1.628.546	203.170	0,204	0,181	0,207
2007	1.279.131,71	13.324.735	1.374.215	217.060	-0,161	-0,015	-0,156
2008	1.409.589,03	13.514.387	1.509.832	219.130	0,102	0,014	0,099
2009	1.354.169,79	13.421.911	1.436.198	226.140	-0,039	-0,007	-0,049
2010	1.184.739,00	11.772.727	1.276.895	225.310	-0,125	-0,123	-0,111
2011	1.199.522,33	12.929.556	1.294.498	243.590	0,012	0,098	0,014
2012	1.289.458,45	13.049.375	1.391.379	251.810	0,075	0,009	0,075
2013	1.078.131,18	11.506.759	1.159.648	278.780	-0,164	-0,118	-0,167
2014	1.277.451,05	12.391.537	1.409.989	265.250	0,185	0,077	0,216
2015	1.229.750,15	11.550.295	1.353.646	271.370	-0,037	-0,068	-0,040
2016	1.362.891,52	12.818.013	1.456.548	274.180	0,108	0,110	0,076
2017	1.099.880,00	15.186.764	1.322.262	269.530	-0,193	0,185	-0,092
2018	1.067.494,00	14.406.815	1.356.372	273.460	-0,029	-0,051	0,026
2019	1.117.041,00	15.407.239	1.377.424	275.290	0,046	0,069	0,016
2020	1.183.847,00	15.434.210	1.404.016	276.880	0,060	0,002	0,019
2021	1.322.621,00	14.626.886		276.400	0,117	-0,052	-0,002

Fuente: elaboración propia en base a datos del Centro Azucarero Argentino. Estación Experimental Agroindustrial Obispo Colombres (EEAOC).

4.c) Análisis integral de la situación. Fortalezas, Oportunidades, Debilidades, Amenazas (FODA)

En ese apartado el análisis del sector sucroalcoholero en relación a la producción y consumo de bioetanol en Argentina, se realiza mediante el uso de la metodología FODA, que permite complementar el análisis previo a la vez de brindar una visión integral del mismo. Entre las principales observaciones detectadas encontramos las siguientes:

Fortalezas

- La producción de bioetanol de caña de azúcar tiene como fortalezas el *Know how*, la gran disponibilidad de materia prima como así también de tierras disponibles en caso de ser necesario.
- Permite diversificar la matriz productiva del sector cañero azucarero, que representa en promedio el 8,96% del PBG de la provincia de Tucumán, y cuya performance productiva estuvo tradicionalmente anclada al producto azúcar.
- Contribuir al uso de energías renovables con menor impacto de contaminación en relación a los combustibles fósiles.
- Un balance energético y ambiental positivo y más favorable que el etanol derivado de cereales.

- Costos de producción menor al del etanol producido a partir de cereales.
- Valor agregado a la producción agrícola y desarrollo sustentable a las economías regionales.
- Existencia de un mercado interno con capacidad de oferta y demanda inmediata.

Oportunidades

- La creciente importancia de la conciencia favorable al uso de energías renovables.
- El apoyo del gobierno nacional mediante la Ley 26.093 cuyo principal objetivo es fomentar la inversión e instalación de industrias dedicadas a la elaboración del mencionado biocombustible.
- Mercado internacional demandante de biocombustibles, en crecimiento.
- Agregado de valor a la cadena sucroalcoholera.
- Reducción de la dependencia en las energías no renovables y mayor seguridad en el abastecimiento energético.
- Mejoras ambientales por reducción de emisiones contaminantes.
- Generación de inversiones y empleo, directo e indirecto, regional y rural.

Amenazas

- Inestabilidad económica nacional que pueda atentar contra los proyectos de inversión que están en ejecución y los por ejecutar.
- Precio internacional del azúcar elevado que pueda influir en la decisión de los industriales de destinar más materia prima para la elaboración de este producto en vez de etanol.
- Debilitamiento de los instrumentos políticos actuales especialmente los referidos o relacionados con los factores de producción**.**
- El debilitamiento de los precios de los biocombustibles en relación con los fósiles, tornándolos poco competitivos.
- Problemas en la disponibilidad de energía para el proceso industrial**.**
- La resistencia /oposición del sector petrolero**.**

Debilidades

- Limitado desarrollo de cultivos energéticos que no compitan con alimentos y presenten altos rendimientos en zonas.
- Tener como competidor directo el Gas Natural Comprimido con un costo inferior para el consumidor final.
- Elevada incidencia de la mano de obra en los costos.
- La producción de bioetanol genera un residuo contaminante (Vinaza) cuyo tratamiento debe ser incorporado en el proceso de fabricación.
- Ausencia de financiamiento nacional para la investigación, desarrollo e innovación.

5. Conclusiones

No podemos dejar de lado el hecho que la coyuntura externa es un determinante significativo del desempeño de la industria de biocombustibles. Unido a ello, se encuentran los factores internos tales como inflación de precios, presión tributaria, determinaciones de precios poco acordes al contexto, entre otros.

De acuerdo con investigaciones realizadas por la Bolsa de Cereales de Rosario, podemos decir que una mayor demanda de transporte, acompañando el crecimiento económico del 2022, llevó a una suba en el consumo de combustibles a lo largo y a lo ancho de nuestro país, acercándose la producción de naftas a los máximos de 2017. Al tener esta nafta un corte obligatorio del 12%, la producción de bioetanol en Argentina acompañó el alza y mostró un crecimiento cercano al 16% interanual en 2022. Sin embargo, mientras el bioetanol de maíz creció un 31%, el bioetanol proveniente de caña presentó una variación interanual negativa del 4%, en tanto que la provincia de Tucumán, que en el año 2021 –post pandemia–, tuvo crecimiento interanual en la producción de bioetanol del 20,0%, en el año 2022 no mostró cambios con respecto a 2021. Ahora bien, por otra parte, se hace fundamental dar previsibilidad al sector del bioetanol en cuanto a la determinación de precios razonables que alcancen

a cubrir costos y se fije una rentabilidad adecuada, tal cual lo expresa la ley N° 27.640 de Marco Regulatorio de Biocombustibles. Asimismo, una de las solicitudes al Gobierno Nacional respecto al bioetanol incluye la posibilidad que se autorice de manera progresiva un incremento en el corte hasta el 27% de etanol con nafta (E27) para el parque automotor, en línea con la posición que se ha adoptado en el Mercosur, especialmente Brasil y Paraguay. De esta forma se empezarían a utilizar los automóviles con motores *flex y kids* de conversión para toda la flota, tal como sucede en Brasil. Llegar a este meta se daría en un proceso progresivo, pero absolutamente factible.

Del análisis de las estadísticas se pudo observar durante el periodo de estudio lo siguiente:

Incremento en la producción de bioetanol, acompañada por un aumento en la demanda.

Variaciones de precios ascendentes que tuvieron que ser evaluadas en su determinación, para poder ajustares al nuevo contexto inflacionario.

La provincia de Tucumán tiene condiciones de disponibilidad de tierras y condiciones agroecológicas favorables para la producción de caña de azúcar que sostenga una producción estable para sustituir el 12% de la producción de naftas con etanol.

Sería deseable la investigación integral de la producción de bioetanol a fin de garantizar que las mismas se hagan con las adecuadas bases sustentables como son los análisis de ciclo de vida, planes de vigilancia tecnológicas, etc.

De acuerdo con el análisis de la estadística descriptiva entre producción de azúcar, caña y superficie cultivada, desde los años 1993 hasta 2010 se observa una asociación del 87% y cuando el periodo se extiende hasta 2021, la misma desciende a 0,68 indicando una caída que puede ser indicio de un crecimiento de producción alternativa a partir de la caña, es decir de Bioetanol. Este hallazgo da cuenta de una diversificación de la matriz productiva sucroalcoholera, ligada de antaño a la performance del producto principal azúcar. Asimismo, el bioetanol proveniente de la caña de azúcar contribuye al uso de energías renovables y con ello contribuye a la sustentabilidad del medioambiente.

Esta inquietud será fuente de investigación en una futura extensión del presente trabajo donde se indague en una estimación econométrica que incluya al PBG como variable dependiente y la producción de bioetanol como subproducto alternativo diferente al azúcar.

6. Referencias bibliográficas

Lannes, F. y Pucci, C. (2007). La agroindustria azucarera y su influencia en el Producto Bruto Interno de Tucumán". Publicación técnica del Banco de Santiago del Estero.

Dirección de Estadísticas de Tucumán. (2010). Actividad Económica de Tucumán. www.tucuman.gov.ar Consulta realizada el 10 de febrero de 2023.

Wooldridge, J. M. (2009). Introducción a la econometría. Un enfoque moderno. 4ª edición. CENGAGE Learning.

Secretaría de Energía. Subsecretaría de Planeamiento Energético. Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos. Dirección de Información Energética. Tecnología de la Información. (2023). https://datos.gob.ar/dataset/energia-estadisticas-biodiesel-bioetanol/archivo/energia_0df1eeda-854b-44b0-8ea6-1a537f167fa4 Consulta realizada el 16 de febrero de 2023. www.argentina.gob.ar/energia/hidrocarburos

Ríos, F. L. (2012). La producción de bioetanol como un aporte al desarrollo económico de la provincia de Tucumán.

Secretaria de Energía. Subsecretaría de Hidrocarburos. Dirección Nacional de Refinación y Comercialización. Dirección de Biocombustibles (2022). www.energia.gob.ar. Consulta realizada el 10 de febrero de 2023.

Bolsa de Cereales de Rosario (2023). AÑO XL - N° Edición 2089 - *Especial Campaña de Maíz 2022/23* - 17 de febrero de 2023. https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias informativo-semanal/el-2022-cerro . Consulta realizada el 24 de febrero de 2023.

Análisis de los impactos socioeconómicos y ambientales del nuevo marco regulatorio de la industria de biocombustibles

INÉS DEL VALLE ASIS*.ENRIQUE LEOPOLDO CASTRO GONZÁLEZ† DANIEL ANTONIO PARISI‡ SILVANA ANDREA SATTLER§

Resumen

En el trabajo se analizan los impactos de los cambios incorporados en la Ley Nacional N° 27.640 del año 2021 que estableció el nuevo marco regulatorio para la industria de los Biocombustibles en Argentina hasta el año 2030. En particular, se analizan los efectos sobre la matriz energética argentina y sus impactos socioeconómicos y ambientales, se incluirá también un análisis de los precios del mercado interno de biodiésel.

Para ello, se presentará en primer lugar, un estudio descriptivo de la evolución del mercado del gasoil y del biodiésel, para continuar exponiendo una breve reseña de los principales aspectos legales de la nueva regulación y de sus principales variables. Ello permitirá inferir los cambios en la matriz energética del país y sus consecuentes impactos ambientales. En un segundo lugar, se realizará un análisis econométrico con el objetivo de explicar el comportamiento del precio del gasoil y su relación con los costos de provisión (incluido el precio del biodiésel), el corte legal de biodiésel (porcentaje de biodiésel que contiene cada litro de gasoil) y las ventas de gasoil.

Los resultados del análisis descriptivo muestran la existencia de fuertes regulaciones en ambos mercados, que dificultan su desarrollo; mientras que, el análisis econométrico indicaría que los precios dependen de la evolución del precio del biodiésel, del corte legal y de las ventas de gasoil. Las razones que explican estas conclusiones, se derivan de las modificaciones del marco regulatorio y los objetivos particulares que originaron la nueva ley.

Palabras Claves | biodiésel, impactos, regulación, precios, gasoil

Analysis of the socioeconomic and environmental impacts of the new framework biofuels industry regulation

Abstract

This paper analyzes the consequences of the changes incorporated in the National Law 27.640 of the year 2021 that established the new regulatory framework for the Biofuels industry in Argentina until the year 2030. In particular, the effects on the Argentine energy matrix and its socioeconomic and environmental impacts, an analysis of the prices of the internal biodiésel market will also be included.

For this, a descriptive study of the evolution of the gasoil and biodiésel market will be presented first, to continue exposing a brief review of the main legal aspects of the new regulation and its main variables. This will allow inferring changes in the country energy matrix and its consequent environmental impacts. In a second place, an econometric analysis will be carried out in order to explain the behavior of the price of gasoil and its relationship with the costs of provision (including the price of biodiésel), the legal blend of biodiésel (percentage of biodiésel contained in each liter diesel) and gasoil sales.

The results of the descriptive analysis show the existence of strong regulations in both markets, which make their development difficult; while the econometric analysis would indicate that prices depend on the price of biodiésel,

* Instituto de Economía y Finanzas y Departamento de Economía y Finanzas. Facultad de Ciencias Económicas. Universidad Nacional de Córdoba.ines.asis@unc.edu.ar

† Departamento de Economía y Finanzas. Facultad de Ciencias Económicas. Universidad Nacional de Córdoba. enrique.castro@mi.unc.edu.ar

‡ Departamento de Economía y Finanzas. Facultad de Ciencias Económicas. Universidad Nacional de Córdoba. danielparisi@unc.edu.ar

§ Departamento de Economía y Finanzas. Facultad de Ciencias Económicas. Universidad Nacional de Córdoba. silvana.sattler@unc.edu.ar

the cut and the gasoil sales. The reasons that explain these conclusions are due to the modifications of the regulatory framework and the particular objectives that originated the new Law.

Keywords | biodiésel, impacts, regulation, prices, gasoil

1. Introducción

La promulgación de la Ley Nacional N° 26.093/2006, Régimen de regulación y promoción para la producción y uso sustentables de los biocombustibles y su Decreto Reglamentario N° 109/2007 determinó el surgimiento de la industria de los biocombustibles en la República Argentina. Uno de los fines manifiestos en la formulación de esa ley fue el de impulsar a las pequeñas y medianas empresas del sector, lo que se alcanzaría por medio de diferentes ayudas fiscales y permisos de instalación de plantas, teniendo prioridad las pymes en la adjudicación del cupo para las ventas internas.

El marco legal de la industria respondió al vertiginoso crecimiento de las economías mundiales, que buscaron la manera de sustituir el combustible fósil por otras fuentes alternativas de energía. De esta manera surgió la posibilidad de usar biocombustibles.

Respondiendo a ese fin, se establecieron regulaciones y promociones y una serie de resoluciones, decretos y notas regulatorias adicionales. Es importante advertir que el régimen regulatorio se extiende sobre la producción –a través de cupos–, los precios internos, el porcentaje del corte obligatorio y la autorización para instalarse y poder ejercer la actividad de producción en biodiésel, bioetanol y biogás. Lo establecido en el marco legal, tuvo un carácter temporal –con una vigencia de quince años para el orden federal, con posibilidad de ser ampliado–. Por otra parte, también existen otros instrumentos de promoción de carácter provincial que ofrecen aquellas provincias que adhieren a la ley nacional.

Otro de los aspectos contenidos en la Ley Nacional N° 26.093, se refirió a las disposiciones que deben cumplir las empresas para poder entrar en la industria, las cuales son diferentes en las distintas jurisdicciones. Por otro lado, la Secretaría de Energía de la Nación fue el organismo encargado de la aplicación de la norma; fijando también disposiciones de carácter no tributario o fiscal establecidas a través del dictado de normas técnicas para la habilitación de las plantas, fijación del corte o mezcla, determinación del precio interno de referencia de los biocombustibles y estándares de calidad que deben cumplir los biocombustibles.

Del análisis de la Ley Nacional N° 26.093, se pueden expresar tres aspectos fundamentales a considerar:

- Un elevado poder de regulación con una multiplicidad de instrumentos en manos de las autoridades de aplicación, por considerarse una industria estratégica.
- Una dispersión de las competencias entre los organismos actuantes en su aplicación.
- La extensión en los órdenes federal, provincial y municipal que deben transitar y aprobar las empresas que busquen instalarse para poder encuadrarse en los términos de la ley.

Estos tres aspectos centrales constituyeron una integridad que determinó claras inequidades entre los posibles beneficiarios interesados –una negación al principio de universalidad– y, a su vez, ineficacia frente a los objetivos establecidos en su origen; principalmente, el de alcanzar el desarrollo regional y fomentar las industrias pequeñas de autoconsumo.

Con anterioridad al vencimiento de la legislación establecido en Ley Nacional N° 26.093, en el año 2020 y en el ámbito del Congreso de la Nación, comenzó el análisis de los cambios del sistema de regulaciones en la industria de los biocombustibles en el país. El nuevo marco regulatorio vino dado por la Ley Nacional N° 27.640/2021; en ella, se expresan los nuevos cortes a regir para el biodiésel del 5% (con posibilidad de reducirlo al 3% o incrementarlo) y del bioetanol del 12%, entre otros aspectos de la nueva regulación para este mercado.

Por otro lado, se dispuso que la asignación del cupo es a las empresas que elaboran biodiésel, pero no exportan, dado que a ellas se les asignará proporcionalmente en función del equivalente mensual de la capacidad de elaboración anual (continuando con un límite máximo de 50.000 toneladas anuales). Para el caso del etanol, el 6% de corte, se dispuso que será establecido a las empresas elaboradoras de manera proporcional, según el equivalente mensual de los cupos acorde a los cálculos que se establecían en la ley anterior.

Respecto al precio, la nueva ley señala que las "empresas encargadas de llevar a cabo las referidas mezclas obligatorias podrán adquirir libremente biocombustibles para obtener mezclas superiores a las del porcentaje obligatorio vigente, pactando en tal caso el precio y el aprovisionamiento de los productos, con las empresas elaboradoras de los mismos, al igual que en los casos en que se lleve a cabo la comercialización de biocombustibles que no tenga por destino la mezcla obligatoria con combustibles fósiles." Agrega además, que los precios serán definidos por la autoridad de aplicación garantizando la "rentabilidad determinada por la misma, considerando los costos de su elaboración, transporte y el precio para producto puesto en su planta de producción"[1].

A partir de lo expresado en los párrafos anteriores, en este trabajo, se analizan los impactos de los cambios incorporados en la Ley Nacional N° 27.640 del año 2021 que estableció el nuevo marco regulatorio para la industria de los Biocombustibles en Argentina hasta el año 2030. En particular, se analizan los efectos sobre la matriz energética argentina y sus impactos socioeconómicos y ambientales, se incluirá también un análisis de los precios del mercado interno del biodiésel.

Para ello, se presentará en primer lugar, un estudio descriptivo de la evolución del mercado del etanol y del biodiésel, para continuar exponiendo una breve reseña de los principales aspectos legales de la nueva regulación y de sus principales variables en los dos productos del mix de biocombustibles del país. Ello permitirá inferir los cambios en la matriz energética del país y sus consecuentes impactos ambientales. En segundo lugar, se realizará un análisis econométrico con el objetivo de explicar el comportamiento del precio del gasoil y su relación con los costos de provisión (incluido el precio del biodiésel), el corte legal de biodiésel (porcentaje de biodiésel que contiene cada litro de gasoil) y las ventas internas de gasoil.

Los resultados del análisis descriptivo muestran la existencia de fuertes regulaciones en ambos mercados, que dificultan su desarrollo; mientras que, el análisis econométrico indicaría que el precio del gasoil depende de la evolución del precio del biodiésel, del corte legal y de las ventas internas de gasoil. Las razones que explican estas conclusiones, se derivan de un conjunto de hechos que se analizarán a continuación.

2. Revisión de la literatura

En "La Industria de los Biocombustibles en Argentina. Análisis de su evolución, situación actual y perspectivas"[2] (Asis, I., Sattler, S. y Castro González, E., 2023), los autores, analizan exhaustivamente el sector de los biocombustibles en la República Argentina, a partir de la promulgación de la Ley Nacional N° 26.093/2006, "Régimen de regulación y promoción para la producción y uso sustentables de los biocombustibles" y su Decreto Reglamentario N° 109/2007 que determinó el surgimiento de la nueva industria.

En las Referencias Bibliográficas del punto 6, se indican los trabajos más importantes que permiten abordar los antecedentes del tema en estudio, en los aspectos referidos al nacimiento de la industria, a nivel global y en la República Argentina, imprimiendo una especial atención a la regulación del mercado.

Por otro lado, Coloma, G. (1998), analiza el comportamiento del mercado de combustibles líquidos en Argentina entre los años 1994 a 1997. En ese trabajo, se muestran regresiones alternativas para explicar el comportamiento del precio de los hidrocarburos en base a variables de costos de provisión y de concentración de mercado. El autor, concluye que la evolución de los precios internos del producto, está correlacionada con los precios internacionales del petróleo y con la utilización de la capacidad de refinación; sin embargo, no encuentra una correlación significativa con los indicadores de concentración de la oferta.

[1] Lo cual es poco probable que ocurra, dado que para ello se debería realizar un análisis exhaustivo de los costos de las empresas, e informarse sobre los mismos a través de trabajos compartidos entre el regulador y las empresas que constituyen la industria.

[2] La Industria de los Biocombustibles En Argentina. Análisis de su evolución, situación actual y perspectivas. Asis, I. d V., Sattler, S.A., Castro González, E.L. (2023). Editorial de la Universidad Nacional de Córdoba. Pp. 43 a 62.

En este trabajo, se realiza una primera aproximación siguiendo las premisas del estudio citado para analizar la evolución mensual de los precios netos de impuestos del gasoil grado 2 en el periodo de 2018 a 2022, tal como se indicará a continuación en la metodología. Con respecto a los resultados comparados con el trabajo de Coloma, es de destacar que mientras ese trabajo analiza los determinantes del gasoil en un período de economía abierta, ausencia de inflación y relativa estabilidad de precios relativos de la economía; en este trabajo la situación del contexto macroeconómico corresponde a una economía cerrada, con alta inflación y una marcada distorsión en los precios relativos del sector. Es de esperar que ello introduzca diferencias significativas en los resultados de la aplicación del modelo econométrico.

3. Metodología y datos

La metodología empleada en trabajo responde al cumplimiento de los objetivos planteados. En primer lugar, se realiza una descripción de la situación actual y evolución del sector, en base a la bibliografía señalada.

Posteriormente, se realiza una primera aproximación para analizar la evolución mensual de los precios netos de impuestos del gasoil grado 2 en el periodo de 2018 a 2022; considerando inicialmente, como como variables explicativas el precio del petróleo crudo WTI (*West Texas Intermediate*), el precio barril "criollo", el porcentaje de utilización de capacidad de refinación, las ventas internas de gasoil y la participación de la empresa líder YPF en el total de ventas. A diferencia del trabajo de Coloma, no se profundiza en otras medidas de concentración. Ya que el objetivo de este estudio es incorporar al biodiésel como posible variable explicativa, se utilizarán dos variables explicativas adicionales: el precio promedio mensual por tonelada de biodiésel y el porcentaje de corte legal, este es porcentaje de biodiésel fijado por ley que tiene que tener cada litro de gasoil vendido. Esos guarismos corresponden a cortes del 10% en el período Enero-2018 a Julio -2021, del 5% para Agosto-2021 a Mayo-2022 y del 12,5% a partir de Junio-2022.

En el periodo 2018 a abril de 2020, la referencia era el precio internacional del petróleo WTI pero con la pandemia en mayo de 2020, el Decreto 488/2020 estableció un precio sostén de 45 USD el barril criollo para el mercado interno. Sin embargo, debido a diferentes acuerdos del sector, luego de que el precio internacional se mantuviera por encima de los 45 USD, se estableció un precio de 55 USD a mediados de 2021; posteriormente, en abril de 2022 aumentó a 65 USD. En virtud de estos hechos, se incluye una variable para mayo de 2020 que permite separar el periodo antes y después del barril "criollo".

La construcción de las series de la base de datos utilizada, respondió a los siguientes criterios:

- Las series en pesos (precio biodiésel y precio gasoil sin impuestos) fueron deflactadas usando el Índice de Precios al Consumidor de Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), base enero 2018 –mes de inicio de la serie, considerada hasta diciembre de 2022–.
- Las series en pesos fueron convertidas a dólares, utilizando el tipo de Cambio de Referencia Comunicación "A" 3500 (Mayorista) promedio mensual del Banco Central de la República Argentina (BCRA).
- Para el precio del gasoil, se consideró el Sistema en línea de precios de combustibles en surtidor, que parte del Sistema Unificado de Información Energética de la Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyecto –creado por la Resolución N° 314/2016 del MINEM–. La norma establece que los titulares de la boca de expendio deben informar sus precios vigentes en surtidor (naftas, gasoil y GNC) antes de cumplirse las ocho horas de producido un cambio en los mismos.
- Las Ventas internas de gasoil excluye ventas a empresas del sector, se expresan en unidades físicas.
- Las series de precios, participación de las ventas de YPF y demás variables del sector energético, provienen de información estadística de la Secretaría de Energía de la Nación, cuyas publicaciones se muestran en las referencias bibliográficas de páginas web del punto 6.
- El tipo de cambio indicado proviene del BCRA y el índice de precios al consumidor, del INDEC, todos incluidos también, en las páginas web de las referencias bibliográficas.

4. Resultados

4.1 Análisis descriptivo

La industria de biocombustibles en nuestro país, ha seguido un sendero de concentración debido a su propia naturaleza; esto es por tratarse de una actividad que exige, para poder competir, de fuertes economías de escala y, por lo tanto, de grandes inversiones en infraestructura. Mucho más notables se vuelven estas características cuando se forman grupos económicos entre las mismas firmas. Las fusiones de empresas intensifican los beneficios de las economías de complementación, de integración y de escala. También es importante señalar que las grandes aceiteras tienen un elevado poder monopólico sobre la propiedad de la fuente de provisión de la materia prima, que es el aceite.

La industria del biodiésel presentó una clara expansión hasta el año 2008, crecimiento activado con el Acuerdo de Abastecimiento de Biodiésel del año 2010, potenciado con la introducción del corte obligatorio del B74. Ya a partir del año 2009, las firmas de biodiésel de menor escala y no integradas con las productoras de aceite, fueron perdiendo competitividad y abandonando la industria. El otro factor que influyó en la caída de participación de las firmas más pequeñas, fue el aumento de los costos de la mano de obra, que determinó una reducción de la relación precio-costos variables, por cada tonelada producida de biodiésel, al mantenerse retrasados los precios oficiales del producto. Sin embargo, las buenas condiciones de la demanda internacional fueron alentando un crecimiento de la industria y un giro hacia la concentración de empresas de la industria.

La producción de biocombustibles en Argentina, comprende la producción de etanol. en base a maíz o caña de azúcar, y la producción de biodiésel, en base a aceite de soja. A continuación, se presenta la evolución y situación actual de los aspectos generales de la industria de cada uno de ellos.

En Argentina, la capacidad estimada de la industria de etanol para el año 2021, era de 1.008.057 m^3/año, que se traduce en un uso teórico de 2.706.189,49 toneladas de maíz destinadas para la producción de etanol –a plena capacidad instalada– (considerando el coeficiente de conversión de m^3 a toneladas (t) de maíz, según Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA) que indica es de 2,68.456). Las ventas de este combustible dependen del porcentaje de corte, dado que el mismo no se exporta; así, el incremento en la demanda de naftas o el aumento del valor del corte, son los factores que impulsan el incremento del consumo interno de este biocombustible y con ello, su producción. Los valores de producción y ventas anuales, se pueden observar en la Tabla 1.

Tabla 1. Producción y venta anual de Bioetanol

Período	Bioetanol Total	
	Producción (En m^3/año)	**Ventas Totales (En m^3/año)**
2009	23.297	2.664
2010	124.930	117.806
2011	173.623	165.392
2012	250.489	237.843
2013	472.380	474.752
2014	671.121	663.102
2015	815.408	803.639
2016	889.945	910.891
2017	1.105.107	1.076.875
2018	1.113.781	1.063.868
2019	1.073.495	1.063.418
2020	808.725	764.329
2021 (*)	1.008.057	998.508
2022 (*)	1.064.097	1.014.557

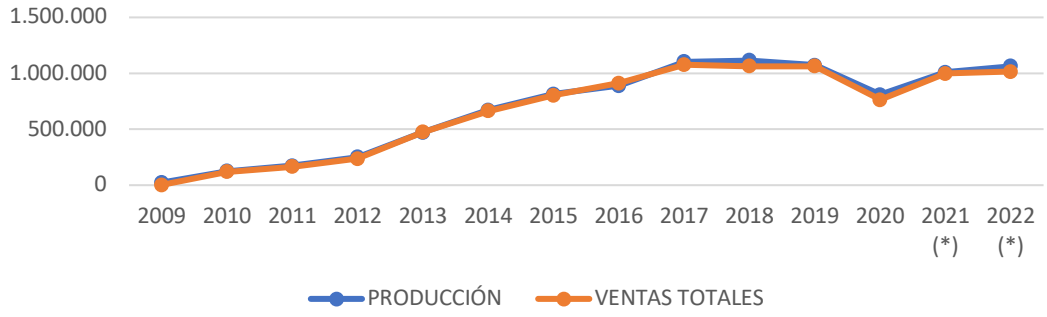
(*) Dato Provisorio Estimado

Fuente: elaboración propia en base a datos del Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

Como se observa en el Gráfico 1, la producción, medida en m^3 por año, creció de manera continua y acelerada hasta el año 2018, mientras las ventas lo hicieron hasta el año 2017 (también medidas en m^3 por año[3]). A partir de esos años ambos guarismos caen por el impacto de las nuevas regulaciones del sector, en los primeros años y fuertemente por la caída general de la actividad económica que generó la pandemia en el año 2020. A partir del año 2021 las series se revierten, pero sin recuperar los valores máximos alcanzados históricamente. Es importante señalar que el incremento en la producción entre los años 2009 y 2018 fue de casi el 5.000%.

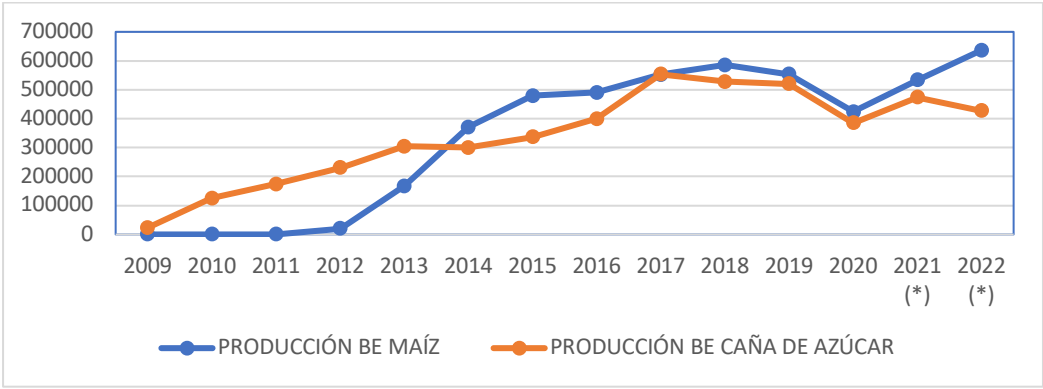
Si el análisis se realiza sobre la producción de Bioetanol por tipo de materia prima (MP), se advierte que, si bien el comportamiento general de la producción de bioetanol en base a maíz y en base a caña, son similares a las series anteriores, se pueden separar dos períodos claramente diferentes en la composición del etanol por tipo de materia prima empleada en su producción. El primero, comprende los años 2009 al 2013, que muestra que el bioetanol producido en base caña de azúcar concentró la producción total de bioetanol; a partir del año 2014, se revierte la composición de materia prima utilizada para la producción del producto, pasando a ser el maíz, el insumo más importante en su producción. Como resultado de la pandemia y el cambio de corte para el maíz, en los años 2020-2021, ambas producciones fueron muy equilibradas en cuanto al insumo empleado en la producción. La tendencia parece retornar a la situación previa en el año 2022, respondiendo al aumento del corte fijado por el gobierno y el nivel de actividad.

Gráfico 1. Producción y venta anual de Bioetanol en m^3



Fuente: elaboración propia en base a datos del Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

Gráfico 2. Producción anual de Bioetanol por tipo de materia prima (MP)[4]

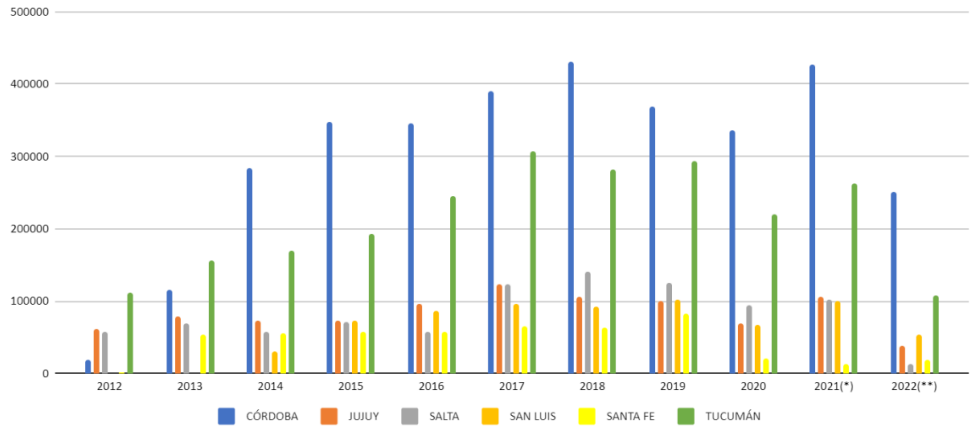


Fuente: elaboración propia en base a datos del Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

[3] La en primeros diferencia entre producción y ventas totales, ambas medidas en m^3 por año, explican el autoconsumo de bioetanol, indicado en los párrafos precedentes.

[4] Es imprescindible conocer los costos de las empresas para comprender por qué dejar de producir azúcar para producir etanol no es rentable, siendo solo rentable producir etanol en base a melaza durante el proceso de zafra. (Romero y Sattler, 2022).

Gráfico 3. Producción de etanol por provincia para los años 2012 a 2022

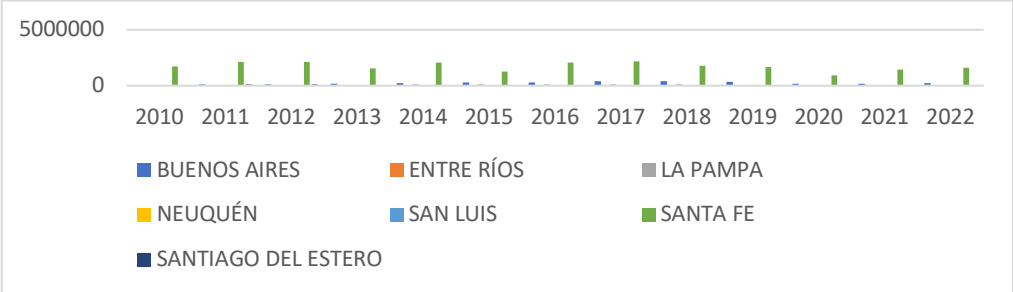


Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

Al analizar lo que sucede por provincia, las que producen etanol son Salta, Jujuy, Córdoba, San Luis, Santa Fe y Tucumán. Respecto a la producción de cada una de ellas, se observa que Córdoba es la provincia que más produce y consume etanol, seguida por Tucumán; con una participación menor y prácticamente constante, se encuentran las provincias de Jujuy, Salta, San Luis y Santa Fe (Gráfico 3).

A continuación, se analizará el caso del biodiésel. En este caso, la capacidad instalada de planta estimada, considerando que el ritmo de las inversiones en el sector se ha detenido en el año 2014 (creciendo solo la capacidad instalada de plantas muy pequeñas, que no se encuentran en los registros del Ministerio de Energía), se estima que la capacidad promedio de planta era de 123.267 t/año. Si para el año 2022, la capacidad de la industria fue de 3,9 millones de t/año; se puede inferir que, para operar a plena capacidad, se requerirían 24.019.747,93 t de soja (cálculo realizado en base al coeficiente 0,162 de conversión de soja a biodiésel, valor estimado en el informe del INTA (Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria, 2012). Por otra parte, si se analiza la distribución geográfica de la capacidad instalada en la producción de biodiésel en Argentina, se puede observar que casi un 80% se encuentra en Santa Fe, en especial las de gran envergadura; a continuación, se encuentra Buenos Aires (Gráfico 4). La cercanía a los puertos de salida del producto, explica la localización de las firmas, puesto que se trata de un producto destinado especialmente el comercio exterior. Al analizar lo que sucede a nivel país, de la Tabla 2 se desprende que la producción se incrementa desde el año 2008 al 2011, para mantenerse en valores cercanos a los dos millones de toneladas, fluctuando por situaciones del mercado externo, pero disminuyendo bruscamente en el año 2020 debido a la pandemia que llevó a menor demanda de biodiésel a nivel nacional como internacional, recuperándose en los años 2021 y 2022. En el Gráfico 4 se observan la diferencia entre las fluctuaciones de producción y exportaciones por las razones expresadas, frente a un comportamiento relativamente estable de las ventas internas que responde exclusivamente al porcentaje de corte con el gasoil en el mercado doméstico.

Gráfico 4. Producción de biodiésel por provincia para los años 2010 a 2022



Fuente: elaboración propia en base a datos del Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

Tabla 2. Producción y venta anual de Biodiésel (En t)

Período	Producción	Ventas internas por corte	Otras Ventas	Exportaciones
2008	711.864,00	-	265,00	680.219,00
2009	1.179.103,00	-	426,00	1.142.283,00
2010	1.820.385,00	503.325,00	5.241,00	1.342.318,00
2011	2.429.964,00	739.486,00	9.256,00	1.649.352,00
2012	2.456.578,00	824.394,00	50.400,00	1.543.094,00
2013	1.997.809,00	884.358,00	618,00	1.149.259,00
2014	2.584.290,00	969.456,00	685,00	1.602.695,00
2015	1.810.659,00	1.012.958,00	1.403,00	788.226,00
2016	2.659.274,76	1.033.331,23	3.068,52	1.626.263,79
2017	2.871.435,00	1.173.294,96	238,11	1.650.119,05
2018	2.428.997,06	1.098.458,21	1.433,29	1.401.316,86
2019	2.147.270,48	1.070.961,49	65.767,18	1.015.006,82
2020	1.157.364,11	477.523,69	21.335,58	597.204,88
2021 (*)	1.646.158,53	595.628,49	1.859,80	1.019.657,33
2022 (*)	1.810.795,98	654.419,79	1.900,24	1.177.101,35

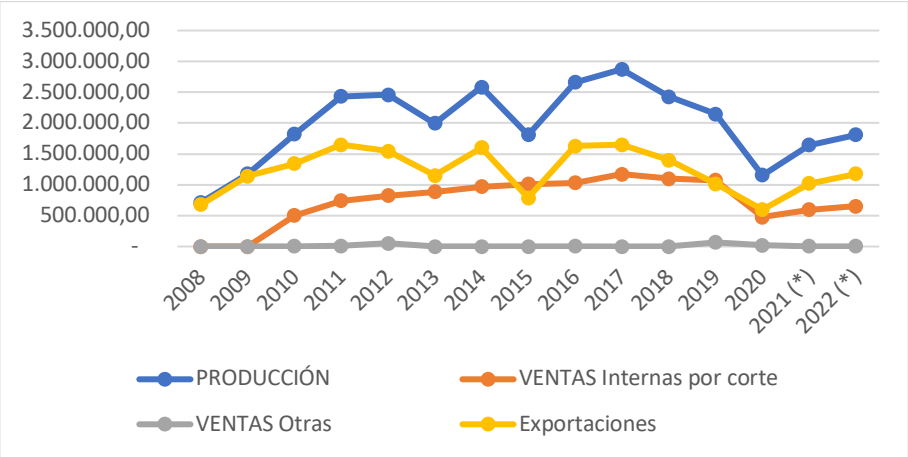
(*) Dato Provisorio Estimado

Fuente: elaboración propia en base a datos del Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

Para concluir el análisis descriptivo del sector, se analizarán a continuación lo correspondiente a los precios de los biocombustibles.

Tal como se expresó anteriormente, los precios son definidos por la autoridad de aplicación, la Secretaría de Energía de la Nación; se destaca, no obstante, que su publicación y difusión en el caso del etanol, no se realiza de manera regular y oportuna, atento a las necesidades de la industria, de manera de ajustar adecuadamente sus decisiones de producción y ventas. Por otro lado, el valor que se determina, resulta en un precio por debajo de los costos de producción para un conjunto importante de firmas –los pequeños productores–; que contradictoriamente, resulta grupo de empresas que la legislación argentina intenta proteger. Los precios mensuales para el etanol, se muestran en la Tabla 3.

Gráfico 5. Producción y venta anual de Biodiésel



Fuente: elaboración propia en base a datos del Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

Tabla 3. Precio de etanol (en $/litro)

Período	**Bioetanol a base de**	**Bioetanol a base de**
	Caña	**Maíz**
A partir del 04/12/2022	123,422	123,422
nov-22	118,482 (vigentes desde del 03/11)	118,482 (vigentes desde del 03/11)
	112,839 (vigentes desde del 02/11)	
oct-22	92,699	112,839
sep-22	88,240 (vigente)	107,411
ago-22	88,240 (vigente a partir del 21/8)	103,76
jul-22	80,561 (vigente hasta el 20/8)	100,74
jun-22	80,561 (vigente)	98,28
may-22	80,561	96,35
abr-22	73,11	94,93
mar-22	73,11	73,11
feb-22	65,42	65,42
sep-21	59,35	59,35
a partir del 1/7/2021	55,663	55,663
may-21	51,132	51,132
abr-21	49,6	49,6
mar-21	48,7	48,7
feb-21	47,8	47,8
ene-21	43,6	43,6
oct-20	32,789	32,789

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

Para el caso del biodiésel, se observan los precios hasta marzo del presente año, lo que le otorga mayor previsibilidad en el mercado (Tabla 4).

Tabla 4. Precio de biodiésel (en $/tonelada)

Mes	Precio único
mar-23	283.106
feb-23	272.217
ene-23	261.747
dic-22	251.680
A partir del 15/11/2022	242.000
sep-22	220.000
ago-22	198.143
jul-22	194.297
jun-22	185.785
may-22	182.143
abr-22	179.451
mar-22	143.265
feb-22	139.771
ene-22	135.700

dic-21	131.859
nov-21	127.400
oct-21	124.900
sep-21	122.453
a partir del 01/07/2021	112.000
may-21	92.558
abr-21	90.300
mar-21	89.975
feb-21	86.875
ene-21	77.300
15/10/2020	48.533

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

4.2 Análisis econométrico

El modelo a estimar asume la siguiente expresión:

$Y_t = \alpha + \beta_1 X_{1t} + \beta_2 X_{2t} + \beta_3 X_{3t}$

Siendo

Y_t = el precio de gasoil libre de impuesto (en USD) en el período t

X_{1t} = el precio de biodiésel (en USD) en el período t. El signo esperado de su coeficiente es positivo dado que un incremento en el precio del biodiésel –insumo– tiende a provocar un incremento en el precio del gasoil libre de impuesto.

X_{2t} = logaritmo de las ventas de gasoil en m^3. El signo esperado de su coeficiente es negativo dado que un incremento en las ventas internas de gasoil, tiende a provocar una disminución del precio del gasoil libre de impuesto (ley de oferta).

X_{3t} = una variable que asume los valores de cortes legales existentes (del 5%, 10% y del 12.5%)[5].

El signo esperado de su coeficiente es positivo dado que un incremento en el corte obligatorio de biodiésel, tiende a provocar un incremento en el precio del gasoil libre de impuesto.

Para la corrida del modelo se conformó una base de datos con 60 observaciones desde enero del año 2018 a diciembre de 2022, según los criterios establecidos en la metodología y datos.

Dado que se trataba de series de tiempo, con periodicidad mensual, se procedió a quitar el efecto estacional. Para ello, se utilizó el software R-Studio y se aplicó census X12 para desestacionar cada una de variables anteriormente mencionadas.

Una vez eliminado el efecto estacional, se testeó sobre la estacionariedad de las series y la existencia o ausencia de raíces unitarias. Para ello, se utilizó el test *Dickey Fuller* Aumentado cuyos resultados se muestran en la siguiente Tabla 5.

Tabla 5. Test de raíces unitarias

	Autocorrelación	**VP**	**Test**
Precio Gasoil (Y)	4	0,0008	-4,156
Precio biodiésel (X_1)	0	0,0649	-2,756
Ventas de gasoil (X_2)	0	0,0075	-3,520

Fuente: elaboración propia en base a metodología indicada.

[5] Esos guarismos corresponden a cortes del 10% en el período Enero-2018 a Julio -2021, 5% para Agosto-2021 a Mayo-2022 y del 12,5% a partir de Junio-2022.

Cabe aclarar que la variable de corte legal, al no ser una serie de tiempo, no se procedió a testear las raíces unitarias.

En la segunda columna se observa el orden de autocorrelación de los errores de la serie, luego el valor de probabilidad y en la última el estadístico del test de *Dickey Fuller*. Se observa que en todas se rechaza la existencia de raíces unitarias, razón por la cual se puede concluir que las series son estacionarias.

Al observarse que la variable precio de gasoil tiene autocorrelación de orden 4, se procedió a estimar la regresión utilizando el test de *Newey*, mediante el empleo del software Stata 16.1.

Los resultados de la corrida del modelo se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Coeficientes estimados

	Regresión 1 **Precio dólar del Gasoil libre de impuesto**	
Variables explicativas	**Coeficiente**	**% Sig.**
Precio biodiesel	0.0010069	0.000
Ventas de Gasoil	-0.1323685	0.053
Corte legal biodiésel	1.061147	0.001
Constante	1.634152	0.081
R cuadrado	0.9537	

Fuente: elaboración propia en base a metodología indicada.

Se observa que las variables son todas significativas, razón por la cual todas las variables incluidas en el modelo, contribuyen a explicar el precio del gasoil grado 2, libre de impuesto en dólares; por otro lado, todos los coeficientes presentan los signos esperados.

Cabe aclarar que previamente se probaron otras variables, tales como las empleadas en Coloma, 1998, que resultaron no significativas. Ellas fueron la participación de YPF en las ventas totales de gasoil, el precio del barril WTI y la capacidad de refinamiento de petróleo. También se corrió el modelo con el precio del gasoil, deflactado en pesos, no encontrando tampoco buenos resultados de ello.

En síntesis, la función que explica el precio promedio del gasoil grado 2, libre de impuesto (en USD) en el período *t -Y_t-,* en Argentina es:

$Y_t = 1{,}34152 + 0{,}0010069\ X_{1t} - 0{,}1323685\ X_{2t} + 1{,}061147\ X_{3t}$

Siendo las variables independientes, las especificadas al comienzo de esta sección.

De la ecuación estimada se puede concluir que un incremento del precio del biodiésel, determinado por la Secretaría de Energía de un dólar, tiende a incrementar precio promedio, sin impuestos del gasoil grado 2, en 0,0010069 USD; lo que representa un resultado esperable, dado el desacople de los precios que maneja la autoridad de aplicación y la baja participación del biodiésel en el producto final, dados los cortes legales observados.

Por otro lado, un incremento de un 1% en las ventas internas, en m^3, del gasoil grado 2, disminuye el precio promedio, sin impuestos, del gasoil grado 2 en 0,1323685 USD.

Finalmente, un incremento en el corte obligatorio de biodiésel en el gasoil, de un 1%, incrementa el precio del precio promedio, sin impuestos del gasoil grado 2, en 1,061147 USD.

Los dos últimos resultados parecen quedar corroborados en el hecho que toda vez que el corte disminuya o bien, las ventas internas de gasoil se incrementen será necesario obtener el gasoil mediante un incremento de las importaciones, con lo cual, el precio interno del gasoil tiende a subir. Tal parece ser lo ocurrido en el cambio del corte obligatorio del 5% al 12,5% del mes de Junio del año 2022.

5. Conclusiones

Una característica de Argentina en la actualidad es la gran cantidad de regulaciones y cambios en la misma que hacen complejo el análisis del mercado de combustibles en general. En lo que hace a los biocombustibles en particular, las características de esa industria, que se enunciaron como problemas de la anterior legislación y que vienen dados por:

- Un elevado poder de regulación con una multiplicidad de instrumentos en manos de las autoridades de aplicación, por considerarse una industria estratégica.
- Una dispersión de las competencias entre los organismos actuantes en su aplicación.
- La extensión en los órdenes federal, provincial y municipal que deben transitar y aprobar las empresas que busquen instalarse para poder encuadrarse en los términos de la ley.

Parecen haberse incrementado con los cambios de la legislación del año 2021. En especial, surgen como relevantes en el último período, los siguientes hechos:

- Una elevada incertidumbre en el mercado, fundamentalmente con los precios del etanol. El resultado de esta política del ente regulador determinó una mayor concentración de la industria y la salida del mercado de pequeñas firmas que, contradictoriamente, eran aquellas que la legislación pretendía proteger.
- Un importante cambio de los porcentajes de corte que fueron reducidos drásticamente en un 50% en agosto del año 2021, y que el mismo gobierno se vio obligado a incrementar a menos de un año del cambio de la legislación, debido a la necesidad de sustituir el componente de biocombustibles en las ventas internas de gasoil por importaciones, con el consecuente problema de escasez de divisas que presentaba la economía.

Un incremento en las fluctuaciones de los mercados energéticos, nacionales y globales por efecto de la pandemia primero y la guerra Rusia-Ucrania, posteriormente; lo que impacta especialmente sobre el biodiésel que se produce especialmente para la exportación.

Por todo lo anterior, se puede concluir que se impone la necesidad, en el futuro, de realizar más estudios que analicen el impacto de los cambios en el corte que llevaría a ahorrar divisas, al importar menor cantidad de gasoil y anticipar la consecuencia que ello tendría en los precios internos de gasoil.

Por otro lado, una reducción de los cortes, tanto en el etanol como en el biodiésel, incrementa el uso de combustibles fósiles, originando en materia de política ambiental, resultados contrarios a los objetivos que tuvo en sus orígenes la promoción de la producción de los biocombustibles. Los cambios tan repentinos en la regulación de los últimos tres años, no permite extraer resultados concluyentes sobre esos impactos, como los que vendrían dados por la aplicación de un modelo econométrico; sino, solamente inferir que mientras menor sea el corte obligatorio de biodiésel en gasoil, mayor será el componente de combustibles fósiles y con ello, la emisión de gases de efecto invernado que ellos producen.

Con respecto a los precios del gasoil, en el caso de Coloma (1998), para el estudio del periodo 1994 a 1997 se concluye que la evolución de los precios está correlacionada con los precios internacionales del petróleo, con la utilización de la capacidad de refinación, pero no habría una correlación significativa con los indicadores de concentración de la oferta. Es importante recordar, como fue señalado en los párrafos previos, que la economía argentina en ese periodo era abierta y regía el régimen de convertibilidad, siendo los precios internacionales tomados como referencia.

De los resultados obtenidos del modelo econométrico, para el periodo 2018 a 2022 (trabajando en dólares) se obtienen buenos resultados, con niveles de significatividad para las variables precio del biodiésel, ventas internas de gasoil y porcentaje de corte, como determinantes del precio del gasoil. Sin embargo, no se encontraron buenos resultados con respecto a los precios internacionales –WTI– ni con el de barril criollo. Una explicación para ello, puede encontrarse en el objetivo del gobierno de desacoplar los precios internos de combustibles de los precios internacionales; en la práctica, a medida que el precio internacional superaba al precio del barril criollo se fue actualizando con algunos retrasos; sin embargo, esto no parece ser suficiente para explicar el precio del gasoil en el contexto actual. Por otro lado, a diferencia del artículo de Coloma (1998), el porcentaje de utilización de la capacidad de refinación de petróleo no da significativa. Una gran diferencia entre ambos

periodos, es la introducción de los biocombustibles, que resulta en dar significativa la variable porcentaje de corte. Esto mostraría que cambios en el porcentaje de biodiésel que se incluye en cada litro de gasoil vendido, tiene impacto en los precios, de la misma manera que lo hacen las ventas internas del producto, tal como se ha corroborado con el modelo planteado.

Referencias bibliográficas

Asis, I. d V., Sattler, S. A. y Castro González, E. L. (2023). La configuración actual de la industria del biodiésel. Coord. Asis, Inés del Valle. *La Industria de los Biocombustibles en Argentina. Análisis de su evolución, situación actual y perspectivas*. Editorial de la Universidad Nacional de Córdoba. (En prensa). (Pp. 43-62). Editorial de la Universidad Nacional de Córdoba (en prensa).

Asis, I., Sattler, S. y Castro González, E. (2017). Análisis y perspectivas de la industria de los biocombustibles en Argentina, artículo presentado en VIII Jornadas de Economía Ecológica, organizadas por Facultad de Ciencias Económicas y Estadística, Universidad Nacional de Rosario, Rosario.

Asociación de Combustibles Renovables. (2011). Construyendo puentes hacia un futuro más sostenible: perspectiva de la industria del etanol 2011, RFA, Washington DC.

Coloma, G. (1998). Análisis del comportamiento del mercado argentino de combustibles líquidos. In Anales de la XXXIII Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Política.

Duffey, A. y Stange, D. (2011). Estudio regional sobre economía de los biocombustibles 2010: temas clave para los países de América Latina y el Caribe, CEPAL.

Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA). (2012). Evolución del Sistema Productivo Agropecuario Argentino: Producción agropecuaria con valor agregado en origen. Actualización Técnica N° 73. Noviembre.

Romero, M. A. y Sattler, S. A. (2022). Análisis comparativo de rendimientos en empresas de producción de bioetanol en base a caña de azúcar y maíz en Argentina. XI Congreso de Costos del MERCOSUR, X Congreso de AURCO-VI Congreso Latinoamericano de Costos. Uruguay. Noviembre.

Sonnet F., Sattler S. y Castro González E. (2014). La industria del biodiésel en Argentina: regulación interna con altibajos y los efectos del proteccionismo externo. Trabajo presentado en Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Agraria, Buenos Aires.

Sonnet, F., Navarrete, J., Sattler, S., Rossini, M., y Calvo Sanz, D. (2010). Biocombustibles y regulación: análisis económico y efectos de la Ley Nacional 26.093/06. Trabajo presentado en XLV Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Política organizada por Universidad de Buenos Aires.

Sonnet, F., Sattler, S., Monzani, F. y Castro González, E. (2011). Análisis del mercado y de las controversias frente al biocombustible. Trabajo presentado en VII Jornadas Interdisciplinarias de Estudios Agrarios y Agroindustriales, Buenos Aires.

----. (2012). La industria de Biocombustibles: análisis económico, concentración y regulación. Trabajo presentado en XLVII Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Política organizada por la Universidad Nacional de la Patagonia, Trelew.

Sonnet, F., Sattler, S., Monzani, F., Castro González, E. y Rossini, M. (2012). Biocombustibles y regulación: análisis económico y efectos de la Ley Nacional 26.093/06. Revista Actualidad Económica, Año XXII, No 78.

Sonnet, F., Sattler, S., Rossini, M. y Castro González, E. (2011). El mercado de Biocombustibles: una oportunidad para el crecimiento y desafío frente a los alimentos. Trabajo presentado en XIV Jornadas Nacionales de la Empresa Agropecuaria, organizadas por la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires.

Páginas web

Banco Central de la República Argentina. (Febrero de 2022). Tipo de Cambio de Referencia - Comunicación "A" 3500 (Mayorista). https://www.bcra.gob.ar/ Febrero 2023.

Energy Information Administration. (Febrero de 2022). Precio WTI. https://www.eia.gov/opendata/ Agosto 2022-Marzo 2023.

Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina. (febrero de 2022). https://www.indec.gob.ar/ Febrero, 2023.

Información Legislativa y Documental. (Febrero de 2022). http://www.infoleg. gob.ar/ Julio 2022.

Secretaría de Energía de la Nación. (Febrero de 2022). Volumen de ventas. https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/refinacion-y-comercializaci%C3%B3n-de-petr%C3%B3leo-gas-y-derivados-tablas-din%C3%A1micas Agosto 2022-Marzo 2023.

Secretaría de Energía de la Nación. (Febrero de 2022). Precios gasoil sin impuestos argentina. http://res1104.se.gob.ar/consultaprecios.eess.php Marzo 2023.

¿Cuáles son los costos de la rigidez? Un estudio de equilibrio general del mercado de combustibles en Argentina

JUAN IGNACIO MERCATANTE[6]

Resumen

La política más aplicada en todo el mundo respecto a los biocombustibles es el corte o mezcla obligatoria de combustibles fósiles y biocombustibles. Esta política tiene como objetivo fomentar el uso de los biocombustibles estableciendo un nivel mínimo de estos por unidad de mezcla. Este trabajo estudia los costos y beneficios de esta política. Las preguntas de investigación son: ¿cuáles son los costos y beneficios de establecer un corte obligatorio en comparación con un escenario de flexibilidad total? ¿Es mejor inducir el uso de biocombustibles a través de un impuesto especial sobre los combustibles fósiles o a través de un corte obligatorio? ¿Cuáles son los impactos de los shocks de precios internacionales en diferentes regímenes de mezcla? Se evalúan dos escenarios: (i) un aumento en el precio internacional del petróleo, y (ii) un aumento en el precio internacional de los commodities agrícolas. Para abordar estas preguntas, este trabajo desarrolla un modelo de Equilibrio General Computable Recursivo que corre entre 2018 y 2030 y se calibra con una Matriz de Contabilidad Social de Argentina para 2018. Este trabajo encuentra que la política obligatoria tiene un impacto negativo en la actividad económica, la pobreza, la distribución del ingreso y la seguridad energética y un impacto favorable en términos de emisiones. Un resultado interesante es que, en un contexto flexible, la economía termina con una mezcla de biodiesel más alta que la inicial. Sin embargo, esto no ocurre en el caso del bioetanol. Al analizar la conveniencia de un impuesto especial a los combustibles fósiles en lugar de un régimen obligatorio, este trabajo encuentra que los beneficios de cada política se distribuyen de manera diferente en el tiempo. Para el impuesto especial a los combustibles fósiles, los beneficios son a corto plazo mientras que para la mezcla obligatoria a largo plazo. Finalmente, este trabajo encuentra que un régimen flexible permite amortiguar los efectos no deseados de diferentes shocks en los precios internacionales.

Palabras claves | equilibrio general, biocombustible, seguridad energética, corte

Which are the costs of rigidity? A general equilibrium study of the fuel market in Argentina

Abstract

The most widely applied policy around the world regarding biofuels is the mandatory blend of fossil fuels and biofuels. This policy aims to encourage the use of biofuels setting a minimum level of biofuel per unit of blended fuel. This paper studies the costs and benefits of this policy. The research questions are: which are the costs and benefits of a mandatory blend compared to a full flexibility scenario? Is it better to induce the use of biofuels though a special tax on fossil fuels or though the blending constraint? Which are the impacts of international price shocks in different blending regimes? Two scenarios are evaluated: (i) an increase in the international price of oil, and (ii) an increase in the international price of agricultural commodities. To approach these questions, this paper develops a Recursive Computable General Equilibrium model which runs between 2018 and 2030 and it is calibrated with an own-developed Social Accounting Matrix of Argentina for 2018. This paper finds that the mandatory policy has a negative impact on economic activity, poverty, income distribution, and energy security and positive impact in terms of emissions. An interesting result is that, in a flexible context, the economy ends up with a higher biodiesel blend than the initial one. However, this does not happen in the case of bioethanol. When analysing the convenience of a special tax on fossil fuels instead of a mandatory regime this paper finds that the benefits of each policy are distributed different in time. For the special tax on fossil fuels, the benefits are in the short run while for the mandatory blend in the long run. Finally, this paper finds that a flexible regime allows for cushioning the unwanted effects of different shocks on international prices.

Keywords | general equilibrium, biofuels, energy security, blend

[6] Paris School of Economics (PSE - EHESS) – Universidad de Buenos Aires juanmercatante@hotmail.com

Promoción a la producción de biocombustibles en la provincia de Córdoba. Sanción de la Ley N° 10721 (2020)

VALERIA CUENCA[*] DAIANA GEREMÍA[†]

Resumen

En la presente ponencia nos interesa analizar el contexto político, social y económico, durante la pandemia y la post pandemia, en el que la Ley Provincial N° 10721 de Promoción y Desarrollo para la Producción y Consumo de Biocombustibles y Bioenergía en la provincia de Córdoba, y los diversos programas de biocombustibles, fueron sancionados e implementados, permitiéndonos abordar las discusiones acerca de las energías renovables, la transición energética y sus significaciones ambientales en las cuales se enmarcan. En Argentina, cerca de la mitad de la cantidad de granos que se producen, tienen como destino final plantas agroindustriales: aceiteras, moliendas y plantas de biocombustibles. Córdoba elabora en sus tres grandes empresas: Promaiz SA (Alejandro Roca), ACABIO (Villa María) y Bioetanol Río Cuarto S.A.- Bio4 (Río Cuarto), más del 50% de bioetanol a base de maíz de Argentina. Tras la sanción de la Ley Provincial N° 10721, se desprendieron diversos programas como el incentivo al programa de autoconsumo 100% de biodiésel, el programa para bioetanol Beta E85 y la renovación de las flotas públicas a base de combustibles no fósiles. Los resultados a los que hemos llegado nos muestran un rol activo por parte del gobierno provincial de considerar a la política de biocombustibles como una "política de Estado" alineándose así con los discursos internacionales de la transición energética y los compromisos asumidos. Esta política, a favor del agronegocio local y los sectores empresarios, cuenta con la aceptación de gran parte del arco productivo y sectorial de la provincia, pero siendo excluidas las organizaciones ambientales y sectores de la sociedad civil de los espacios de discusión y decisión.

Palabras Claves | biocombustibles, ambiente, transición energética

Promotion of the production of biofuels in the province of Córdoba. Sanction of Law No. 10721 (2020)

Abstract

In this paper we are interested in analyzing the political, social and economic context, during the pandemic and the post-pandemic, in which the Provincial Law No. 0721 of Promotion and Development for the Production and Consumption of Biofuels and Bioenergy in the province of Córdoba , and the various biofuel programs, were sanctioned and implemented, allowing us to address the discussions about renewable energies, the energy transition and their environmental significance in which they are framed. In Argentina, close to half of the amount of grain produced goes to agro-industrial plants: oil mills, mills and biofuel plants. Córdoba produces in its three large companies: Promaiz S.A. (Alejandro Roca), ACABIO (Villa María) and Bioetanol Río Cuarto S.A.- Bio4 (Río Cuarto), more than 50% bioethanol based on corn from Argentina. After the sanction of Provincial Law No. 10721, various programs were released, such as the incentive for the 100% biodiesel self-consumption program, the Beta E85 bioethanol program and the renewal of public fleets based on non-fossil fuels. The results we have reached show us an active role on the part of the provincial government in considering the biofuels policy as a "State policy", thus aligning itself with the international discourses of the energy transition and the commitments assumed. This policy, in favor of local agribusiness and business sectors, is accepted by a large part of the province's productive and sectoral arc, but environmental organizations and sectors of civil society are excluded from discussion and decision spaces.

Keywords | biofuels, environment, energy transition.

[*] Instituto de estudios en comunicación, expresión y tecnologías
CONICET- Universidad Nacional de Córdoba valeriacuenca.arg@gmail.com
[†] Instituto de estudios en comunicación, expresión y tecnologías
CONICET- Universidad Nacional de Córdoba

Estimación del empleo verde para la estrategia nacional de promoción del empleo verde en Argentina

CAMILA CAMPITI[*]

Resumen

Identificar puestos de trabajo verdes denota la presencia de una transición hacia una economía con menor impacto sobre el ambiente y sus recursos naturales sin pérdidas de empleo bajo condiciones decentes. Como parte de sus compromisos frente a la Agenda 2030 de las Naciones Unidas y la ratificación del Acuerdo de París, entre otros compromisos similares, Argentina apoya y adopta iniciativas para promover el empleo verde.

Este video explora el trabajo llevado a cabo para medir el empleo verde en la Argentina a nivel nacional, provincial y sectorial. Se parte de la definición de la OIT de empleo verde que indica que es el trabajo decente en sectores con sostenibilidad ambiental, ya sean tradicionales o nuevos sectores emergentes. Aplicando una metodología cualicuantitativa de estimación, se logra estimar que, para el 2019, el 8,8% del empleo formal era verde (lo que equivale a más de 900.000 puestos de trabajo). Las actividades económicas que concentran empleos verdes son: actividades industriales con una participación del 31%, transporte y almacenamiento aportando el 27%. Por otro lado, aquellas provincias con mayor incidencia de empleo verde son Buenos Aires y San Luis.

Palabras claves | empleo verde, desarrollo sostenible, economía ambiental, estimación, Argentina

Green employment estimate for the national strategy for the promotion of green employment in Argentina

Abstract

Identifying green jobs denotes the presence of a transition towards an economy with less impact on the environment and its natural resources without job losses under decent conditions. As part of its commitments to the United Nations' Agenda 2030 and the ratification of the Paris Agreement, among other similar commitments, Argentina supports and adopts initiatives to promote green employment.

This video explores the work carried out to measure green employment in Argentina at national, provincial, and sectoral levels. Starting from the ILO's definition of green employment, which indicates that it is decent work in sectors with environmental sustainability, whether they are traditional or new emerging sectors. Applying a qualitative-quantitative estimation methodology, it is estimated that, by 2019, 8.8% of formal employment was green (equivalent to more than 900,000 jobs). The economic activities that concentrate green jobs are industrial activities with a 31% participation, and transportation and storage contributing by 27%. On the other hand, the provinces with the highest incidence of green employment are Buenos Aires and San Luis.

Keyword | green employment, sustainable development, environmental economics, estimation, Argentina

Video https://youtu.be/qN1446redWQ?si=NOy3r7KXs3hp7EoT

[*] Universidad de Buenos Aires. Modelos Económicos de Simulación. Buenos Aires, Argentina.

CONICET-Universidad de Buenos Aires. Instituto Interdisciplinario de Economía Política. Buenos Aires, Argentina
campiticamila@gmail.com

Análisis de shocks ambientales, energéticos y comerciales en Chile: conclusiones de un modelo Insumo-Producto

MARTÍN BREITKOPF[†]

Resumen

En el marco de la transición energética y sus compromisos con los Acuerdos de París, Chile se ha propuesto aumentar para 2025 a un 20% del total la participación de energías renovables no convencionales y a un 70% la participación de energías renovables hacia 2030, así como fomentar el reemplazo de medios de transporte y energías de altos niveles de contaminación por alternativas más sostenibles. En este contexto, y tomando como base de datos una Matriz de Contabilidad Social para Chile con año base en 2018 de elaboración propia, se desarrolla un modelo insumo-producto de precios para simular la introducción de incentivos a sectores estratégicos, con el objetivo de cumplir estas metas. Los resultados muestran que un subsidio a las energías renovables aumenta un 7,8% su producción, que un aumento de los impuestos a combustibles genera una leve reducción en las emisiones de GEI y un aumento neto en la recaudación impositiva, y que una política combinada que financie un subsidio a energías renovables con un impuesto a combustibles genera un crecimiento en la economía en un 0,08%, y de las exportaciones en 0,33%, aunque con una caída en la recaudación (-0,02%).

Palabras claves | insumo-producto, energías renovables, combustibles

Analysis of environmental, energy and commercial shocks in Chile: conclusions from an Input-Output model

Abstract

In the context of energetic transition and its commitments with the Paris Agreements, Chile has set a goal to raise to 20% the percentage of non-conventional renewable energies within the total of the energy industry by 2025 and to 70% the participation of renewable energies by 2030, while also encouraging the use of more sustainable alternatives to highly contaminating energy sources and transport means. To address this topic, an Input-Output Leontief price model is developed in order to simulate the introduction of incentives towards strategic sectors in the hopes of achieving these goals. A Social Accounting Matrix with a base year in 2018 of own elaboration is used as a database. Results show that a subsidy towards renewable energy sectors raises on average 7,8% their production levels, that a raise in fuel taxes generates a small reduction in greenhouse gas emissions and a net raise on total tax collection. It also shows that a combined policy that finances a subsidy in renewable energies with the tax income from a raise in fuel taxes generates growth in production (0,08%) and exports (0,33%), but also a drop in total tax collection (-0,02%).

Keywords | input-output, renewable energies, fuels

Video https://youtu.be/HaLAXgwURnM?si=4BxIgNHUvfWmrhHf

[†] Universidad de Buenos Aires. Modelos Económicos de Simulación. Buenos Aires, Argentina.

CONICET-Universidad de Buenos Aires. Instituto Interdisciplinario de Economía Política. Buenos Aires, Argentina
mbreitkopf1198@gmail.com

Sesión 4
PROYECTOS Y MEDIDAS DE MITIGACIÓN

Modera: Verónica Gutman

→

Enseñanzas de la Biomasa en Argentina para el diseño de una visión estratégica del desarrollo de las energías renovables

MARÍA LAURA HAAG[*] CRISTIAN ALBERTO FOLGAR[†]

Resumen

Tanto en el mercado de biocombustibles como de energías renovables la introducción de biomasa en nuestro vector de oferta de bienes energéticos puede considerarse exitosa.

Sin embargo se observan algunas cuestiones susceptibles de perfeccionarse a futuro con el objeto no solo de cumplir con el objetivo de política pública de descarbonizar la oferta interna de energía sino también con los objetivos sectoriales.

En materia de biocombustibles no se logró aún el desarrollo de cultivos energéticos que desvinculen el precio de los combustibles de los movimientos de precios de los cultivos hoy utilizados para la obtención de bioetanol (caña de azúcar y maíz) y biodiesel (soja).

La firma a mediano y largo plazo de contratos que le garanticen a potenciales oferentes la compra de biocombustibles a partir de cultivos energéticos podría suplir esa deficiencia. YPF (hoy controlada por el Estado Nacional) podría jugar un rol estratégico liderando esa política.

En lo relativo a las EERR falta una metodología para ecualizar las distintas tecnologías de modo tal de poder ordenar las alternativas en función de su beneficio social y no en base al costo económico privado.

El esquema de valuación propuesto para incorporar un análisis de beneficio social que complemente a los costos económicos privados se resume en esta expresión: BT = CED + CPC + ESE + EGE + IM siendo BT: Beneficio Tota, CED: Costo Económico Directo, CPC: Costo Potencia Complementaria, ESE: Externalidad para el Sistema Eléctrico, EGE: Externalidades Generales para la Economía, e IM: Impactos Macroeconómicos.

Palabras claves | biocombustibles, bioetanol, biodiesel, energías renovables, beneficio social, costo económico privado

Lessons from Biomass in Argentina for the design of a strategic vision of the development of renewable energies

Abstract

In both the biofuels and renewable energy markets, the introduction of biomass into our energy goods supply vector can be considered successful.

However, there are some issues that can be perfected in the future in order not only to meet the public policy objective of decarbonizing the domestic energy supply but also with sectoral objectives.

In terms of biofuels, the development of energy crops that decouple the price of fuels from the price movements of the crops currently used to obtain bioethanol (sugar cane and corn) and biodiesel (soy) has not yet been achieved.

The signing of medium and long-term contracts that guarantee potential bidders the purchase of biofuels from energy crops could make up for this deficiency. YPF (today controlled by the National State) could play a strategic role leading this policy.

With regard to renewable energies, there is a lack of a methodology to equalize the different technologies in such a way as to be able to order the alternatives based on their social benefit and not based on the private economic.

The valuation scheme proposed to incorporate a social benefit analysis that complements the private economic costs is summarized in this expression: TB = DEC + CPC + EES + GEE + MI where BT: Total Benefit, DEC: Direct Economic Cost, CPC: Complementary Power Cost, EES: Externality for the Electrical System, GEE: General Externalities for the Economy, and MI: Macroeconomic Impacts.
Keywords | biofuels, bioethanol, biodiesel, renewable energies, social benefit, private economic cost

[**] Universidad de Buenos Aires. Universidad Nacional de San Martín lhaag@mac.com
[†] Universidad de Buenos Aires. Universidad Nacional de San Martín cristianfolgar@gmail.com

Introducción

El presente ensayo aspira a aportar un análisis del camino recorrido por nuestro país en materia de introducción de biomasa en la oferta de bienes energéticos. Por su relevancia se tomaron dos mercados.

Uno es el mercado de los combustibles líquidos en los cuales la biomasa se comenzó a introducir básicamente en la forma de bioetanol (para reemplazar naftas tomando como biomasa de base a la caña de azúcar y al maíz) y biodiésel (para reemplazar gasoil tomando como biomasa de base a la soja).

El otro es el mercado de energía eléctrica en la forma de biogás donde sobresalen como biomasa madre (desechos animales, desechos de la industria forestal, residuos sólidos urbanos, materia orgánica para complementar "la dieta" de los biodigestores).

Para el caso de los biocombustibles (biodiésel y bioetanol) la introducción de estos en la matriz energética pivoteó sobre la Ley 26.093 del año 2006 que sentó las bases para su introducción en el vector de oferta de combustibles líquidos. Por el Artículo 1 de dicha norma dispone la creación de un Régimen de Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles en el territorio de la Nación Argentina por un plazo de quince años a partir de su aprobación.

Para el caso del mercado de la energía eléctrica (biogás de distinto origen) su introducción se enmarcó en un programa más amplio de impulso y fomento a las llamadas energías renovables que incluyen también a las mini hidros, a la energía solar o fotovoltaica y la energía eólica. Previamente, con resultados acotados, intentó generarse un marco específico para la inserción de energías renovables en el mercado eléctrico, destacando entre las medidas de ese momento el lanzamiento del Programa denominado GENREN llevado adelante mediante una licitación impulsada por Energía Argentina S.A. (ENARSA) durante el año 2009, licitaciones subsiguientes y la habilitación para suscribir contratos de abastecimiento entre ENARSA y la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) mediante la Resolución 712/09. Posteriormente a ello, mediante la Resolución SE 108/2011 se habilitó la realización de contratos de abastecimiento entre el mercado eléctrico mayorista (MEM) y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada a partir de fuentes renovables, presentadas por parte de generadores, cogenedores y autogeneradores. Finalmente, el mayor impacto se logra a través de las sucesivas rondas del Plan Renovar.

¿Cómo puede evaluarse el cumplimiento de los distintos programas de fomento por parte del Estado Nacional? ¿Cuál fue la definición de objetivos estratégicos al inicio de estos programas? ¿Se cumplieron tales supuestos?

¿Qué enseñanzas podemos recoger del camino recorrido de cara al futuro? ¿Cuál o cuáles podrían ser los lineamientos básicos para el diseño de una visión estratégica compatible con los recursos disponibles y los requerimientos de nuestra economía?

Nuestro país frente a las transiciones energéticas

No es objeto del presente analizar estrictamente las cuestiones derivadas del llamado cambio climático, ni analizaremos el concepto de transición energética per se. Si es importante resaltar que más allá de los distintos planteos o visiones hay algunas cuestiones que podemos dar como dadas:

La sociedad global en general (Occidente de manera más agresiva que Oriente), la comunidad de negocios y los gobiernos (en cualquiera de sus niveles) están empezando a tomar la cuestión ambiental como una restricción. Antes las cuestiones ambientales no entraban de manera determinante (o directamente no entraban) en la ecuación de análisis de un proyecto o actividad. Hoy eso cambió, muy pocas decisiones de políticas públicas se toman ignorando sus impactos sobre el ambiente y el sector privado por obligación u opción incluye el factor ambiental en su matriz de toma de decisiones. Se mide el impacto ambiental, lo cual es un primer paso ineludible para gestionarlo y minimizarlo.

No pareciera que hubiera una única transición energética, sino que los países están adoptando distintas medidas para reducir la emisión de gases de efecto invernadero y minimizar la huella de carbono. De modo tal que sería más apropiado hablar de "transiciones energéticas". Hay países, como por ejemplo China, que no parecieran estar dispuestos a reducir bienestar y/o ritmo de crecimiento

en el marco de un programa más agresivo de reducción de emisiones. La hipótesis más probable hoy es que el concierto de naciones atenderá a la cuestión ambiental, pero intentando no resignar ritmo de crecimiento. Cada país pareciera que intentará buscar su propio equilibrio entre necesidad de crecer y su responsabilidad para con el medio ambiente.

Cabe entonces plantearse en tal contexto ¿Cuál debiera ser "nuestra transición energética"? Argentina, por los motivos que expondremos a continuación, tiene el acceso potencial a recursos que le permitirían mantener su actual matriz de oferta energética, y dispondría adicionalmente de recursos potenciales para impulsar la producción de fuentes de energía de bajas o nulas emisiones de gases de efecto invernadero.

La matriz de energía primaria Argentina tiene una composición muy sesgada hacia los hidrocarburos (petróleo + gas natural). Pero si la comparamos frente a la matriz de energías primarias mundial nuestra matriz es mucho más amigable en términos ambientales.

En el cuadro siguiente podemos observar la composición de nuestra matriz primaria comparada con la del mundo. A los efectos de tomar datos de una misma fuente se tomaron los datos del BP *Statistical Review of World Energy* 2022. Los datos corresponden al año 2021.

Fuentes primarias de energía

	Petróleo	Gas Natural	Carbón	Nuclear	Hidro	EERR	Total
Argentina	35,9%	48,1%	2,0%	2,9%	5,2%	5,8%	100%
Mundo	25,9%	12,1%	46,8%	2,4%	6,4%	6,3%	100%

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2022.

Si Argentina quisiera tomar la decisión de mantener esta matriz hasta que el mundo iguale o mejore (en términos de emisión de gases de efecto invernadero) nuestra matriz primaria podría hacerlo. Solo la dotación de recursos de hidrocarburos no convencionales permitiría sostener la matriz actual e incluso mejorarla ampliando la participación del gas natural en detrimento del petróleo. Esto no significa que esta sea la decisión que se tome o que esta alternativa fuera de nuestra conveniencia. Pero está dentro de las opciones posibles si ello fuera (o se evaluara) como lo más conveniente.

Argentina dado su potencial para la producción de bienes agrícolas susceptibles de ser utilizados para obtener bioetanol (para reducir consumo de naftas) o para obtener biodiésel (para reducir consumo de gasoil) podría consumir menos petróleo para obtener combustibles líquidos o liberar el petróleo para su exportación. Argentina podría reemplazar combustibles líquidos de origen fósil tanto con producción de cultivos tradicionales (caña de azúcar, maíz y soja) como de otras fuentes "no tradicionales".

Argentina tiene aún vigente su músculo nuclear, para mantener o ampliar ese tipo de generación eléctrica, que tiene sus prevenciones ambientales, pero no tiene prácticamente efecto invernadero. Nuestro país tiene una larga experiencia en la operación exitosa de centrales nucleares. Nuevamente, esto no quiere decir que deba hacerlo, pero tiene la oportunidad de continuar o ampliar el plan nuclear si fuera (o se juzgara que fuera) conveniente dicha alternativa.

Nuestro país tiene algunos proyectos hidroeléctricos a gran escala que podrían activarse. Solo por mencionar algunos tenemos el caso del proyecto binacional Garabí o el proyecto nacional Chihuidos. Las grandes represas tienen sus desafíos e impactos ambientales, pero serían una alternativa para incrementar la oferta eléctrica sin efecto invernadero si se juzgara conveniente.

Argentina recién empezó a dar los primeros pasos en términos de aprovechar energías renovables tales como la eólica, la fotovoltaica, biomasa o mini hidro con resultados muy positivos confirmando el potencial en la materia.

A diferencia de otros países que no tienen los recursos y/o el acceso a los mismos puede estar condicionado por cuestiones políticas o geopolíticas, Argentina tiene un amplio vector de opciones a disposición.

Estas múltiples alternativas requieren para su optimización una visión estratégica que ordene las fuentes de energía a incorporar, de modo tal de asegurar una oferta confiable de energía con el menor costo privado, el menor costo social posible y el mayor impacto multiplicador sobre nuestra economía.

En este análisis nos concentraremos en identificar aspectos positivos y negativos del camino recorrido con el objetivo de plantear líneas de acción estratégicas específicamente para la biomasa en el marco de un país que necesita incrementar la demanda de factores productivos (fundamentalmente puestos de trabajo bien remunerados) y para ello debe potenciar la generación de valor dentro de nuestro territorio.

Experiencia de la introducción de Biomasa en el mercado de combustibles líquidos

Nuestro país comenzó a introducir a los biocombustibles en nuestra oferta energética de manera sistemática a partir de la sanción de la Ley 26.093 del año 2006.

Esta norma básicamente establecía un régimen de promoción destinado a fomentar la producción de biocombustibles pero excluyendo a grandes empresas (energéticas o del sector agropecuario)[1]. La manera de incentivar la producción era "garantizando mercado" a los productores de biocombustibles mediante el denominado "cupo" sobre los combustibles líquidos. Esa garantía de mercado se complementa: i) con un precio de transferencia al cual las empresas oferentes de combustibles líquidos (coloquialmente conocidas como Refinerías) comprarían los biocombustibles, y ii) un vector de beneficios impositivos. Quizás el más importante de esos beneficios sea la exclusión de los biocombustibles de la aplicación de los impuestos a los combustibles líquidos[2].

El objetivo de política pública declarado era la introducción a los biocombustibles en el vector de oferta, haciendo un "esfuerzo" fiscal que lo capitalizaran las pequeñas y medianas empresas locales. Este esfuerzo fiscal no sería ni más ni menos que la posibilidad contemplada en el Artículo 75 de nuestra Constitución Nacional, incisos 18 y 19, en cuanto encuentra ámbito constitucional la

[11]Sujetos Beneficiarios de la Promoción – Ley 26.093.
"Artículo 13. — Todos los proyectos de radicación de industrias de biocombustibles, gozarán de los beneficios que se prevén en la presente ley, en tanto y en cuanto:
a) Se instalen en el territorio de la Nación Argentina.
b) Sean propiedad de sociedades comerciales, privadas, públicas o mixtas, o cooperativas, constituidas en la Argentina y habilitadas con exclusividad para el desarrollo de la actividad promocionada por esta ley, pudiendo integrar todas o algunas de las etapas industriales necesarias para la obtención de las materias primas renovables correspondientes. La autoridad de aplicación establecerá los requisitos para que las mismas se encuadren en las previsiones del presente artículo.
c) Su capital social mayoritario sea aportado por el Estado nacional, por la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, los Estados Provinciales, los Municipios o las personas físicas o jurídicas, dedicadas mayoritariamente a la producción agropecuaria, de acuerdo a los criterios que establezca el decreto reglamentario de la presente ley.
d) Estén en condiciones de producir biocombustibles cumpliendo las definiciones y normas de calidad establecidas y con todos los demás requisitos fijados por la autoridad de aplicación, previos a la aprobación del proyecto por parte de ésta y durante la vigencia del beneficio.
e) Hayan accedido al cupo fiscal establecido en el Artículo 14 de la presente ley y en las condiciones que disponga la reglamentación."
"Artículo 14. — El cupo fiscal total de los beneficios promocionales se fijará anualmente en la respectiva ley de Presupuesto para la Administración Nacional y será distribuido por el Poder Ejecutivo nacional, priorizando los proyectos en función de los siguientes criterios:
- Promoción de las pequeñas y medianas empresas.
- Promoción de productores agropecuarios.
- Promoción de las economías regionales.
Déjase establecido que a partir del segundo año de vigencia del presente régimen, se deberá incluir también en el cupo total, los que fueran otorgados en el año inmediato anterior y que resulten necesarios para la continuidad o finalización de los proyectos respectivos.
A los efectos de favorecer el desarrollo de las economías regionales, la autoridad de aplicación podrá establecer cuotas de distribución entre los distintos proyectos presentados por pequeñas y medianas empresas, aprobados según lo previsto en los Artículos 6º y 13, con una concurrencia no inferior al veinte por ciento (20%) de la demanda total de biocombustibles generada por las destilerías, refinerías de petróleo o aquellas instalaciones que hayan sido debidamente aprobadas por la Autoridad de Aplicación para el fin específico de realizar la mezcla con derivados de petróleo previstas para un año."

[2] Se entiende por impuestos a los combustibles líquidos a las tasas, contribuciones o impuestos que se aplican sobre el precio de venta de este tipo de combustibles mas allá de su denominación legal, que ciertamente fue mutando en el tiempo.

posibilidad de otorgamiento de ayudas públicas, fomento o promoción de determinadas actividades destinadas a beneficiar a la sociedad en conjunto. Observado desde el punto de vista de transición energética o sustitución de combustibles, dicho marco normativo se terminó comportando como un instrumento de gestión en los términos del inciso 6[3] de Artículo 8 de la Ley 25.675.

Poco tiempo después se sancionó la Ley 26.334, conocida como Ley de Bioetanol por donde se aprobó un régimen particular denominado como Régimen de Promoción de la Producción de Bioetanol[4], aunque sujeto en relación a los beneficios o establecido en los Capítulos I y II de la Ley 26.093. En la ley se establecía un programa específico para la industria azucarera para producir bioetanol con el objetivo de contribuir al corte de naftas. Posteriormente, el Gobierno Nacional habilitó a las grandes aceiteras a ofertar biodiésel en el mercado interno sin todos los beneficios previstos en la ley. Solo podían acceder al beneficio de no pagar los impuestos a los combustibles, pero no accedían otros beneficios tales como amortización acelerada o devolución anticipada del IVA (impuesto al valor agregado).

Estas iniciativas demostraron que el objetivo de concentrar los beneficios en "pequeñas y medianas empresas" era loable pero colisionaba con la idea de introducir a gran escala los biocombustibles. Si vemos la oferta de biocombustibles, la misma tiene un sesgo hacia las grandes empresas[5].

Es decir, la idea original de promover la oferta de biocombustibles a partir de PyMEs no se verificó. Algunos factores que podemos ensayar que determinaron esta situación son:

Las inversiones necesarias para obtener bioetanol son muy importantes y ellos deja fuera del juego a las PyMEs por una mera cuestión de envergadura financiera.

En el caso de biodiésel las inversiones específicas desde el punto de vista técnico son modulares, lo cual habilita el acceso de PyMEs, pero para la escala requerida de nuestro mercado, el volumen de las operaciones las deja fuera nuevamente.

Por las habituales dificultades macroeconómicas que afectan patológicamente a nuestra economía el acceso al crédito al segmento PyME se le hace difícil, cuando no imposible, para financiar proyectos de inversión relevantes. Mas aún proyectos de esta envergadura relativa.

De esta manera prevaleció el objetivo de diversificar la oferta energética, se habilitó el corte de combustibles líquidos, pero se hizo básicamente a partir de grandes empresas. Básicamente son muy escasas las PyMEs en el mercado de biocombustibles y muchas de ellas agrupadas para lograr así la escala necesaria.

Otro objetivo de política pública que no se logró es el de "sembrar combustible". El objetivo de política era que la garantía de mercado sirviera para desarrollar cadenas de valor de "semillas/cultivos energéticos". Ello tampoco se logró: las fuentes de bioetanol son caña de azúcar y maíz, mientras que para el caso del biodiésel es la soja.

---

[3] Instrumentos de Política de Gestión Ambiental – Ley 25.675.
"Artículo 8.- Los instrumentos de la política y la gestión ambiental serán los siguientes:
1. El ordenamiento ambiental del territorio.
2. La evaluación de impacto ambiental.
3. El sistema de control sobre el desarrollo de las actividades antrópicas.
4. La educación ambiental.
5. El sistema de diagnóstico e información ambiental.
6. El régimen económico de promoción del desarrollo sustentable."

[4] "Artículo 1º — Apruébase el Régimen de Promoción de la Producción de Bioetanol con el objeto de satisfacer las necesidades de abastecimiento del país y generar excedentes para exportación.
A través de este régimen promocional se impulsará la conformación de cadenas de valor mediante la integración de productores de caña de azúcar e ingenios azucareros en los procesos de fabricación de bioetanol."

[5] http://datos.energia.gob.ar/dataset/estadisticas-de-biodiesel-y-bioetanol/archivo/766f9fb3-8165-4826-89da-3942d3fe6186

Experiencia de la introducción de Biomasa en el mercado de energía eléctrica

Sin perjuicio de existir normativa precedente, a los efectos del presente análisis tomaremos como marco fundamental de análisis aquella que ha permitido una introducción notoria a gran escala de biomasa en el mercado eléctrico mayorista.

En consecuencia, considerando la normativa actual, el aporte de biomasa para la generación de energía puede dividirse en tres esquemas normativos, la generación de energía para la inyección directa al mercado mayorista eléctrico, la generación de energía eléctrica para su comercialización en el mercado argentino a término y la generación de energía eléctrica considerando el concepto de energía distribuida. El análisis se realizará considerando la inyección directa al mercado mayorista eléctrico a través de contratos de abastecimiento dado que fue allí adonde se ha verificado un mayor ingreso del componente biomásico para la generación de energía eléctrica.

Dicho desarrollo ha tenido notoriedad a partir de la normativa dictada como consecuencia de la Ley N° 26.190, modificada posteriormente por la Ley N° 27.191. El conjunto de ambas normas, conocido como el marco regulatorio de las energías renovables para la generación de energía eléctrica, declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad.

Conforme el Artículo 3 de la mencionada ley el ámbito de aplicación de esta es la promoción de la realización de nuevas inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica, considerando para definir dicho alcance la construcción de las obras civiles, electromecánicas y de montaje, la fabricación y/o importación de componentes para su integración a equipos fabricados localmente y la explotación comercial.

Por otra parte, se estableció como objetivo del régimen lograr una contribución de fuentes renovables del 8% para el año 2017 debiendo alcanzar la sustitución en el consumo de energía eléctrica nacional un 20% para diciembre del año 2025. Juntamente con ello, se estableció que todos los usuarios de energía eléctrica del país deberán contribuir para el cumplimiento de dicho objetivo mediante contribución propia en forma gradual del siguiente modo:

- Al 31/12/2017 se debía alcanzar como mínimo un 8% del total de consumo propio de energía eléctrica de fuente renovable.
- Al 31/12/2019 se debía alcanzar como mínimo un 12% del total de consumo propio de energía eléctrica de fuente renovable.
- Al 31/12/2021 se debía alcanzar como mínimo un 16% del total de consumo propio de energía eléctrica de fuente renovable.
- Al 31/12/2023 se deberá alcanzar como mínimo un 18% del total de consumo propio de energía eléctrica de fuente renovable.
- Al 31/12/2025 se deberá alcanzar como mínimo un 20% del total de consume propio de energía eléctrica de fuente renovable.

Consecuencia de ello, se establece que quienes deberán cumplir con dicho objetivo son los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y las Grandes Demandas que sean clientes de los prestadores del servicio público de distribución o de los agentes distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a 300 kW, pudiendo alcanzar el mismo a través de la autogeneración o la contratación de compra en forma directa a un generador o a través de una distribuidora que la adquiera en su nombre a un generador o de un comercializador o comprarla directamente a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). Para el caso de alcanzar el objetivo mediante la celebración de contratos se establece que no se podrá fijar un precio promedio mayor a USD 113/MWh o su equivalente en moneda nacional, por cada MWh comercializado.

Para el caso de incumplimiento a lo anteriormente mencionado se establece que los Grandes Usuarios del MEM, tanto como las Grandes Demandas de las distribuidoras deberán abonar una penalidad por sus faltantes a un precio equivalente al costo variable de producción de energía eléctrica correspondiente a la generación cuya fuente de combustible sea gasoil de origen importado, calculado

como el promedio ponderado de los 12 meses del año calendario anterior a la fecha de incumplimiento.

En relación con las políticas públicas a instrumentar con el fin de promover las inversiones, se define que la autoridad de aplicación, entre otras acciones llevará a cabo las siguientes:

Elaborar en coordinación con las jurisdicciones provinciales un Programa Federal para el desarrollo de las energías renovables.

En el marco de lo dispuesto por la Ley N° 25.467, coordinar con las universidades e institutos de investigación el desarrollo de tecnologías aplicables.

Celebrar acuerdos de cooperación internacional con organismos e institutos especializados en la investigación y desarrollo de tecnología.

Promover la formación y capacitación de recursos humanos.

Por otra parte, se instituye un régimen de inversiones exclusivamente dirigido a sujetos cuya producción tenga como destino el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o la prestación de servicios públicos. Mediante dicho régimen se instaura un régimen de diversos beneficios promocionales relacionados esencialmente al marco impositivo vigente en el país.

Complementariamente a lo anterior se crea el Fondo Fiduciario de Energías Renovables y se deja previsto que se dará prioridad a todos aquellos emprendimientos que favorezcan, cualitativa y cuantitativamente, la creación de empleo y a los que se integren en su totalidad con bienes de capital de origen nacional.

Consecuencia de las leyes antes mencionadas se ha dictado diversa normativa reglamentaria y complementaria y se han llevado adelante diversos procesos de Convocatoria Nacional e Internacional para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de energía de fuentes renovables de generación, denominados Programa Renovar Ronda 1[6], Ronda 1.5[7], Ronda 2[8], MiniRen Ronda 3[9] y RenMDI[10].

Los pliegos de bases y condiciones de la Ronda 1, Ronda 1.5, Ronda 2 y MiniRen 3 resultaron en sus diseños relativamente similares en sus exigencias, mientras que se verifican variaciones relevantes en el dictado del RenMDI sobre el cual no tenemos datos respecto a la respuesta del mercado por encontrarse en curso de ejecución. A los efectos de comparar las decisiones de política pública que afectan la toma de decisiones comparamos los aspectos más relevantes de los pliegos de bases y condiciones en el cuadro que se adjunta en el Anexo I.

Los resultados de las sucesivas rondas muestran que las condiciones por lo general se adaptaban mejor a los proyectos eólicos y solares. En las primeras rondas hubo relativamente poco interés por las energías provenientes de biomasa. Luego en las últimas rondas hubo ajustes normativos y un mejor conocimiento del mercado de cara a los procesos licitatorios que posibilitaron la participación de más proyectos de biomasa.

¿Cuál fue el objetivo declarado de la introducción de las energías renovables (EERR) y en particular de la biomasa?

De un lado había un imperativo legal (el cual se detalló anteriormente). Por otro lado, había una decisión de política pública, maximizar la atracción de inversiones al sector de las EERR.

Las sucesivas rondas de licitaciones tuvieron como denominador común: i) la asignación de contratos a plazo con garantías de cumplimiento especiales para que los interesados tuvieran cierta certeza de los ingresos futuros esperados de sus inversiones, ii) y un precio tope por tecnología basados en los

[6] Resolución MEyM 136/2016.
[7] Resolución MEyM 252/2016.
[8] Resolución MEyM 275/2017.
[9] Resolución SGE 100/2018.
[10] Resolución SE 36/2023.

costos económicos evaluados por las áreas competentes de Poder Ejecutivo Nacional para cada rubro en que se dividieron las licitaciones.

A juzgar por los resultados los topes de precios remuneraron adecuadamente los costos esperados económicos de los distintos segmentos dada la cantidad de ofertas recibidas que en muchos casos excedieron los cupos establecidos por el Poder Ejecutivo Nacional. Si bien luego muchos proyectos no se llevaron a la práctica y otros sufrieron retrasos, la cantidad de proyectos ya terminados y en funcionamiento muestran que en general los precios resultantes fueron adecuados para conseguir ofertas y que los proyectos ofertados se construyan y pongan en operación.

Lo que no se observó en el proceso, ni pareció formar parte de la matriz de decisión de las autoridades, es una visión estratégica respecto del "costo-beneficio" sistémico del conjunto de alternativas de EERR.

Así, para la energía solar o eólica se tuvo en cuenta el costo económico de hacer sustentable un proyecto individual pero no se tuvo en cuenta el costo para el sistema eléctrico de abastecer a la demanda con estas tecnologías. Dada la intermitencia y el factor de carga de la energía eólica o solar, el sistema debe tener un complemento de esa oferta para abastecer a la demanda en momentos en los cuales estas energías no estén disponibles. Es decir, debe de existir una reserva de potencia, esto es, inversiones en centrales que respalden al sistema mediante otro tipo de combustible.

El precio por MWh despachado que "cierra" financieramente un proyecto de generación eólico o solar para el desarrollador o inversor en ese proyecto es distinto al costo para todo el sistema. El sistema evalúa el costo de abastecer a la demanda en cada momento, no solo en el momento en el cual cierto tipo de generación está disponible.

Asociado al punto anterior, al no tener en cuenta el efecto sistémico de cada alternativa se evaluó sobre la misma base un proyecto que le genera costos adicionales al sistema (como los eólicos y solares que necesitan un complemento para garantizar oferta compatible con la demanda), como aquellos que le evitan al sistema inversiones en transporte y distribución como son los de biomasa en general (utilización de residuos de madera, residuos de origen animal o residuos sólidos urbanos). Dicha situación es verificable en el Programa Renovar2 en donde se incluyen la posibilidad de una cláusula de tomar y pagar frente a inversiones en infraestructura para el transporte de esa energía que asumía llevar adelante por el Poder Ejecutivo Nacional, es decir que se asumió para dichas tecnologías un costo adicional que es el de pagar esa energía aún cuando no pueda ser inyectada al mercado mayorista eléctrico.

Dicha decisión afecta mucho más a la competencia que debiera darse en el mercado a término, puesto que al no considerar dichos costos para el sistema y generar una competencia por precio ofertado, las energías provenientes de recursos biomásicos no encuentran al momento una posibilidad genuina de ingreso debido al diferencial en sus precios ofertados respecto a las tecnologías eólica y solar. Dicha realidad cuenta ya con análisis y mediciones realizadas respecto a las externalidades propias de cada tecnología realizadas utilizando, entre otros, datos generados a partir de los procesos licitatorios mencionados; conforme un análisis efectuado por PROBIOMASA – Proyecto para la promoción de la energía derivada de la biomasa – *"Las externalidades positivas de los proyectos de biogás se valorizaron en un rango de 150,58 a 227,26 USD/MWh generado asumiendo la disponibilidad informada por CAMMESA (79,80%); si se considera que los proyectos aumentarán su disponibilidad al 85%, los valores pasan al rango de 145,91 a 222,59 USD/MWh. En el caso de los proyectos de biomasa, la valorización se encuentra entre 109,94 y 117,30 USD/MWh generado con la disponibilidad informada por CAMMESA (71,16%), y pasan a la franja de 102,91 a 110,27 USD/MWh si se asume una disponibilidad del 85%."*.[11]

El diseño de los programas Renovar ha tenido como eje de análisis y diseño las tecnologías de distinto tipo a las provenientes de recursos biomásicos. Se percibe ello del diseño de los Pliegos de Bases y Condiciones. A modo de ejemplo, el exigir un reporte de producción de energía que garantice la existencia y calidad de recursos por veinte años muestra en cierto modo la desatención a los mercados que se analizan. Es viable analizar el comportamiento del viento o de la radiación en una

[11] http://www.probiomasa.gob.ar/sitio/es/noticia.php?id=200515102042
http://www.probiomasa.gob.ar/_pdf/12-valoracion-externalidades-biomasa-seca-biogas.pdf

determinada región a lo largo del tiempo y es esperable que los comportamientos evaluados no se alteren. No ocurre lo mismo con los recursos biomásicos provenientes en su mayoría de actividades relacionadas al agro o a desechos de procesos industriales o residuos urbanos, entre otros. Dicha exigencia obliga a los adjudicatarios de los contratos de abastecimiento a encontrar eventuales garantías sustitutas de abastecimiento, puesto que no es previsible conocer por ejemplo las futuras enfermedades de los animales de los que resultan los desechos utilizados o los períodos de sequía o momentos de mayor o menor desarrollo de una actividad industrial, lo que en cualquier caso termina sacando temporariamente del mercado biomásico recursos para resguardarlos como una eventual garantía en la reducción de los previstos originalmente para el proceso de generación y en consecuencia eliminando la posibilidad de tratar o darle un valor agregado a los desechos, lo que además de contribuir con la sustitución de matriz energética colaboraría con los objetivos de descarbonización del medioambiente y disminuiría riesgos ambientales como ser la posibilidad de incendios por quema de desechos de forestaciones.

Surge también del cuadro adjunto en el Anexo I que no existe diferencia alguna en las licitaciones que atiendan las características propias del mercado que le da surgimiento al insumo. Está claro que las tecnologías solar o eólica o aún las pequeñas hidroeléctricas nada tienen que ver con tecnologías de biogás, biomasa o residuos sólidos urbanos. En el caso de las dos primeras, como es sabido, su origen suele ser el agro o procesos industriales, causa que hace que los procesos de participación o no en nuevo mercado como es el energético deban ser evaluados en consecuencia de ello. Es decir, así como el agro produce distintos productos primarios y derivados de ellos, también vemos que es capaz producir biogás y con él, si se continúa agregando valor, energía eléctrica. Ello implica que en este caso el mercado que configura el centro de la escena es el agro y no la energía, el producto energético obtenido es un producto más derivado de la enorme cadena productiva del agro que en el caso derrama beneficios hacia el sector energético.

Consecuencia de ello, no debiera contar con el mismo tratamiento regulatorio y tampoco requerírseles idénticas condiciones y obligaciones a una central de generación eólica o fotovoltaica que a una pequeña de planta de generación de energía eléctrica en base a biomasa. En muchos casos, el desarrollo de estos proyectos se lleva adelante por PyMEs, como se dijo la actividad se desarrolla con el objetivo de agregar valor a la cadena de producción o simplemente con el fin de dar un tratamiento adecuado a los desechos para disminuir impactos ambientales, sin embargo, a pesar de constituir pequeños emprendimientos se les exige por ejemplo la constitución de nuevas sociedades de propósito específicos o U.T. o Fideicomisos o el cumplimiento de determinados requisitos regulatorios que claramente pertenecen a otros modos de generación de energía eléctrica.

El cuadro adjunto en el Anexo I no contiene todos requisitos exigidos ni todos los aspectos considerados en los pliegos de bases y condiciones ni en la normativa aplicable, sino que solo los que se han entendido como relevantes para el análisis a fin de poder demostrar lo exagerado de las exigencias regulatorias. A dichos requisitos asociados al mercado energético se suman todos aquellos otros correspondientes al mercado de origen del producto biogás o energía eléctrica, es decir todos los asociados a las autoridades de aplicación de temas agrarios, ambientales, entre otros. Todo ello implica costos de desarrollo y mantenimiento de la actividad que excepto en lo relacionado a las garantías exigidas suelen ser los mismos para llevar adelante una planta de 0.5 MW de biogás que de 40 MW de potencia solar o eólica.

Consecuentemente, el método elegido para incentivar el desarrollo de las distintas tecnologías renovables y para cuantificar los costos/beneficios de las distintas alternativas de EERR no fue homogéneo, lo cual termina sesgando la asignación o valorizando de manera no homogénea las distinta EERR.

Lineamientos cualitativos para la definición de una visión estratégica en materia de Biomasa

En virtud de la variedad de alternativas a disposición y opciones de política pública con relación a la composición futura de nuestra matriz energética es imperioso seleccionar hacia qué matriz queremos dirigirnos en función de los costos/beneficios sistémicos de las alternativas a disposición.

Que una fuente de energía nos aporte dólares o nos ahorre dólares, que una fuente de energía sea renovable no basta en sí misma. El costo económico que remunere adecuadamente cada alternativa tampoco es un buen criterio si no es acompañado del análisis integral para el sistema energético en particular y de la economía en general.

Hasta ahora, lo mucho y bueno que se hizo en post de reducir la participación de hidrocarburos en nuestra matriz energética no nació de una visión estratégica global, sino mas bien de impulsos sectoriales bien intencionados, pero con resultados más acotados que los inicialmente propuestos. En parte, los resultados a la postre no obtenidos se explican en parte en algún déficit de diseño original.

Nuestro país parte de una situación positiva en términos del debate global sobre cambio climático. Somos acreedores ambientales, nuestra matriz energética es mucho menos contaminante que el promedio mundial y que la mayoría de los países desarrollados.

La velocidad y la dirección con la cual llevemos adelante "nuestra transición energética" la podemos moldear a nuestra conveniencia toda vez que no presenta nuestro país grandes problemas ambientales, y los principales problemas no se deben a la composición de nuestra matriz energética. Podemos citar como nuestros principales desafíos en materia ambiental la contaminación de cursos de agua (caso Riachuelo, por ejemplo), fuertes déficits en el tratamiento de residuos industriales, comerciales o residenciales, o ineficiencias que surgen de déficits habitacionales producto del bajo ingreso disponible de la población.

Un vector de precios energéticos menores al promedio que enfrentan nuestros competidores por mercados internacionales mejoraría la situación competitiva de nuestras exportaciones. La posibilidad de agregar valor a nuestras exportaciones reduciendo la huella de carbono puede ser un diferencial competitivo en las próximas décadas.

En el caso particular del mercado de combustibles líquidos, nuestra capacidad de refinación está casi en su límite, crecimientos en la demanda de combustibles obligaría a expansiones de nuestras refinerías, a importar el faltante o producir localmente el sustituto. Frente al horizonte de reducción a futuro en el uso de combustibles fósiles, ante la perspectiva de mayor utilización de vehículos eléctricos, o a la introducción del hidrógeno como combustible vehicular no hace sentido expandir las refinerías. Así, los biocombustibles podrían jugar como mínimo el rol de abastecer al crecimiento de la demanda de naftas y gas oil más allá del incremento del corte sobre "la demanda de base".

La cuestión a dilucidar sería ¿Qué tipo de biocombustible querríamos fomentar?

¿Lo más conveniente es producir biocombustibles a partir de bienes con un costo de oportunidad alimenticio (caña de azúcar, maíz, soja)? De forma más genérica, ¿es conveniente usar para producir biocombustibles bienes cuya producción se debe a razones distintas a las de su uso como combustible?

Uno de los desafíos que hoy enfrenta "el corte de combustibles" es que el precio de los biocombustibles varía en función de la cotización del bien utilizado como base de su producción, y ello genera a veces variaciones en los costos para los usuarios finales "políticamente incómodos".

Es lógico que se usen bienes cuya cadena de producción esté desarrollada pues ello garantiza la oferta. Es lógico que los productores de estos bienes destinen su producción allí donde mejor se la paguen. Para un productor de caña de azúcar, maíz o soja es bienvenido un nuevo potencial mercado en el cual se puedan arbitrar ventas. Es lógico que en la fórmula de costos que diseña el Estado para remunerar a las empresas que abastecen a las refinadoras con biocombustibles se tome en cuenta el precio de mercado de la caña de azúcar, maíz o soja, pues en definitiva ese es su costo de oportunidad.

La única manera de evitar esta "incomodidad" es fomentar el desarrollo de cadenas de valor de "semillas/bienes energéticos". Si en lugar de sembrar un bien con varias alternativas posibles se "sembrara combustible" su remuneración podría acercarse a su costo económico de producción.

Esa en parte fue la intención del paquete de leyes de promoción de biocombustibles analizado, el punto es que con el impulso normativo no alcanzó. Hay restricciones estructurales de nuestra

economía que no permitieron que surgieran cadenas de valor pensadas solo para biocombustibles.

Una manera alternativa de promover la "siembra de combustibles" sería la oferta de contratos de mediano/largo plazo garantizando la compra de biocombustibles cuyo origen sean "cultivos energéticos".

Esto podría llevarse a la práctica mediante contratos lanzados por el Estado recogiendo las mejores prácticas del Plan Renovar o bien podría utilizar a YPF para ello, dado que el Estado controla el 51% de la empresa. El motivo por el cual se la adquirió era para tener una herramienta de gestión estratégica nacional en el mercado energético. YPF bien podría contratar todo o parte de las compras de biocombustibles para el corte de combustibles vía contratos con quienes acuerden obtener biocombustibles de combustibles energéticos. Ello no tiene por qué excluir a los bienes actualmente utilizados para producir biocombustibles, sino que parte de su producción ya se pensaría en términos de su costo de producción y se aislaría de los vaivenes de precios internacionales.

La transición entre donde nos encontramos hoy y donde querríamos estar podría darse de manera paulatina. Los cupos actualmente asignados se respetarían hasta su vencimiento, los nuevos cupos se empezarían a asignar en función del nuevo criterio o de una combinación de ambos. Las potenciales cadenas de valor de los "cultivos energéticos" no se desarrollarán a corto plazo, por lo cual hay que administrar la transición.

El desarrollo de "cultivos energéticos" puede brindar una alternativa para diversificar o rotar cultivos en las áreas actualmente dedicadas a la agricultura o bien puede ser un driver para expandir la frontera agrícola. Incluso, si esta última opción se juzgara como la más conveniente, podrían diseñarse las compulsas asignando cupos geográficos de modo tal de potenciar las zonas elegidas para la expansión de la frontera agrícola. En ambas alternativas (alternativas de rotación de cultivos o expansión de la frontera agrícola) estamos frente a dos hechos positivos que están siempre presentes en los objetivos de política sectorial.

En el caso de las EERR el principal sesgo observado es la falta de homogeneidad o equalización de las potenciales fuente de energía (eólica, solar, biomasa o mini hidro). La asignación de contratos en función del costo económico privado de llevar adelante los proyectos es un buen mecanismo de selección "intra sector", tomando a la energía solar, la eólica, la biomasa o mini-hidros como sectores. El problema es cuando se quiere usar ese costo como indicador para seleccionar que EERR privilegiar "entre sectores".

La respuesta que no responde un plan como el Renovar es qué MWh renovable le conviene incorporar al sistema eléctrico en su conjunto o a la economía en general. No surgen de los antecedentes, ni del procedimiento de asignación que el beneficio sistémico, social o global fuera el factor determinante para asignar los cupos por tecnología.

Los planes desarrollados al momento para incorporar EERR a nuestra matriz energética hicieron el aporte nada despreciable de romper la inercia y demostrar que su introducción es posible. Sirvió para demostrar como las distintas tecnologías pueden desarrollarse. Ya el sistema eléctrico no habla en abstracto sobre como administrar el factor de carga y la intermitencia de la energía solar o eólica. Lo está haciendo. Ya no se habla del aporte de la biomasa en términos de potencia y energía en la punta de línea. Se está haciendo. Ahora bien, a futuro, cual podría ser un método de análisis que permita seguir incorporando EERR pero incorporando el beneficio social que aporta cada tecnología e intentando apropiar costos de la mejor manera para evitar subsidios cruzados no del todo justos.

La metodología cualitativa propuesta para equalizar o homogeneizar a las distintas fuentes de EERR podría basarse en los siguientes pilares.

Costo Económico Directo (CED): este sería el costo económico privado de llevar adelante el proyecto en cuestión. Es la remuneración suficiente como para que un agente o grupos de agentes obtengan el flujo necesario para repagar el proyecto (incluyendo retorno sobre el capital invertido).

Costo Potencia Complementaria (CPC): ¿Cuánto le cuesta al sistema eléctrico tener un back up para complementar el factor de carga o intermitencia de la EERR en cuestión? El costo del complemento necesario para abastecer a la demanda deber ser considerado, puesto que el objetivo de cualquier

sistema eléctrico es abastecer a la demanda, y por ello el costo relevante es cuanto debe erogarse para garantizar el abastecimiento eléctrico.

Externalidades para el Sistema Eléctrico (ESE): fuera del CPC ¿Hay otros costos adicionales para abastecer a la demanda? Por ejemplo, la necesidad de construir una línea de transporte para evacuar la producción o el ahorro en transporte y distribución que una EERR instalada dentro de una red de la distribuidora le significa a la misma. En el caso que se beneficie un agente del sector eléctrico (por ejemplo, una distribuidora que evita costos de distribución y transporte) quien debería pagar ese monto es la distribuidora.

Externalidades Generales para la economía (EGE*):* ¿Qué externalidades le genera el proyecto al conjunto? Un proyecto basado en el tratamiento de RSU (residuos sólidos urbanos) le puede evitar costos a las intendencias donde se ubique el proyecto. En este caso es lógico que el beneficiario (la municipalidad) aporte al proyecto el costo evitado. ¿Por qué la demanda eléctrica tiene que pagar el costo evitado del tratamiento de los RSU? Si ese costo se le carga al sistema eléctrico se estaría subsidiando al municipio que sin la existencia del proyecto debería erogar para tratar los RSU.

Impactos Macroeconómicos (IM): no todos los proyectos tienen el mismo impacto macroeconómico. Un aspecto evidente sería la composición de bienes y servicios locales vs extranjeros. Otro el origen del financiamiento. No es lo mismo para el saldo de la cuenta corriente futura que un proyecto se financie desde el exterior o desde el mercado local. Si el financiamiento proviene del exterior lógicamente los financiadores aspirarán a obtener dividendos, intereses o pagos de capital que repatrian a sus casas matrices. No es lo mismo para el equilibrio macroeconómico de un país que las rentas se reinviertan a que los dividendos se remitan a sus casas matrices. No todos los proyectos tienen el mismo efecto multiplicador sobre la economía.

Así podríamos determinar el beneficio total (BT) de un proyecto de la siguiente manera:

BT = CED + CPC + ESE + EGE + IM

Esta metodología cualitativa permitiría ecualizar a distintos proyectos de distinta tecnología con el objeto de poder ordenarlos. Va de suyo que cuanto más alto sea el BT de un proyecto mayor debería ser la posición en el ranking de obras de EERR por desarrollar. De esta forma los proyectos se ordenarían en función de lo que podríamos definir como el beneficio social en lugar de hacer en función de su costo económico privado.

Esta metodología sustentaría una mirada estratégica sobre la introducción y desarrollo futuro de las EERR en general y de la biomasa en particular. En el caso específico de la biomasa permitiría valorizar aún mejor a los distintos proyectos por cuanto: i) No solo aportan energía sino que también aportan potencia, ii) Su producción se genera cerca de los centros de demanda evitando inversiones en infraestructura (transporte y distribución) y mejorando la calidad de servicio en su área de influencia, iii) En el caso de la utilización de residuos (del tipo que fueran) el costo alternativo de disposición de los mismos debería considerarse como un aporte del obligado a realizarlo reduciendo el precio a pagar por el sector eléctrico.

Conclusiones

Ciertamente podría valorarse como virtuosa la introducción de biomasa en nuestro vector de oferta de bienes energéticos. Ello aplica tanto al mercado de biocombustibles como de energías renovables.

Sin embargo, se observan algunas cuestiones susceptibles de perfeccionarse a futuro con el objeto no solo de cumplir con el objetivo de política pública de descarbonizar la oferta interna de energía sino también con los objetivos sectoriales.

Así, en materia de biocombustibles no se logró aún el desarrollo de cultivos energéticos que desvinculen el precio de los combustibles de los movimientos de precios de los cultivos hoy utilizados para la obtención de bioetanol (caña de azúcar y maíz) y biodiésel (soja).

Como se analizó en el apartado respectivo una opción de política sería la firma a mediano y largo plazo de contratos que le garanticen a potenciales oferentes la compra de biocombustibles a partir de

cultivos energéticos. YPF como empresa controlada por el Estado Nacional podría jugar un rol estratégico relevante liderando esa política.

En lo relativo a las EERR falta una metodología para ecualizar las distintas tecnologías de modo tal de poder ordenar las alternativas en función de su beneficio social y no en base al costo económico privado.

El esquema de valuación propuesto representado por la siguiente expresión: BT = CED + CPC + ESE + EGE + IM (cuyos términos fueron caracterizados en el apartado respectivo) podría constituir un primer paso, siempre perfeccionable, para empezar a incorporar en la matriz de decisiones el beneficio social de cada EERR analizada.

Anexo I – Condiciones requeridas en las licitaciones del plan Renovar

	Renovar 1	Renovar 1.5	Renovar 2	Fase 2 Renovar 2	MiniRen3	RenMDI
Condiciones Generales	Centrales nuevas o ampliaciones o repotenciaciones sobre existentes. Alcanza a proyectos de cogeneración o autogeneración. Una misma central de generación puede contar con potencia adicional a la potencia ofertada, comprometida bajo distintas modalidades comerciales. Potencia requerida en la licitación en relación a la tecnología bajo análisis: 65 MW biomasa y 15 MW biogás.	Se convoca a los proyectos presentados y no adjudicados del Renovar 1 que contaren con capacidad de interconexión en algún punto de interconexión indicado en anexo del PByC. Se establece potencia requerida por tecnología y región. La potencia ofertada no podrá estar afectada a ningún otro contrato o modalidad de comercialización, sin perjuicio que la central cuente con potencia adicional a la ofertada comprometida bajo otras modalidades de comercialización.	La provisión se realizará a través de centrales nuevas, ampliaciones existentes o a construirse comprometidas en otros contratos, o repotenciaciones de existentes no comprometidas con el Programa RenovAr. Podrán presentarse proyectos de autogeneración o cogeneración. La potencia ofertada no podrá estar afectada a ningún otro contrato o modalidad de comercialización, sin perjuicio que la central cuente con potencia adicional a la ofertada comprometida bajo otras modalidades de comercialización.	Se mantienen las condiciones del Renovar 2 invitando a aquellas ofertas calificadas y no adjudicadas a celebrar contratos de abastecimiento. Se incluye potencia requerida adicional. Respecto a las tecnologías bajo análisis se agregan 67.5 MW para biomasa y biogás en conjunto. Se establece un precio de celebración de contrato para biomasa de 106.73 MW/h y para biogás de 156.85 MW/hs, adicionando al mismo solamente el 50% el incentivo por escala.	La provisión se realizará a través de centrales nuevas. No se permiten ampliaciones. La potencia instalada no puede estar afectada a ningún contrato ni modalidad de comercialización. La potencia generada en exceso a la contratada podrá ser comercializada en el mercado spot. Respecto a las tecnologías bajo análisis el cupo a licitar es de 25 MW para biomasa, 10 MW para biogás y 5 MW para relleno sanitario. Se determina como precio máximo, USD 160 para biogás, USD 110 para biomasa y USD 130 para relleno sanitario.	Se mantienen las condiciones del MiniRen 3 y se define que la convocatoria incluye dos renglones que aplican a distintas regiones. El renglón 1 se denomina “Generación Renovable para sustituir generación forzada” para las tecnologías de biomasa, fotovoltaica con y sin almacenamiento, mientras que el renglón 2 se denomina “Generación Renovable para sustituir la matriz energética” para biogás, biogás de relleno sanitario, PAH y biomasa. Se establece una potencia requerida para ambos renglones y se establece la cantidad de proyectos a asignar por tecnología. Con relación a las tecnologías bajo análisis se define precios para biomasa en USD 146, biogás de relleno sanitario en USD 160 y biogás en 190.

			Potencia requerida en la licitación con relación a la tecnología bajo análisis: 100 MW biomasa, 35 MW biogás y 15 MW biogás de relleno sanitario. Se define la existencia de un sistema ampliado, es decir líneas de interconexión y estaciones transformadores a licitarse y construirse. En caso de proyectos adjudicados sobre dicho sistema, una vez habilitados comercialmente, tendrán garantizada una cláusula de tomar o pagar. En caso de estar habilitada la central pero no el sistema ampliado se remunerará igual la energía abastecida. Se define, respecto a las tecnologías bajo análisis, un precio		La potencia máxima que ofertar no podrá ser superior a 10 MW ni menos a 0,5 MW. Se establecen plazos máximos para la habilitación comercial. Se deberá presentar una carta de acuerdo de conexión técnica y comercial con el distribuidor y/o prestador adicional de la función técnica de transporte.	La Fecha Programada de Habilitación Comercial en la que la Central de Generación deberá obtener la Habilitación Comercial será de máximo 1.095 días corridos (Renglón 1) 1.460 días corridos (Renglón 2), contados desde la fecha de firma del Contrato de Abastecimiento, más una prórroga máxima 365 días corridos. Los proyectos deberán inscribirse en el Registro de Energía Eléctrica de Fuente Renovable.

			máximo de USD 160 para biogás, USD 110 para biomasa y USD 130 para biogás de relleno sanitario. Se define un incentivo de escala para biogás y biomasa. Se prohíbe la presentación para un mismo oferente o relacionadas de proyectos de biogás o biomasa en un radio menor de 15 km. Los oferentes deberán solicitar los beneficios fiscales que pretendan obtener y deberán calcular el precio ofertado asumiendo que se obtendrán dichos beneficios. Las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero están incluidas en la meta de la			

			contribución nacional del país y serán contabilizadas por el Estado Nacional para el cumplimiento de su NDC en el marco del Acuerdo de París y la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático.			
Venta del PByC	Precio de $ 150.000 más IVA Constitución de domicilio en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires	Solamente deben adquirir el PByC aquellos oferentes que no estuvieren integrados por alguna persona que haya adquirido el PByC en la Ronda 1. Se mantiene el valor de adquisición del Renovar 1.	Precio para los proyectos que no superen los 6 MW: $ 90.000 más IVA. Precio para proyectos que superen los 6 MW: $180.000 más IVA.		Gratuito.	Se mantiene el criterio del MiniRen3.
Ley aplicable a la Convocatoria y al contrato a suscribir	Se regirán y serán interpretados de acuerdo con las leyes, normas y principios generales del derecho privado, en todo cuanto no contradigan el Marco Regulatorio Federal Eléctrico. En particular, regirán las Leyes N° 15.336, 24.065, 26.190, 27.191, y el Decreto 531/2016, Los Procedimientos, el Código Civil y Comercial y demás normas	Iguales condiciones que en el Renovar 1.	Iguales condiciones que en el Renovar 1 y Renovar 1.5		Iguales condiciones que el Renovar 1, 1.5 y 2.	Iguales condiciones que el Renovar 1, 1.5, 2 y 3.

	modificatorias y reglamentarias.							
Personas capacitadas para ser oferentes	Las personas humanas argentinas o extranjeras, personas jurídicas constituidas en la República Argentina o en el exterior, en ambos casos siempre que sea a través de una sociedad de propósito específico de su propiedad, respecto de la cual posean un derecho irrevocable para su adquisición o que se obligan a constituir e inscribir ante la Autoridad de Gobierno correspondiente antes de la fecha de suscripción en caso de resultar adjudicatarios.	Podrán estar integrados por las mismas personas jurídicas o humanas que en el Renovar 1 o variar completamente. En caso de variaciones se deberán acreditar las mismas condiciones exigidas para el Renovar 1.	Iguales condiciones que en el Renovar 1 y Renovar 1.5.		Personas humanas o jurídicas del país o extranjeras, en forma individual o conjunta, UT y Fideicomisos.	Personas jurídicas constituidas en el país o en el extranjero, U.T. y Fideicomisos.		
Garantía de Mantenimiento de la Oferta	USD 35.000 por MW de potencia ofertada.	Iguales condiciones que en el Renovar 1.	Iguales condiciones que en el Renovar 1.		USD 50.000 por MW de potencia ofertado.	Potencia mayor o igual a MW	Potencia menor o igual a MW	Montos
						0.50	1.50	$450.000
						1.51	2.50	$900.000
						2.51	7.50	$1.800.000

						7.51	12.50	$3.600.000
						12.51	20	
Requerimiento financiero del oferente o socio estratégico	Acreditar un patrimonio neto mínimo de USD 250.000 por cada MW de potencia ofertada.	Iguales condiciones que en el Renovar 1.	Iguales condiciones que en el Renovar 1 y 1.5.		No aplica	No aplica		
Esquema de pagos	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	En caso de resultar adjudicado la garantía resultará afectada al esquema de pagos. Consta de un pago inicial por adjudicación y pagos trimestrales. Determinado en USD pagadero en pesos al Tipo de Cambio de Referencia Comunicación A 3.500 publicado por el BCRA del día inmediato anterior a la emisión de los documentos. Lo recaudado se destina la Cuenta de Apartamiento para la Expansión del Sistema de Transporte de EERR mediante el FOTAE.		
Requerimientos técnicos de cada proyecto	Memoria descriptiva indicando: plazo de ejecución, cronograma de ejecución, hitos de obras – plazo programado de cierre financiero, plazo programado de comienzo de construcción, plazo	Los proyectos calificados en Ronda1 no deberán presentar la documentación que acredite el cumplimiento de requerimientos técnicos. Mientras que aquellos que fueron descalificados en la Ronda 1 deberán presentar	En general se mantienen las condiciones del Renovar 1 y 1.5. Se agrega respecto a la memoria descriptiva la presentación de un archivo formato kmz o kml con 3 capas de información:		En general se mantienen los requisitos del Renovar 1, 1.5 y 2.	Solo se requiere memoria descriptiva técnica sintética que identifique el alcance y características generales del proyecto, acompañando los planos y esquemas que la clarifiquen, detalle de layout donde se indiquen tanto las coordenadas del polígono del sitio, así como los		

	programado de llegada de equipos, plazo programado de habilitación comercial - y componente nacional declarado. Acreditación de la disponibilidad del inmueble mediante título de propiedad libre de gravámenes e inhibiciones, contrato de alquiler o usufructo y/u opción irrevocable de venta, alquiler o usufructo. Disponibilidad o factibilidad del recurso acreditando que el recurso que se pretende utilizar se encuentra disponible y sin restricciones para su utilización durante la vigencia del contrato. A tales efectos se solicita título jurídico habilitante para la utilización del recurso, habilitaciones para el uso del suelo, prospectiva del recurso o informe de producción	la documentación requerida en la ronda Renovar 1. Respecto a la disponibilidad del inmueble, se especifica los contratos que serán aceptados.	ambiental, legal y técnica. Se incluye que en el caso de biogás a partir de biodigestores se deberá describir el tratamiento y destino final del digerido.			componentes de las instalaciones de la central de generación. Se deberá adjuntar un archivo en formato KMZ (Keyhole Markup language Zipped), en formato digital, con su debida georreferenciación. Se solicita identificar el sitio mediante mapas y/o cartas digitales

	de energía realizado por un consultor independiente nacional o internacional que en el caso de las tecnologías bajo análisis debía acreditar haber realizado estudios similares para como mínimo un total de 100 MW.					
Cálculo de producción	Acompañar modelos de simulación del sitio para determinar los valores medios anuales aprovechables de acuerdo con la configuración y tecnología a utilizar. Acompañar mapas de diseño, planos y esquemas de la central de generación especificando los criterios y herramientas utilizadas para el diseño.	Iguales condiciones que en el Renovar 1.	En general se mantienen los mismos requerimientos que los exigidos en Renovar 1 y 1.5. Respecto a las tecnologías bajo análisis se incorporan los siguientes requerimientos: para biomasa seca se deberá indicar para cada recurso biomásico, al menos: identificación, procedencia, cantidad a utilizar, poder calorífico y humedad. Para biomasa forestal o sus derivados, se deberá especificar,		En general se mantienen los mismos requerimientos que los exigidos en Renovar 1, 1.5 y 2.	No aplica.

			además, el tipo de plantación, la rotación de los cultivos y el ciclo de extracción de la misma. Si se tratase de biomasa proveniente de formaciones nativas se deberá dar cumplimiento a lo requerido en la Ley 26.331 de Presupuestos Mínimos de Protección Ambiental de Bosques Nativos. Para Biogás se deberá indicar para cada sustrato, al menos: la identificación, su procedencia, cantidad a utilizar, contenido de materia seca y sólidos volátiles y producción de biogás. Para Biogás de Relleno Sanitario se deberá indicar toneladas de residuos acumulados en cada módulo de generación, características, composición y antigüedad de los residuos dispuestos y producción de biogás			

			para cada año de producción. Para el caso de utilizar biomasa de terceros se deberán adjuntar los acuerdos de suministro.			
Habilitaciones ambientales	Cumplimiento de las Resoluciones N° 475/1987 y 149/1990 de la ex Secretaría de Energía. Listado de profesionales a cargo de la elaboración del EIA y de los que participaron en sus diversos competentes, especificando título y exigiendo rúbrica de la documentación. Copia certificada y legalizada, de corresponder, por escribano de la documentación ambiental que habilita el proyecto.	Se mantienen los requisitos agregando que respecto al Agente MEM en caso que una habilitación esté otorgada a un proyecto por una capacidad superior a la presentada en la oferta, se permitirá luego de la adjudicación la adecuación ambiental así como lo relacionado al diseño o tecnología utilizada en el proyecto.	Se mantienen en general las mismas exigencias que en el Renovar 1 y 1.5, agregando lo que sigue. Para las tecnologías biogás y biomasas la habilitación ambiental deberá estar vigente al momento de suscribir el contrato de abastecimiento. Previo a la suscripción del contrato se deberá presentar una ficha de caracterización del proyecto y plan de manejo ambiental y social que forma parte del procedimiento del plan de manejo		Se deberá presentar copia certificada de la documentación que indique inicio del trámite para la obtención de la habilitación ambiental en la jurisdicción correspondiente adjuntando EIA, descripción de proyecto, aviso de proyecto u otro. La habilitación definitiva se presenta previo a la suscripción del contrato excepto en el caso que no se hubieran solicitado beneficios fiscales caso en que se habilita a presentarla previo a la habilitación. El adjudicatario deberá presentar una Ficha de Caracterización Ambiental	No aplica. Calidad del aire: se aclara que será de aplicación analógica lo establecido por la Resolución ENRE 121/2018.

	Declaración jurada manifestando que los equipos no contienen PCBs ni que se almacenarán dichos productos en el sitio. En caso de optar por la Garantía del Banco Mundial se deberá incluir una declaración jurada garantizando que el proyecto cumple con las Normas de Desempeño Sobre Sostenibilidad Ambiental y Social y que lo oferentes se comprometen a respetarlas durante todo el plazo por el cual haya solicitado y se le hubiese otorgado la Garantía Banco Mundial. Las Normas de Desempeño Sobre Sostenibilidad Ambiental y Social son las siguientes: Evaluación y gestión de los riesgos e impactos ambientales y sociales, Trabajo y condiciones laborales, Eficiencia del uso de los recursos y		ambiental y social anexo al PByC.		y Social y deberá presentar la opinión sobre la elegibilidad del proyecto, emitida por la Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable en el caso de que el proyecto tenga como fuente renovable de generación residuos sólidos urbanos.	

	prevención de la contaminación, Salud y seguridad de la comunidad, Adquisición de tierras y reasentamiento involuntario, Conservación de la biodiversidad y gestión sostenible de los recursos naturales vivos, Pueblos Indígenas y Patrimonio cultural.					
Agente MEM	Acreditar el inicio de trámite de solicitud de ingreso al Mercado Eléctrico Mayorista como agente MEM (la habilitación es condición previa a la fecha de habilitación de la central).	Se mantienen las mismas exigencias que en el Renovar 1.	Se mantienen iguales condiciones que en el Renovar 1 y 1.5.		Se mantienen iguales condiciones que en el Renovar 1, 1.5 y 2	No aplica.
Beneficios fiscales	Incluir la solicitud de los beneficios fiscales del Régimen de Fomento de las Energías Renovables y su cuantificación detallada utilizando los formularios anexos al PByC. En caso de resultar adjudicado y hacer uso de los beneficios fiscales, el	Los beneficios fiscales reconocidos a favor de los proyectos habilitados para participar en la Ronda 1.5 que resultaron calificados en la Ronda 1, son los indicados en el Anexo (IF-2016-01784312-APN-SECEE#MEM) correspondiente al Artículo 2° de la Resolución	En general se mantiene bajo los mismos requerimientos que el Renovar 1 y 1.5.		Se incluyen los beneficios fiscales que se pretenden obtener y su detallada cuantificación.	No aplica.

	adjudicatario deberá constituir las garantías establecidas en la Resolución 72/2016.	SE 205/2016. Los beneficios fiscales reconocidos a favor de los proyectos habilitados para participar en la Ronda 1.5 que no resultaron calificados en la Ronda 1, son los que se determinan en el Anexo II (IF-2016-02725110-APN-SSER#MEM) de la Resolución MEyM 256/2016.				
Otros requisitos	Declaración jurada firmada especificando que los beneficios fiscales solicitados no han sido financiados mediante los regímenes establecidos en las Leyes 25.019, 26.360 o similar. En caso de contar con dichos requisitos se deberá presentar una declaración jurada de renuncia o desistimiento de los beneficios mencionados. Declaración jurada respecto a que no se ha celebrado contrato alguno bajo las Resoluciones SE 220/ 2007, 712/2009 o	Se mantienen las mismas exigencias que en el Renovar 1.	Se mantienen las mismas exigencias que en el Renovar 1 y 1.5.		Se mantienen exigencias de los anteriores Renovar y se agrega la presentación de una política de integridad considerando la aplicación de la Ley 27.401.	No aplica.

	108/2011. En caso de haber celebrado contrato bajo dichas normas deberá presentarse declaración jurada prestando conformidad para la rescisión bilateral del contrato. Declaración jurada respecto a que el oferente no se encuentra comprendido en ninguna de las situaciones previstas en los incisos a), b), c) y d) del Artículo 11 de la Ley 26.190, modificada por la Ley 27.191. Comprobante del desistimiento de las acciones y derechos a que se refiere la parte final del último párrafo del Artículo 11 de la Ley 26.190.					
Propuesta económica	Precio ofertado considerando que el precio reconocido será igual al precio anual de cada año de producción que será colocado en el	Se estipula que el precio ofertado podrá ser con garantía del Banco Mundial o sin garantía del Banco Mundial. En ambos casos, ese precio, luego	En general se mantienen similares condiciones de presentación que las exigidas en el Renovar 1 y 1.5.		El precio ofertado debe considerar que los beneficios fiscales solicitados se obtendrán.	El precio ofertado deberá estar en USD. Se debe considerar un factor de mayoración a utilizarse para la evaluación en el proceso de adjudicación.

	contrato a suscribir, al cual corresponde al mes en cuestión multiplicado por el un factor de incentivo del año calendario al cual corresponde el mes en cuestión -también fijado en el PByC-. El precio anual resultará de multiplicar el precio adjudicado por el factor de ajuste anual establecido en el PBC. El oferente deberá indicar si toma la Garantía del Banco Mundial, la potencia mínima de adjudicación parcial y la energía comprometida. Se deja previsto además que en caso de que luego de adjudicado se realice un cambio en el diseño o configuración de los equipos en la central, el oferente deberá presentar un nuevo cálculo de prospectiva del recurso ante la	denominado precio adjudicado será ajustado por un factor de ajuste anual y un factor de incentivo, ambos establecidos en el PByC. Para cada mes el precio reconocido será el precio anual multiplicado por el factor de incentivo del año calendario al cual corresponde el mes en cuestión. El precio anual será el contenido en el contrato de abastecimiento, y resultará de multiplicar el precio adjudicado por el factor de ajuste anual contenido en anexo del PByC. Respecto a las demás condiciones se mantienen las del Renovar 1.				

	autoridad de aplicación quien lo analizará y aprobará instruyendo a CAMMESA a realizar las modificaciones sobre la energía comprometida y la energía comprometida mínima que correspondan en el contrato de abastecimiento.					
Condiciones precedentes para la suscripción del contrato de abastecimiento	Perfeccionamiento de la propiedad de la sociedad de propósito específico o constitución e inscripción. Traslado de todas las habilitaciones, autorizaciones y requerimientos técnicos a nombre de la sociedad de propósito específico. Constitución de la garantía de cumplimiento de contrato la que será igual a USD 250.000 por cada MW de potencia ofertado.	Se mantienen iguales condiciones que el Renovar 1. Nuevo análisis de prospectiva del recurso en casos de optimización de diseño, configuración y tecnología. Nuevos estudios técnicos y permisos respecto a la interconexión y ampliación de capacidad de transporte en caso de haber cambiado el punto de interconexión.	En general se mantienen iguales exigencias que en el Renovar 1 y 1.5. Se agrega el ejercicio de opción para que proyectos localizados en sitios aledaños de la misma tecnología se consoliden en una única sociedad de propósito específico. Se agrega para el caso de tratarse de zona de frontera, la conformidad de la Dirección de Asuntos Técnicos de Fronteras.		En general se mantienen las mismas exigencias que en los anteriores Renovar, incluyendo aquella documentación que se permite se entregue al momento de suscripción. Se incluye la presentación de la constancia de presentación emitida por el BICE de la documentación relativa a “Políticas, Procedimientos y Controles de Encubrimiento y Lavado de Activos de Origen Delictivo” conforme Resoluciones UIF 30-E/2017 y 52/2012, respecto de la política “Conozca a su Cliente”; y la Declaración Jurada de Intereses del Decreto 202/17 y de todas	Al momento de la firma se deberá tener, al menos, iniciado el trámite de: disponibilidad del inmueble, uso del suelo, Agente MEM, Acceso a la capacidad de transporte, habilitaciones ambientales, inscripción en el RENPER. Perfeccionamiento de la propiedad de la SPE, U.T. o Fideicomiso o suscripción e inscripción de estos. Cumplimiento del esquema de pagos.

	Suscripto el contrato de abastecimiento, aquella sociedad de propósito específico que hubiese obtenido el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables, quedará sujeta al procedimiento para el control de las inversiones y aplicación de los beneficios fiscales y eventualmente a las sanciones, establecidas en el Anexo II de la Resolución MEyM 72/2016 y Resolución Conjunta MEyM 123/2016 y MP 313/2016. Adicionalmente, en el caso que la Autoridad de Aplicación verificase un incumplimiento del CND, la SPE será pasible a una multa equivalente a 1 mes de su facturación por cada punto porcentual de deficiencia en el cumplimiento del componente nacional declarado. Dicha multa será aplicable, asimismo, a aquella sociedad de		Se agrega la presentación de la ficha de caracterización de proyectos y sus potenciales impactos ambientales y sociales. Respeto a la deficiencia en el cumplimiento del componente nacional declarado se aplicará una multa del 40% de la facturación mensual por cada punto porcentual de deficiencia. La misma multa resultará de aplicación a aquella sociedad de propósito específico que no hubiera solicitado u obtenido el certificado de inclusión en el régimen de fomento de energías renovables.		las declaraciones juradas que constan en el Anexo 15 del PByC, y la ratificación, por quien suscriba el Contrato de Abastecimiento -Sociedad, U.T. o Fideicomiso-, del programa de integridad presentado por el oferente, asumiéndolo como propio, o la presentación de uno nuevo. En caso de deficiencia en el cumplimiento del componente nacional declarado se aplicará una multa del 0.5% del precio adjudicado por cada punto porcentual de deficiencia. Igual multa se aplicará a quien no hubiese solicitado u obtenido el certificado de inclusión en el régimen de fomento de energías renovables. Se establece una garantía de cumplimiento de contrato de USD 250.000 por MW de potencia contratada.	

	propósito específico que no hubiese solicitado u obtenido el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables.					
Control del INTI	El adjudicatario abonará al INTI la suma de USD 2.000 más IVA por cada MW de potencia contratada en concepto de honorarios por las actividades de control y seguimiento definidas en el PByC.	Se mantienen exigencias del Renovar 1	Se mantienen exigencias del Renovar 1 y 1.5.		Se mantienen exigencias de anteriores Renovar.	No aplica.
Prioridad de pago	Los contratos de abastecimiento contarán con la primera en el orden de prelación de pago.	Se mantiene lo previsto en el Renovar 1.	Se mantiene lo previsto en el Renovar 1 y 1.5.		Se mantiene lo previsto en los anteriores Renovar estableciendo que el pago será pari-passu con los contratos pertenecientes a los mismos.	Tendrán la prioridad de pago que a la fecha tiene en el MEM el cubrimiento de los costos de combustibles para la generación de energía eléctrica
Fondo de Desarrollo de Energías Renovables	Los adjudicatarios suscribirán un contrato de adhesión con el Fideicomiso FODER, quien garantizará o asumirá las siguientes obligaciones: (a) Garantizará el Pago por Energía respaldando el cumplimiento de las obligaciones de pago de CAMMESA bajo el	Se mantiene lo previsto en el Renovar 1.	En general se mantiene lo previsto para el Renovar 1 y 1.5.		En general se mantiene lo previsto para el Renovar 1, 1.5 y 2.	El contrato de abastecimiento no se encuentra garantizado por las garantías FODER.

	Contrato de Abastecimiento, (b) Asumirá la obligación de compra y pago del Proyecto ante ciertos eventos y/o causales de rescisión y/o terminación anticipada, (c) Proveerá a los Beneficiarios acceso a la Garantía Banco Mundial por los montos y plazos solicitados por los Oferentes en sus Ofertas.					
Prioridad de despacho	Los contratos de abastecimiento cuentan con prioridad en el despacho.	Se mantiene igual criterio que en el Renovar 1.	Se mantiene igual criterio que en el Renovar 1 y 1.5.		No existe prioridad de despacho frente a otras centrales de generación, autogeneración o cogeneración en caso de cogestión del SADI.	Las centrales que se construyan para las regiones 1, 2 y 3 del renglón 1 contarán con prioridad de despacho, mientras que las que se construyan para las regiones 4, 5 y 6 del renglón 1 y las del renglón 2 no contarán con prioridad de despacho.

Posibilidad de reducir el consumo energético en el transporte por mayor utilización del transporte de carga ferroviario

ALEJANDRO FIGOLA[*] SEBASTIÁN SCHEIMBERG[†]

Resumen

El presente análisis procura desarrollar una línea de trabajo sobre la conveniencia o no de desplazar parte de la carga transportada por el sistema carretero de mercancías hacia el modo ferroviario. Nuestra hipótesis es que, al demandar menor cantidad de energía por unidad de carga, medido en kg equivalente de petróleo por tonelada-kilómetro (kep/TK), el reemplazo de un porcentaje de la carga que circula por camión hacia el modo ferroviario, generará no sólo ahorro de energía sino también de emisiones de CO2, y otras externalidades a considerar.

De modo concomitante, nuestro análisis pone foco en las características del sector de transporte ferroviario de carga, que dada la baja densidad actual en términos del indicador tonelada-kilómetro (TK), plantea dos disyuntivas opuestas: o bien se eleva la participación del transporte ferroviario, o el mismo tiende a ser completamente reemplazado por el modo carretero, dado que el statu quo resulta económicamente insostenible.

A los fines señalados se realiza un análisis somero del sector, como referencia contextual, y se corre el modelo LEAP de balance energético de largo plazo, utilizando la técnica de escenarios para cotejar las hipótesis propuestas. Partiendo del año 2022, se asume un escenario de referencia con crecimiento moderado y continuo del PBI. Sobre dicho escenario se evalúan las dos opciones; por un lado, la paulatina sustitución del modo carretero por el ferroviario hasta alcanzar una participación del 25% en el 2050; por el otro, la eliminación de este sistema a partir del 2030. La profundización del modo ferroviario domina en términos energéticos sobre la propuesta alternativa, e incrementa el Beneficio Social.

Palabras Claves | eficiencia energética, transporte de carga, transporte ferroviario.

Posibility to reduce transport energy consumption by increasing the train freigh use share

Abstract

The ongoing analysis aims at initiating a path towards studying the convenience or inconvenience to substitute the freight rail transport by the truck system. Our hypothesis is that due to energy intensity reasons, there is a saving on energy in the use of the Railroad system, based upon the efficiency captured by the use of energy (kg of oil equivalent) by tone-km (kep/TK) parameter. There is also a positive impact on CO2 emissions, and other externalities in the movement towards increasing freight train share on the overall freight transport system.

At the same time our study aims at describing some particularities of the train system, which shows at present a very low density in terms of tone-km transported, that makes the system economically unsustainable at the *statu quo* situation. Therefore, we postulate that two opposite paths should be followed: either increasing the share of the train freight system or make it disappear.

An overview of the freight railroad system will be introduced, as a context picture, while a scenario analysis will be made through the LEAP long run Energy Balance program use. Taking year 2022 as a base year of our long run projection, a steady growing GDP framework is set up. Over this framework we evaluate the two options: on one hand a continuing increasing of the rail freight system share, up to 25% in 2050; on the other, the complete use of the road freight system since 2030. The deepening of the rail system dominates over its elimination, in terms of energy saving effects. It also increases social benefit.

Keywords | energy efficiency, freight transport, railway transport

[*] Universidad de Buenos Aires figola.alejandro@gmail.com
[†] Universidad Nacional de La Matanza sebascheimberg@hotmail.com

1. Introducción

El ahorro de energía, o mejor dicho las medidas de eficiencia energética, es uno de los medios que tienen las economías modernas para reducir la contaminación y cumplir los objetivos fijados por la comunidad internacional en función de las metas de reducción de emisiones que se han venido planteando en forma sucesiva. Las metas planteadas por las Naciones Unidas contienen varios niveles de atención puestos en el logro sectorial y global del desarrollo económico con equidad y de modo sustentable[1]. Concretamente el objetivo número 7 es el de energía sostenible y no contaminante. En este sentido nos hemos planteado una pregunta que ha servido como disparador del presente análisis. Esta pregunta refiere al ahorro energético que podría lograrse de traspasar parte de la carga del sector carretero al ferroviario, y a su vez está vinculada a trabajos realizados en el sector del transporte, donde se ha venido observando una tendencia en sentido contrario; es decir hacia la muy baja participación relativa de la rama ferroviaria en el agregado del total transportado de mercancías en nuestro país.

Esta primera intuición que planteamos, ha sido de alguna manera corroborada por los especialistas más destacados del sector, que han observado una debilidad estructural que no ha podido revertirse en los últimos 50 años, bajo distintas modalidades de organización del sector ferroviario.

Al mismo tiempo, dado que el sector del transporte es de suma relevancia en términos del consumo energético, y que se ha querido utilizar herramientas modelísticas para verificar la hipótesis que teníamos por la que el uso de sistemas de transporte más densos en términos de las toneladas por kilómetro transportadas, en el caso de la carga, o bien los pasajeros por kilómetro en el caso de los pasajeros, generarían ahorros operativos, que inmediatamente se transformarían en reducciones de emisión de gases de efecto invernadero. Es por ello que según nuestra hipótesis es preciso aumentar la densidad –entendida en el contexto del presente trabajo como el cociente entre las unidades de tráfico (tonelada-km / pasajeros-km) y la extensión de la red (km)– todo lo posible en los sistemas existentes para generar eficiencias. No obstante, el alcance del presente estudio se limita al análisis del segmento de cargas, que es donde creemos que hay mejores posibilidades de lograr eficiencias, en el momento en que deben implementarse medidas que reglamenten una ley que debería impulsar la actividad y que, sancionada en el año 2015, no logra dar a luz el nuevo modelo de organización competitiva que se busca, generando incentivos adecuados para la expansión del sistema, y que describiremos a lo largo del presente ejercicio.

Para responder a nuestro interrogante también utilizamos parte de los parámetros clave en términos de costos de infraestructura que fueron previamente desarrollados, y construimos un conjunto de supuestos clave de nuestro modelo, el cual intenta reflejar de forma simplificada la situación del año base, en 2022 y crear una narrativa acerca de lo que consideramos la posible evolución de la actividad del sector del transporte y la energía, bajo tres escenarios diferentes. Un escenario base de referencia en el que la economía logra estabilizarse y crecer a un ritmo del 2,8% anual por los próximos 30 años, con lo cual duplica su Producto Bruto Interno (PBI) en 25 años. Este supuesto de por sí ambicioso resulta consistente con una economía que se reorganiza y gana eficiencia, y por tanto debe optar o bien por eliminar un sistema de transporte costoso en la medida que trabaje con capacidad ociosa, o bien un escenario en el que dicho sistema logra ganar densidad y posicionar al transporte ferroviario con una participación superior al 20% del total de la carga en los próximos 20 años, tal como se presenta la situación en países como Brasil y México, países de la región que tomaremos como referencia.

Hay que tener en cuenta que la narrativa sobre la que se basa la construcción de nuestros escenarios parte del supuesto que el gas natural pasará a tener un rol preponderante en el futuro del transporte de carga. Ello se debe a la vasta trayectoria que tiene Argentina en el uso del GNC para vehículos livianos y su regulación, y los desarrollos que ya se están produciendo con modelos de carga a GNC y GNL de fabricación nacional. En el caso del transporte de pasajeros, un único escenario plantea una

[1] https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/

conversión eléctrica menos acelerada que en otros países sin reservas gasíferas, aunque de significatividad.

Ambos escenarios alternativos contrastan con el statu quo sectorial del escenario de referencia, aunque heredando todas las condiciones de borde. Concretamente, se plantea un escenario donde el tren de carga desplaza parcialmente al camión (escenario de trenificación) y también se impulsa la conversión a motores propulsados a GNC y/o GNL, y uno alternativo (camionización) en donde el tren de carga desaparece a partir del 2030, justamente porque no logra trabajar a plena capacidad o; en otros términos, aumentar su densidad.

Utilizando la amigable herramienta del Programa LEAP (del inglés, *Low Emission Analysis Platform*) hemos podido trabajar en el análisis de nuestra hipótesis, en lo que planteamos como el inicio de un camino a transitar. Ello se debe a que, si bien nutrimos a este ejercicio de estadísticas actualizadas, tanto en materia de datos energéticos y del sector transporte, así como demográficos y económicos, no se han afinado algunos de los cálculos realizados por reconocidos especialistas sectoriales, que remiten a relaciones paramétricas de la década del 2010, y que deberían estudiarse para perfeccionar el presente análisis. Sobre todo, datos vinculados a costos de logística e infraestructura, donde el segmento carretero compite en forma desleal contra el ferroviario, dado que la construcción de rutas tiene como beneficiarios a los vehículos particulares que comparten la infraestructura de los camiones que transportan mercadería y no cargan con el costo total de dicha infraestructura, como sucede en el caso del ferrocarril.

Por otra parte, si bien el modelo LEAP incorpora el cómputo de externalidades ambientales a la hora de evaluar el costo social de los escenarios alternativos, existe una diversidad de externalidades no computadas, que no se han tenido en cuenta en este ejercicio, y que podrían incorporarse en próximas evaluaciones, sobre todo aquellas referidas a los riesgos para la salud y de accidentes de tránsito, entre otras.

2. Revisión de la literatura

El presente documento se basa en el tratamiento de la información estadística, tanto del sector energético como del sector transporte, partiendo del análisis realizado en el año 2019: “Diagnóstico para el Sector Transporte”, coordinado por Alberto Müller y Nicolas Di Sbroiavacca, en el marco del “Programa de Eficiencia Energética en Argentina”, financiado por la CEE, al que referiremos como: Müller (2019). Asimismo, muchos de los parámetros utilizados en el modelo de planeamiento energético LEAP han surgido de estudios señeros como el caso de Müller (2018).

Justamente por incursionar en forma bastante minuciosa en aspectos tecnológicos y de organización del sector ferroviario, también se ha tenido acceso a otros informes realizados para el sector, como es el caso del Informe: “Restructuración del sistema ferroviario de transporte de carga en Argentina” del mes de abril de 2018, realizado por la consultora *Bain & Company*. Muchos de los parámetros que se utilizaron para modelar el sector han partido de un proceso de calibración de la información estadística disponible para el año 2021, publicada por la Comisión Nacional del Transporte, del año 2022. Lo mismo puede decirse acerca de la información de Balances Energéticos, donde se ha trabajado con los datos provisorios del año 2021 publicados por la Secretaría de Energía de la Nación.

En el segmento del análisis del sector ferroviario propiamente dicho hemos revisado publicaciones realizadas por Jorge Kohon (2019), que al igual que en el caso de Müller presenta un abordaje de tipo institucional, particularmente en el documento del año 2014 realizado para el Banco Interamericano de Desarrollo (BID): “Cómo gestionamos los trenes: integración vertical vs open acces”. Tanto Müller como Kohon plantean una situación crítica que debe dirimirse bajo una organización diferente a la que se ha experimentado en los últimos 50 años, en que el sector de carga ferroviario ha ido perdiendo terreno contra el transporte carretero, y donde la variable crítica es la densidad, en términos del peso o volumen transportado en los ramales que, a medida que ha pasado el tiempo, han visto reducida su extensión; o bien, cuando se ha intentado revertir el proceso de desinversión (con financiamiento externo) no ha podido lograrse un mayor volumen o peso transportado en las líneas que se mejoraron. De este modo la política ferroviaria ha mostrado tanto un deterioro de la infraestructura como una mala asignación de los recursos en relación a la eficiencia de la inversión.

También se han revisado algunas de las recomendaciones realizadas por Organismos Internacionales para reducir los consumos energéticos y las emisiones de gases de efecto invernadero. Tal es el caso del documento elaborado por BID (2020) "*De estructuras a servicios. El camino a una mejor infraestructura en América Latina y el Caribe*".

No obstante, como el documento pretende ser novedoso al transitar una línea de investigación aplicada, ha habido un considerable trabajo de campo, gestándose una relación fructífera entre los ámbitos de especialidad de ambos autores, y donde se ha contado con el permanente acompañamiento del personal de la Subsecretaría de Transporte Ferroviario de la Nación. Como antecedente inmediato al presente ejercicio puede señalarse el elaborado por Scheimberg (2023), unos meses atrás, en el marco del Programa: *Energy Modelling Platform for Latin America and The Caribbean*, Universidad de Costa Rica. En este ejercicio se utilizó el modelo de análisis de demanda MAED en el que se desarrollaron parámetros que utilizamos en el presente documento. El modelo MAED ha sido desarrollado por la Agencia Internacional de Energía Atómica (https://www.iaea.org/publications/7430/model-for-analysis-of-energy-demand-maed-2, última consulta 08/06/2023) y es de uso abierto para la Comunidad Académica.

Toda la información del sector energético, como señalamos, provino de la estadística oficial, y en el caso del modelo LEAP se utilizó una licencia adquirida por los autores, pero que está disponible en sentido muy amplio, para el claustro educativo. En nuestro caso tanto la licencia como la capacitación se obtuvieron a través de Fundación Bariloche[2].

Otros documentos que se utilizaron en relación al sector ferroviario fueron: de Wills-Johnson (2007), *"Competition Policy and Railway Investment"*; y el Informe de la Unión Internacional de Ferrocarriles del año 2021: *"A bright future for american rail freight"*, publicado por la Asociación Latinoamericana de Ferrocarriles.

3. Metodología y datos

La metodología de trabajo se basó en un intento de descripción del contexto actual del sector ferroviario de carga que nos permitiera plantear una hipótesis de trabajo a desarrollar a partir del método de análisis de escenarios, que propone el modelo LEAP.

Dada la complejidad inherente del sector y la escasez relativa de datos del sistema carretero de transporte, se trabajó con coeficientes utilizados por Müller (2019) y recalibrados al período más reciente de datos disponibles; esto es, al año 2021.

Si bien nuestro análisis pone foco en el sector del transporte de carga, se ha hecho un esfuerzo para calibrar todos los consumos energéticos del sector transporte, incluyendo al segmento de pasajeros. Quedará para un análisis posterior la posibilidad de transferir parte del transporte carretero al ferroviario de pasajeros, aunque este traspaso no tiene los evidentes beneficios del caso de cargas, principalmente porque el transporte ferroviario de pasajeros funciona con un elevadísimo nivel de subsidios generalizados, donde la tarifa no llega a cubrir el 10% del costo económico del servicio.

Es importante destacar la diversidad de información con que se trabajó, lo cual incluye información energética (Secretaría de Energía); estadísticas globales demográficas y económicas (Instituto Nacional de Estadística y Censos); estadísticas de transporte (Ministerio de Transporte; Comisión Nacional de Regulación del Transporte), e información internacional de precios de la energía (Energy International Agency) y de mercado para computar la eficiencia de los distintos modos de transporte y precios de mercado. Por otra parte, dado que el LEAP contiene una frondosa base de datos, se apeló a la información contenida en el programa para computar las emisiones de gases de efecto invernadero, que computa y actualiza los datos del panel intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC).

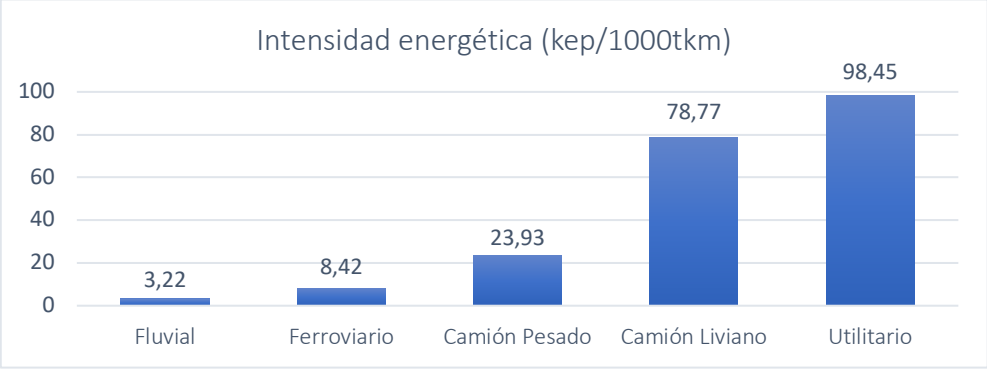
Claramente la variable fundamental de nuestro análisis es la intensidad energética de cada modo de transporte, y es crucial dado que nuestros escenarios son divergentes. O bien se utiliza en mayor

[2] Con especial agradecimiento a Nicolas Di Sbroiavacca y Francisco Lallana, responsables del Taller virtual para el uso de LEAP en planificación energética, brindado en los meses de octubre a diciembre 2022.

medida el transporte ferroviario o bien se lo elimina y aumenta la participación del transporte carretero. Por detrás de este último escenario existe un supuesto de racionalidad económica, dado que el *statu quo* no es sostenible para el sector ferroviario, puesto que el Estado debe intervenir para que su funcionamiento no genere pérdidas.

Si ponemos foco en los rendimientos de los distintos modos tenemos que, a primera vista, nuestra hipótesis se corroboraría, puesto que se busca sustituir un modo con elevado consumo de energía por unidad de medida, en este caso la tonelada-kilómetro, por otro con menor consumo relativo. Estas diferencias se aprecian en la siguiente comparación.

Ilustración 1. Rendimientos energéticos



Fuente: elaboración propia

Puede apreciarse que el sistema ferroviario de carga tiene un rendimiento que constituye la tercera parte del que tiene el camión, siempre y cuando se comparen ambos modos a plena capacidad. Pero es en este punto en el que debemos detenernos en un análisis sectorial, dado que hay actualmente un problema relacionado a la existencia de capacidad ociosa en el transporte de carga ferroviario.

A pesar de su clara ventaja, el servicio de transporte ferroviario de mercancías en la Argentina, ha cedido frente al avance del transporte automotor, a tal punto que de ser el oferente monopólico de transporte de mercancías hoy menos del 4% de las cargas son transportadas por el ferrocarril y una red que llegó a tener 43.540 km de extensión operativa en el año 1947, hoy apenas suma 14.750 kilómetros operativos Müller (2018).

Es interesante también destacar que el sistema ferroviario argentino, para el año 2022, cuenta con 4 operadores de cargas, 1 de ellos de propiedad estatal, Belgrano Cargas y Logística S.A. (BCyL) y los 3 restantes en manos privadas: Ferroexpreso Pampeano S.A., propiedad del Grupo Techint; Nuevo Central Argentino S.A., cuyo propietario es Aceitera General Deheza; y Ferrosur Roca S.A., perteneciente al grupo Loma Negra.

La convivencia de operadores públicos y privados facilita el análisis de comparación de modelos de gestión sobre una estructura económica donde históricamente ha predominado el concepto de monopolio natural y el de gestión verticalmente integrada.

En la Tabla 1 se puede apreciar la distribución de las cargas transportadas en el año 2021, por operador.

Tabla 1. Sistema de Transporte Ferroviario de Carga

Toneladas transportadas por operador (año 2021)	
Belgrano Cargas y Logística S.A.	8.340.080
Ferroexpreso Pampeano S.A.	4.388.000
Nuevo Central Argentino S.A.	7.296.368
Ferrosur Roca S.A.	4.329.044

Fuente: elaboración propia en base a CNRT, https://www.argentina.gob.ar/transporte/cnrt/estadísticas, 1/02/2023

Una mirada regulatoria moderna del sector considera, sin embargo, la posibilidad de separar la operación de los servicios ferroviarios de la infraestructura, fomentando la competencia en los aspectos de la industria que no tienen el carácter de monopolio natural, permiten considerar un abordaje moderno del sector, de un modo análogo al que se planteó treinta años atrás en el sector energético en nuestro país. Este concepto ha estado asociado con un principio novedoso que ha sido el acceso abierto, y que está en el corazón de los cambios estructurales propuestos en el sector del transporte ferroviario, que miran al caso australiano como un norte interesante para esa industria, pero que tiene como requisito indispensable incrementar sensiblemente la densidad de la carga (Wills- Johnson, 2007).

Para considerar la situación en otros países de América Latina, de acuerdo a datos de la Unión Internacional de Ferrocarriles (UIC) observamos que en México la participación del modo ferroviario asciende a 25%, en Colombia al 20%, y en Brasil al 19% (Informe Bain, 2018).

Estos valores son los que utilizaremos como referencia en uno de los escenarios que plantearemos, partiendo de la situación actual, que como señalamos no llega a representar el 4% del total de las toneladas-kilómetro transportadas. Este incremento no solo es evaluado como un aspecto vinculado a los ahorros energéticos y de emisiones de CO2, sino como un requisito para hacer sustentable el modelo ferroviario, así como la implementación del sistema de acceso abierto al que aspira converger el modelo regulatorio argentino, según la Ley N° 27.132, por la que cualquier operador de carga puede utilizar la infraestructura de red, independientemente de quien detente la titularidad o tenencia de las instalaciones del punto de carga o destino[3].

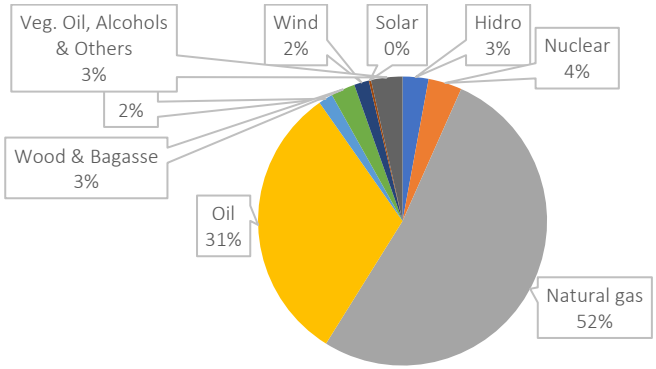
En efecto, la metodología de trabajo que se plantea es el análisis de escenarios al que nos permite acceder el modelo LEAP. Este modelo se ha desarrollado como una plataforma de análisis de bajas emisiones, y en su aplicación para el análisis energético y ambiental, en los años 90'. Muchos países utilizan el modelo LEAP para la construcción de las Comunicaciones Nacionales (CNCC), vinculadas a las metas y compromisos de emisiones que asumen los países ante la comunidad internacional. Para el año 2012 el modelo se utilizaba en 190 países, con más de 15.000 usuarios, cifra que se duplicó en 2016, y trepó a 44.000 en 2020, sobre un universo de 198 países.

Si bien esta plataforma compite con otras que cumplen funciones similares, la ventaja del LEAP es su sencillez en términos de la interacción con el usuario. Asimismo, dado que se trata de un modelo de balance, es posible lograr su consistencia sin la necesidad de reflejar el sistema energético en su totalidad ni de la forma precisa que es en la realidad; y a fin de cuentas, nos permite trabajar sobre la hipótesis que se plantea en este documento, acerca de la conveniencia o no de ir sustituyendo el transporte carretero por el ferroviario, viendo al mismo tiempo el impacto sobre variables energéticas y ambientales, y nos permite lograr un balance energético ficticio, dado que el mismo no incorpora cabalmente al sector eléctrico. Es también por ello que al plantear nuestro análisis lo hemos enmarcado en términos del inicio de una línea de trabajo que busca conjugar elementos del sector transporte con los del sector energético[4].

[3] La realidad es que, a la fecha, la Ley N° 27.153 no ha sido cabalmente reglamentada (el Decreto Reglamentario N° 1027/2018 no avanzó mucho en ese sentido) no existiendo operadores que hayan hecho uso del principio de acceso abierto. Por el contrario, el sistema ferroviario argentino ostenta en la actualidad empresas ferroviarias privadas y estatales verticalmente integradas operando en las redes que le fueron asignadas.

[4] Próximas actualizaciones de este modelo incorporarán una estructura más realista del sector eléctrico, que no era imprescindible para el presente ejercicio.

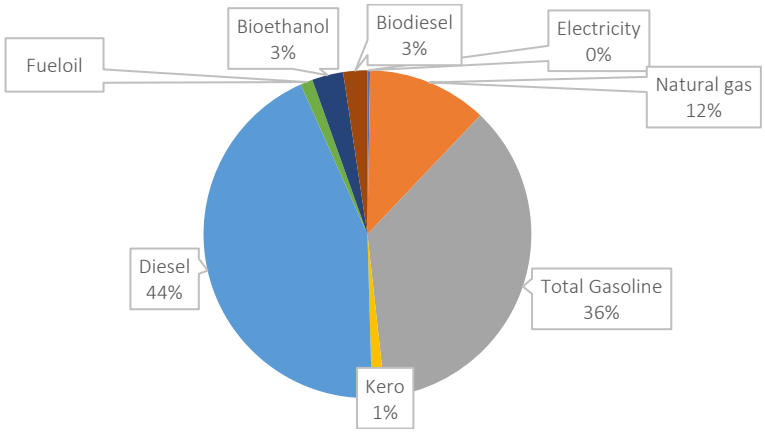
Ilustración 2. Matriz Energética Argentina 2021. 75 Millones TEP



Fuente: Secretaría de Energía.

En efecto esta vinculación es evidente por cuanto el transporte representa el 22% del consumo de energía (y un 15% de las emisiones de CO2), de modo que, si pretendemos encarar medidas de eficiencia energética, va a ser necesario poner mucha atención al ahorro que pueda generarse en este sector. Asimismo, es preciso destacar que tanto la matriz energética como la de transporte poseen un sesgo hacia los combustibles fósiles, con lo que asumimos que la transición hacia fuentes renovables debería tener un *timing* distinto al de otros países con dotaciones de recursos diferentes. En tal sentido, Argentina cuenta con la ventaja de haber desarrollado tempranamente la tecnología del GNC para el uso vehicular, así como con un marco institucional que facilitaría el aprovechamiento de los cuantiosos recursos gasíferos que debería desarrollar el país, antes que los avances tecnológicos determinen la inconveniencia del uso del gas natural en el uso vehicular, desaprovechando la ventana de oportunidad que existirá en un período que suponemos no se extenderá mucho más allá del año 2050, que es el año límite de nuestra proyección. Y si bien el gas natural es un combustible fósil, podríamos considerar que el mismo presenta por un lado, un nivel inferior de emisiones de gases CO2 equivalentes que los combustibles líquidos a los que reemplaza, y por otro, un nivel de eficiencia energética del pozo a la rueda, muy superior a la de los combustibles líquidos, según se describe en Prieto *et al.,* (2021)[5].

Ilustración 3. Matriz de consumo energético Sector Transporte 2021. 16,4 Millones TEP



Fuente: Secretaría de Energía.

Bajo una conformación muy simplificada de Balance energético, donde se ha incorporado una oferta eléctrica puramente renovable, tenemos que a partir de los rendimientos energéticos presentados en

[5] Según la Tabla 1 del documento citado la relación de emisiones de un vehículo convencional a gasolina respecto de uno a GNC es de 1,72.

la Ilustración 1, se ha podido recrear la situación del año base de consumo energético. En la página que sigue se presenta dicho balance. Nótese que se ha desagregado la demanda del sector transporte, pero no la del resto de los sectores. Esto se ha hecho para el gas natural y para el diésel, que son los principales combustibles de consumo del sector, ya que como puede constatarse en los escenarios, el país opta por profundizar la matriz de transporte gasífero, en los tres casos planteados. Estos son: el escenario de referencia; el que se realiza un trasvase del segmento carretero de cargas al segmento ferroviario, hasta alcanzar una participación en cargas del 25% en el año 2050 (escenario de trenificación); y el escenario en el que como consecuencia de la incapacidad de aumentar la densidad en el segmento de carga ferroviaria, el tren no es capaz de sobrevivir sin un cada vez mayor subsidio estatal y por tanto se produce su desaparición a partir del año 2030 (escenario de camionización).

La existencia de una solución binaria: o se desarrolla el sistema o muere, está asociada al hecho que se asume una economía que procura sanearse y crecer a una tasa estable, que duplica su PBI en dólares unos años antes del 2050, que es la fecha final de nuestra programación e implícitamente no puede mantener estructuras ineficientes de servicios productivos. En este último caso, la hipótesis que planteamos es la planteada por Müller (2018) es que "El ferrocarril actual no resulta imprescindible, en el sentido que su desaparición no significaría una variación significativa en los costos de transporte terrestre de la Argentina".

Ilustración 4. Balance Energético ficticio año 2022. En Millón TEP

Energy Balance for Area "Transporte_V6"
Scenario: REF, Year: 2022, Units: Million Tonnes of Oil Equivalent

	Natural Gas	Crude Oil	Electricity	Oil Products	Non Energy	Total
Production	39,8	26,5	-	-	-	66,3
Imports	6,9	-	0,0	4,9	-	11,8
Exports	-0,7	-2,7	-	-1,9	-	-5,4
Total Primary Supply	46,0	23,8	0,0	2,9	-	72,7
Balance de Gas Natural	-	-	-	-	-	-
Balance de Petroleo	-	-	-	-	-	-
Refinacion	-	-23,8	-	20,2	3,6	-0,0
Gas Distribuido por redes	-	-	-	-	-	-
Total Transformation	-	-23,8	-	20,2	3,6	-0,0
Transporte Pasajeros	1,1	-	0,0	10,7	-	11,9
Transporte Carga	0,0	-	-	8,7	-	8,7
Demanda de gas	44,9	-	-	-	-	44,9
Demanda gasoil	-	-	-	3,7	-	3,7
Demanda otros derivados petroleo	-	-	-	-	6,3	6,3
Total Demand	46,0	-	0,0	23,2	6,3	75,4
Unmet Requirements	-	-	-	-0,0	2,7	2,7

Fuente: salida del Programa LEAP.

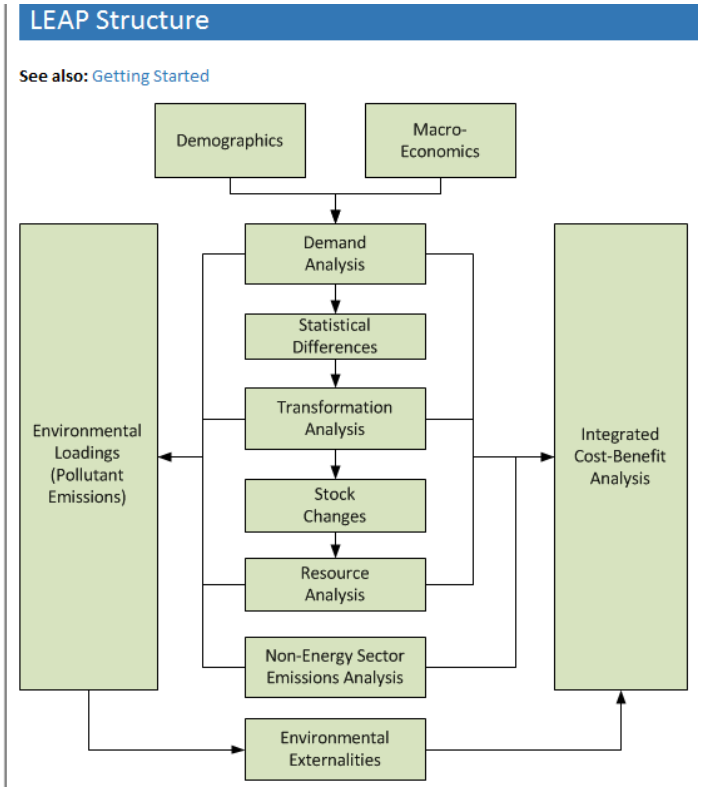
El análisis que planteamos, una vez calibrado el año base, consiste en el armado de una proyección de valores que tienen en cuenta datos demográficos y macroeconómicos, y que bajo una estructura arborescente introduce, en el orden que se muestra en la siguiente ilustración, los módulos de demanda, seguidos por los módulos de transformación (de energía primaria en secundaria) y finaliza con la oferta de recursos primarios, en base a las reservas disponibles. Asimismo, se incorporan efectos ambientales que, valorizados a un precio determinado, tendrán implicancia en los análisis tanto de emisiones, como de costo beneficio que computa el modelo.

En definitiva, la técnica de escenarios, donde solo se ha sensibilizado dentro del sector transporte (correspondiente a la demanda energética), el módulo de carga y dentro de éste, las ramas ferroviarias *vis a vis* la carretera, podrá darnos indicios acerca de la conveniencia de la profundización del modelo ferroviario de cargas, donde la densidad actual resulta particularmente baja. Por otra parte, además del cómputo de consumos energéticos y emisiones comparadas en los distintos escenarios, el uso de

esta herramienta nos permitirá evaluar si es conveniente, a partir de los costos diferenciales de logística, desde el punto de vista social, elegir uno u otro escenario, asumiendo que en cada circunstancia se produce de modo eficiente.

Esquemáticamente el modelo LEAP trabaja con módulos de demanda y de oferta, que deben cumplir la condición de balance, en la que todo lo producido es consumido o exportado, computa los costos ambientales y económicos y arroja resultados consistentes.

Ilustración 5. Estructura del Programa LEAP



Fuente: manual LEAP.

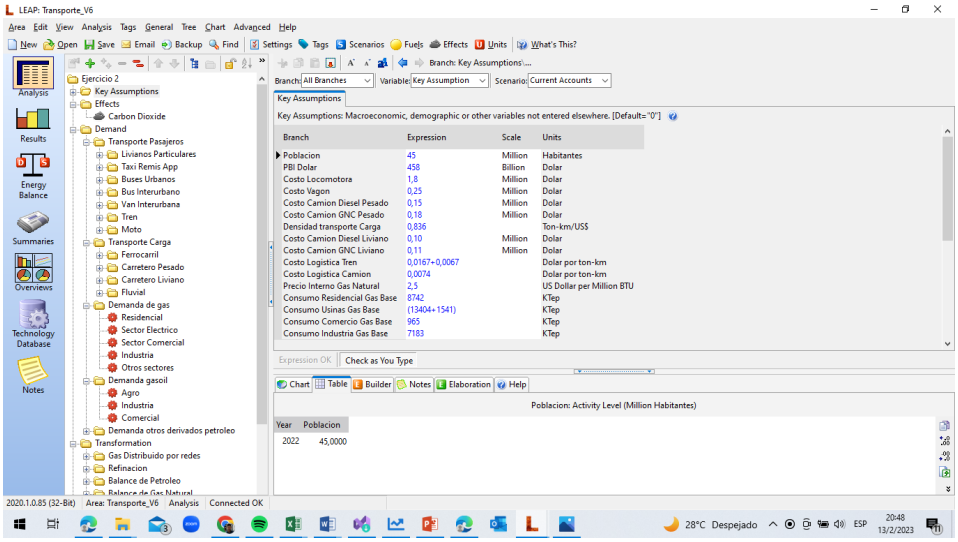
En este caso se trata de presentar una estructura sencilla, en la que hemos desarrollado con cierto grado de detalle todo lo que hace al comportamiento del sector transporte (excluyendo aéreo), tanto de pasajeros como de carga. En el caso del transporte de pasajeros, la variable relevante para determinar el nivel de actividad y la participación de cada fuente es la variable pasajero-kilómetro. En este caso asumimos que la actividad crece a un ritmo menor al del PBI, y que se produce un fuerte incremento del uso de los vehículos impulsados a gas natural, mientras que el vehículo eléctrico cobra impulso en los vehículos particulares a partir del 2030.

Mientras que, en el caso del transporte de carga, sobre el que se ha puesto el foco y todo el análisis de sensibilidad (en el caso de pasajeros los supuestos del año base se mantienen inalterados a lo largo de todo el período de análisis), la variable relevante es la tonelada-kilómetro, donde el crecimiento está vinculado en una estrecha relación al PBI. Todos los modos de transporte se introducen con sus respectivas intensidades energéticas, que en el caso de pasajeros es medida en TEP/pasajero-km y en el caso de la carga se mide en TEP/t-km, o bien en múltiplos de este ratio (Ilustración 1). Al igual que en el caso del transporte de pasajeros, estamos suponiendo que todos los modos profundizan la participación del gas natural como fuente propulsora y, a diferencia de esta, el motor eléctrico no cobra fuerza en la rama del transporte de carga.

En el caso del resto de los sectores que conforman la demanda, como se muestra en la ilustración que sigue, éstos se presentan con un consumo energético agregado (sin intensidades), y para la

composición de escenarios se elige algún supuesto vinculado al crecimiento del PBI, el cual no resulta tan significativo a los efectos de la evaluación que se propone realizar.

Ilustración 6. Estructura arborescente del modelo LEAP



Fuente: programa LEAP.

Sin querer presumir del esfuerzo del armado de la base de datos, hay que señalar que mientras el transporte ferroviario posee estadísticas muy detalladas, todo el cómputo del transporte carretero se ha realizado en base a estimaciones de carácter técnico; y en numerosos casos recurriendo a parámetros descriptos en Müller (2018) y Müller (2019).

Si bien el costo operativo ha sido algo más sencillo de computar, apelando a relaciones estándar eficientes, dada la complejidad del análisis de costo de capital y de logística que debe tenerse en cuenta para evaluar el costo social de una u otra estrategia, se ha recurrido a un parámetro de costo total (excluido combustible) reflejado en "Tabla 2", Müller (2018), cuya precisión es crucial para arribar a conclusiones en materia de costo social. En virtud de su importancia, a continuación se detallan dichos valores que surgirían de una derivación máxima de una rama a otra.

Tabla 2. Costos para diferentes escenarios referidos a tráficos ferroviarios

Dólares/t-km	1. Situación Actual		2. Derivación máxima		3. Deriv. con min. Costos	
	Ferroviario	Vial	Ferroviario	Vial	Ferroviario	Vial
Costos de movilidad	0,017	0,060	0,017	0,060	0,016	0,060
Costos de infraestructura	0,028	0,006	0,017	0,007	0,016	0,060
Costos de tiempo y otros	0,008	0,000	0,007	0,000	0,006	0,000
Costo Total	0,053	0,066	0,040	0,067	0,038	0,120

Fuente: Müller (2018), p. 330.

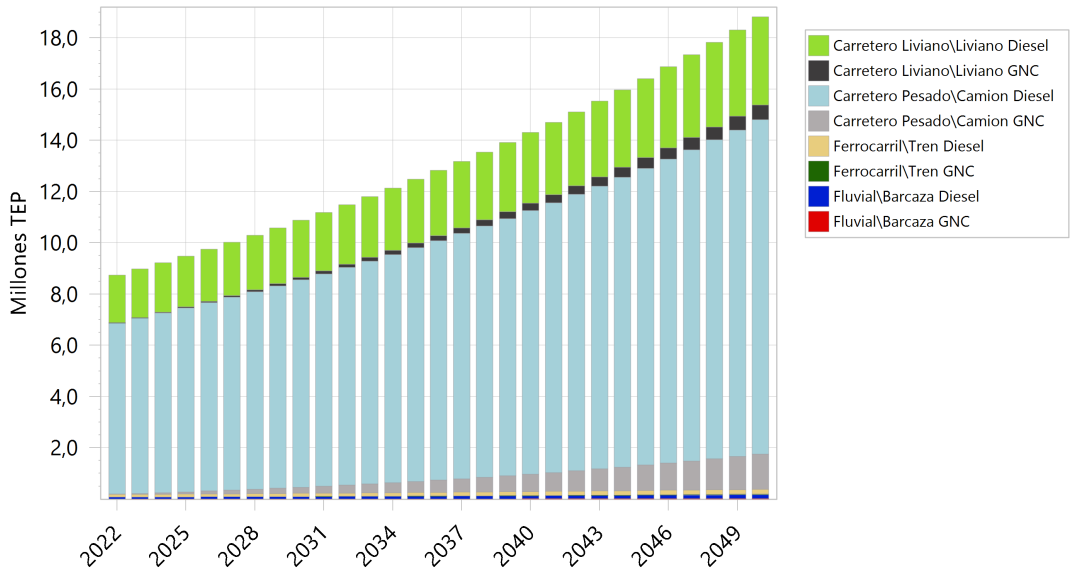
Como puede verse en las tres situaciones la derivación genera costos para ambas ramas del transporte. Nosotros tomamos la hipótesis intermedia, dado que el potencial de derivación es muy grande, dados los bajos niveles de participación que tiene actualmente el ferrocarril. Por otra parte, los resultados en términos de costo social serían mucho mayores en caso de imputarle a la rama carretera todos los costos que no paga el sistema, pues gran parte de los costos de mantenimiento y reposición de la infraestructura vial son solventados por el automotor particular y a través de la inversión por parte del Estado, operando así como un subsidio no registrado para esta modalidad.

Como parte de la metodología hace falta señalar que los escenarios construidos hacen parte de una narrativa sobre la que quienes ejecutan el modelo canalizan sus propias expectativas. En este caso el modelo contiene un sesgo de origen que tiene que ver con la expectativa de la profundización del

modelo de transporte de carga en base a gas natural, como ya se empezó a experimentar en años recientes. Como señalamos previamente, Argentina tiene una vasta trayectoria en el uso del GNC para los vehículos livianos, con una participación que ronda el 10%, a ello se suman experiencias recientes donde se han homologado modelos de camiones impulsados a GNC y también prototipos que funcionan con GNL. Parte de las ventajas del uso del gas natural en el transporte se encuentran sintetizadas en Scheimberg (2020)[6]. No obstante todo lo sabido en materia de gas vehicular, estas ventajas también están disponibles en su uso como fuente energética para el uso ferroviario, como lo ha demostrado constructores de locomotoras rusas, donde los ahorros energéticos resultan muy significativos[7]. En este sentido también el Ministerio de Transporte de la Nación inició algunos proyectos piloto para reconvertir locomotoras diésel a gas natural, en especial bajo la forma de GNL.

Por la metodología del armado de los escenarios, tenemos que los aquí planteados se desarrollaron con una herencia del escenario de referencia, con lo que la narrativa que planteamos hacia futuro es homogénea en términos de las variables demográficas y macroeconómicas, pero también lo es en términos de las tecnologías y rendimientos que se utilizan. Por lo tanto, a continuación presentamos el escenario de referencia que muestra la visión de la que está imbuido nuestro escenario futuro, específicamente en términos de la evolución del sector de cargas, y sobre el cual se construyen los escenarios alternativos.

Ilustración 7. Escenario de Referencia. Evolución del consumo de energía del Transporte de Cargas[8]



Fuente: modelo LEAP.

Según la visión que plasmamos en esta proyección, el transporte de carga solo consumirá gas natural o diésel en los próximos años. A partir de este escenario de base mostramos en la sección siguiente los resultados de la aplicación de nuestros escenarios, donde se analizan ventajas y desventajas del uso de uno u otro combustible, haciendo abstracción de los aspectos regulatorios o políticos que deriven en un manejo ineficiente de los distintos sistemas, pero sabiendo de antemano que el éxito o

[6] Consideraciones acerca de la diversificación del transporte pesado en Argentina. Una mirada desde la Planificación Energética. LV Reunión Anual AAEP. Noviembre 2020.

[7] https://www.gnvmagazine.com/gazpromtrans-recibe-la-primera-locomotora-de-maniobras-impulsada-por-gnl-de-rusia/ (última consulta 8/6/23). El caso de Rusia es interesante porque se trata de una economía con gran dotación de gas, y capacidades en el sector metalmecánico, como la Argentina.

[8] En la proyección figura GNC, pero refiere tanto al GNC como al GNL.

fracaso del desarrollo, en este caso del ferrocarril, estará fuertemente asociado a la implementación de reformas estructurales que el sistema requiere.

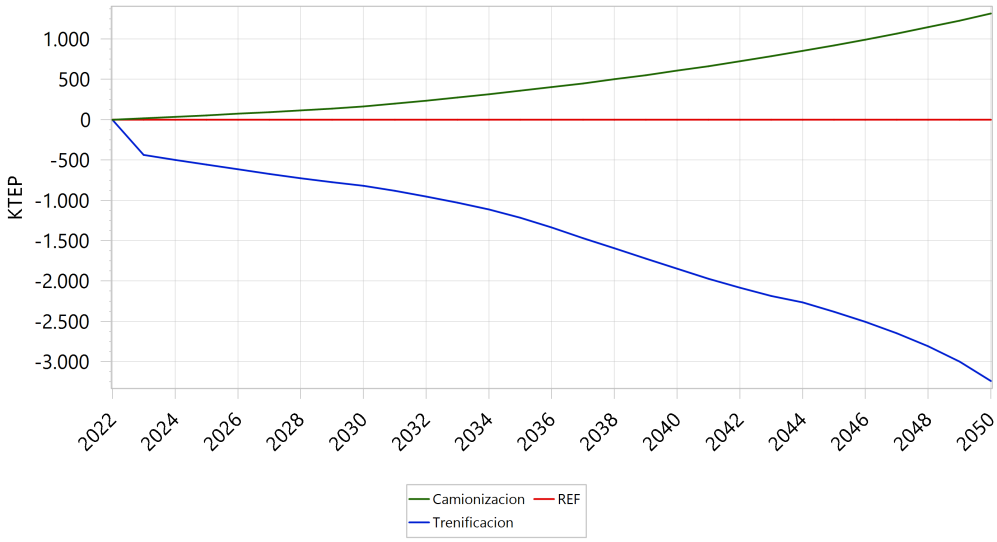
En la ilustración se deja ver en parte la hipótesis de una significativa penetración del gas natural en la rama del transporte pesado de cargas, donde el país ya cuenta con modelos de producción nacional en circulación. Si bien no se presentan los supuestos en el caso del transporte de pasajeros, señalamos que el vehículo eléctrico, que no tiene un desarrollo local en la rama carretera de carga, alcanzaría una participación del 10% del parque vehicular en el año 2050.

4.Resultados

Dada la relevancia que ha tenido el análisis de antecedentes, y la propia conclusión realizada por Müller (2018) sobre la misma pregunta que nos planteamos en el presente ensayo, quisiéramos señalar que según este autor, "…apostar al modelo ferroviario permitiría una reducción moderada de los costos de transporte terrestre. Agreguemos que se viabilizaría una economía visible en el consumo de combustibles, en función de la mayor eficiencia energética del modo ferroviario. Tentativamente ella puede cifrarse en 16%".

Nuestra conclusión va en la misma dirección, solo que debería notarse que el ahorro posible superaría el 22% del consumo energético del sector de transporte de carga en el año 2050, alcanzando los 5 millones de TEP, tal como se observa en la figura que sigue.

Ilustración 8. Evolución de la demanda de energía respecto a escenario de referencia. Todos los combustibles. En KTEP.



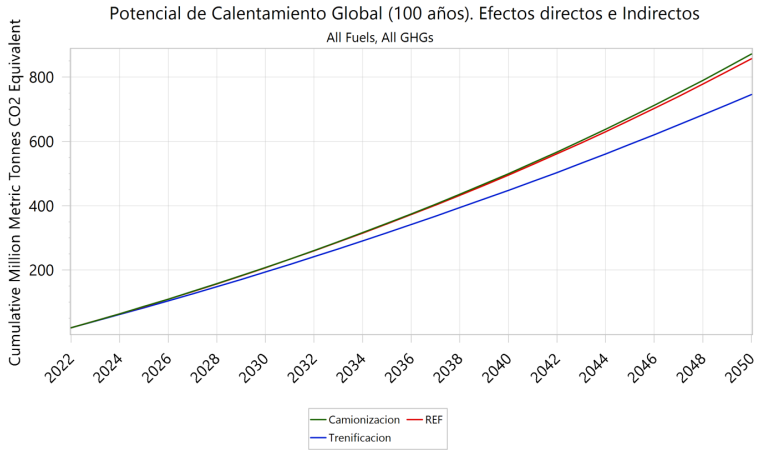
Fuente: elaboración propia.

Esta ilustración refleja la mejora que experimentaría la economía en términos de consumo energético contra un escenario de referencia, y cómo empeoraría si se elimina el tren de carga, en relación a un escenario sin cambios a lo largo del tiempo (escenario de referencia). Por otra parte, en nuestro modelo se habilitaron los efectos ambientales, con lo que se produce un cómputo instantáneo de las emisiones de gases de efecto invernadero. Como es de esperar, los resultados de menor consumo energético se traducen en un porcentaje menor de emisiones, de un orden de magnitud similar al ahorro energético, que equivale a un cambio de escala en un gráfico de emisiones.

En este caso, el escenario en el que la participación de la rama ferroviaria de carga (que parte del 3,5%) llega al 25% de participación del total de toneladas-kilómetro transportadas, genera un ahorro de emisiones directas e indirectas de CO2 del 25%, cuando nos posicionamos en la rama del transporte de cargas; es decir, se llega a generar 31,8 millones de toneladas de CO2 en el escenario de trenificación, contra 41,3 millones cuando el tren es eliminado como modo de carga (escenario camionización). Este impacto puede también expresarse a nivel de la demanda energética total, teniendo en cuenta que solo hemos sensibilizado el modelo en lo que hace al sector de transporte y

en particular a la rama de carga. El efecto cumulativo sobre el sector del transporte de carga se muestra en la siguiente ilustración.

Ilustración 9. Emisiones acumuladas en el Sector Transporte de Cargas bajo tres escenarios

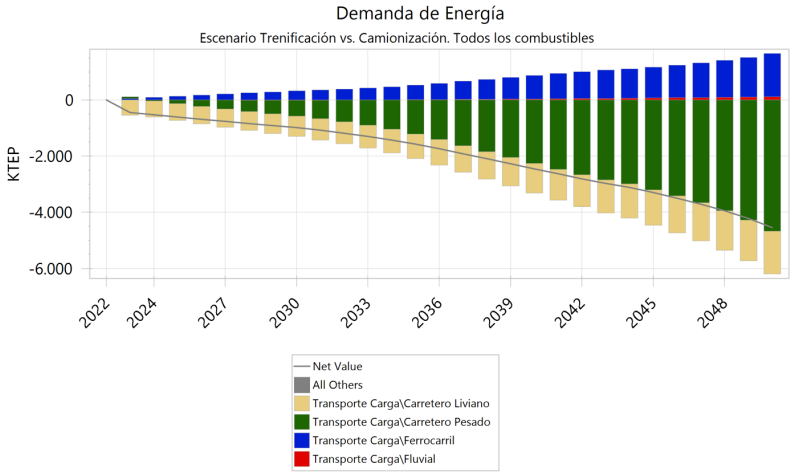


Fuente: modelo LEAP.

A continuación, se presenta un análisis de la evolución de consumos energéticos comparando el escenario de trenificación contra el de camionización. Como era predecible, el consumo de energía de los trenes va aumentando por dos motivos. Por un lado, porque la relación paramétrica establecida con el PBI determina que en la medida que este crece, también lo hace el volumen de toneladas transportadas, y lo mismo ocurre con toda la rama de transporte de carga. Por otro lado, como el escenario asume que la participación de este modo aumenta, su consumo energético debe aumentar. En cambio, en el caso del transporte carretero, si bien existe un mayor volumen agregado a transportar, la participación del segmento pesado pasa de representar el 82,5% en el año base al 63%.

La ilustración que sigue, descompone los efectos de la disminución neta de consumo energético que se mostró en la Ilustración 8, visibilizando la fuente del ahorro energético agregado en esta rama de la demanda.

Ilustración 10. Desglose de las variaciones de consumo de energía del Sector Transporte de Carga



Fuente: modelo LEAP.

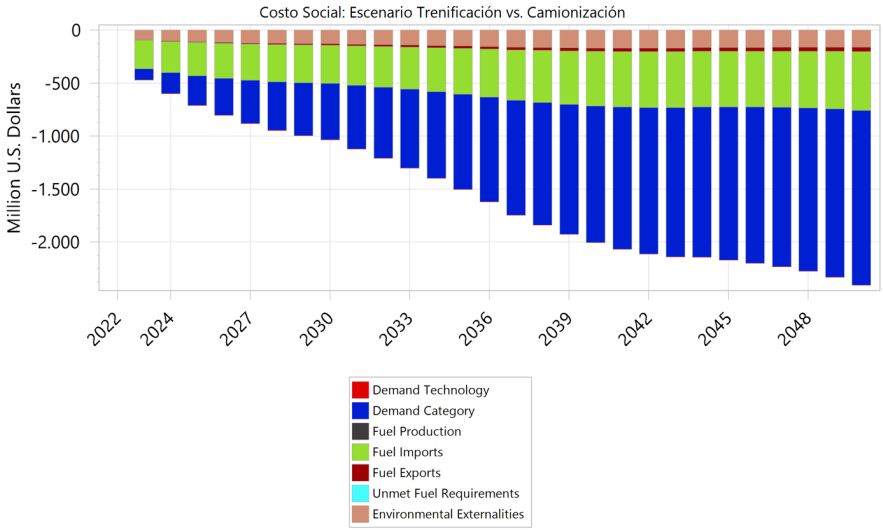
Si bien los ahorros de energía y emisiones dan una señal relativamente contundente acerca de la ventaja del mayor uso del transporte de carga ferroviario vis a vis el carretero, nuevamente

abstrayéndonos de la eficiencia operativa de cada sector, es preciso computar el costo asociado que tiene cada uno de los escenarios en materia logística y de costo de capital.

Si por ejemplo tenemos que una formación de tren compuesta por una locomotora y 40 vagones, que puede transportar 900 toneladas, tiene un costo cercano a los 11 millones de dólares, pero se amortiza en 50 años; mientras que el mismo tonelaje lo pueden transportar 35 camiones, cuyo costo total es de 5,5 millones, pero que se amortizan en diez años, no es evidente cual modo es más económico en valor presente. A una tasa de descuento muy baja, parecería dominar el modo ferroviario. No obstante, la inversión en vías férreas tanto como en caminos es onerosa. Y como señalamos precedentemente mientras que la vía férrea es de uso exclusivo del tren, en las carreteras conviven los vehículos particulares con los de carga, y es por esta razón que los costos al camión no son sencillos de imputar en un análisis de inversión de rutas y resultan beneficiados del hecho que no pueda establecerse una "competencia leal" entre ambos modos.

El análisis de costos de capital, de infraestructura y logística es una tarea que requiere un importante esfuerzo investigativo y por el momento excede el alcance del análisis aquí propuesto, pero es un insumo fundamental sobre el que habrá de trabajarse a futuro. En lo que hace a nuestro modelo de análisis hemos adoptado los parámetros presentados en la Tabla 2, asignando valores de mercado a las emisiones de CO2 que como vemos en la siguiente ilustración está computada como una externalidad negativa.

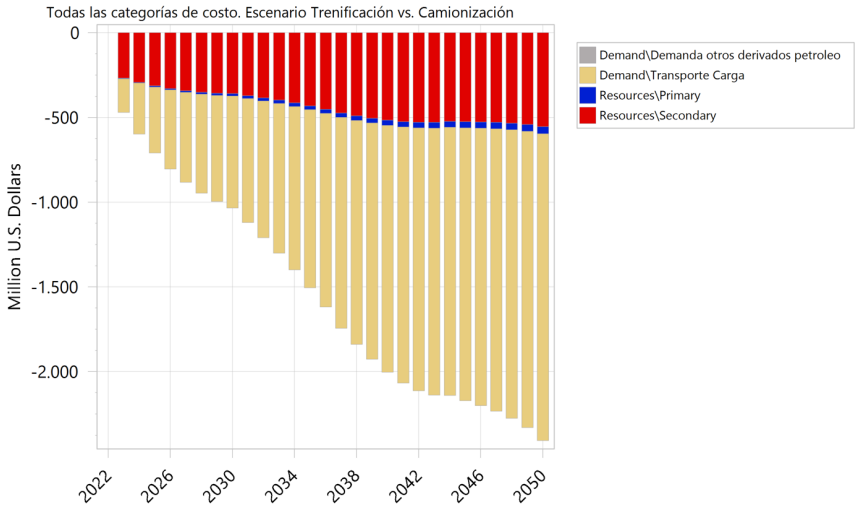
Ilustración 11. Ahorro económico derivado del uso del ferrocarril de carga



Fuente: modelo LEAP.

Puede notarse que el uso del tren genera ahorros no solo vinculados al uso de la infraestructura férrea (categoría de demanda), sino a la disminución de importaciones, así como a la reducción de emisiones, como principales componentes del ahorro social total. Una conclusión análoga se deriva de la siguiente comparación, que distingue los ahorros en la rama transporte y en los recursos.

Ilustración 12. Comparación de costos en Valor Presente



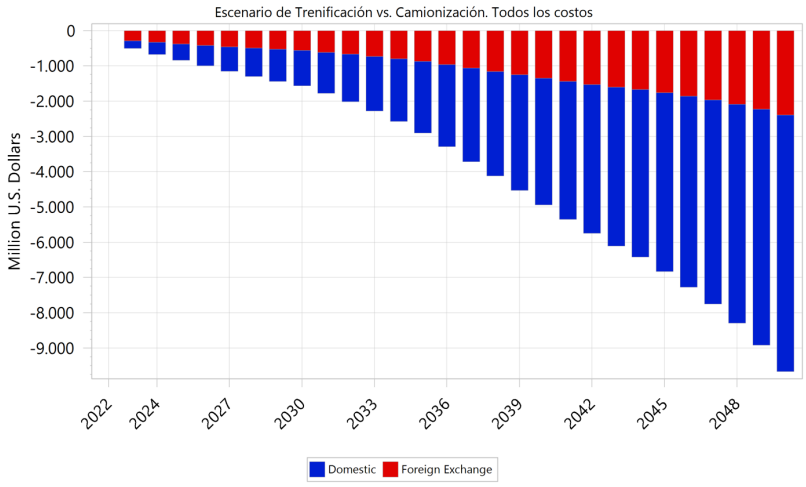
Fuente: modelo LEAP.

En este último caso se nota que existen ahorros en gastos de capital y operativos, por cuanto se ha asignado un costo económico a cada uno de los recursos utilizados en esta economía, sean estos gastos en infraestructura o en energía.

Otra forma de medir el costo social es distinguiendo entre recursos domésticos (no transables) y recursos transables. Y según constatamos en los balances energéticos del año 2050, la economía que utiliza más los trenes ahorra divisas, que seguramente se incrementará en la medida que el gas sustituya al diésel en el uso tanto de las locomotoras como de los camiones.

En este caso presentamos la separación entre recursos domésticos y externos en valores históricos, a diferencia de las ilustraciones anteriores en las que se presentó el Costo Social en valor presente descontado.

Ilustración 13. Ahorro de costos en valores históricos según tipo de moneda



Fuente: modelo LEAP.

Como señalamos inicialmente el modelo energético construido fue un modelo simplificado, pero que satisfizo las condiciones de demanda y oferta agregada. No simulamos el funcionamiento del sector eléctrico porque no era necesario a los fines del ejercicio planteado. Sin embargo, planteamos una situación de abundancia de recursos de gas y petróleo, que en nuestra narrativa iban incorporando infraestructura para transformar un bien no transable como el gas natural en un recurso exportable, al igual que el petróleo. Esto implica que en la medida que la economía reduce sus consumos

energéticos domésticos los transforma en exportación, como se observa en los Balances Energéticos del año 2050 de ambos escenarios, que aparecen en el Anexo.

5. Conclusiones

Nuestro análisis partió de una hipótesis que procuramos corroborar en base a trabajos prexistentes focalizados en el sector del transporte, y en particular en el del transporte de carga. Esa hipótesis ponía la atención sobre un hecho observable que consiste en la muy baja participación que tiene el sector ferroviario en la actividad de carga *vis a vis* la muy extendida del transporte carretero. Asimismo, la intuición acerca de las capacidades de transporte de cada modo y sus consumos energéticos relativos, nos conducía a preguntarnos si la economía en su conjunto no podría verse beneficiada de un traspaso de parte de la carga transportada del último sistema al primero.

Implícitamente se ponía en tela de juicio la organización del sector, teniendo en cuenta que en otros países el ferrocarril tiene un rol más relevante. Todo esto se agrava por el punto de partida desde el que arranca la situación del sector, con una muy grande extensión de red hacia mediados del siglo XX que se ha venido contrayendo, siendo actualmente inferior al tercio de lo que fuera en su época de esplendor.

En este sentido, y siguiendo las buenas prácticas y recomendaciones sobre el sector del transporte que sugieren los organismos internacionales como instrumento de reducción del consumo energético, nos propusimos analizar los consumos generados bajo distintos escenarios, suponiendo de antemano que aquellos modos con mayor capacidad o densidad potencial de transporte podrían reducir el consumo energético en la medida que sustituyesen a modos con menor densidad. Esto podría plantearse tanto para el caso de pasajeros como para el de cargas.

De esta forma planteamos una apertura detallada de todo el sistema de transporte (exceptuando el aéreo) especificando la intensidad energética de cada uno de los distintos modos, pero a la hora de evaluar la sustitución nos focalizamos en la rama de transporte de carga, donde creemos que es factible eliminar los subsidios más rápidamente, a diferencia de lo que sucede en el transporte de pasajeros, sobre todo del área Metropolitana. Y a partir de un punto de partida (año base), construimos una narrativa acerca de una evolución posible de la matriz de transporte, vinculada a la dotación de recursos propios.

Dada la necesidad de incorporar diversos parámetros que no pudimos calcular, pero aprovechando la disponibilidad de información actualizada, nuestro ejercicio fue posible de realizar basándonos en cálculos previos, sobre todo de aquellos presentados por Müller (2018, 2019) y utilizando el modelo LEAP de Planeamiento Energético de Bajas Emisiones. Modelo éste que creemos que, en su evolución continua, puede ser de gran utilidad para posteriores análisis energéticos globales o sectoriales, y por tanto lo planteamos como el "inicio de una línea de trabajo a desarrollar".

Las conclusiones obtenidas corroboran la expectativa que una situación del transporte de carga como la actual es poco conveniente en comparación con un buen desarrollo del segmento de cargas ferroviaria donde se debería recuperar la densidad de la carga transportada y aspirar a una participación superior al 20% para las próximas dos décadas. Ello contribuiría no solo al sector del transporte y a la consolidación del modo ferroviario en sí mismo, sino también a un uso más sustentable de nuestros recursos energéticos y económicos en general, con amplios beneficios para la sociedad en su conjunto. El momento en que aparece este planteo y la colaboración recibida de los funcionarios del sector no es de menor relevancia. Por el contrario, ha surgido en el tiempo preciso que se debe reglamentar una ley de acceso abierto vigente (Ley 27.153) que tiende a fomentar la concurrencia de actores y la competencia en el sector, que como desde el punto de vista económico debería generar beneficios para los usuarios del sistema y la sociedad en su conjunto.

En términos de la modelización creemos que un paso siguiente podría poner el foco en el segmento de pasajeros y en perfeccionar la estructura del modelo energético, donde la narrativa sea consistente con la dotación de recursos disponibles más bien que en buscar una meta de confluencia a una transición energética más acelerada, conveniente para países con menos recursos gasíferos que los que tiene la Argentina.

6. Referencias bibliográficas

Banco Interamericano de Desarrollo (BID). (2020). “De estructuras a servicios. El camino a una major infraestructura para América Latina y el Caribe”. Editado por Eduardo Cavallo, Andrew Powell y Tomás Serebrisky.

Informe Bain. (2018). “Reestructuración del Sistema Ferroviario de Carga de la República Argentina”. Bain & Compañía, Ministerio de Transporte de la República Argentina.

Kohon, J. (2019). “Cómo gestionamos los trenes: integración vertical vs open acces”. Documento de Trabajo del Banco Interamericano de Desarrollo

Müller, A. (2018). “La cuestión ferroviaria en la Argentina”. Editorial Biblos.

----. (2019). Eficiencia Energética en Argentina. Diagnóstico para el Sector Transporte. Realizado para la UE. Consorcio liderado por GFA Consulting Group.

Prieto, R., Vasallo, J. y Gil, S. (2021). Transporte Sostenible en Argentina. Costos e impactos ambientales de los distintos combustibles. Cámara Argentina de la Construcción.

Scheimberg, S. (2020). “Consideraciones acerca de la diversificación del transporte pesado en Argentina. Una mirada desde la Planificación Energética”. Asociación Argentina de Economía Política, LV Reunión Anual. Noviembre 2020.

----. (2023). “Increasing train freight transport as a way to reduce energy consum in Argentina”. Análisis en base al Modelo MAED. Poster presentado en la Universidad de Costa Rica en el marco de la Energy Modelling Platform for Latin America and The Caribbean (EMP-LAC).

Wills-Johnson, N. (2007). “Competition Policy and Railway Investment”. Project Summary. Curtin University of Technology, Edith Cowan University, Murdoch University and the University of Western Australia together as the Planning and Transport Research Centre (PATREC).

Estadísticas Consultadas (disponibles al 8/06/2023)

Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC)

https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel3-Tema-2-24

Secretaría de Energía

https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/publicaciones/energia_en_gral/balances_2021/sintesisbalancesenergeticos2021v1.pdf

Secretaría de Transporte

https://www.argentina.gob.ar/transporte/cnrt/estadisticas

U.S. Energy International Administration

https://www.eia.gov/analysis/

7. Anexo

Año 2050	**Escenario Trenificación**							**Camionización**						
Millones de TEP														
	Natural Gas	Crude Oil	Renewables	Electricity	Oil Products	Non Energy	Total	Natural Gas	Crude Oil	Renewables	Electricity	Oil Products	Non Energy	Total
Production	120,0	100,0	-	-	-	-	220,0	120,0	100,0	-	-	-	-	220,0
Imports	-	-	-	-	10,5	-	10,5	-	-	-	-	13,9	-	13,9
Exports	-50,4	-71,0	-	-	-5,6	-	-127,0	-49,2	-71,0	-	-	-5,6	-	-125,8
Total Primary Supply	69,6	29,0	-	-	4,9	-	103,5	70,8	29,0	-	-	8,3	-	108,1
Produccion Electricidad	-	-	-1,2	1,2	-	-	-	-	-	-1,2	1,2	-	-	-
Balance de Gas Natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Balance de Petroleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Refinacion	-	-29,0	-	-	24,7	4,4	-0,0	-	-29,0	-	-	24,7	4,4	-0,0
Gas Distribuido por redes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Transformation	-	-29,0	-1,2	1,2	24,7	4,4	-0,0	-	-29,0	-1,2	1,2	24,7	4,4	-0,0
Transporte Pasajeros	0,9	-	-	1,2	9,2	-	11,3	0,9	-	-	1,2	9,2	-	11,3
Transporte Carga	1,7	-	-	-	13,9	-	15,6	2,9	-	-	-	17,2	-	20,1
Demanda de gas	66,9	-	-	-	-	-	66,9	66,9	-	-	-	-	-	66,9
Demanda gasoil	-	-	-	-	6,5	-	6,5	-	-	-	-	6,5	-	6,5
Demanda otros derivados petroleo	-	-	-	-	-	10,9	10,9	-	-	-	-	-	10,9	10,9
Total Demand	69,6	-	-	1,2	29,6	10,9	111,3	70,8	-	-	1,2	33,0	10,9	115,8
Unmet Requirements	-	0,0	1,2	-	0,0	6,5	7,7	-	0,0	1,2	-	-0,0	6,5	7,7

El impacto de un arancel al carbono en la UE sobre las exportaciones de la Argentina

GABRIEL MICHELENA*

Resumen

La Unión Europea (UE) está incrementando en forma permanente sus esfuerzos para alcanzar la neutralidad climática hacia el año 2050. En la actualidad, la UE cuenta con un sistema de comercio de emisiones (ETS), en donde las emisiones directas de CO2 generadas por los sectores industriales y la generación de electricidad tienen un precio determinado. Uno de los inconvenientes de este esquema es que genera una pérdida de competitividad para las firmas domésticas con respecto a las que producen en países que no cuentan con un sistema que grave las emisiones. Esta diferencia de costos da lugar a lo que en la literatura se conoce como fuga de carbono. Una de las propuestas analizadas por la UE para enfrentar este problema consiste en la implementación de un arancel al carbono (CBAT). Este arancel gravaría a las emisiones de los bienes y servicios importados por la UE desde terceros destinos, en donde no existe un sistema que grave las emisiones, lo que contribuiría a prevenir el riesgo de fuga de carbono. Esta medida podría afectar potencialmente a la Argentina, debido a los fuertes lazos comerciales existentes históricamente con la UE. Teniendo en cuenta estos riesgos, el presente trabajo se propone simular su impacto económico, poniendo énfasis en los efectos ambientales, mediante el uso de un modelo de equilibrio general computable (CGE). Este enfoque puede ser visto como un complemento del análisis costo-beneficio de las políticas, ya que permite realizar una valoración ex ante de todos los riesgos y ganancias derivadas.

Palabras claves | análisis input–output, modelos computables y otros modelos aplicados de equilibrio general, políticas públicas

The impact of a carbon tariff in the EU on Argentine exports

Abstract

The European Union (EU) is steadily increasing its efforts to achieve climate neutrality by 2050. At present, the EU has an emissions trading system (ETS), where direct CO2 emissions generated by industrial sectors and electricity generation are priced. One of the drawbacks of this scheme is that it generates a loss of competitiveness for domestic firms with respect to those that produce in countries that do not have a system that taxes emissions. This difference in costs gives rise to what is known in the literature as carbon leakage. One of the proposals analyzed by the EU to address this problem is the implementation of a carbon tariff (CBAT). This tariff would tax the emissions of goods and services imported by the EU from third countries, where there is no system for taxing emissions, which would help prevent the risk of carbon leakage. This measure could potentially affect Argentina, due to its historically strong trade ties with the EU. Taking into account these risks, this paper aims to simulate its economic impact, emphasizing the environmental effects, by using a computable general equilibrium (CGE) model. This approach can be seen as a complement to the cost-benefit analysis of the policies, since it allows an ex ante valuation of all the risks and gains derived.

Key words | input–output analysis, computable models and other applied general equilibrium models, public politics

* Universidad de Buenos Aires pmiguelena@gmail.com

Paquetes de mitigación de cambio climático para Argentina: una evaluación bajo Equilibrio General Computado

MARÍA LAURA OJEDA[*] MARÍA PRISCILA RAMOS[†] CARLOS A. ROMERO[‡] OMAR O. CHISARI[§]
MARTÍN JACQUET[**] JUAN MERCATANTE[††]

Resumen

El cambio climático (CC) se ha convertido en una preocupación a nivel global. Por ende, los gobiernos han asumido compromisos internacionales implementando políticas orientadas a reducir sus Gases de Efecto Invernadero (GEI). Más allá de que los impuestos al carbono representen una medida generalmente aplicada, las restricciones socio-económicas de los países de América Latina tornan a este instrumento más costoso y menos efectivo en relación con paquetes de políticas hechas a medida.

En este contexto, se desarrolló un modelo de Equilibrio General Computado (EGC) dinámico recursivo que da cuenta de las principales características estructurales de las economías latinoamericanas (inequidad, desempleo, déficits macroeconómicos persistentes, etc.), junto con un modelado detallado de los principales sectores generadores de GEI (energéticos, agricultura y deforestación). En consecuencia, fue posible analizar los impactos ambientales, sociales y económicos de un conjunto de políticas orientadas a la mitigación del CC sobre estos países. Los resultados del análisis realizado en Argentina indican que una estrategia que incluya la eliminación de subsidios a combustibles fósiles y la implementación de impuestos al carbono en sectores intensivos en el uso de la tierra sería más favorable tanto desde una perspectiva ambiental como socioeconómica, en comparación con un impuesto al carbono generalizado. Es posible extrapolar las recomendaciones de política de Argentina a otras economías similares dentro de América Latina.

Palabras claves | equilibrio general computado, emisiones GEI, modelado de la tierra

Climate change mitigation packages for Argentina: an assessment under Computed General Equilibrium

Abstract

Climate change (CC) has become a widespread global concern. Hence, governments have taken international commitments and begun to implement policies to reduce their national Green House Gases (GHG). Although the carbon tax appears as a generalized applied policy, structural socio-economic constraints of Latin American countries make this instrument costly and less effective than a tailor-made policy-mix. By developing a multi-sector recursive dynamic Computable General Equilibrium model which accounts for main structural characteristics of Latin American countries (inequality, unemployment, persistent macroeconomic deficits, etc.) and with a detailed modeling for GHG-intensive sectors (energy, agriculture and (de)forestry), we analyze the environmental, social and (macro- and sector) economic performance of a set of CC mitigation policies for these countries. We apply this analysis to Argentina whose results suggest that a policy-mix that combines the

[*] Universidad de Buenos Aires. Modelos Económicos de Simulación. Buenos Aires, Argentina.
CONICET-Universidad de Buenos Aires. Instituto Interdisciplinario de Economía Política. Buenos Aires, Argentina. malauraojeda@gmail.com
[†] Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ciencias Económicas. Departamento de Economía. Modelos Económicos de Simulación. Buenos Aires, Argentina.
CONICET-Universidad de Buenos Aires. Instituto Interdisciplinario de Economía Política. Buenos Aires, Argentina. mpramos@economicas.uba.ar
[‡] Universidad de Buenos Aires. Modelos Económicos de Simulación. Buenos Aires, Argentina.
CONICET-Universidad de Buenos Aires. Instituto Interdisciplinario de Economía Política. Buenos Aires, Argentina. cromero@economicas.uba.ar
[§] Universidad de Buenos Aires. Modelos Económicos de Simulación. Buenos Aires, Argentina.
CONICET-Universidad de Buenos Aires. Instituto Interdisciplinario de Economía Política. Buenos Aires, Argentina
[**] Universidad de Buenos Aires. Modelos Económicos de Simulación. Buenos Aires, Argentina.
CONICET-Universidad de Buenos Aires. Instituto Interdisciplinario de Economía Política. Buenos Aires, Argentina
[††] Universidad de Buenos Aires. Modelos Económicos de Simulación. Buenos Aires, Argentina.
CONICET-Universidad de Buenos Aires. Instituto Interdisciplinario de Economía Política. Buenos Aires, Argentina
PSE-EHESS.

elimination of fossil fuels subsidies and a carbon tax on land-intensive sectors would be both environmentally and socio-economic preferable than a generalized carbon tax which may be extremely damaging to the industrial sectors. CC policy recommendations also hold to other Latina American countries similar to Argentina.

Key words | computable general equilibrium, GHG emissions, land modelling

ÁREA DE MODELOS ECONÓMICOS DE SIMULACIÓN
INSTITUTO INTERDISCIPLINARIO DE ECONOMÍA POLÍTICA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS
UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES
CONSEJO NACIONAL DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS Y TÉCNICAS

Av. Córdoba 2122 1º y 2º piso (C1120 AAQ)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina
+54 11 5285-6578 | 56715
www.iiep.economicas.uba.ar

www.mesi.webiiep.econ.uba.ar

@iiep_oficial

ISBN 978-950-29-1978-2