

enerLAC

Revista de
Energía de
Latinoamérica
y el Caribe

Vehículos eléctricos y
el impacto en el sistema
de potencia.

Explotación de los
campos shale gas
en México.

Escenarios energéticos
para la extracción de
petróleo en la amazonía
ecuatoriana.

Comparación del algoritmo
de retroceso en sistemas
fotovoltaicos en Honduras.

China's footprint in Brazil's
electricity sector.

Las implicancias jurídicas de
la naturaleza jurídica de la
energía eléctrica en la
legislación peruana.

Diseño de una estación de
carga solar para vehículos
eléctricos en centros
comerciales.

Estimación del efecto escala
de la generación eólica en la
Argentina.

Potencialidad para la
implementación de
comunidades energéticas
sustentables en la provincia
de Córdoba, Argentina.

COMITÉ EDITORIAL

Alfonso Blanco
*Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE). Ecuador.*

Pablo Garcés
*Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE). Ecuador.*

Marcelo Vega
*Asociación de Universidades Grupo Montevideo
(AUGM). Uruguay.*

COMITÉ AD-HONOREM

Andrés Romero C.
Pontificia Universidad Católica de Chile.

Leonardo Beltrán.
Institute of the Americas. México.

Manlio Coviello.
Pontificia Universidad Católica de Chile.

Mauricio Medinaceli.
Investigador independiente. Bolivia.

Ubiratan Francisco Castellano.
Investigador independiente. Brasil.

COORDINADORES DE LA EDICIÓN

DIRECTOR GENERAL
Alfonso Blanco

DIRECTORES EJECUTIVOS
Pablo Garcés
Marcelo Vega

COORDINADORA DE PRODUCCIÓN
Blanca Guanocunga.
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

REVISORES

José Alonso Mateos.
Universidad Internacional de Valencia. España.

Rodrigo Alonso Suárez.
*Universidad de la República (UDELAR).
Facultad de Ingeniería. Uruguay.*

Ernesto Beltrán Nishizaki.
Investigador independiente. México.

Italo Bove Vanzulli.
*Universidad de la República (UDELAR).
Uruguay.*

Tommaso Brazzini.
*Universidad Politécnica de Valencia.
España.*

Alfredo José Caguao Yagua.
*Universidad Nacional Experimental
Francisco Miranda (UNEFM). Venezuela.*

Christian Hernán Campoverde.
*Universidad Nacional de Loja.
Ecuador.*

Manuel Enrique Chacón Morales.
Empresa Propietaria de la Red S.A. Costa Rica.

Luciana Vanesa Clementi.
*Consejo Nacional de Investigaciones Científicas
(CONICET). Argentina.*

Samuel Cubero Vargas.
*Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE).
Costa Rica.*

Henry Espada Romero.
Universidad Pública de El Alto. Bolivia.

Lázaro Flores Díaz.
*Secretaría de Energía. Comisión Nacional para el Uso
Eficiente de la Energía (CONUEE). México.*

COLABORADORES

Natalia Gaspar Pérez.
Benemérita Universidad Autónoma de Puebla. México.

Luis Felipe Gómez Fernández.
Ministerio de Energía y Minas. Perú.

Ana Lía Guerrero.
Universidad Nacional del Sur. Argentina.

Ángel Eugenio Infante Haynes.
Universidad de Holguín. Cuba.

Fernando Jaramillo García.
*Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí.
Ecuador.*

María Cecilia Montero.
*Universidad Tecnológica Nacional (UTN FRBB).
Argentina.*

Angie Ortega Ramírez.
*Universidad de América. Facultad de Ingenierías.
Colombia.*

Eduardo Ortigoza Moreno.
*Universidad Nacional de Asunción. Facultad Politécnica.
Paraguay.*

Marco Otoya Chavarria.
Universidad Nacional de Costa Rica.

Marcela Reinoso.
*Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).
Ecuador.*

Vinicius Silva.
*Universidad de Sao Paulo. Grupo de Energía (GEPEA).
Brasil.*

Felipe Ulloa Orellana.
Universidad de California. Estados Unidos.

Sergio Zanolli.
Investigador independiente. Perú.

Raquel Atiaja.

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Ana María Arroyo. *Diseño y diagramación*

© Copyright Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE) 2021.

ISSN: 2602-8042 (Impresa)
ISSN: 2631-2522 (Electrónica)

Dirección: Av. Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y
Fernández Salvador.
Quito - Ecuador

Página web Revista ENERLAC: <http://enerlac.olade.org>
Página web OLADE: www.olade.org
Mail ENERLAC: enerlac@olade.org

Teléfonos: (+593 2) 2598-122 / 2598-280 / 2597-995

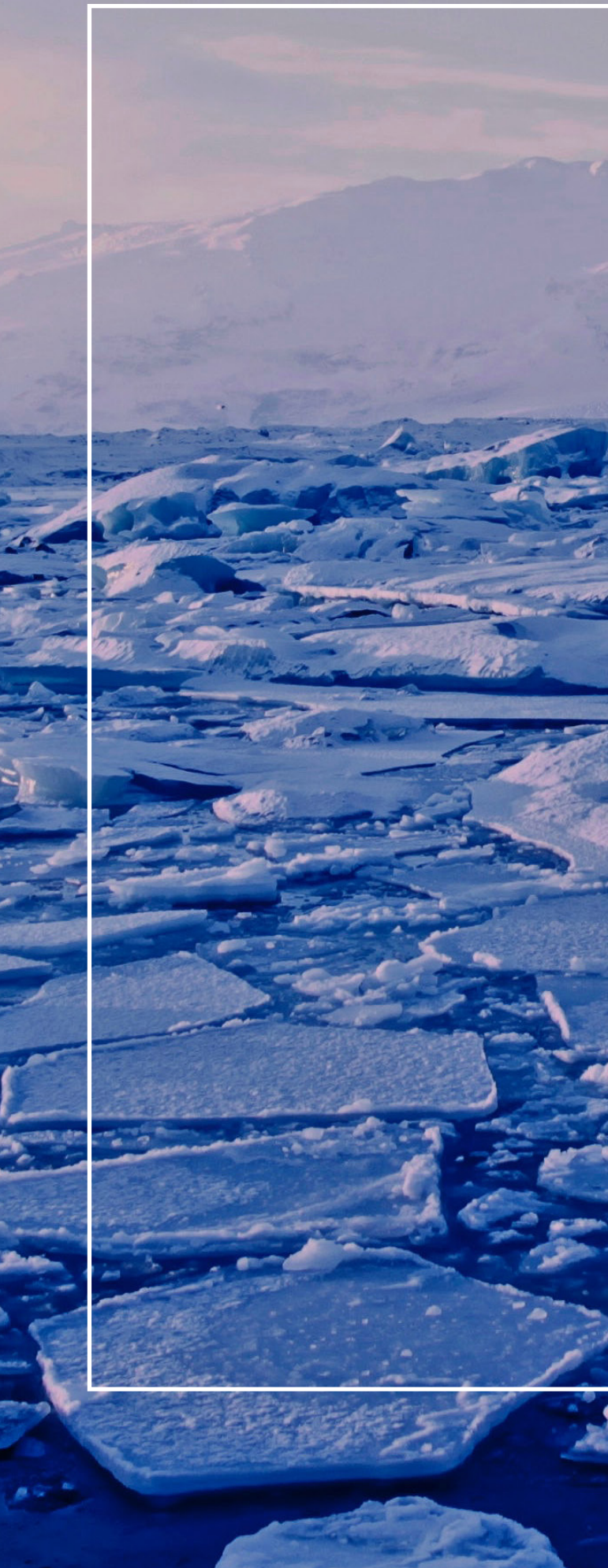
Fotografías de la portada Jose M. Alarcon y NASA en Unsplash.
Diseño de la portada y contraportada Ana María Arroyo.

NOTA DE RESPONSABILIDAD DE CONTENIDO

Las ideas expresadas en este documento son responsabilidad de los autores y no comprometen a las organizaciones mencionadas.

El diseño y diagramación de este documento se desarrolló con el apoyo financiero del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), en el marco del "Programa para el Fortalecimiento de la Gestión y Difusión de Información Energética para el Desarrollo Sostenible en América Latina y el Caribe - Cooperación Técnica RG - T2873". El Banco Interamericano de Desarrollo (BID), no tiene ninguna responsabilidad sobre el contenido del documento.





Los últimos informes climáticos globales reflejan la urgencia de actuar en la limitación de las emisiones de CO₂ para mantener el planeta dentro de los objetivos establecidos en los ámbitos del Panel Intergubernamental de Cambio Climático, a través de las acciones comprometidas en los acuerdos de París.

Los científicos advierten de esta necesidad de acelerar la descarbonización, los efectos del calentamiento global son apreciables y sus consecuencias serán peores si no se actúa rápidamente. El Secretario General de las Naciones Unidas en el informe publicado sobre el cambio climático en agosto de 2021 destaca:

- La temperatura media mundial fue 1,09 °C más alta entre 2011-2020 que entre 1850-1900.
- Los últimos cinco años fueron los más calurosos registrados desde 1850.
- La tasa reciente de aumento del nivel del mar casi se ha triplicado en comparación con 1901-1971.
- Es "muy probable" (90%) que la influencia humana sea la principal causa del retroceso global de los glaciares desde la década de 1990 y de la disminución del hielo marino del Ártico.
- Es "prácticamente seguro" que las temperaturas extremas, incluidas las olas de calor, se han vuelto más frecuentes e intensas desde la década de 1950, mientras que los fenómenos de frío se han vuelto menos frecuentes y menos graves.

Por todo ello, el número de países de todo el mundo que anuncian objetivos de neutralidad de carbono para las próximas décadas sigue creciendo. Las ambiciones de reducir las emisiones están creciendo a nivel mundial y América Latina y el Caribe no es una excepción. Además, varias organizaciones internacionales están

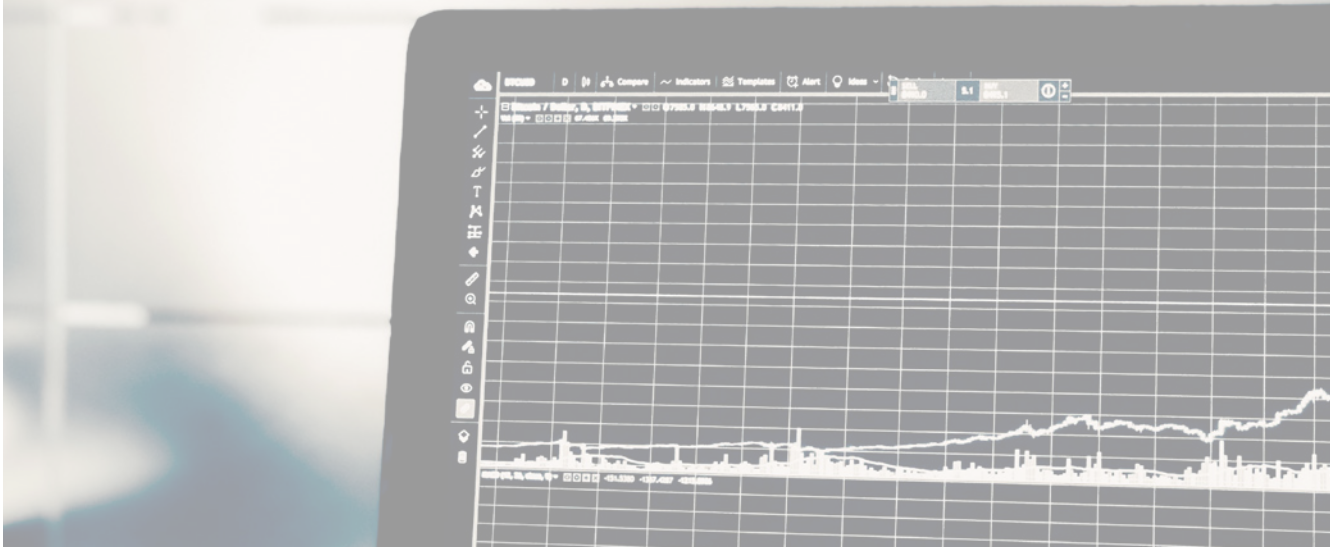
trabajando en escenarios de energía libre de carbono para el año 2050.

Este tema fue el eje principal sobre el que se desarrolló la VI Semana de la Energía, evento que congregó a múltiples actores energéticos y tomadores de decisión de los países de América Latina y El Caribe. El mensaje es claro: hay que acelerar las transiciones energéticas hacia sistemas más limpios y bajos en carbono.

La LI Reunión de Ministros de OLADE en la Declaración Ministerial aprobada por unanimidad, ratifica este compromiso, destacando que cada país tendrá su sendero propio para la descarbonización de sus sistemas energéticos.

Entre los puntos acordados en esta reunión, los Ministros declararon como prioridad incrementar los esfuerzos para permitir el acceso a mecanismos de financiamiento eficientes, destinados a la incorporación de tecnologías limpias, con especial consideración en mejorar las condiciones de los países con marcos macroeconómicos inestables y de menor desarrollo relativo con el fin de reducir brechas de acceso al financiamiento en nuestra región.

También en el marco de la LI Reunión de Ministros, OLADE presentó la APP de estadísticas energéticas, aplicación que permite tener la información más relevante del sector energético de América Latina y El Caribe, accesible desde cualquier dispositivo móvil en cualquier lugar. Estamos seguros que una adecuada información es la base para la toma de decisiones orientadas a afrontar los desafíos mencionados relativos al aceleramiento de las transiciones energéticas. La APP está disponible para dispositivos IOS y Android en las respectivas tiendas y en la página web de OLADE: <http://www.olade.org/> Motivamos a los lectores a descargar la aplicación y agradecemos sus comentarios.



SiePAÍS - Información energética: armonización metodológica, gestión del conocimiento regional y la preparación estadística para las transiciones energéticas

La disponibilidad de información energética oportuna, consistente, completa, confiable y comparable es un requisito fundamental no sólo para proveer de transparencia y de rendición de cuentas al sector público, sino también para la toma de decisiones basadas en evidencia, para la evaluación del desempeño de las políticas públicas y, en particular, en el caso del sector energético, para el planeamiento y la integración de la región.

Es por esto que la estadística energética se encuentra históricamente en el corazón de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), como parte de la infraestructura fundamental para facilitar el cumplimiento de los objetivos y funciones establecidas en su instrumento constitutivo de 1973, el Convenio de Lima, materializándose sus esfuerzos en este sentido, tanto en aspectos metodológicos como de fortalecimiento de capacidades y de desarrollo de procesamiento, integración

y difusión de información, incluyendo productos de conocimiento.

Las transiciones energéticas globales en curso suponen la concertación de esfuerzos individuales y colectivos por parte de los países y de las regiones, que generan desafíos vinculados con el diseño de políticas y estrategias que les permitan atravesarlas manteniendo —o, más bien, fortaleciendo— su competitividad, su seguridad de abastecimiento energético, la asequibilidad y el acceso a la energía por parte de la población en un contexto de fuertes desigualdades económicas.

En estos procesos de transformación, los países enfrentan diferentes desafíos vinculados no sólo con sus diferentes puntos de partida, sino también con la disponibilidad de recursos (naturales, de capital humano y de acceso al financiamiento), la infraestructura existente y de acceso a los mercados, incluyendo la integración.

Un lenguaje común, sobre la base del diálogo

Respecto de la integración energética, a las vinculaciones de infraestructura física, de mercado y políticas, se suma la necesidad de establecer un lenguaje común, del cual uno de los bloques fundamentales es la estadística energética integral.

La estadística energética de calidad facilita el diálogo no sólo entre los Estados Miembros de OLADE, sino también entre dichos Estados y el sector privado—incluyendo a la academia, al sector empresario y demás actores de la sociedad civil— y entre nuestra región y el resto del globo.

De entre estas iniciativas vinculadas con la labor de facilitar la realización de esfuerzos comunes por parte de los Países Miembros de OLADE para promover la integración, destacamos el “Programa para el Fortalecimiento de la Gestión y Difusión de la Información Energética para el Desarrollo Sostenible en América Latina y el Caribe”, que fue puesto en marcha en 2017, ejecutado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), a través de su Programa de Bienes Públicos Regionales.

El programa, que aborda algunas de las principales dificultades enfrentadas por los países de la región en cuanto a los procesos y resultados vinculados con la gestión de estadísticas energéticas, desde su infraestructura, capacidades y disponibilidad de datos hasta la armonización metodológica que permita establecer aquel mentado “lenguaje común”, sobre la base de la experiencia acumulada desde su creación, incluyendo el acervo histórico de información, el conocimiento metodológico, la infraestructura tecnológica ya desarrollada y, en particular, las capacidades técnicas presentes en la Organización—en particular en sus equipos técnicos— y en los Países Miembros y otras experiencias valiosas como la constitución de Comités de Información Energética.

Dadas estas condiciones preexistentes, fortalecer las capacidades técnicas regionales para la gestión de la estadística energética supone en primer lugar un desafío en términos de gestión del conocimiento y requiere, entre otros aspectos, identificar y formalizar el conocimiento tácito presente en los equipos técnicos, explicitándolo y documentándolo para facilitar su intercambio. Es decir, tornarlo “transportable”.

Es por esto que, el punto de partida del trabajo en el marco del programa fue la facilitación del diálogo entre los equipos técnicos de los Países Miembros para identificar las particularidades, brechas y desafíos vinculados con la gestión integral de sus estadísticas energéticas de manera de catalizar una armonización metodológica que permita la comparabilidad intra e interregional de aquellas, promoviendo la documentación de las decisiones que surgieran de dichos intercambios.

En la práctica, dicha documentación se materializa tanto en manuales y guías de referencia, como en las implementaciones que surgieran tanto de los Sistemas de Información Energética Nacional de los Países (siePAÍS), realizadas por los expertos técnicos de OLADE y de los Países Miembros que los implementaron (doce a la fecha) como en la re-parametrización según el sistema armonizado de la Plataforma de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe (SIE Regional) de OLADE.

Desafíos de la armonización

Los procesos de armonización metodológica resultan complejos, toda vez que suponen, por un lado, fortalecer las capacidades de los diferentes actores involucrados y, por el otro, procurar la comparabilidad de las estadísticas a partir de metodologías comunes que debido a su naturaleza no pueden adecuarse estrictamente a las utilizadas históricamente por cada parte, sino que suponen buscar y acordar sobre denominadores comunes que permitan compararlas.

Fortalecer las capacidades para satisfacer las crecientes demandas en la especificidad y resolución de los datos requeridos supone, como mencionáramos, abordar aspectos de capacitación, pero también de acceso a la tecnología y de la construcción de los arreglos institucionales necesarios para la gestión integral de estadísticas energéticas que debido a las diferentes estructuras organizativas de los sectores energéticos de cada país no siempre facilitan el acceso a las fuentes de información necesaria para su recolección.

Por su parte, armonizar criterios supone facilitar la toma de decisiones colectivas que se encuentran condicionadas por las prácticas existentes y por los criterios establecidos habitualmente por cada país para la definición y agrupación de fuentes energéticas, así como de centros de transformación y de sectores sobre los cuales se informa el consumo final de energía, que históricamente presentan mayor o menor nivel de desagregación en función de la relevancia de cada sector de consumo en el país que elabora sus estadísticas y de los requerimientos de consistencia con sus cuentas nacionales.

En esta misma línea, las diferencias en las estructuras de la oferta y la demanda de energía y de las economías entre diferentes regiones, y criterios específicos sobre las condiciones de registro de diferentes variables presentaron durante el proceso desafíos relevantes para, por ejemplo, la armonización de la metodología para la elaboración de Balances Energéticos Nacionales y otras estadísticas energéticas de Latinoamérica y el Caribe con las Recomendaciones Internacionales sobre Estadísticas Energéticas (IRES, por sus siglas en inglés) de las Naciones Unidas, también utilizadas por la Agencia Internacional de Energía, que fueron tomadas como referencia metodológica según los términos de referencia del proyecto.

Como resultado de esto, el proceso de armonización resulta similar a un proceso de convergencia, mediante el cual se procura

mejorar la comparabilidad al tiempo en el que se preservan las series históricas de balances según la metodología previa y de las variables más importantes del sector energético de cada país de la región, y facilitando los empalmes cuando resulta posible, realizando un “mapeo” de las correspondencias.

Asimismo, a esta definición de una metodología armonizada para la construcción del balance energético se sumó la discusión de aspectos vinculados con la información sobre infraestructura energética, reservas y potenciales, cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero, aspectos socioeconómicos (en colaboración con CEPAL), indicadores, información sobre el mercado eléctrico y precios de los energéticos.

En tal sentido, el proceso aquí descrito no sólo requirió de esfuerzos en las dimensiones técnicas (como por ejemplo mediante la capacitación y el aprendizaje mutuo entre las partes) y tecnológicas (como por ejemplo mediante la implementación de los sistemas nacionales y el desarrollo del nuevo SIE regional) que ya fueron mencionadas, sino también en la dimensión política, pues supone la publicación de información bajo criterios armonizados que es complementaria a la que cada país miembro publica por su cuenta y que en algunos casos puede presentar diferencias con las series construidas mediante las metodologías previas.

Bienes públicos con difusión pública

Otro aspecto relevante respecto de este proceso, que no hemos abordado hasta aquí, es el segundo término que da título al programa, que es la “Difusión de la Información Energética para el Desarrollo Sostenible”, y que está vinculada con promover el acceso y la utilización de la información publicada no sólo por parte del público especializado o gubernamental, sino también por parte de los demás actores de la sociedad de manera de fomentar, como planteamos al inicio, la transparencia, la ren-

dición de cuentas, y la capacidad de cada parte interesada en cuanto a la toma de decisiones informadas sobre el sector.

En esta dirección, cabe destacar la sinergia del programa con iniciativas anteriores llevadas adelante por parte de OLADE —con los Países Miembros, unilateralmente y con sus aliados— como la creación de productos de conocimiento generales, como por ejemplo el Panorama Energético, o específicos, como por ejemplo el Informe de Precios de la energía en América Latina y el Caribe y las series de documentos de trabajo, así como en herramientas digitales como los reportes de SIELAC y sus visualizaciones, o la apertura al público de los datos realizada desde 2017 y su integración con el Hub de Energía liderado por el BID.

Energía, cambio climático y la preparación estadística para las transiciones energéticas

Finalmente, y de regreso a la cuestión de las transiciones energéticas, estas suponen, entre otros aspectos económicos, sociales y ambientales, transformaciones vinculadas con los esfuerzos globales para la mitigación y la adaptación al cambio climático.

En el caso de los países signatarios del Acuerdo de París, el acuerdo genera para cada parte compromisos y obligaciones vinculadas con la provisión de información a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, como por ejemplo la publicación de Informes Bienales de Transparencia, Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés) y Estrategias de Largo Plazo de Desarrollo Bajo en Emisiones (LTS, por sus siglas en inglés), que se suman a las preexistentes (como los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero).

En este sentido, cobran relevancia los crecientes requerimientos de transparencia que surgen de los consensos y las negociaciones internacionales como, por ejemplo, la decisión que surgió de la COP26 en Glasgow respecto del

“libro de reglas” del Acuerdo de París, en cuanto a la definición de aspectos metodológicos vinculados con el Marco de Transparencia Reforzado.

Las orientaciones que surgieron del Pacto Climático de Glasgow, adoptado en noviembre de 2021 para la puesta en práctica de las modalidades, procedimientos y directrices del Marco de Transparencia Reforzado del Acuerdo de París establecieron nuevos regímenes de información y mayores requerimientos sobre los regímenes de información y mecanismos de seguimiento y reporte existentes, que a pesar de los mecanismos de flexibilidad allí previstos suponen nuevos desafíos para las partes y para sus estadísticas sectoriales, como en el caso de la energía.

Asimismo, si en el proceso de descarbonización energética se supone la adopción de nuevas formas de producción, transformación y uso de la energía, como por ejemplo del hidrógeno, los sistemas de información energética y los Balances Energéticos Nacionales deberán paulatinamente incorporar estas nuevas fuentes y actividades, sobre todo teniendo en cuenta que en la mayoría de los casos los datos que no son relevados en los períodos en los que deberían producirse difícilmente puedan obtenerse *ex post*, perdiéndose la oportunidad de contar con ellos para la construcción de estadísticas.

Esto implica que el mediano y largo plazo que se vislumbra para la información energética sería dinámico, exigente, rico en nuevas fuentes de datos y desafiante en términos de su aprovechamiento, lo que refuerza la necesidad de fortalecer los cimientos comunes de la estadística energética de la región para construir en firme su futuro, dejando aun mucho trabajo por delante.

Luciano Caratori
Consultor OLADE
Noviembre 2021



Programa Regional de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas de Olade

Dossier Temático

Convocatoria para postulación de artículos



Fecha para postulación de artículos del:
8 noviembre 2021 al 14 de enero 2022

Idiomas de artículos postulados:
Español, Inglés, Portugués



Mayor información: enerlac@olade.org

ÍNDICE

INDEX

p. 14

VEHÍCULOS ELÉCTRICOS Y EL IMPACTO EN EL SISTEMA DE POTENCIA: ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN Y EMISIONES

ELECTRIC VEHICLES AND THE IMPACTS ON THE POWER SYSTEM: OPERATION AND EMISSION ANALYSIS

Alejandro Andrés Navarro Espinosa, Miguel Ángel Díaz Verriera,
José Manuel Yañez Castro



p. 40

LA EXPLOTACIÓN DE LOS CAMPOS SHALE GAS EN MÉXICO

THE EXPLOITATION OF THE MEXICAN SHALE GAS FIELDS

Daniel Romo Rico



p. 58

CONSTRUCCIÓN DE ESCENARIOS ENERGÉTICOS PARA LA EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 43 DE LA AMAZONÍA ECUATORIANA

CONSTRUCTION OF ENERGY SCENARIOS FOR OIL EXTRACTION IN BLOCK 43 OF THE ECUADORIAN AMAZON

Bryan José Infante Proaño, Anderson Alberto Jiménez Landa,
Rony Parra Jácome



p. 72

COMPARACIÓN TECNO-ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE ALGORITMO DE RETROCESO EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS SOBRE TERRENO CON SEGUIDORES SOLARES DE UN EJE EN HONDURAS

TECHNO-ECONOMIC COMPARISON OF THE IMPLEMENTATION OF SOLAR BACKTRACKING ON GROUND MOUNTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS WITH SINGLE-AXIS SOLAR TRACKERS IN HONDURAS

Rodrigo Zelaya Suárez, Héctor Fernando Villatoro Flores



p. 92

CHINA'S FOOTPRINT IN BRAZIL'S ELECTRICITY SECTOR: EVOLUTION AND FEATURES

LA HUELLA DE CHINA EN EL SECTOR ELÉCTRICO DE BRASIL: EVOLUCIÓN Y CARACTERÍSTICAS

Pedro Henrique Batista Barbosa



p. 116

LAS IMPLICANCIAS JURÍDICAS DE LA NATURALEZA JURÍDICA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA LEGISLACIÓN PERUANA

LEGAL IMPLICATIONS OF THE LEGAL NATURE OF ELECTRICAL ENERGY IN THE LEGISLATION OF PERU

Edwar Rafael Díaz Villanueva



p. 134

DISEÑO DE UNA ESTACIÓN DE CARGA SOLAR PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN CENTROS COMERCIALES

DESIGN OF A SOLAR CHARGING STATION FOR ELECTRIC VEHICLES IN SHOPPING MALLS

César Alfredo Peña Ramos, Maxidiano Isidro Céspedes Gonzales



p. 156

ESTIMACIÓN DEL EFECTO ESCALA DE LA GENERACIÓN EÓLICA EN LA ARGENTINA

ESTIMATION OF THE WIND GENERATION SMOOTHING EFFECT IN ARGENTINA

Adrien Sergent



p. 172

POTENCIALIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS SUSTENTABLES EN LA PROVINCIA DE CÓRDOBA, ARGENTINA

POTENTIAL FOR THE IMPLEMENTATION OF SUSTAINABLE ENERGY COMMUNITIES IN THE PROVINCE OF CÓRDOBA, ARGENTINA

Carlos Ramiro Rodríguez , Abel José Anuzis



VEHÍCULOS ELÉCTRICOS Y EL IMPACTO EN EL SISTEMA DE POTENCIA: ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN Y EMISIONES

*ELECTRIC VEHICLES AND THE IMPACTS ON THE POWER SYSTEM:
OPERATION AND EMISSION ANALYSIS*

Alejandro Andrés Navarro Espinosa ¹, Miguel Ángel Díaz Verriera ², José Manuel Yañez Castro ³

Recibido: 16/04/2021 y Aceptado: 31/05/2021
ENERLAC. Volumen V. Número 2. Diciembre, 2021 (14 - 39)
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de Ernest Ojeh en Unsplash.

1 Universidad de Chile.

anavarro@centroenergia.cl

<https://orcid.org/0000-0003-4462-9778>

2 Transelec. Chile.

miguel.diaz@ug.uchile.cl

<https://orcid.org/0000-0003-4532-700X>

3 Systep Ingeniería y Diseños. Chile.

jyanez@systep.cl

<https://orcid.org/0000-0002-9424-3438>

RESUMEN

Enfrentamos el desafío de combatir la crisis climática y una de las alternativas para lograrlo es la incorporación de vehículos eléctricos, siendo importante entender cuáles serán sus efectos en la operación del sistema eléctrico, permitiendo que los hacedores de políticas públicas puedan anticiparse a problemas y facilitar su adopción. Esta investigación analiza los efectos en la operación horaria del Sistema Eléctrico Chileno producto de la adopción de vehículos eléctricos, estudiando sus efectos en la demanda máxima, en la operación del resto del parque, en los costos de operación y en la reducción de emisiones, realizando dos casos de estudios: adopción con y sin gestión de carga. Los resultados indican que la carga gestionada permite aprovechar de mejor manera el recurso solar, brindando flexibilidad al sistema para seguir la rampa solar y que, por tanto, debería ser incentivada (con estaciones de carga en los lugares de trabajo y estudio). También se determina que la electrificación del transporte no siempre produce reducción de emisiones, esto por el potencial aumento de emisiones al producir la energía necesaria para cargarlos y que, por tanto, resulta crucial avanzar en descarbonizar la matriz energética si se quiere pensar de verdad en la electrificación del transporte.

Palabras clave: Vehículos Eléctricos, Sistema Eléctrico, Sistema de Transporte, Unit-Commitment, Emisiones, Flexibilidad, Chile.

ABSTRACT

We are facing the challenge of fighting back the climate crisis and one of the alternatives to achieve it is the adoption of electric vehicles, EV, and therefore, it is important to understand their impacts on the power system operation, and thus, the policy makers can anticipate problems and facilitate the EV adoption. This research studies the impacts on the hourly operation of the Chilean Power System due to the EV adoption, analyzing the effects on the peak demand, the fleet operation, the operational costs and the emission reduction, by doing two case studies: adoption with and without control. The main results show that controlling the charging process facilitates a better use of the available PV power, providing flexibility by following the solar ramp-up, and therefore, this charging process should be incentivized (through the installation of charging stations at workplace). Furthermore, it was possible to determine that the transport electrification is not always helping to the emissions reduction because of the additional generation to supply the EV requirements that can lead to an increase of emissions. Therefore, it is paramount to move forward with a decarbonization of the energy mix if we want to truly think about the transport electrification.

Keywords: Electric Vehicles, Power System, Transport System, Unit-Commitment, Emissions, Flexibility, Chile.

INTRODUCCIÓN

Hoy, existe certeza de que las emisiones de gases de efecto invernadero provocadas por la sociedad tienen un impacto real en el clima del planeta (Intergovernmental Panel on Climate Change, 2014), lo que se ve reflejado en un aumento progresivo de su temperatura. De no tomar medidas urgentes, el Panel Intergubernamental por el Cambio Climático señala que es probable llegar a un aumento de 4°C al final de este siglo, lo que significaría la extinción de especies, inseguridad alimentaria, restricciones a actividades humanas y pocas posibilidades de adaptación a las nuevas condiciones climáticas (Intergovernmental Panel on Climate Change, 2014). Lo anterior puede ser evitado si se toman las medidas a tiempo que limiten el alza de temperaturas en un máximo de 2°C por sobre los niveles existentes antes de la era industrial. Por esta razón, la comunidad internacional se comprometió en el Acuerdo de París a tomar las medidas y acciones que permitan limitar el incremento a menos de 2°C, haciendo el esfuerzo para alcanzar un alza de sólo 1.5°C por sobre los niveles preindustriales (United Nations, 2016).

Para lograr las metas planteadas en el Acuerdo de París, se requiere reducir el actual nivel de emisiones en al menos un 50% al año 2030 y alcanzar el balance de emisiones al año 2050 (TSVCM, 2020). Una de las alternativas que se estudia para enfrentar este desafío es la electrificación del transporte, en el entendido que si se avanza en la descarbonización de la matriz energética se estará en condiciones de abastecer a los vehículos eléctricos (VE) con electricidad proveniente mayoritariamente desde energías limpias. En efecto, la Agencia Internacional de Energía espera que al 2030 se tengan entre 75 millones de VE con las políticas de incentivos actuales y que estos crezcan a 140 millones de VE en el mundo si efectivamente se espera cumplir con las metas ambientales impuestas (IEA, 2020).

En este futuro cercano, en que se espera una adopción masiva de vehículos eléctricos, es fundamental que el sistema eléctrico esté preparado. Con este objetivo, este trabajo analiza los impactos en la operación del sistema eléctrico y sus correspondientes emisiones producto de la adopción de vehículos eléctricos residenciales, esto es, de aquellos usados por los ciudadanos en sus hogares.

Cuando se habla de vehículos eléctricos existen dos caminos posibles para su inserción en el sistema. En primer lugar, se encuentra una demanda vehicular pasiva, esto es que los VE consumen energía del sistema en la medida que son conectados a la red, lo que depende fuertemente del comportamiento de cada usuario. La otra posibilidad es que la conexión de los VE se realice de manera gestionada (Lam et al., 2012; Chen and Tong, 2012), esto significa que debe existir un agente o agentes que, recibiendo las señales de precio adecuadas, ordene la carga de los vehículos eléctricos de manera que sea beneficioso para el sistema en su totalidad. Se espera que esta situación sea posible ya que los vehículos particulares permanecen la mayor parte del tiempo estacionados, de hecho, se tiene que son usados en promedio el 4% del tiempo, estando disponibles para gestión el otro 96% (Kempton and Tomić, 2005).

Los VE pueden ser una alternativa para reducir las emisiones de CO₂, ya que las disminuyen directamente en el sector transporte, sin embargo, las emisiones podrían eventualmente aumentar en el sector de generación debido al aumento de la carga para abastecerlos, por lo tanto, la electrificación del transporte será una política efectiva dependiendo de la conformación de la matriz energética de cada sistema eléctrico (Yang et al., 2017). Este tipo de impactos también se analizan en (Van Vliet et al., 2011) frente a una carga descontrolada y una carga gestionable. Los impactos en sistema eléctrico australiano se analizan en (Mullan et al., 2011) y en los Estados Unidos en (Weiller, 2011).

En este trabajo se analiza los impactos de una adopción masiva de VE en el Sistema Eléctrico Chileno, para dos tipos de carga: no gestionada y gestionada, analizando las variaciones que sufre el sistema eléctrico debido a su incorporación, y el impacto en las emisiones.

El resto del artículo se organiza de la siguiente manera: en la siguiente sección se indica cómo se obtienen los perfiles para los VE, la sección posterior indica la metodología empleada, explicando los modelos utilizados para modelar la operación óptima del sistema eléctrico, incluyendo las restricciones adicionales para modelar la carga gestionada de los vehículos eléctricos. Luego, se presenta los resultados respecto a la demanda máxima, efectos en la operación del resto de las máquinas, costos de operación y reducción de emisiones. Finalmente, las conclusiones se presentan en la última sección.

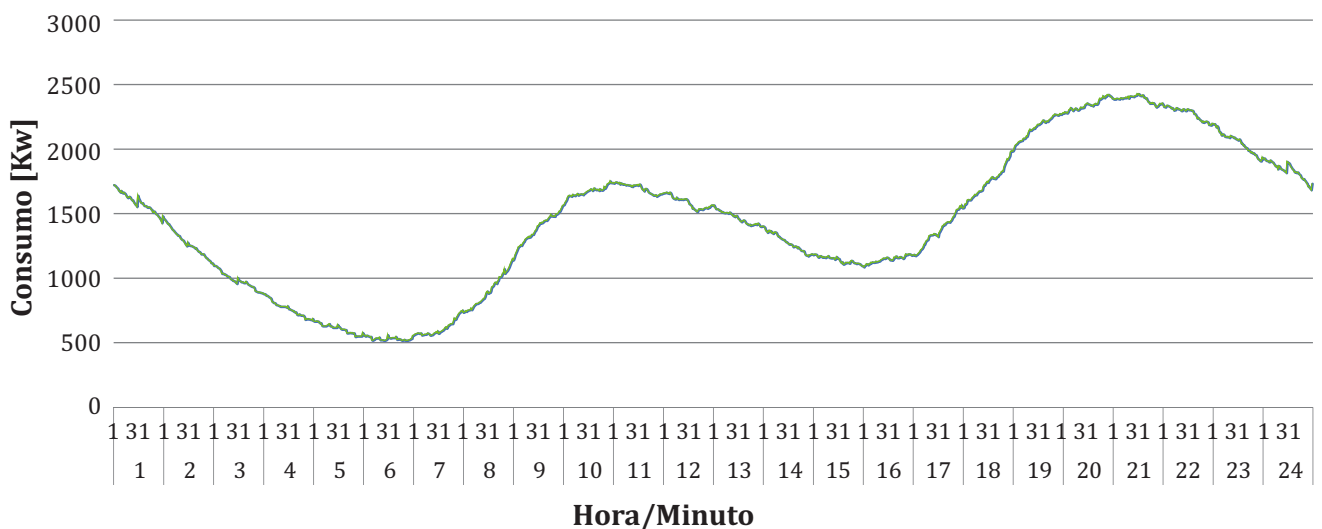
MODELACIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Para modelar el consumo de vehículos eléctricos se emplean datos reales medidos en el Reino Unido, los cuales serán adaptados para representar de una mejor manera la realidad de Chile.

Datos de entrada para la modelación de los perfiles de carga de VE

Los datos base utilizados se obtienen desde el proyecto (My Electric Avenue Project, 2016), MEA, que corresponden a carga no gestionada de VE y que se realiza en la casa de los usuarios. Dicho proyecto buscó grupos de personas en diferentes barrios del Inglaterra que quisieran conducir vehículos eléctricos. De la búsqueda resultaron 100 personas, a cada uno se le entregó un vehículo (en formato leasing) para probar la nueva tecnología, debiendo permitir el acceso remoto al consumo del vehículo eléctrico. Los VE empleados correspondieron al modelo Nissan LEAF con un tamaño de batería de 24 kWh, cuyas mediciones se realizaron desde diciembre del año 2013 hasta diciembre del año 2015. Los datos disponibles corresponden a la potencia de carga de los VE con una resolución de minutos, sus distribuciones de probabilidades fueron reportadas en (Quirós-Tortós et al., 2018), a partir de las cuales se construyeron 2000 perfiles diarios, los que de manera agregada se presentan en la figura 1.

Figura 1. Perfil de consumo de agregado de 2000 vehículos eléctricos



Fuente: Elaboración propia

Adaptación de datos del Reino Unido a la realidad chilena

Para utilizar los perfiles de MAE se debe buscar un punto de comparación entre las dos ubicaciones (Reino Unido y Chile) y así realizar transformaciones sencillas que trasladen los perfiles adecuadamente. Para ello se revisan estadísticas del Reino Unido y Chile (denominadas encuestas de origen-destino) donde se puede comparar el uso que se les da a los vehículos particulares, obteniendo desde ahí coincidencias de los momentos de uso y sus requerimientos promedios de viajes, lo que es usado en conjunto para la adaptación de los perfiles.

- **Ajuste de la coincidencia de los perfiles:** En la Encuesta Origen Destino (EOD¹) de Chile se cuenta con estadísticas de viajes separadas en tres grandes grupos: Trabajo, Estudio y Otros, los que se indican en la figura 2. Los datos de MEA representan el consumo de vehículos eléctricos domiciliarios, por lo que, para fines de este trabajo, solo se utilizarán los viajes correspondientes a los grupos de Trabajo y Estudio.

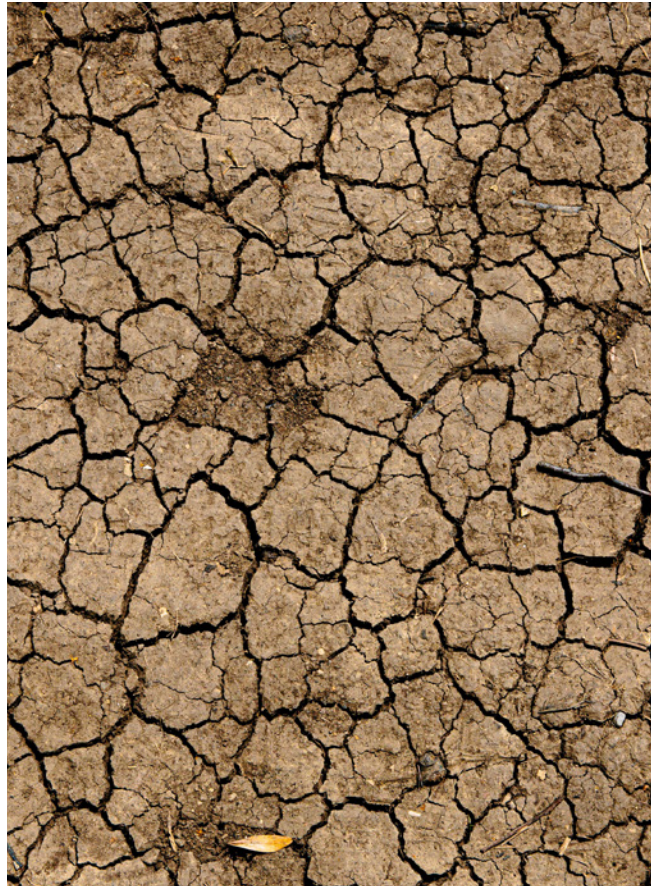
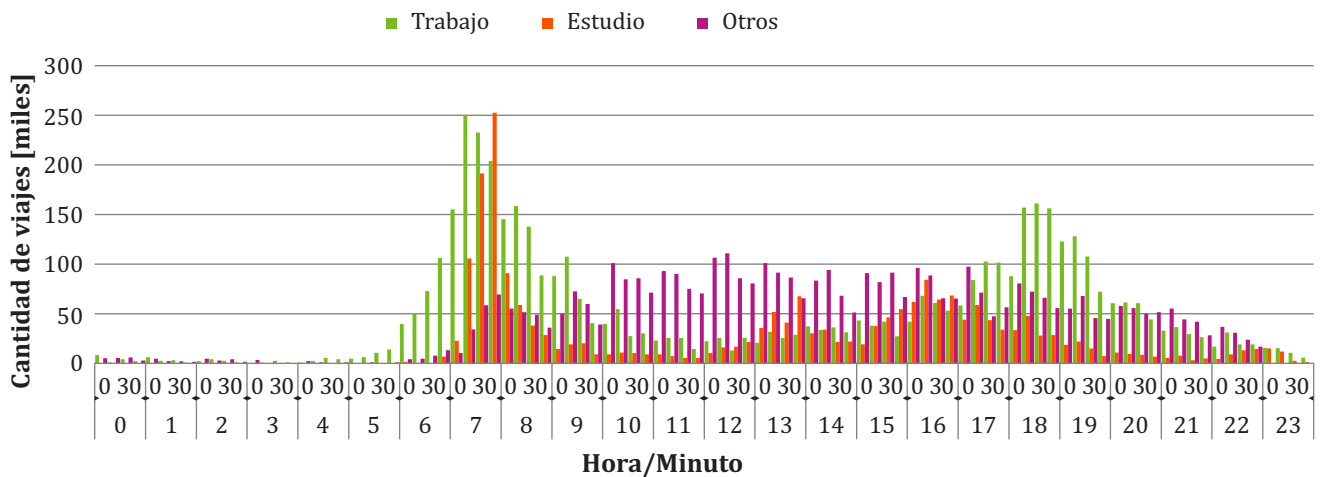


Foto de Mike Erskine en Unsplash.

Figura 2. Perfil de viajes diarios motorizados durante un día laboral



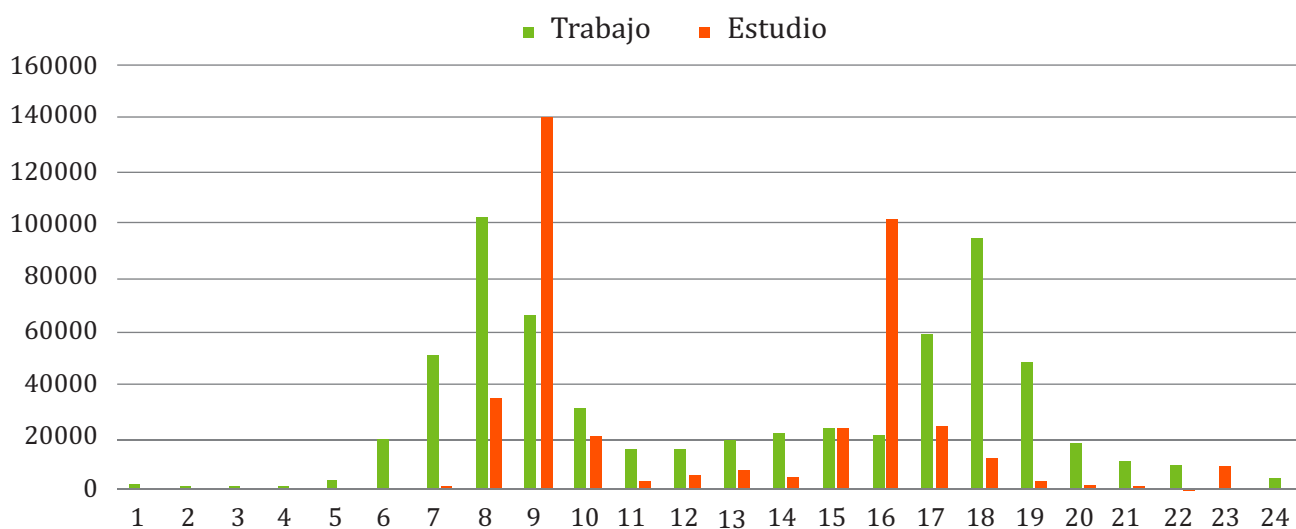
Fuente: Elaboración propia basado en datos de EOD

1 http://www.sectra.gob.cl/encuestas_movilidad/encuestas_movilidad.htm

En Reino Unido también se tiene una encuesta de movilidad conocida como “*National Travel Survey*”². Al igual que la EOD en Chile, sus datos están divididos dependiendo del motivo del viaje, dentro de los que destacan dos grupos: trabajo y estudio, los que se pueden observar en

la figura 3. Lo interesante de estas encuestas, es que presentan un comportamiento bastante similar, teniendo una demanda máxima en la mañana cuando los usuarios inician sus viajes y en la tarde/noche, cuando regresan de vuelta a sus hogares.

Figura 3. Datos de viajes horarios para Reino Unido



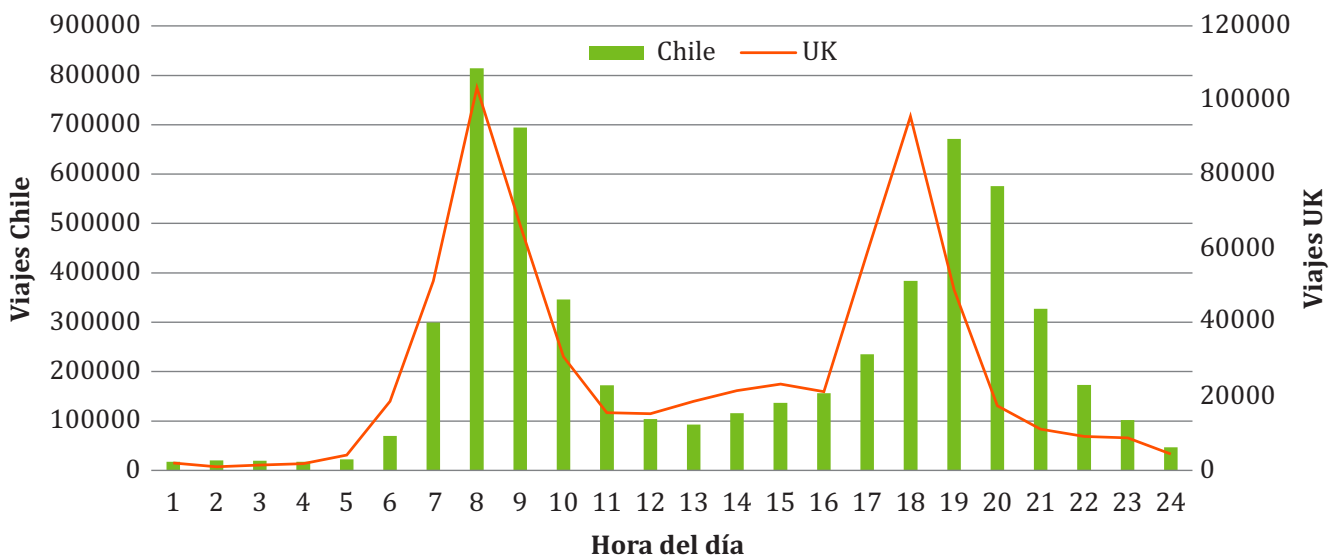
Fuente: Elaboración propia

Para comparar los casos de Chile y Reino Unido se presenta la figura 4, donde se observa que los perfiles son similares, existiendo una coincidencia en la punta de la mañana, pero no así de la tarde. La diferencia de los perfiles se explica principalmente por la duración de la jornada laboral, en el caso de Reino Unido la duración típica parte entre 8:30-9:00 a.m. y culmina alrededor de las 17:00-17:30, en tanto que, en el caso de Chile, la jornada laboral termina entre las 18:30-19:00 pm. Este efecto conlleva que los usuarios de vehículos retornen a sus hogares una hora más tarde que en el caso de Reino Unido.

De no tomar medidas urgentes, el Panel Intergubernamental por el Cambio Climático señala que es probable llegar a un aumento de 4°C al final de este siglo, con graves consecuencias.

² <https://www.gov.uk/government/statistics/national-travel-survey-2017>

Figura 4. Comparación de viajes agregados de Chile y Reino Unido

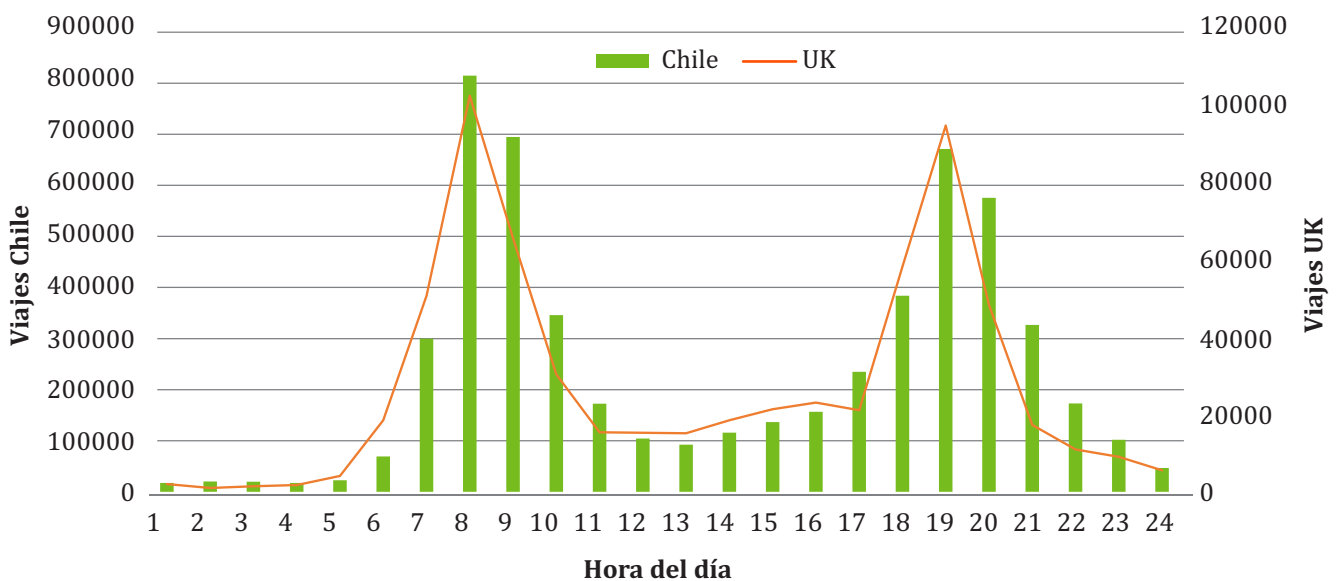


Fuente: Elaboración propia

Para hacerse cargo de esta diferencia, se elige un punto de referencia para realizar un corte en la curva. El punto elegido es la hora 12, pues en ella comienzan las horas de mínima cantidad de viajes. Para esa hora se fija la punta de la mañana y se desplaza la curva del Reino Unido en una hora hacia la derecha. Adicionalmente, producto del corte, se realizó una interpolación entre la

hora 11 y la hora 13 para que el elemento de la hora 12 siga la misma tendencia y no afecte los resultados. Para corregir el efecto de la hora 24, se eliminó también el registro de la hora 23 y se realizó una interpolación entre esa hora y la hora 1, para con esto brindar una continuidad en los perfiles eléctricos. El efecto de realizar ambas acciones se puede verificar en la figura 5.

Figura 5. Resultado del proceso de desplazamiento e interpolación de datos



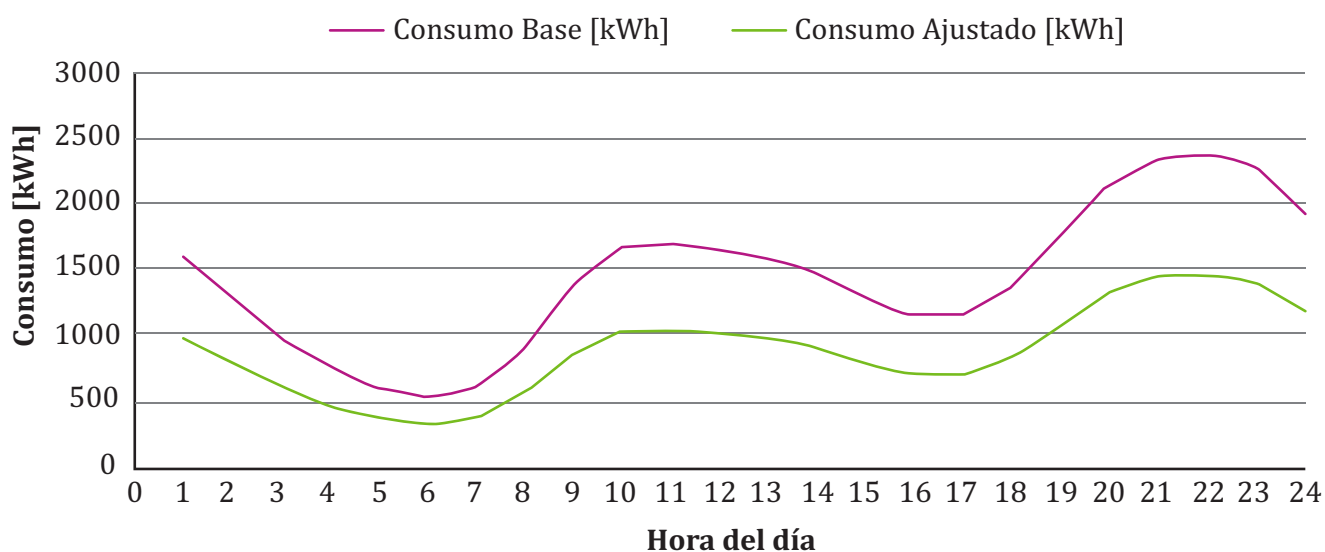
Fuente: Elaboración propia

• **Ajuste de los requerimientos de energía:**

Luego de lograr la coincidencia de los perfiles, para así tener una consistencia entre vehículos en ruta y los vehículos estacionados con los requerimientos de demanda obtenidos desde MAE, se deben ajustar las necesidades de carga de los VE a la realidad de Chile, esto porque desde las encuestas de origen destino previamente mencionadas, se tiene que, para el tipo de vehículos y viajes estudiados, la distancia promedio de viajes en UK es de 13.5 km, mientras que en Chile es de 8.3 km. Por tales motivos, se realizó una ponderación de los perfiles para que a la misma cantidad de vehículos se obtenga el consumo que tendrían en Chile, lo que se muestra en la figura 6.

Los vehículos eléctricos pueden ser una alternativa para reducir las emisiones de CO₂, sin embargo, las emisiones podrían eventualmente aumentar en el sector de generación debido al aumento de la carga para abastecerlos.

Figura 6. Comparación de consumo base y ajustado respecto a la distancia recorrida promedio de vehículos



Fuente: Elaboración propia

Finalmente, a partir de la figura anterior se obtiene el perfil agregado promedio, el que se utilizará para ponderar el número de vehículos que se incorporará en cada una de las barras del sistema eléctrico. El número de vehículos por zonas de Chile es posible consultarlo en la misma EOD, además, para estimar

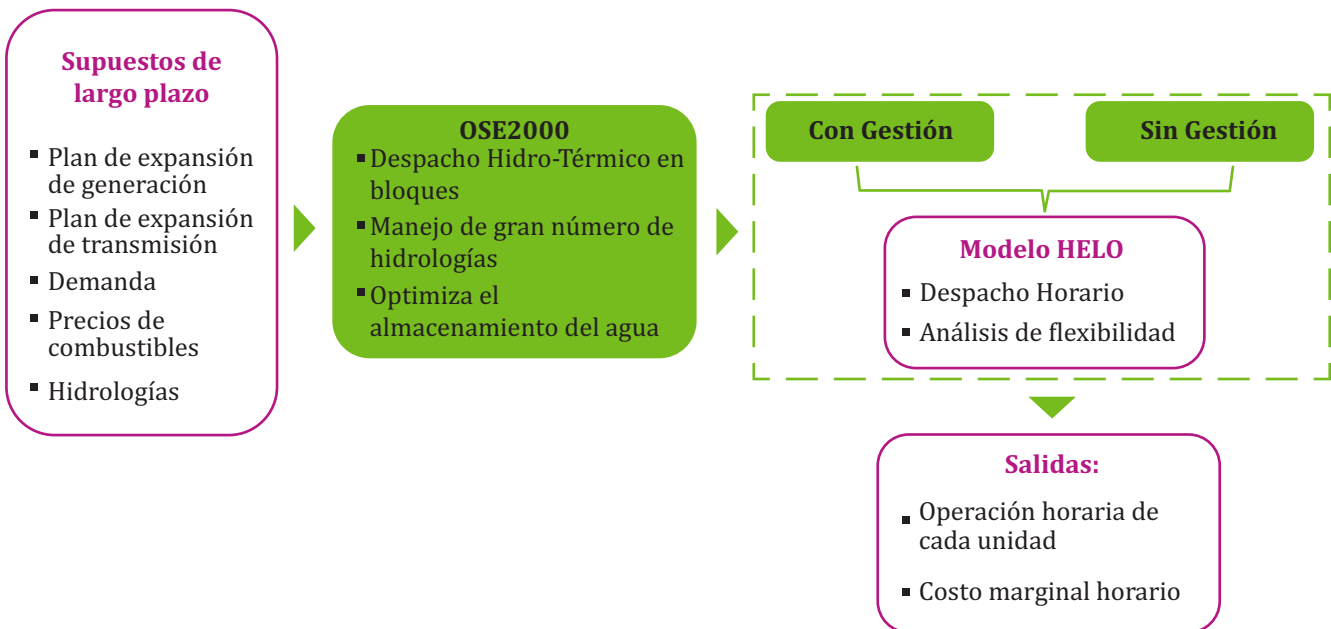
los vehículos para el año de análisis, se utilizó la tasa de crecimiento del parque vehicular. Así los vehículos que podrían ser electrificados corresponden a 2,027,195, por tanto, un 100% de adopción significaría que estos dos millones de vehículos serían VE.

METODOLOGÍA

En términos generales, la idea es simular en un sistema real (Sistema Eléctrico Chileno) la incorporación de VE para dos escenarios específicos, esto es, sin y con gestión de la flota, incluyendo la modelación y restricciones adicionales al modelo de despacho horario para permitir una gestión de flota. Los resultados del proceso de optimización para ambos casos

serán comparados en términos de sus efectos en la operación del sistema eléctrico, analizando las variaciones de demanda máxima, las variaciones en la operación del parque térmico (ciclados³ y encendidos-apagados⁴), sus costos de operación y, finalmente, evaluando la contribución neta de los VE a la reducción de emisiones. Los principales elementos de la metodología se presentan en la figura 7 y se detallan en esta sección.

Figura 7. Diagrama de la metodología implementada



Fuente: Elaboración propia



Foto de Sandy Millar en Unsplash.

3 Ciclados se refiere a la cantidad de veces que una unidad pasa de operar desde su potencia nominal a mínimo técnico y luego sube otra vez a su potencia nominal o viceversa.

4 Encendidos-apagados se refiere a la cantidad de veces que la central se apaga y se prende, se puede entender como un tipo de clicado en que la potencia baja a cero.

Despacho hidrotérmico de largo plazo

El sistema eléctrico de Chile realiza el despacho centralizado de sus recursos para satisfacer la demanda en cada instante de tiempo, garantizando el mínimo costo en un horizonte determinado. En términos matemáticos, lo que se busca es minimizar los costos de operación, en donde la generación de cada generador es valorizada a su costo variable y la energía no suministrada al costo de falla. Este problema debe cumplir restricciones, por ejemplo, se necesita un sistema que sea capaz de transmitir toda esa energía entre sus distintos nodos, esto porque los recursos energéticos y los centros de consumo no están siempre en la misma ubicación, así se debe cumplir que la generación en una barra más los flujos que llegan a esa barra, más la falla, sea igual a la demanda en cada uno de los nodos y que las potencias generadas y los flujos a través de las líneas de transmisión estén acotadas por sus capacidades técnicas.

A lo anterior se le debe sumar la operación óptima de los embalses (centrales hidroeléctricas con capacidad de embalse), ya que en ellos es posible almacenar el recurso para utilizarlo cuando más se necesite, siendo esta decisión parte del problema de optimización. Esta decisión se debe realizar tomando en consideración escenarios futuros de disponibilidad de agua (estocasticidad), ya que los costos totales dependerán de cuánta agua se utiliza hoy y de cuánta agua se deja disponible para su utilización futura considerando la variabilidad hidrológica de sus afluentes. Para representar el problema hidrotérmico se incluye la energía almacenada en los embalses de manera que el problema reconozca la capacidad y beneficios de guardar energía, considerando también los volúmenes mínimos y máximos a mantener en cada embalse.

Si bien con el planteamiento descrito es posible resolver el problema del uso del agua a cada hora, la dimensión del problema crece considerablemente, por ello, el problema se simplifica

a través de la representación de la demanda mediante bloques, mensuales o semanales de acuerdo con la curva de duración de la demanda, con lo cual se reduce el número de períodos a simular, perdiendo, eso sí, el detalle horario de la representación de la carga y de la generación.

Para resolver este problema en este trabajo se utiliza el *software* comercial OSE 2000, cuya estrategia de resolución busca resolver el problema de optimización a partir de múltiples subproblemas para cada punto de simulación, lo que en la literatura se conoce como programación estocástica dinámica dual (SDDP), cuyo trabajo germinal corresponde a (Pereira and Pinto, 1991).

Modelación horaria detallada de la operación del sistema eléctrico

La coordinación hidrotérmica presentada en la sección anterior permite informar adecuadamente a los tomadores de decisión respecto a la operación de largo plazo del sistema y respecto al valor y uso óptimo del agua de los embalses. No obstante, en el corto plazo, se requiere un nivel de detalle mayor para representar la operación del sistema eléctrico y así minimizar adecuadamente sus costos, esto debido a la existencia de limitaciones técnicas relevantes de las plantas térmicas, estas son: tiempos mínimos de encendido y apagado, tasas de toma y desprendimiento de carga, mínimos técnicos, siendo muy importante incorporar todas estas restricciones si se quiere entender adecuadamente los impactos de la electrificación del transporte, cuya variación horaria es fundamental.

Para representar varias de estas restricciones adicionales se requiere la incorporación de una serie de variables binarias que complejizan el problema. Para resolver este problema se utilizará el *software* HELO presentado en (Ávila et al., 2017), dicho desarrollo surge de la necesidad de contar con un método para resolver el problema de gran escala considerando las

limitaciones técnicas del sistema, para ello HELO busca dividir el problema en dos etapas tal como se muestra en la figura 7. En la primera etapa, se resuelve el problema de largo plazo considerando la formulación descrita anteriormente (SDDP) y sin considerar las restricciones técnicas de corto plazo de los generadores, de este problema se rescata el uso del recurso hidráulico de los embalses. En la segunda etapa se resuelve el problema para cada hidrología seleccionada, pero considerando todas las restricciones técnicas de las unidades generadoras (HELO). Usando estas dos etapas de optimización, se incorporará y modelarán distintos niveles de adopción de vehículos eléctricos, definiendo nivel de adopción como el porcentaje del parque convencional que se electrifica.

Finalmente, a la modelación descrita, y con el propósito de analizar la carga gestionada de vehículos eléctricos, se incorporarán restricciones adicionales al modelo de optimización, las que serán detalladas en la sección Modelación de vehículos eléctricos sin gestión de carga (p. 27).

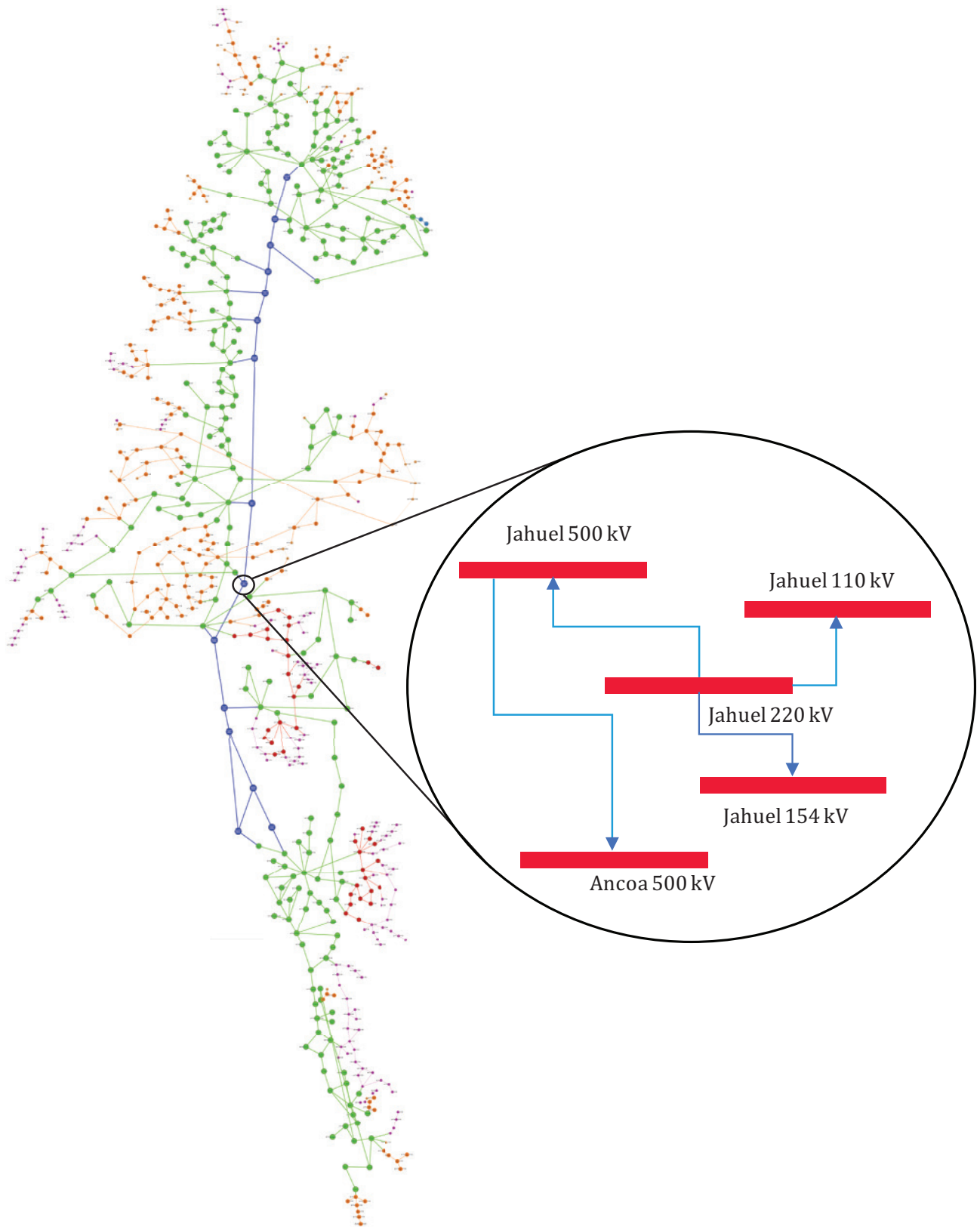
Definición del caso base

El caso base a utilizar representa con gran nivel de detalle el sistema eléctrico chileno. De hecho, se consideraron 55 hidrologías, 245 centrales térmicas, 149 de energía renovable variable (ERV, solares y eólicas), 11 embalses y 70 centrales de pasada. La topología modelada se presenta en la figura 9, la cual considera 588 barras, donde se concentran los consumos y se conectan los generadores y 724 líneas de transmisión. Es importante señalar que, para analizar en detalle la operación horaria del sistema eléctrico se toma como ejemplo un año e hidrología específica, esto para evitar los altos tiempos de simulación asociados a resolver el problema de *unit-commitment* (con todas las restricciones y variables enteras previamente enunciadas).



Foto de L.W. en Unsplash.

Figura 9. Diagrama de la topología para las simulaciones

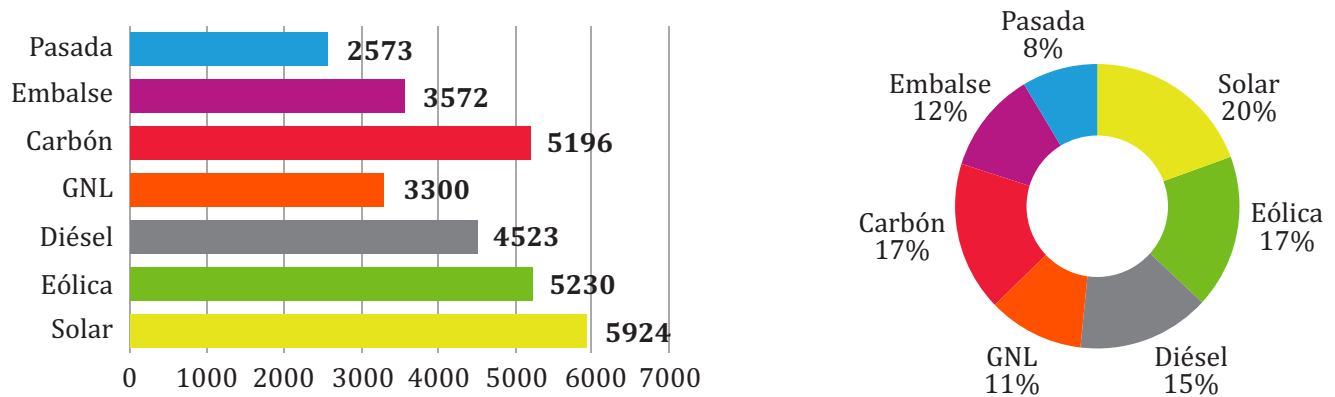


Fuente: Elaboración propia

Para entender los resultados que se presentan en la siguiente sección, se debe conocer la capacidad instalada existente durante el año a optimizar en HELO (año 2027), lo que se indica

en la figura 10, donde se puede observar una alta presencia de ERV y también una participación relevante del parque térmico.

Figura 10. Capacidad instalada en MW por tecnología para el año simulado en modelo HELO

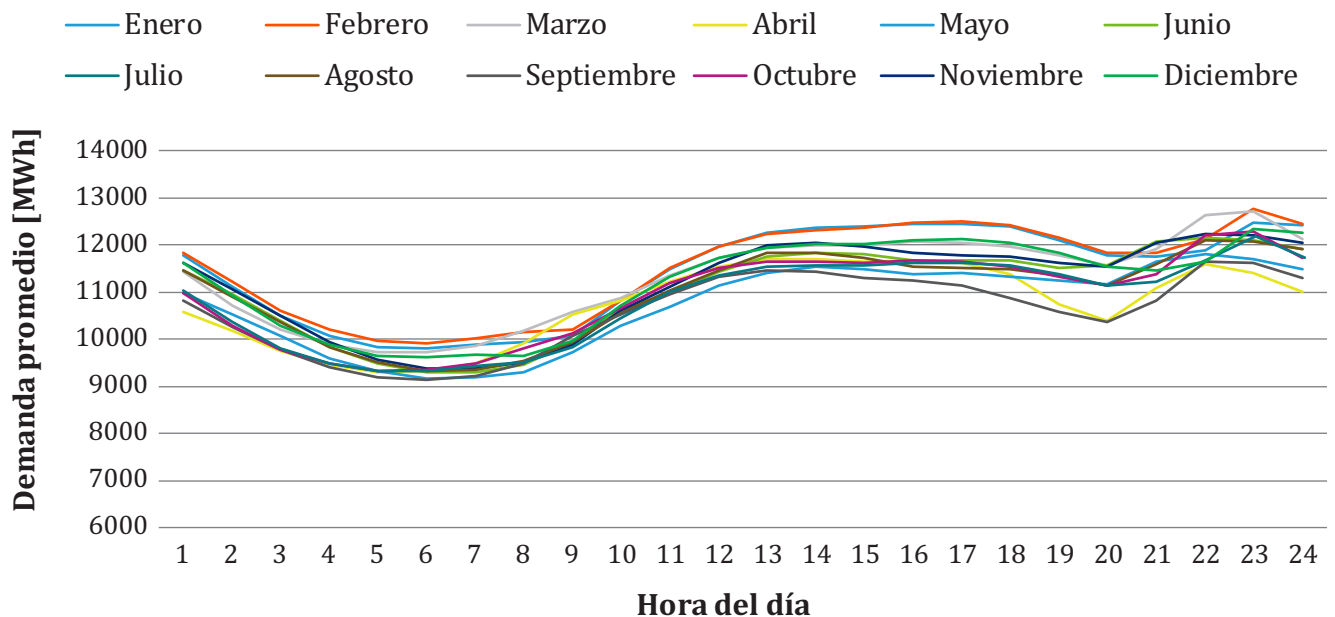


Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, en la figura 11 se puede observar cómo varía en promedio la demanda horaria para cada uno de los meses simulados,

con una demanda máxima de 14,496 [MW] y una demanda mínima de 8,225 [MW].

Figura 11. Demanda promedio horaria para cada mes del año de estudio



Fuente: Elaboración propia

Tabla 2. Ejemplo de parámetros técnicos para distintas unidades térmicas

Tipo	Pmax [MW]	Pmin [MW]	Tiempo encendido [h]	Tiempo apagado [h]	Costo partida [\$]	Rampa subida [MW/h]	Rampa bajada [MW/h]
Carbón	253	80	10	10	\$ 4,066	90	90
Carbón	322.5	175	20	20	\$ 110,681	120	65
CC-GNL	389.5	217	3.45	3.45	\$ 31,232	240	240
CC-GNL	393	50	0.75	0.75	\$ 5,498	690	690
Diésel	2.4	0	0	0	\$ -	240	240
Diésel	24.601	3	0.22	0.22	\$ -	600	600

Fuente: Elaboración propia

Debido a que las simulaciones realizadas consideran las restricciones técnicas de las unidades generadoras, sus parámetros técnicos relevantes se extraen de la operación diaria del operador del sistema⁵. Para tener una referencia de estos valores, a modo de ejemplo, en la tabla 2 se muestran estos valores para algunas de las unidades modeladas.

Modelación de vehículos eléctricos sin gestión de carga

Para realizar este ejercicio se utiliza directamente los perfiles determinados en la sección de Modelación de Vehículos Eléctricos (p. 17) pero para distintos niveles de adopción, los que se incluyen en las distintas barras del sistema eléctrico (figura 9) según corresponda. Por otro lado, se resuelve el problema de optimización de largo y corto plazo, para así finalmente obtener el impacto de los VE en el sistema eléctrico.

Modelación de vehículos eléctricos con gestión de carga

Para incluir los VE gestionados en el modelo horario (HELO) se incorporaron restricciones

adicionales que permiten modelar en forma agregada la capacidad disponible en almacenamiento. Así, cuando los VE no son gestionados, entonces la potencia de carga de los VE conectados en la barra n durante el período t , $PC_{n,t}^{EV}$ será directamente la energía demandada de ellos, tal como se observa en la ecuación de balance (1), donde el resto de los términos corresponden a la generación de la central i en el período t conectada al nodo n , $g_{i,t}$, el flujo entre las barras j y k para el instante t , $f_{t,j,k}$, que llegan al nodo n , la energía fallada en tal nodo en el período t , $falla_{t,n}$, y la demanda en dicho nodo en el período t , $D_{n,t}$.

La gestión de los VE se modela a través de un almacenamiento equivalente tal como se muestra en la ecuación (2), donde la descarga se produce dependiendo de la demanda eléctrica de los VE en la barra n para el instante t , $EVSD_{n,t}$. El resto de las variables de esta ecuación son: η es la eficiencia del almacenamiento, $SOC_{n,t}$ es el estado de carga de los VE conectados en la barra n y el instante t , el que está limitado a un valor máximo en el nodo, E_n^{max} , como se indica en la ecuación (4).

También se debe considerar que los vehículos deben alcanzar un estado mínimo de carga todos los días (Madzharov et al., 2014), lo que se define mediante la ecuación (3), donde se

⁵ <https://www.coordinador.cl/informe-documento/operacion/programas-de-operacion-2/>

indica que el estado de carga en un instante t específico debe ser mayor que un mínimo nivel de energía ($BatteryFull_n$). Un ejemplo de ello es que las baterías deban estar cargadas totalmente todos los días a las 5 de la mañana, lo que hace que los vehículos estén listos en ese horario para iniciar sus viajes. De esa forma se cumple con las necesidades de los usuarios y se brinda la posibilidad de que gestione la carga durante todo el resto del día.

Un punto importante para tener en cuenta es que la carga del vehículo está sujeta a que el vehículo se encuentre conectado a la red (estacionado). Para asegurar este comportamiento se incorpora la restricción (5), la que hace que la potencia máxima que puede cargar el almacenamiento equivalente depende de la disponibilidad de vehículos estacionados en la barra n durante el período t ($EVsAvailable_{n,t}$), lo que se incluye como un porcentaje de la potencia máxima conectada en el nodo, P_n^{max} .

A medida que aumenta la cantidad de vehículos eléctricos en el sistema, la carga de energía ocurre en las horas de la noche.

$$\sum_{\substack{t,i \\ g_{i,t} \in n}} g_{i,t} + \sum_{\substack{t,j,k \\ tqj \wedge q=n}} f_{t,j,k} + \sum_t falla_{t,n} = D_{t,n} + PC_{t,n}^{EV} \quad \forall i \in I, n \in N, t \quad (1)$$

$$SOC_{n,t} = SOC_{n,t-1} + \eta \cdot PC_{n,t}^{EV} - \frac{1}{\eta} \cdot EVsD_{n,j} \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (2)$$

$$SOC_{n,t} \geq BatteryFull_n \quad \forall n \in N, t = H_n^{fix} \quad (3)$$

$$SOC_{n,t} \leq E_n^{max} \quad \forall n \in N, t \in T \quad (4)$$

$$PC_{n,t}^{EV} \leq EVsAvailable_{n,t} \cdot P_n^{max} \quad \forall n \in N, t \in T \quad (5)$$



Foto de Marc Heckner en Unsplash.

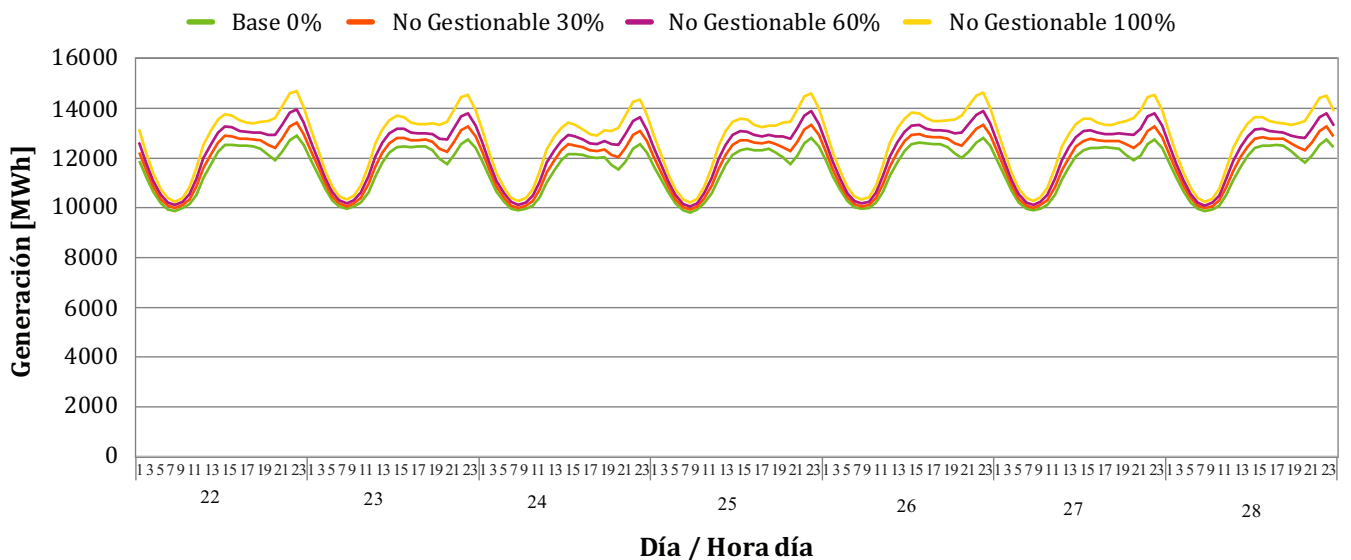
RESULTADOS

A partir de los datos de entrada, de los modelos empleados y de las restricciones adicionales, es posible analizar la operación del sistema eléctrico para distintos niveles de adopción de VE. Estos resultados se presentan en esta sección.

Parque no gestionado

En la figura 12 se presenta el comportamiento de la demanda para distintos casos de adopción de VE para el caso no gestionado, en ella se aprecia que a medida que aumenta la cantidad de vehículos eléctricos en el sistema, la carga ocurre principalmente en las horas de la noche. En términos concretos, cuando en el caso base se tiene una demanda máxima de 14.030 MW, en el nivel de 100% de adopción VE se tiene una demanda un 13.3% mayor.

Figura 12. Efecto de los vehículos eléctricos en la demanda total del sistema



Fuente: Elaboración propia

En este caso, el número de ciclados disminuye para el carbón, mientras que aumentan para el GNL, este comportamiento se debe al aumento que experimenta la demanda total del sistema con la penetración de VE (Tabla 2). El carbón comienza a funcionar cada vez más como una tecnología de base del sistema, por lo que es más común que se encuentren al máximo de su capacidad, como lo muestra la figura 13. El

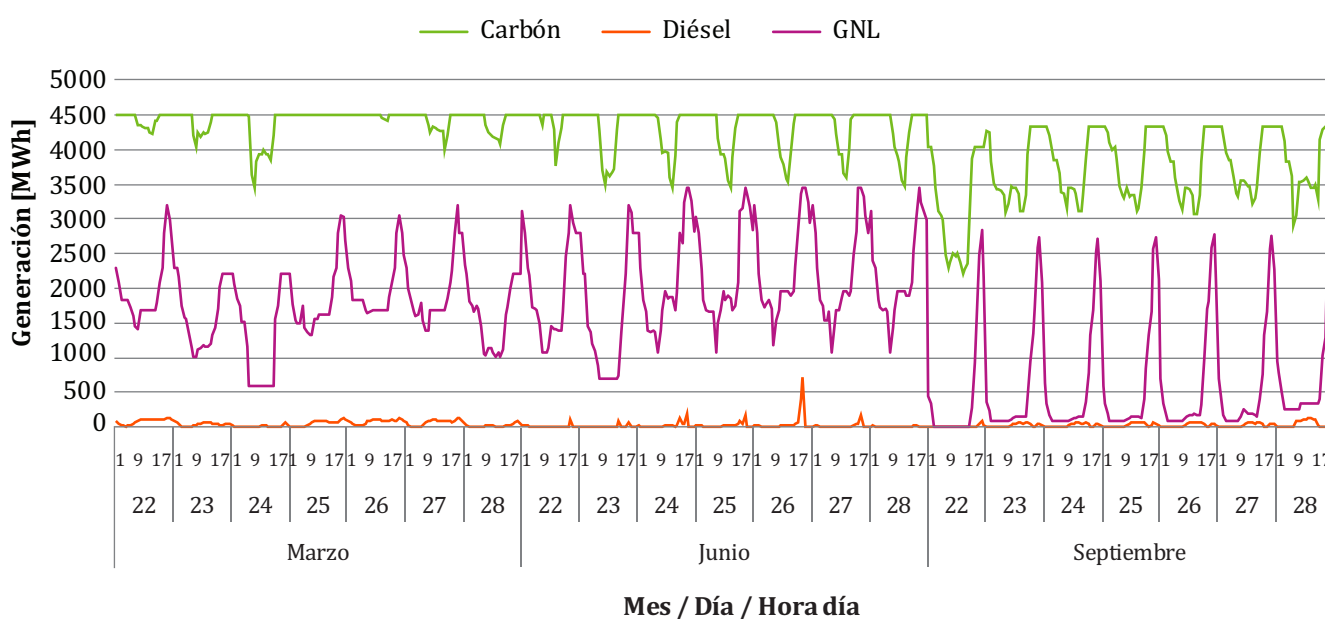
GNL comienza a tomar más protagonismo para prestar flexibilidad al sistema, teniendo extensas excursiones en su punto de operación durante un mismo día. Además, durante los meses con mayor radiación solar, las centrales a carbón vuelven a ciclar desplazando los requerimientos de GNL durante las horas de sol, ya que, por la generación solar adicional, el carbón es suficiente para suplir a la demanda en conjunto con las ERV.

Tabla 3. Cálculo de ciclados anuales por tecnología

Tipo / Penetración	Base			
	0	30	60	100
Carbón	4,541	4,402	4,180	3,833
Diésel	204	256	287	339
GNL	956	1,212	1,417	1,612
Total	5,701	5,870	5,884	5,784

Fuente: Elaboración propia

Figura 13. Generación por tecnología para una adopción de 100% de VE



Fuente: Elaboración propia

Tabla 4. Apagados anuales para cada una de las unidades térmicas

Tipo / Penetración	No Gestionable				
	Base	0	30	60	100
Carbón	752	647	521	478	
Diésel	3,385	2,937	2,950	3,580	
GNL	517	691	834	1,008	
Total	4,654	4,275	4,305	5,066	

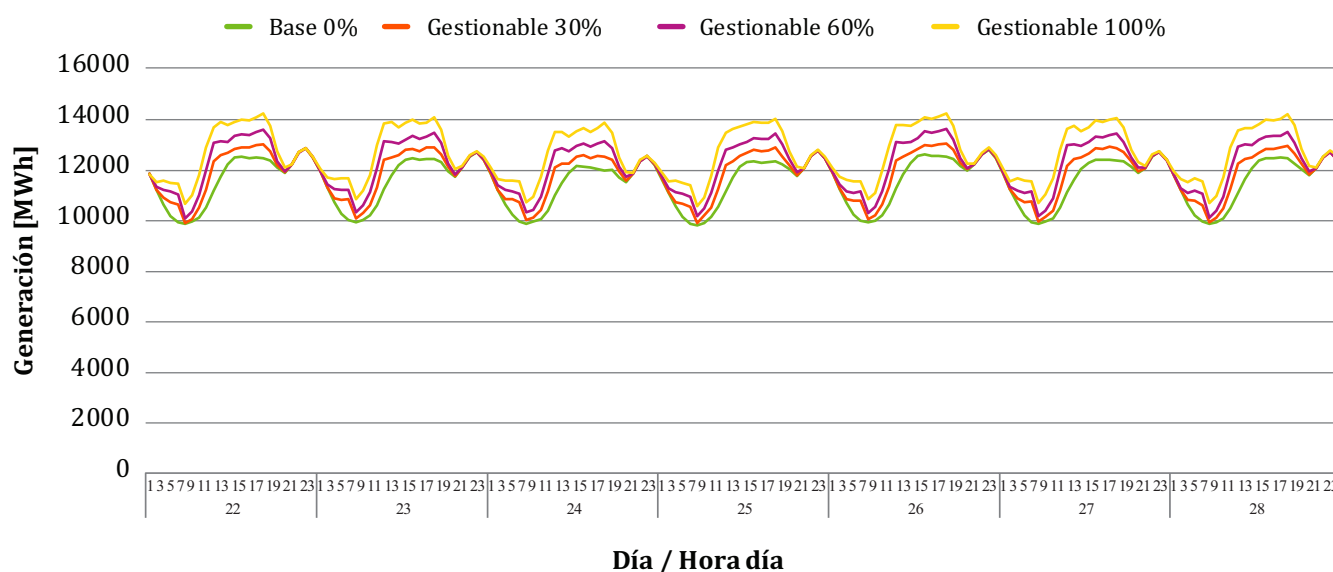
Fuente: Elaboración propia

Como se muestra en la tabla 4, son en los encendidos y apagados en donde las centrales diésel tienen el mayor efecto, esto se debe al aumento de la demanda punta del sistema producto de la incorporación de VE. Por otro lado, las centrales a carbón disminuyen su cantidad de apagados debido a que pasan a operar en base. En cuanto a las centrales GNL, aumentan su cantidad de apagados, lo que ocurre en los meses con mayor radiación solar en donde la generación GNL no se necesita durante el día y solo son encendidas en las horas de punta del sistema.

Parque gestionado

En este apartado se analiza el efecto de una gestión en la carga de los VE, en donde la carga de los vehículos es una variable de decisión del problema de optimización. Así, como se muestra en la figura 14, los VE aumentan los requerimientos de demanda, sin embargo, a diferencia del caso sin posibilidad de gestión, su aumento se produce durante las horas de sol y en la noche, manteniendo en el mismo nivel la demanda durante el período de punta del caso base (sin adopción de VE).

Figura 14. Impacto de los vehículos eléctricos con carga gestionable



Fuente: Elaboración propia

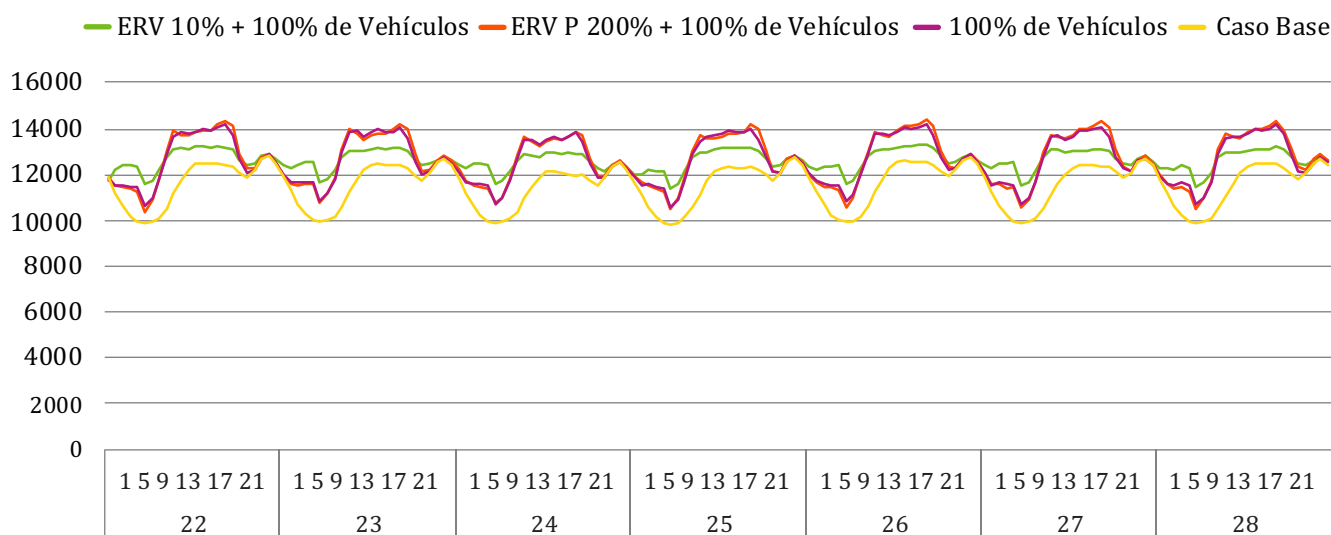
De esta manera, el modelo de optimización muestra que la carga de los vehículos no se mueve a la noche como se podría haber esperado sino que frente a una abundante penetración solar, la solución óptima consisten en cargar los vehículos durante las horas de sol y, por lo tanto, los esfuerzos de política pública deberían enfocarse en promover una infraestructura masiva de carga, por ejemplo, mediante cargadores en los estacionamientos públicos o privados de la ciudad, para que de esa manera se evite la carga durante las horas de noche en los domicilios lo cual es menos conveniente para el sistema en su totalidad.

Para reafirmar este comportamiento se realiza el análisis considerando que el 100% de los vehículos son eléctricos frente a distintas penetraciones ERV, resultados que se pueden visualizar en la figura 15. De dicha figura se desprende que frente a una penetración baja de ERV (10% del caso base), se decide cargar los vehículos durante las horas de sol, moviendo gran parte de la carga a las horas de noche,

sin embargo, a medida que aumenta la generación solar, la carga de noche se mueve a las horas de sol. Otro elemento para destacar es que la carga se realiza de forma controlada y va aumentando en el día en la medida que aumenta la generación solar, dotando al sistema de un grado de flexibilidad adicional al seguir adecuadamente a la generación solar.

Los costos de operación del sistema, dada las condiciones actuales del parque instalado, se incrementarían en cerca de 30% para el caso de una adopción de 100% de vehículos eléctricos.

Figura 15. Comportamiento de carga de VE frente a distintos niveles de adopción a ERV



Fuente: Elaboración propia

Para el caso de los ciclados y apagados, tabla 5 y tabla 6 respectivamente, se da cuando se tiene la posibilidad de gestionar los vehículos, todos presentan una disminución, esto gracias

a la flexibilidad adicional que brindan los VE gestionados (que representan en su conjunto un sistema de almacenamiento equivalente).

Tabla 5. Comparación de ciclados para el caso base, gestionable y no gestionable

Tipo / Penetración	Ciclados totales anuales							
	Base	No Gestionable				Gestionable		
	0	30	60	100	30	60	100	
Carbón	4,541	4,402	4,180	3,833	3,176	2,377	1,647	
Diésel	204	256	287	339	239	252	200	
GNL	956	1,212	1,417	1,612	899	782	817	
Total	5,701	5,870	5,884	5,784	4,314	3,411	2,664	

Fuente: Elaboración propia

Tabla 6. Comparación de apagados para el caso base, gestionable y no gestionable

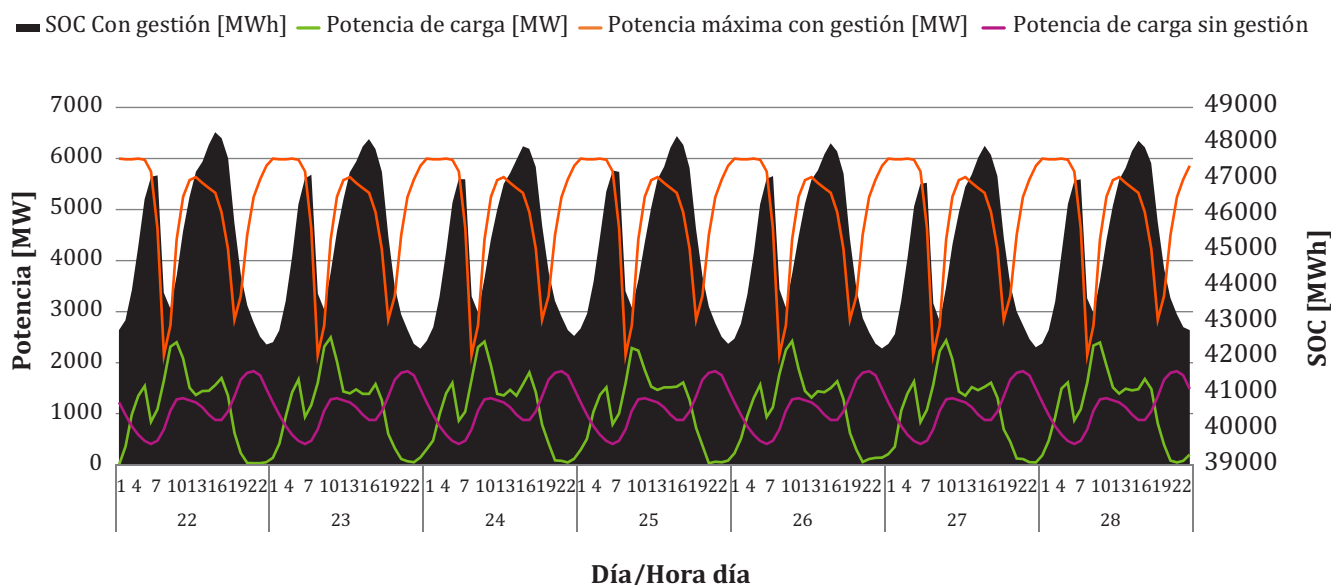
Tipo / Penetración	Apagados anuales							
	Base	No Gestionable				Gestionable		
	0	30	60	100	30	60	100	
Carbón	752	647	521	478	465	395	291	
Diésel	3,385	2,937	2,950	3,580	2,564	2,225	2,003	
GNL	517	691	834	1,008	600	543	408	
Total	4,654	4,275	4,305	5,066	3,629	3,163	2,702	

Fuente: Elaboración propia

En términos operacionales, la figura 17 muestra la carga de VE cuando se tiene una penetración del 100%, en él se observa el estado de carga, la potencia máxima de carga y la potencia efectivamente cargada para cada una de las horas de la semana. La potencia cargada se da particularmente en las horas de la mañana, en donde incluso está limitada por la potencia máxima. En dicho momento se da el mayor de los requerimientos de flexibilidad (cuando empieza a salir el sol, rampa de subida solar), por tanto, los vehículos eléctricos gestionables

participan directamente en la flexibilidad del sistema. Por el contrario, cuando la demanda no es gestionada se da un consumo equivalente al comportamiento de los usuarios, como se ilustra con la línea roja de la figura 17. La diferencia entre la carga con gestión y sin gestión es crítica, puesto que cuando es posible gestionarla los requerimientos máximos se dan durante las horas de la mañana, en contraste con el caso sin gestión donde son coincidentes con la punta del sistema.

Figura 17. Operación de VE para una penetración de 100%



Fuente: Elaboración propia

Costos de operación

Los costos de operación del sistema se resumen en la tabla 7, donde se observa que en todos los casos aumentan debido al aumento de la demanda eléctrica.

Tabla 7. Variación de costos de operación para el caso gestionable y no gestionable

	No Gestionable				Gestionable		
	Base	30%	60%	100%	30%	60%	100%
Operación anual [MMUSD]	\$ 1,647	+ 10%	+ 20%	+ 34%	+ 8%	+ 17%	+ 31%

Fuente: Elaboración propia

Cuantificación de emisiones

Determinación de emisiones en el caso base: Se debe tener en cuenta que un aumento de los vehículos eléctricos producirá un aumento en la demanda eléctrica, por tanto, es necesario medir las emisiones adicionales producto de esta electrificación. Para ello se recurre a la

información de emisiones disponible en el Sistema Nacional de Información de Fiscalización Ambiental (SNIFA)⁶. En dicha plataforma se encuentran disponibles las emisiones asociadas a cerca de 70 centrales térmicas. De donde se calcularon los factores promedio de emisión por

6 <http://snifa.sma.gob.cl/v2>

tecnología (tCO₂/MWh), los cuales corresponden a 0.89, 0.81 y 0.49 para carbón, diésel y GNL, respectivamente.

Determinación de emisiones de vehículos convencionales: Para comparar las emisiones adicionales del parque generador con la reducción de emisiones al electrificar el transporte, se determinaron las emisiones de los vehículos convencionales en base a la información disponible por cada modelo de vehículo en la página del Ministerio de Transporte⁷ de Chile y a la composición del parque automotriz de acuerdo con el Instituto Nacional de Estadísticas (INE)⁸. Con lo que es posible determinar las emisiones de CO₂ de cada vehículo. Con estos valores se determina un valor ponderado de emisiones por vehículo de 187 gCO₂/km, tal como se indica en la tabla 9.



Foto de Michael Fousert en Unsplash.

Tabla 9. Emisiones resultantes por cada vehículo

Tipo de carrocería	Emisiones por tipo [g CO ₂ /km]	Participación INE	Rendimiento promedio [g CO ₂ /km]
Automóvil y <i>station wagon</i>	186	72%	134
Camioneta	185	20%	37
Furgón	186	4%	8
Minibús	223	1%	2
Todo terreno	237	2%	6
Promedio ponderado			187

Fuente: Elaboración propia

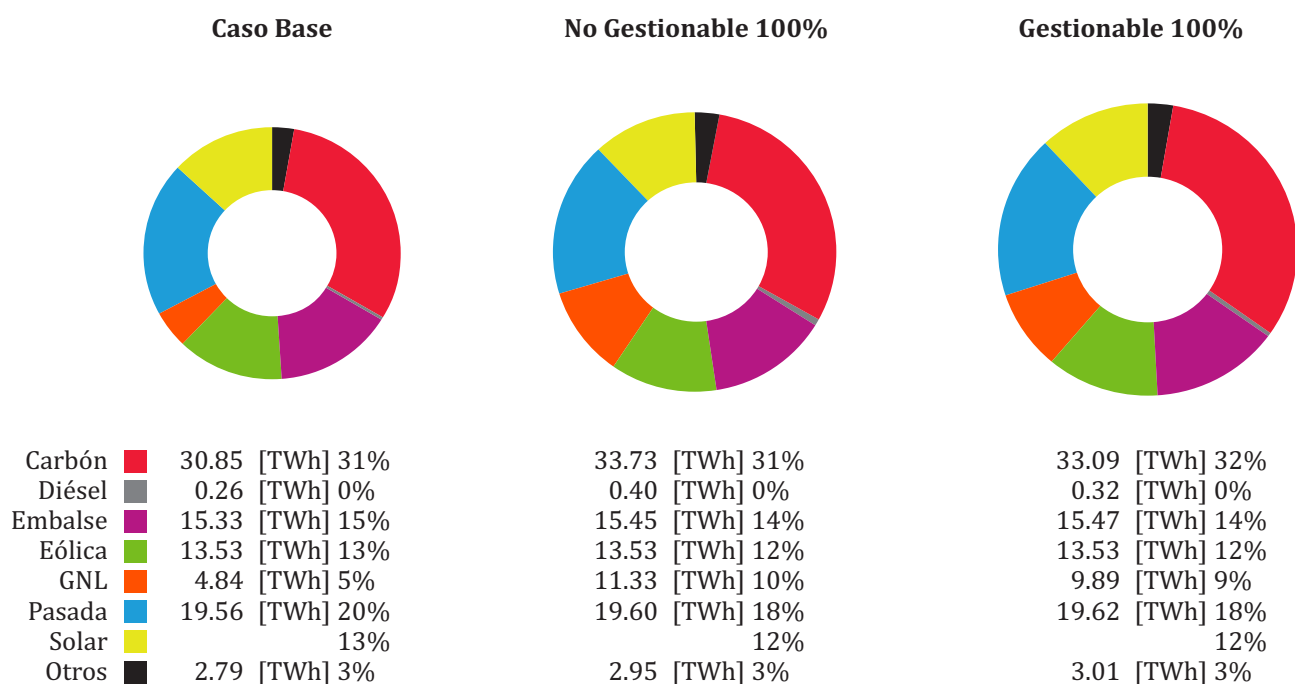
7 <http://www.mtt.gob.cl/archivos/5626.html>

8 <http://www.ine.cl/docs/default-source/publicaciones/2017/parque-vehiculos-circulaci%C3%B3n-2016.xlsx?sfvrsn=10>

Efecto de la electrificación del transporte en la reducción de emisiones: La figura 19 muestra la participación de cada tecnología en la generación anual, en donde se puede

apreciar una abundante penetración de energías renovables, pero también una participación relevante de centrales a carbón.

Figura 19. Generación anual por tipo de tecnología para los casos analizados



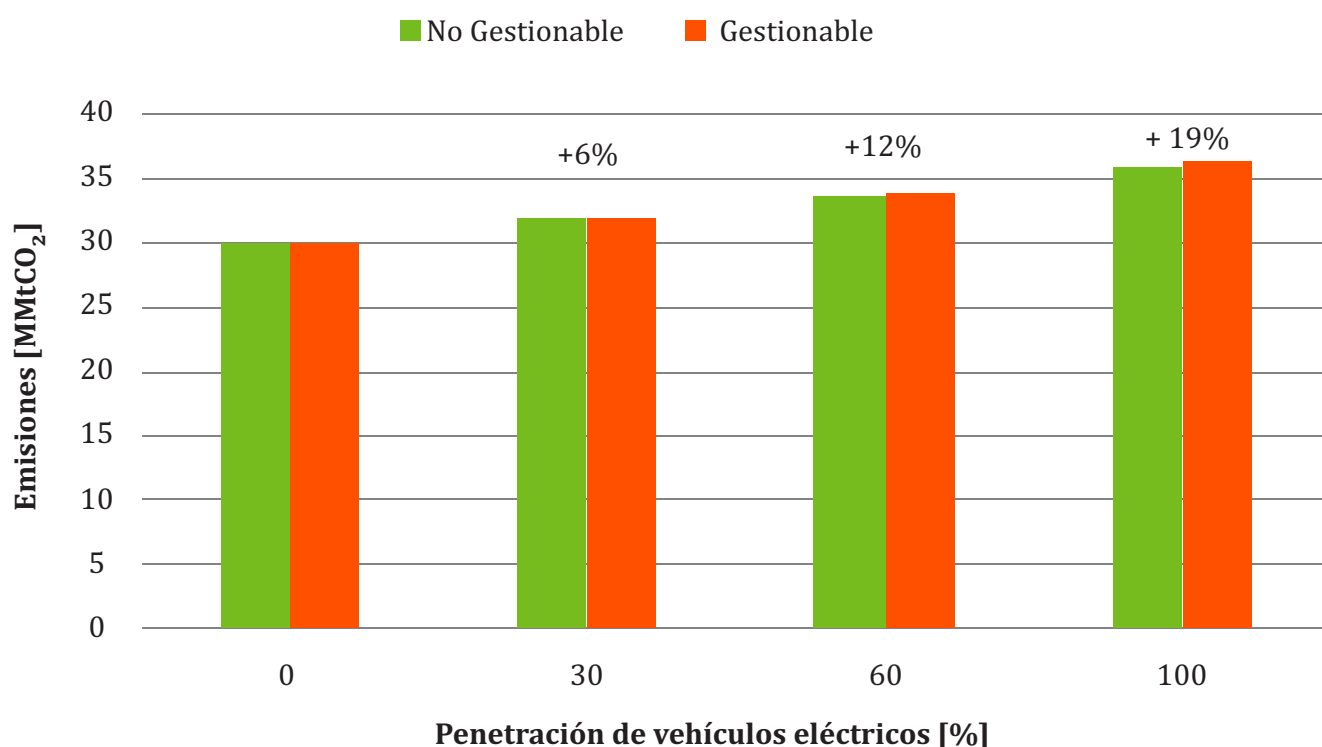
Fuente: Elaboración propia

Se determinaron las emisiones de CO₂ del parque generador a lo largo del año simulado, las que para distintos niveles de adopción se presentan en la figura 20, en donde se evidencia un aumento entre el 6% y el 19% respecto al caso sin VE, siendo para todos los casos mayor cuando la carga vehicular es gestionada.

El hecho de que las emisiones sean mayores cuando es posible gestionar la carga, se debe a que al realizar la operación óptima del sistema eléctrico este busca minimizar sus costos de operación, lo que significa que dado el conjun-

to de restricciones técnicas tratará de utilizar los recursos más baratos disponibles, y como de las térmicas el carbón es la más barata, una vez que se usa el recurso renovable de costo cero se pasa a utilizar carbón. Así, en el caso en que se gestiona, la carga se acomoda para disminuir los costos de operación del sistema y esto permite cargar durante las horas de sol para aprovechar la generación renovable, siendo de igual manera para la generación térmica de bajo costo dada por el carbón, por lo que en términos de despacho será más económico, pero en términos ambientales tendrá una mayor generación de CO₂.

Figura 20. Emisiones para el año de análisis para distintos niveles de adopción de VE



Fuente: Elaboración propia

Considerando los aumentos de emisiones del sistema eléctrico ya determinados, se deben comparar con las emisiones que se ahorrarían al pasar la flota privada desde vehículos convencionales a VE, dichos ahorros corresponden a 0.7 MMtCO₂, 1.3 MMtCO₂, y 2.2 MMtCO₂ para los niveles de adopción de 30%, 60% y 100%, respectivamente. Si se comparan las reducciones de la tabla 10 con el aumento de las emisiones del parque generador producto de estos vehículos (Figura 20), se puede notar que las emisiones adicionales, para el caso de una penetración del 100% de VE en el parque de generación es de 6 MMtCO₂, en comparación con los 2.2 MMtCO₂ que disminuyen producto del reemplazo de los vehículos en base a combustibles fósiles, esto es un aumento neto de 3.8 MMtCO₂.

Lo anterior indica que el reemplazo de los vehículos convencionales por vehículos eléctricos

cos aumenta las emisiones netas del país, por lo que podría no ser conveniente desde el punto de vista ambiental una inclusión masiva de ellos si es que no se toman las medidas de mitigación adecuadas, por ejemplo, avanzar de manera agresiva en la descarbonización del país, ya que la fecha esperada para el retiro de la totalidad de las centrales a carbón es el 2040 (Ministerio de Energía de Chile, 2020). Otra alternativa para enfrentar esta problemática es que la autoridad proyecte la demanda producto de los vehículos eléctricos y realice licitaciones de suministro, a partir de fuentes renovables, para abastecer esa energía. De hecho, para comprobar esta hipótesis, se simuló un escenario adicional con el doble de adopción de generación renovable para el caso de 100% de adopción de vehículos eléctricos, obteniéndose que las emisiones solo del parque generador alcanzan los 29 MMtCO₂ al año, las que son menores que las 30 MMtCO₂ del caso base, generando entonces disminuciones netas de 3.2 MMtCO₂.

**Descarbonizar
es condición
sine qua non para
avanzar en la adopción
masiva de vehículos
eléctricos en Chile.**

CONCLUSIONES

La incorporación masiva de vehículos eléctricos tiene efectos relevantes en el sistema eléctrico, tanto en su operación como en la potencial reducción de emisiones. En términos de costos fue posible apreciar que los costos de operación del sistema, dada las condiciones actuales del parque instalado, se incrementarían en cerca de 30% para el caso de una adopción de 100% de VE y que la demanda máxima para el año de análisis crecería un 13% para tal nivel de adopción.

Adicionalmente, en el caso de adopción de VE con carga gestionada, además de disminuir los costos de operación, aporta flexibilidad al sistema, lo que se refleja en una disminución de ciclados y encendidos-apagados del parque térmico, lo que permitirá que los costos de mantenimiento no crezcan considerablemente. Tal flexibilidad se observa también en un proceso de carga que sigue la rampa solar de subida, realizando parte importante de la carga en horas de día. Para capturar tales beneficios se podría incentivar la presencia de puntos de carga en estacionamientos públicos y lugares de trabajo

junto con la aparición de nuevos agentes como agregadores de demanda capaces de coordinar los procesos de carga.

Un punto importante y contraintuitivo en principio es que se pueden tener efectos ambientales adversos con la inclusión de VE al sistema, ya que la disminución en contaminación vehicular podría aumentar en el lado de la generación si es que la matriz presenta niveles relevantes de generación térmica. Esta situación se ve incrementada cuando se incluye la gestión de los VE, producto de que, al dotar de flexibilidad extra al sistema, este puede disminuir sus costos de operación en forma adicional aprovechando los recursos renovables de costo cero y la energía térmica más barata, que resulta ser también la más contaminante (carbón). Se demostró entonces que frente a un escenario de 100% de adopción de VE dadas las condiciones actuales del sector eléctrico chileno, no es posible desplazar la totalidad de las emisiones del sector transporte. Situación que se revertiría si se avanza agresivamente en el proceso de descarbonización de la matriz energética. Por lo tanto, descarbonizar es condición *sine qua non* para avanzar en la adopción masiva de vehículos eléctricos. ■

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al fondo ANID FONDECYT N°11180875 por el apoyo brindado durante esta investigación.

REFERENCIAS

- Ávila, F., Ayala, J., Cerda, P., Navarro-Espinosa, A., Córdova, S. and Rudnick, H. (2017). Importance of hourly multi-bus unit commitment models in the context of high adoption of variable renewable energies: A Chilean example. *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America, ISGT Latin America 2017, 2017-Janua*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2017.8126763>
- Chen, S. and Tong, L. (2012). IEMS for large scale charging of electric vehicles: Architecture and optimal online scheduling. *2012 IEEE 3rd International Conference on Smart Grid Communications, SmartGridComm 2012, i*, 629–634. <https://doi.org/10.1109/SmartGridComm.2012.6486056>
- IEA. (2020). *Global EV outlook 2020, International Energy Agency*. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>
- Intergovernmental Panel on Climate Change. (2014). *Climate change 2014 synthesis report summary chapter for policymakers..* http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg1/WG1AR5_SPM_FINAL.pdf
- Kempton, W. and Tomić, J. (2005). Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. *Journal of Power Sources*, 144(1), 268–279. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.12.025>
- Lam, A. Y. S., Leung, K. C. and Li, V. O. K. (2012). Capacity management of vehicle-to-grid system for power regulation services. *2012 IEEE 3rd International Conference on Smart Grid Communications, SmartGridComm 2012*, 442–447. <https://doi.org/10.1109/SmartGridComm.2012.6486024>
- Madzharov, D., Delarue, E. and D, W. (2014). Integrating electric vehicles as flexible load in unit commitment modeling. *Energy*, 65, 285–294. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.12.009>
- Ministerio de Energía de Chile. (2020). *Planificación energética de largo plazo “Informe de actualización de antecedentes 2020”*. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20201230_actualizacion_pelp_iaa_2020_1.pdf
- Mullan, J., Harries, D., Bräunl, T. and Whitely, S. (2011). Modelling the impacts of electric vehicle recharging on the Western Australian electricity supply system. *Energy Policy*, 39(7), 4349–4359. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.04.052>
- My Electric Avenue Project. (2016). *Project Close-down report (Issue March)*. [http://myelectricavenue.info/sites/default/files/documents/Close down report.pdf](http://myelectricavenue.info/sites/default/files/documents/Close%20down%20report.pdf)
- Pereira, M. V. F. and Pinto, L. M. V. G. (1991). Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming*, 52(1–3), 359–375. <https://doi.org/10.1007/BF01582895>
- Quirós-Tortós, J., Navarro-Espinosa, A., Ochoa, L. F. and Butler, T. (2018). Statistical Representation of EV Charging: Real Data Analysis and Applications. *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 1–7.
- TSVCM. (2020). Taskforce on scaling voluntary carbon markets. In *Consultation Document (Issue November)*. https://www.iif.com/Portals/1/Files/TSVCM_Consultation_Document.pdf
- United Nations. (2016). *Paris Agreement on Climate Change*. United Nations Framework Convention on Climate Change. http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php
- Van Vliet, O., Brouwer, A. S., Kuramochi, T., Van Den Broek, M., and Faaij, A. (2011). Energy use, cost and CO₂ emissions of electric cars. *Journal of Power Sources*, 196(4), 2298–2310. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2010.09.119>
- Weiller, C. (2011). Plug-in hybrid electric vehicle impacts on hourly electricity demand in the United States. *Energy Policy*, 39(6), 3766–3778. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.04.005>
- Yang, Z., Li, K., Niu, Q. and Xue, Y. (2017). A comprehensive study of economic unit commitment of power systems integrating various renewable generations and plug-in electric vehicles. *Energy Conversion and Management*, 132, 460–481. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.11.050>

LA EXPLOTACIÓN DE LOS CAMPOS *SHALE GAS* EN MÉXICO

THE EXPLOITATION OF THE MEXICAN SHALE GAS FIELDS

Daniel Romo Rico ¹

Recibido: 27/03/2021 y Aceptado: 03/06/2021
ENERLAC. Volumen V. Número 2. Diciembre, 2021 (40 - 57)
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de fondo creado por fanjianhua - www.freepik.es

1 Instituto Politécnico Nacional. México
dromor@ipn.mx
<https://orcid.org/0000-0003-4672-7988>



RESUMEN

La explotación de campos de lutitas en México puede representar una oportunidad para impulsar la industria petrolera y fortalecer la seguridad energética, sin embargo, existe un conjunto de retos que impiden su desarrollo. El planteamiento de este trabajo es evaluar las condiciones actuales para su relanzamiento, sobre todo en la complicada condición de la post pandemia. Se discute sobre la alternativa de acceder a los campos no convencionales a nivel global. En el caso de México, ante el magro comportamiento de su industria petrolera, se discute sobre las condiciones para alentar la producción de los campos de lutitas. Paso seguido, se analizan los retos a superar en la explotación de ese tipo de hidrocarburos, así como las medidas instrumentadas en el país para evitar problemas ambientales y sociales. Se concluye que existe un conjunto de factores que limitan la viabilidad de la explotación de los campos de lutitas, que se pueden superar en el marco de una política pública integral con un enfoque de sustentabilidad.

Palabras clave: Gas Natural, Petróleo, *Shale Gas*, Energía, Desarrollo Económico, México.

ABSTRACT

The exploitation of the Mexican shale gas fields can represent an opportunity to boost the oil industry and strengthen energy security, however, there are a set of challenges that prevent their development. The approach of this work is to evaluate the current conditions for its relaunch, especially in the complicated post-pandemic condition. It is discussed on the alternative of accessing unconventional fields at a global level. In the case of Mexico, before of the poor growth of its oil industry, it is discussed on the conditions to encourage the production of the shale gas fields. Step followed, it is analysed the challenges in the exploitation of this type of hydrocarbons, as well as the legal measures implemented in the country to avoid environmental and social problems. It is concluded that there are a set of factors that limit the feasibility of the shale gas exploitation, which can be overcome within the framework of a consensual public policy with a sustainable focus.

Keywords: *Natural Gas, Oil, Shale Gas, Energy, Economic Development, Mexico.*

La explotación de campos de lutitas en México puede representar una oportunidad para impulsar la industria petrolera y fortalecer la seguridad energética, sin embargo, existe retos.

INTRODUCCIÓN

El crecimiento económico global está ligado al incremento en el consumo de energía (Gómez and Rodríguez, 2015). Elegir los combustibles para la generación de energía es un reto para propiciar un modelo energético sostenible, que implica satisfacer las necesidades actuales sin comprometer la demanda futura. A pesar de los esfuerzos para modificar la estructura del mix energético y contribuir a reducir los daños al medio ambiente, los hidrocarburos han sido la base de aporte de la oferta energética global desde el siglo pasado. El agotamiento de los grandes campos con reservas de hidrocarburos y las dificultades para extraerlos en los existentes o nuevos, ha llevado a la industria a considerar la alternativa de acceder a los campos no convencionales para ampliar la oferta de petróleo y gas natural. No obstante, se ha cuestionado su explotación en virtud de los potenciales efectos adversos sobre el medio ambiente y la salud humana, así como por los retos que enfrenta su viabilidad financiera en los ciclos de bajos precios de los hidrocarburos.

En México, los hidrocarburos han sido base de la producción de energía primaria, pues contribuyeron en 2018 con más del 83% del total nacional (SENER, 2019). Su explotación ha favorecido la actividad productiva, generado ingresos al Estado -casi una cuarta parte del total en la última década-, la captación de divisas y el abasto del consumo energético interno, aunque también ha propiciado efectos no favorables en la economía, como la existencia de estructuras de mercados no competitivos en materia de combustibles.

El gas natural ha registrado una creciente penetración en el consumo nacional total de energía y se estima que, hacia los próximos años, su demanda se acelerará. No obstante, su explotación nacional ha mostrado una caída desde 2010 (SENER, 2020a) como efecto de la menor actividad en los campos de gas no

asociado y la pérdida de presión en los que contienen gas asociado, algunos de los cuales producen nitrógeno que erosionan su calidad. Al tiempo que se mantiene subutilizada la capacidad de los nueve centros procesadores -a un poco más del 55% entre 2010 y 2018-, así como una parte de la capacidad productiva de la petroquímica de Pemex (Pemex, 2020). La insuficiencia interna de gas natural se abasteció con importaciones a través de ducto y a precios competitivos con relación a otros mercados regionales. También se realizaron adquisiciones de gas natural licuado en los puertos de Altamira, Manzanillo y Ensenada a costos más elevados que los adquiridos por ductos. Aunque se han realizado esfuerzos para impulsar la oferta de las fuentes renovables, la dependencia del consumo de gas natural continuará creciendo en los años por venir. Se estima que su demanda nacional alcanzará cerca de 10 mil millones de pies cúbicos diarios hacia 2032, o más del 30% del nivel de consumo del año 2017 (SENER, 2018).

La producción de petróleo ha caído de manera consistente desde mediados de la década pasada, por efecto del agotamiento de los principales campos petroleros y los magros resultados por reactivar nuevos campos, como ha acontecido en aguas profundas, los ubicados en el proyecto Aceite Terciario del Golfo, así como por estimular volúmenes adicionales en los campos maduros. Con ello se ha mermado la capacidad nacional de exportación de crudo, y ante la propensión a elevar las adquisiciones de petrolíferos ligeros y gas natural del exterior, se originaron déficits en la balanza comercial petrolera desde el segundo semestre de 2014, no reportados desde mediados de la década de los setenta (INEGI, 2020).

Retomar la discusión sobre explotar el petróleo y el gas natural contenida en los campos no convencionales de gas *shale* (o lutitas) puede representar una forma de afrontar las dificultades económicas y financieras del país, sobre todo después del impacto originado por la pandemia del Covid-19. Algunos trabajos han discutido sobre la posibilidad de explotarlos con

posiciones contrastantes. Existen grupos a favor como algunos grupos de los grandes partidos nacionales que apoyaron a la administración gubernamental del sexenio 2012-2018, y quien aprobó la Reforma Energética (RE) en diciembre de 2013; el Clúster de Energía de Coahuila (Clúster de Energía de Coahuila, 2019) y grupos de industriales del ramo (Netzahualcóyotl, 2017). En sentido opuesto se han manifestado los grupos ambientalistas, por ejemplo, Greenpeace, la Alianza Mexicana contra el *Fracking* y algunos investigadores (De la Vega y Ramirez, 2015). Algunas investigaciones supeditan el desarrollo de las operaciones al cumplimiento de ciertas condiciones ambientales, legales y sociales (Guzmán, 2019; Cooper, 2016; Center for Community and Business Research, 2017). Pemex ha utilizado la fracturación hidráulica (o *fracking*) en la explotación de algunos pozos convencionales y no convencionales, apoyado por empresas de servicios en los estados de Tamaulipas, Veracruz y Nuevo León (Revista Expansión, 2019). La experiencia internacional, y nacional, acumuladas ofrecen condiciones que pueden apuntalar las operaciones de la explotación de los amplios recursos prospectivos en los campos de lutitas nacionales. Paso seguido, se realiza un diagnóstico sobre la posibilidad de su explotación en las condiciones económicas actuales. Finalmente, se exponen las reflexiones finales que podrían replantear la estrategia nacional en este tema.

La opción de los campos de gas *shale* y su relevancia

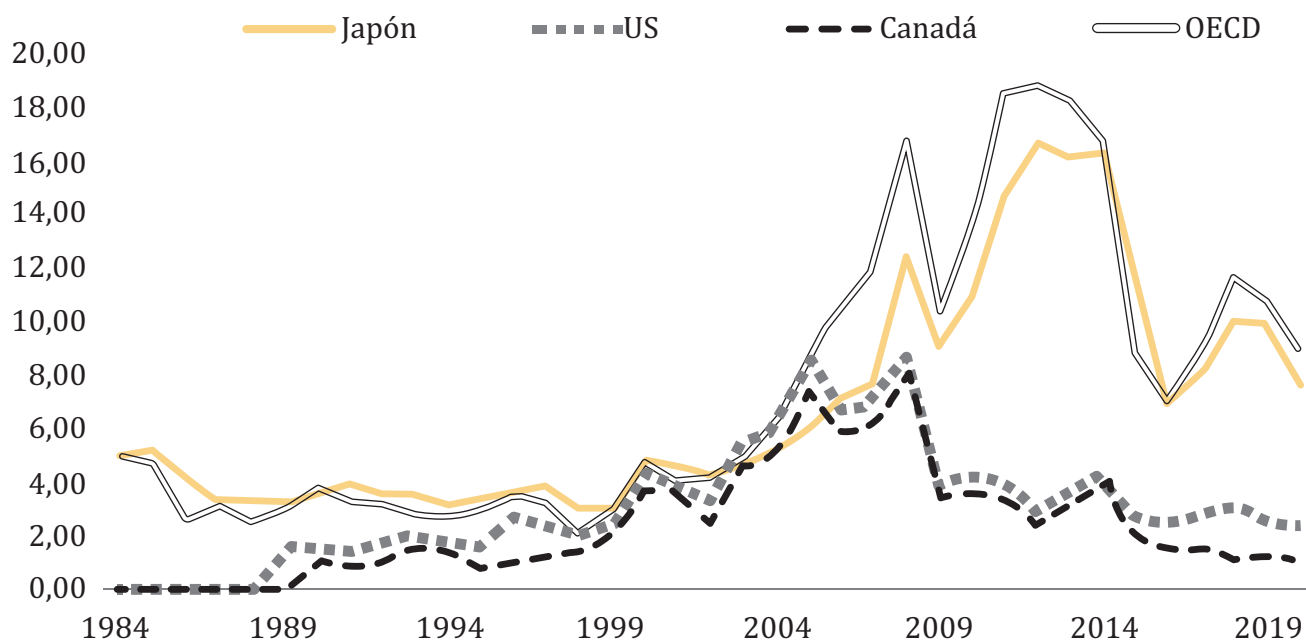
Se ha planteado que la producción en los campos no convencionales podría aportar un cuarto de la producción global de gas natural hacia el año 2030 (Oil & Gas Journal, 2019), y elevar la de petróleo hasta el 10% de la producción total mundial (EIA, 2019). Esto se observará a la par de continuar con acciones para mejorar la eficiencia, por ejemplo, en la iluminación y calefacción de edificios, la fabricación de equipos que demanden menos energía, así como con la conservación de la energía (IEA, 2019). Lo

anterior, podría inducir efectos multiplicadores económicos directos e indirectos. Para las naciones, la explotación de los campos no convencionales significa acceder a una proporción de la renta petrolera de un recurso disponible, afianzar su seguridad energética y, en su caso, captar divisas, así como inducir acciones para potencializar la asimilación y adquisición de tecnología.

Estados Unidos ha logrado su autosuficiencia en gas natural y ser el principal productor de petróleo a nivel global apoyado en la explotación de campos de gas *shale*, así como acceder a precios competitivos en comparación con otros

mercados en el caso de gas natural (figura 1). Le ha valido su resurgimiento como potencia petrolera y favorecida su presencia geopolítica. También se ha observado avances en China, que cuenta con un potencial de reservas de alrededor de 1,115 billones de pies cúbicos (Hu, 2013) y mantiene una política de subsidios para su impulso. El objetivo chino es que hacia el 2040, al menos una cuarta parte de su producción total se obtenga de campos de gas *shale* (Binlei Gong, 2018). No obstante, la explotación de los campos de *shale* gas enfrenta retos que limitan su potencial de crecimiento, en virtud de los efectos adversos originados al medio ambiente y a la sociedad.

Figura 1. Precios del gas natural en mercados seleccionados a nivel global (Dólares por millón de BTU)



Fuente: BP, 2020

A diferencia de los campos convencionales, la explotación de los campos de lutitas puede representar un menor riesgo exploratorio, pero demanda campañas extensivas de perforación, altos requerimientos de capital y una larga vida de proyectos. Su ciclo de vida demanda su viabilidad económica y comprende: su explora-

ción y evaluación en donde se determina el potencial comercial de las reservas; el desarrollo que consiste en la perforación de pozos exploratorios para estudiar las condiciones de yacimiento; la terminación de pozos en donde se realiza el modelaje de la estimulación; la producción, que implica el arreglo operativo

para acceder a los hidrocarburos y la maximización de su recuperación y finalmente, el abandono de los pozos.

El impulso potencial a las actividades de explotación de campos de lutitas puede implicar importantes recursos en inversión, dada la baja productividad de los pozos. El financiamiento de tal volumen de proyectos enfrenta los desafíos de lograr tasas de rentabilidad atractivas, toda vez que los márgenes de ganancia son estrechos.

Si bien, un factor relevante en la viabilidad de su operación se enfrenta con precios altos de los hidrocarburos, el uso de la tecnología se ha combinado con las facilidades gubernamentales para impulsar esas actividades en naciones como Estados Unidos (EUA), Canadá, Argentina o China. Ello ha contrastado con la posición de otros países que la prohíben, tales como Francia y Bulgaria, ante las presiones de grupos de interés.

HACIA LA EXPLOTACIÓN DEL GAS *SHALE* EN MÉXICO

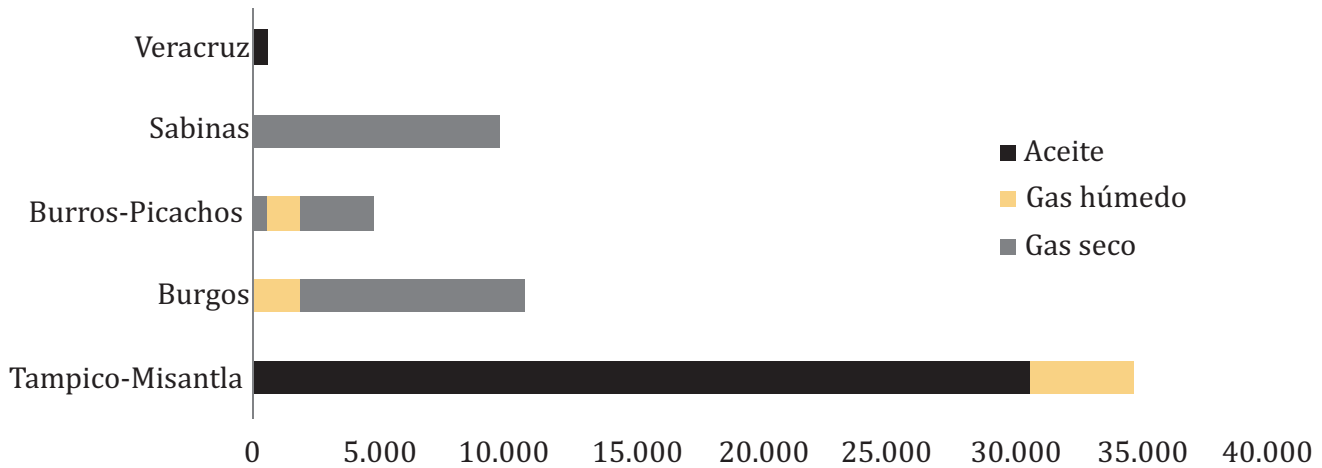
La explotación de los campos de lutitas en México es una posibilidad para elevar la producción de hidrocarburos e impulsar el desarrollo nacional y regional, como aconteció en *Eagle Ford Texas*, EUA, en donde además se revirtió el paulatino abandono de poblaciones (Tunstall, 2015), pero sobre todo para favorecer la seguridad energética, que se vio vulnerada con los apagones de mediados de febrero del 2021, ante la cancelación de los suministros del gas natural texano.

El potencial de gas y aceite contenidos en las lutitas está en función del espesor y extensión de área con reservas, así como de la riqueza orgánica contenida y madurez térmica. Hasta 2019, México contaba con 64.2 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente en campos no convencionales, más de la mitad de las reservas prospectivas totales (SENER, 2020b). Otras estimaciones señalan un potencial de reservas en esos campos de aproximadamente de 545

miles de millones de pies cúbicos de gas natural y alrededor de 13 mil millones de barriles de petróleo (Lozano, 2013). Su localización se centra en cinco zonas con potencial de extracción: Chihuahua, Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Veracruz y Tampico-Misantla (figura 2). Esta última contiene aceite en mayor volumen (CNH, 2012). El éxito productor en esas regiones tendría la ventaja de contar con una robusta demanda de gas natural, dado el empuje industrial de los estados del noreste y centro del país.

Existe un marco normativo aplicable a la explotación de los campos no convencionales, que parte de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Se precisa en la Ley de la CNH, la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente, el Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, así como las Leyes Estatales en materia Ambiental y, al menos, una docena y media de normas oficiales mexicanas, entre otras. Las entidades responsables de aplicar el marco normativo, evaluar y sancionar las operaciones de explotación de gas *shale* son la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la Agencia de Seguridad, Energía y Medio Ambiente (ASEA), la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA). Comprende el orden federal y estatal. Su formalización se lleva a cabo a través de contratos entre el Estado y las empresas petroleras bajo las modalidades de Licencia, Producción Compartida, Participación en Ganancias o de Servicios. En el caso de proyectos propios de Petróleos Mexicanos se utilizan las asignaciones. Las empresas petroleras deben realizar la exploración y la explotación apegadas al marco legal y fiscal, ello incluye la aprobación de los programas respectivos por parte de la CNH. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) determina los criterios financieros que son acordados en los contratos entre el gobierno y las compañías, los cuales son de los más altos en favor del gobierno en América Latina (Espinaza et al., 2016).

Figura 2. Distribución de las reservas en campos no convencionales (Miles de barriles de petróleo crudo equivalente)



Fuente: CNH, 2017

En el marco de la Reforma Energética, el gobierno definió 183 bloques de campos no convencionales potencialmente por licitar, de los cuales al cierre del 2018 sólo se habían adjudicado 25 a Pemex y otro más lo compartía con una empresa particular. Desde 2019 se canceló la licitación de nuevos bloques, en particular en los campos no convencionales, lo que ha significado la principal barrera a la entrada de empresas privadas. Del total de bloques identificados para su posible licitación, en 150 se identificaron áreas con potencial de infraestructura y recursos acuíferos, principalmente en los Estados de Nuevo León, Tamaulipas y Veracruz (SENER, 2017a). Aunque el gobierno actual ha declarado el no uso del *fracking*, mantiene recursos presupuestales para proyectos en campos no convencionales (El Economista, 2020). De hecho, la CNH ha dado opiniones técnicas favorables para la explotación en formaciones de lutitas durante 2019 y 2020, en campos de la región de Macuspana y en la Cuenca Tampico Misantla (CNH, 2019b). Estas últimas cuentan con recursos prospectivos de 1,127 mmbpce y se estima que pueden llegar hasta 3,219 mmbpce (CNH, 2020). Además, en el

Plan de Negocios de Pemex, 2019-2023 -estrategia 2.2- se contemplan trabajos en Plays de Frontera de aceite y gas en lutitas (Pemex, 2019).

Entre 2010 y 2019 fueron perforados 27 pozos en campos de gas *shale* por Pemex (Alianza contra el *Fracking*, 2020), algunos de los cuales fue para confirmar el potencial de la formación Eagle Ford del lado nacional, otros más en la Cuenca de Burgos y en la Cuenca Tampico Misantla. Pemex ha utilizado el *fracking* en la explotación de algunos pozos convencionales y no convencionales, apoyado por empresas de servicios. En general, las profundidades de perforación de pozos se ubican entre los 2,000 y 3,000 metros (m), pero se tiene registro de algunos a menos de mil metros (Cartocrítica, 2019).

Agua. Las operaciones de explotación de campos de gas *shale* demandan grandes volúmenes de agua, pues pueden utilizarse hasta 3.8 millones de litros en los primeros 30 días de fracturación. Después de ser utilizada en la perforación contienen sales, sustancias orgánicas y arenas. Es relevante identificar las calidades de impurezas en los líquidos recuperados después de

su inyección, pues es una acción crítica en la estrategia de su manejo, en particular del agua (Guerra, 2017). En donde no hay ríos, lagunas o mares, se opta por el uso del agua subterránea,

lo que puede agudizar el estrés hídrico regional, sobre todo cuando las tasas de consumo son superiores a las tasas de reposición.

Tabla 1. Uso de agua en Estados con potencial de no convencionales (Hectómetros cúbicos)

Estado	Agrícola	Abastecimiento público	Industria autoabastecida	Energía eléctrica	Volumen total	Para 1000 pozos por año (% del total)
Coahuila	1,643	240	76	48	2,006	1.00
Nuevo León	1,472	512	83	0	2,067	1.00
Tamaulipas	3,643	319	116	54	4,131	0.5
Veracruz	3,235	546	967	123	4,871	0.4

Fuente: SENER, 2017b

México es uno de los 25 países con más estrés hídrico a nivel global. Nuevo León y Tamaulipas poseen recursos no convencionales, pero enfrentan ese problema. Empero, existe áreas de oportunidad en el denominado Golfo Norte (Olier, 2018), que comprende parte del Norte del Estado de Veracruz y Sur de Tamaulipas. La CONAGUA estableció los lineamientos para la protección y conservación de las aguas nacionales en actividades de exploración y extracción de los hidrocarburos.

Aunque el volumen de agua utilizado en cada pozo es considerable, no representa una proporción relevante respecto al consumo global humano. La SENER estimó que la explotación de 1,000 pozos por año en los estados de Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas y Veracruz, no demandaría más del 1% del consumo de agua total estatal (SENER, 2017a).

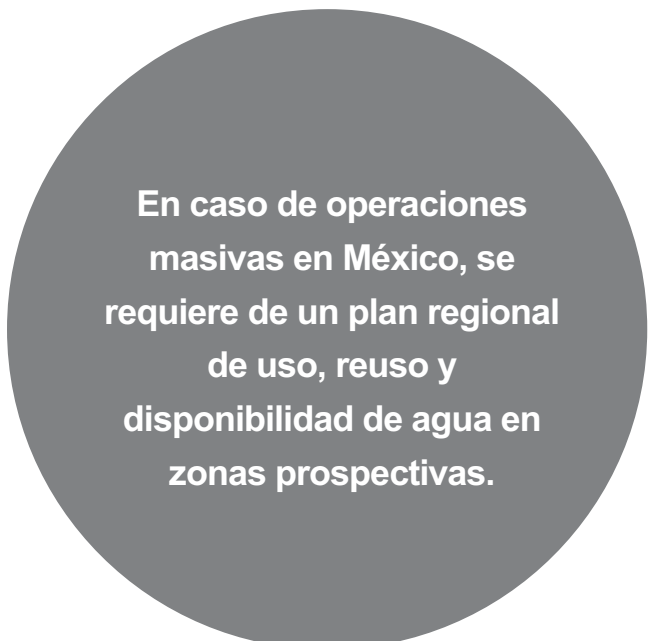
Grupos ambientalistas han manifestado que el *fracking* puede afectar las actividades agrícolas, industriales y a la población por el volumen de agua utilizada. Existen hallazgos de contaminación de agua por fugas de gas, derrames, ilegales disposiciones o almacenamientos en sitios no adecuados (Haluszczak, 2013; Hunn, 2017). Un

argumento frecuentemente empleado es que las operaciones de *fracking* pueden contaminar los acuíferos con productos químicos, lo que afecta su calidad y la salud de las personas en el caso de su consumo (Colborn, 2011; Overbay, 2015). El uso de los fracturantes enfrenta riesgos, sobre todo para profundidades inferiores a los 500 metros. Se han identificado más de 2,500 productos y, al menos, 750 tipos diferentes de químicos de fluidos de perforación (US House of Representatives, 2011). El Centro Tyndall que analizó 260 productos químicos utilizados, de los cuales 6.5% fueron considerados tóxicos para organismos acuáticos, 14.6% tóxicos agudos, 3% cancerígenos probados, 2.3% sospechados de serlo, 2.7% elementos mutagénicos y 1.9% producen efectos sobre la reproducción (Baccheta, 2013).

En caso de operaciones masivas en México, se requiere de un plan regional de uso, reuso y disponibilidad de agua en zonas prospectivas; someter a evaluación un plan de manejo del agua y un monitoreo de su calidad, ello supervisado por un tercero independiente desde antes de la perforación de los pozos hasta su abandono. Se solicita una Red de Monitoreo Regional en el área contractual con información de los pozos

perforados. Utilizar trazadores químicos en los fluidos de fracturamiento para la posible asignación de responsabilidades en el caso de contaminación de los acuíferos, almacenar los fluidos de retorno y de agua producida en el sitio de perforación hasta el momento de su transporte para su tratamiento (DOF, 2017).

Se requiere del análisis de riesgo estableciendo distancias de seguridad para no afectar corrientes perennes ni cuerpos de agua superficiales; verificar la integridad mecánica y el protocolo de mantenimiento de los pozos e instalaciones para garantizar la protección de acuíferos, así como propiciar la eficiencia y seguridad en las conexiones superficiales y en las líneas de descarga, ductos y tanques, para prevenir derrames (ASEA, 2013). Se establece una distancia vertical mínima entre las actividades de estimulación del pozo y la fuente más cercana de agua para consumo humano. Se puede otorgar concesiones para extraer aguas marinas interiores o del mar territorial para fines de desalinización, así como utilizar aguas residuales -provenientes del uso público urbano y tratarlas en plantas de reciclado o reuso.



En caso de operaciones masivas en México, se requiere de un plan regional de uso, reuso y disponibilidad de agua en zonas prospectivas.

El empleo del agua demanda su manejo responsable y sustentable, lo que incluye su potencial tratamiento para reuso, reciclamiento o descarga (Warpinski et al., 2009). Para el caso de agua de retorno, se puede descargar a un cuerpo de agua cuando cumpla con el promedio máximo de contaminantes en las descargas a los embalses naturales y artificiales según la NOM-001ECOL-SEMARNAT-1996. Los residuos sólidos se pueden separar o dejarlos en piletas o lagunas contenedoras en donde se evaporen los contaminantes o simplemente se pueden inyectar en acuíferos salados profundos (Manzur, 2015). Por ejemplo, Menefee y Ellis demuestran que aprovechar los pozos de petróleo agotados para la inyección de aguas residuales de Marcellus podría aliviar los costos y los riesgos ambientales asociados con la expansión de la capacidad de tratamiento de aguas residuales o el costo del manejo del líquido en el estado de Ohio (Menefee and Ellis, 2020).

El riesgo de contaminación de los mantos friáticos es latente. Empero, existen diversos métodos para verificar la hermeticidad de las tuberías y del cemento utilizado, que pueden evitar la contaminación, tales como pruebas de presión o de registros eléctricos, aunque no han sido probados de manera generalizados, al menos en Estados Unidos (EPA, 2015).

Suelo. La explotación de campos de lutitas origina potenciales amenazas de contaminación de suelos, bien en el caso de derrames o fugas en el pozo o durante su transporte hacia los centros de consumo. Además, se ha detectado la ocurrencia de microsismos en las regiones donde se practica el *fracking*, tales como Arkansas, Ohio, Oklahoma, Pennsylvania y Texas en EUA (Sciencedaily, 2019), pero no de manera generalizada. Cuando ocurren son de magnitudes generalmente baja y no originan grandes daños en las áreas urbanas.

En el caso nacional, la ley prohíbe la construcción de presas para fluidos de retorno o de agua producida y que contengan recortes de perfo-

ración; la instalación de barreras físicas para impedir potenciales fugas o derrames y la utilización de contenedores portátiles cerrados aislados del suelo. Se solicita un programa de seguimiento de la integridad de los pozos de disposición, impedir la sobre-inyección de fluidos de retorno y el registro de los volúmenes inyectados en cada pozo de disposición, evitar la perforación y uso de pozos de disposición en zonas de fallas profundas, así como hacer público el listado de aditivos a emplear en la formulación de los fluidos fracturantes, su composición química y vigilar su manejo apegado a la normatividad.

Aire. Las actividades de perforación, procesamiento, fugas de gas y emisiones de diésel y otras derivadas del uso del transporte son fuente de emisión de gases efecto invernadero (GEI), en particular de metano y dióxido de carbono (Ogneva and Huang, 2015; Howarth et al., 2011). Pueden ser desde fugas involuntarias u operativas (derivadas del desfogue) hasta de su combustión (Mark, 2012). En EUA se han obtenido concentraciones del gas metano en varios pozos de agua subterránea, en donde se realizó el fracturamiento hidráulico, lo cual indica probablemente la migración del gas hacia los acuíferos. Aunque poco significativa en el caso de un pozo, puede ser representativa ante una mayor actividad de perforación (Huddlestone-Holmes et al., 2017). Una alternativa de mitigación, que puede ser fuente de negocio y apoyo a la explotación de gas *shale*, es la captura del gas de metano de retorno. En 2015, dichas operaciones significaron ingresos de 17.2 mil dólares por pozo terminado en EUA y 11.2 mil en Canadá (Umeozor, 2016).

También se emite sulfuro de hidrógeno, que es peligroso para el ser humano y corrosivo (Johnson, 2013; Bradbury et al., 2015). El uso del gas de esquisto en la generación de electricidad conduce a mayores emisiones de GEI que las empleadas con el gas convencional, si se considera todo su ciclo de vida desde su exploración hasta su entrega al consumo (Burnham et al., 2012).

Existe la posibilidad de limitar tales emisiones a partir del empleo de equipos de secuestro, pero ello encarece los costos de operación.

Los operadores en el territorio nacional deben realizar una evaluación de los efectos y/o impactos ambientales significativos o relevantes, acumulativos, sinérgicos y residuales. Se solicita una línea base de las emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes en la región y elaborar un programa para la minimización de emisiones fugitivas de hidrocarburos, con base en los criterios definidos por la CNH. Una vez concluida la extracción, se deben sellar los pozos para que no se produzcan fugas de gases.

Paisaje. La instalación de la infraestructura demanda espacios, sobre todo si se realiza masivamente, pues cada pozo ocupa alrededor de una hectárea. Ello puede propiciar la reducción de los campos agrícolas, modificaciones al paisaje e influir sobre la dinámica de comunidades vegetales, animales, de microorganismos y su medio no viviente, así como una potencial afectación sobre las actividades turísticas. La remoción de la vegetación silvestre implica pérdida de biodiversidad por perturbación a especies catalogadas en peligro de extinción y amenazadas (Tenenbaum, 2014).

En México, se establece la obligación de elaborar un análisis de riesgo para no afectar áreas ambientalmente sensibles y núcleos de población cercanos a la perforación de pozos, así como prevenir la deforestación y la fragmentación de hábitats. En particular, será necesario realizar la identificación de peligros asociados a la recolección y movilización de hidrocarburos y para el caso del abandono del pozo.

Seguridad industrial. Se han registrado riesgos al personal por la exposición a altas temperaturas en las zonas de explotación de los pozos, afectaciones por la intensidad del ruido (Seth et al., 2014) y las elevadas vibraciones, así como silicosis por la exposición al óxido de silicio (NIOSH, 2018).

En México, se obliga a contar con garantías ante posibles accidentes y a promover la aplicación de una política jurídica que privilegie el desempeño por encima del castigo e instrumentar programas de inspección basada en riesgo y conservar la evidencia de ello a lo largo de la cadena de valor. El Comité de Gestión por Competencias de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos promueve estándares de competencia para reducir los riesgos sobre la seguridad de las personas e instalaciones, entre los que se destacan la estandarización de las capacidades y la creación de instrumentos de certificación para el personal. No obstante, es necesario crear normas y directrices de salud y seguridad para los residentes que viven cerca de los pozos de explotación.

Transporte. La disponibilidad de la infraestructura del transporte de los hidrocarburos extraídos representa un reto en el abatimiento de los costos. La construcción de hasta 16 o 24 pozos por plataforma podría permitir reducir los costos entre un 70% a 90%, representando alrededor de \$ 0.7- \$ 0.9 millones de ahorros potenciales (EIA, 2016). Ello en pozos contiguos, que se explotan sin afectar la presión del yacimiento.

México ha logrado contar hasta el 2019 con una red de gasoductos de 19 mil km (SENER, 2019), pero es insuficiente para extraer los hidrocarburos contenidos en los campos de lutitas en las regiones de potencial de producción, a pesar de que, el transporte, almacenamiento y distribución de gas fueron abiertas a la participación de privados desde 1995.

Los constantes viajes realizados por camiones de carga para el suministro de materiales originan la necesidad de construir caminos y terracerías, que se vuelve un problema para los gobiernos dado que necesitan destinar recursos para su reparación y mantenimiento. En algunos casos, la iniciativa privada ha aportado recursos para tales reparaciones.

Aspectos sociales. La explotación de campos de lutitas se realiza tierra adentro, lo que conlleva enfrentar consideraciones de distinto tipo. Temas como la estructura de los derechos de propiedad de la tierra, las afectaciones ambientales, el uso del agua y de los accesos a las instalaciones generan intereses contrastantes en la sociedad e incluso impactos económicos, que pueden traducirse en erogaciones no programadas en los presupuestos federales o conflictos para el desarrollo de las operaciones. En las regiones donde existen propietarios de los terrenos, se generan distorsiones de mercado, afectándose el precio de la renta de los terrenos o su valor comercial en caso de que se adquieran. En ciertos casos comprenden regiones pobladas, por ejemplo, en el yacimiento Marcellus de EUA, donde 15.3 millones de personas vivían a menos de una milla de un pozo perforado (Ogneva and Huang, 2015). Esta situación puede tener impactos económicos por los efectos sobre la productividad laboral ante las enfermedades respiratorias originadas o los ruidos originados o potenciales disputas por la disponibilidad del agua para uso humano o para la agricultura.

El marco legal nacional favorece la explotación de campos de lutitas, ya que las puede calificar de utilidad pública, de orden público e interés social, por lo que tendrán preferencia sobre cualquier otra actividad que implique el aprovechamiento de la superficie y del subsuelo en los terrenos involucrados. Con el fin de evitar que las operaciones se realicen sin contratiempos, se solicita una evaluación de impacto social que incluye la posible afectación de los pueblos y comunidades indígenas. Si se determina una posición contraria al proyecto, el gobierno puede decidir en favor de las empresas.

Un reto para llevar a cabo la explotación de pozos de gas *shale* en ciertas regiones, como en Tampico-Misantla, es la inseguridad por la presencia de los cárteles del narcotráfico, que ha implicado asesinatos, cobro de plaza y secuestros. Los Estados que disponen del mayor volumen de reservas de hidrocarburos en campos no

convencionales son los que enfrentan elevados índices de inseguridad. Durante 2018, Veracruz y Tamaulipas se ubicaron entre los primeros seis con mayor percepción de inseguridad en el país.

Otro reto por enfrentar es la densidad poblacional. Los estados de Veracruz y Nuevo León registran un nivel por arriba de la media nacional -de 113 habitantes por kilómetro cuadrado-. Tamaulipas, Coahuila y San Luis Potosí están por debajo (Morett y Cosio, 2017). Ello demanda incluir aspectos ligados a la distribución espacial de la población, el número y características de las unidades productivas, el determinar la condición poblacional en términos raciales, culturales y sociales, entre otros elementos. En el área del Proyecto Aceite Terciario del Golfo, diversas comunidades campesinas e indígenas y organizaciones, han denunciado las consecuencias sobre sus ecosistemas, formas y medios de vida, cultura, salud y el agua, derivado de las autorizaciones para el uso del *fracking* a Pemex (Fundar, 2017).

La falta de transparencia y los vicios acumulados por las prácticas de corrupción que han trascendido en los últimos años en Pemex y algunas empresas de servicios, demandan una adecuada vigilancia gubernamental y una amplia coordinación público-privada para evitar problemas ambientales y/o socioeconómicos (Cooper, 2016). Además, el desarrollo de una estrategia de comunicación que amplié la discusión sobre la conveniencia pública o no de realizar las operaciones en los campos no convencionales (CNH, 2017), lo que coadyuvaría a dimensionar inquietudes negativas de la población sobre la salud y el medio ambiente (EIA, 2015) y, en particular, de los grupos medioambientalistas.

En México, la instrumentación de la política pública presenta el reto de su consistencia en el largo plazo a fin de reducir los riesgos de afectación sobre el medio ambiente y la sociedad. La SENER junto la Secretaría de Gobernación, la Comisión Nacional para el Desarrollo de los Pueblos Indígenas, la ASEA, la CNH y los gobiernos

estatales, tienen la enmienda de ejecución de la política pública, sobre todo a fin de respetar el marco normativo y el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo, relativo a obtener el consentimiento de las comunidades indígenas.

Investigación y Desarrollo. Los avances tecnológicos han posibilitado el abatimiento de los costos. Por ejemplo, permitieron que hacia 2017, se perforara y terminara un pozo multifracturado (5+ fracturas) en dos días (vs en 2010 se llevaba 10 días con 3 a 5 fracturas) con producciones iniciales por arriba de 2,500 barriles diarios y de 600 a 800 barriles en los primeros meses y con costos aproximado de 6.5 millones de dólares y 21 millones de dólares, en cada caso (Revista Expansión, 2017; Calderón et al., 2018).

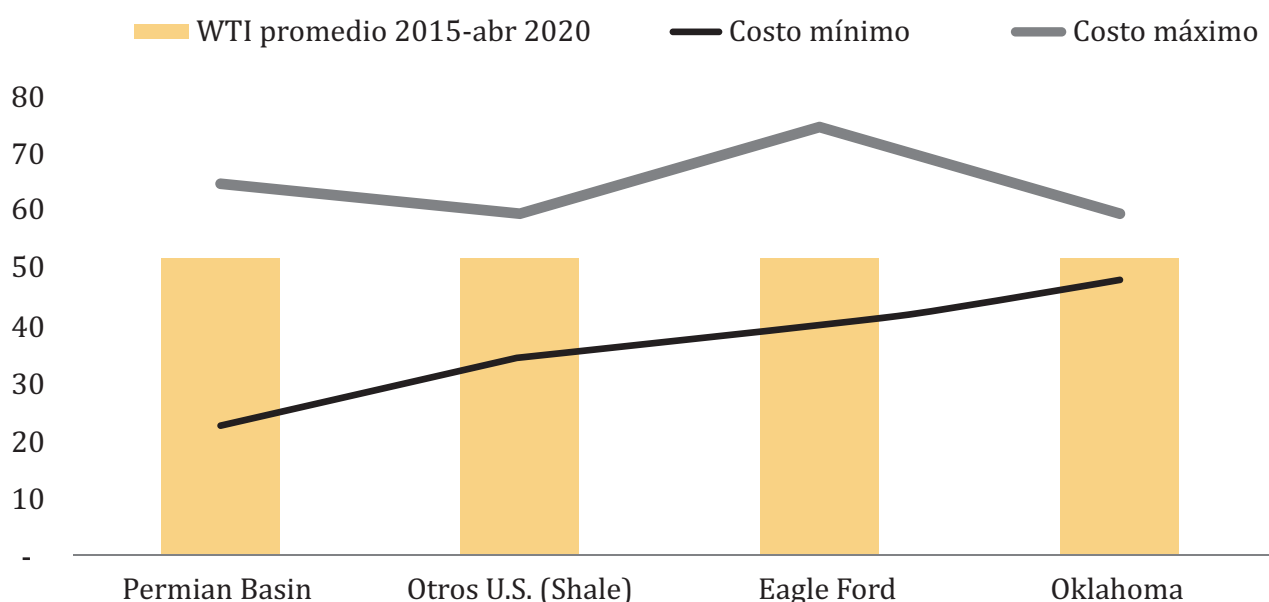
En general, las mejoras tecnológicas en la explotación de campos de lutitas comprenden la perforación de laterales más largos y de pozos con alcance extendido, dirección geográfica mejorada, tasas de perforación intensivas y revestimientos mínimos, un diseño más complejo en la terminación de pozos y mayor eficiencia en las operaciones de superficie, así como avances en las características del apuntalante y en la intensidad y eficiencia del fracturamiento.

México ha incursionado de manera parcial en la asimilación y en la formación de recursos humanos. En 2012, la SENER, en conjunto con el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología aprobaron la entrega 3,133 millones de pesos al Instituto Mexicano del Petróleo para la exploración de *shale* gas de Galaxia en el Estado de Coahuila y Limonaria en el de Veracruz derivado de fondos Sener-Conacyt-Hidrocarburos. Aunque se lograron avances en el conocimiento, existen distintas áreas de oportunidad para continuar abatiendo los costos de producción, el reducir la toxicidad y calidad del apuntalante, una mejor coordinación y eficiencia de las técnicas de fracturación y perforación (IMP, 2016), así como en evaluar los riesgos sociales y ambientales.

Rentabilidad. La viabilidad de la explotación de los campos de lutitas está en función de factores como la tasa de producción inicial; la de tasa de refracturación y la de declinación; de los costos de perforación y fracturación, así como del régimen fiscal aplicable y de los gastos de administración (Ruud, 2013). Las empresas en el negocio del gas *shale* son vulnerables a enfrentar problemas financieros en los períodos de bajos precios de los hidrocarburos, como ha acontecido en Estados Unidos en algunos años de

la década pasada (figura 3). Por ejemplo, durante 2018 se declararon en bancarrota 28 compañías en EUA, derivado de la acumulada carga de su deuda (Wall Street Journal, 2019). Los gobiernos han instrumentado acciones para apoyar a las compañías petroleras que enfrentan pérdidas, a través del uso de subsidios o financiamientos blandos. A la par que instrumentan medidas para elevar su eficiencia en la explotación con base en el uso de tecnología.

Figura 3. Costos de producción de petróleo en campos no convencionales vs precio promedio del crudo Brent (Dólares por barril)



Fuente: Ryad, 2017; BP, 2020

Adicional a las acciones de reducción de costos de los productores, un elemento que coadyuva a elevar la rentabilidad en la explotación de los campos de lutitas es el régimen fiscal aplicado. El gobierno mexicano estableció que el cobro de impuestos no se calculara sobre el Valor Contractual de los Hidrocarburos sino como un porcentaje de la utilidad operativa y de forma anual, y no mensual. Este régimen fiscal es más atractivo en comparación con EUA, en donde además de los pagos federales y estatales,

existen contribuciones a las comunidades (Ruud et al., 2017). Como contraste en este último país se permite un espaciado entre pozos más cercano que en México. A fin de robustecer las condiciones de rentabilidad, se pueden constituir estímulos adicionales, por ejemplo, exceptuando las regalías del primer año de producción de un pozo si son reinvertidas en otro nuevo o incluir una fase piloto para determinar el impacto sobre sus costos de desempeño.

CONCLUSIONES

Explotar los campos de lutitas se ha constituido en una estrategia utilizada por algunas naciones para elevar la producción de hidrocarburos ante el agotamiento de los grandes campos convencionales. La acumulación de experiencia, conocimiento técnico y la incorporación de tecnología han permitido mejorar la eficiencia de las operaciones. Bajos precios del petróleo han sido uno de los retos más complejos que se han enfrentado, lo que ha originado el desplazamiento de productores. Asimismo, prevalecen las presiones de grupos de interés que, basados en el estudio de evidencias, no aplicables de manera generalizada -y en casos debatibles-, han advertido sobre las consecuencias de su explotación en temas de contaminación y/o afectación del agua, suelo, aire y paisaje, así como de sus efectos adversos a la salud humana.



Foto de Johannes Havn en Pexels

México cuenta con importantes reservas prospectivas de hidrocarburos en campos de lutitas, especialmente en la región Noreste, que incluyen regiones que son prolongación de las que explotan en el vecino país del Norte, como Eagle Ford. No obstante, existen un conjunto de retos para alentar su explotación en el país, entre los que destacan:

La defensa de los grupos en contra de la utilización de *fracking* los cuales, de manera indirecta, favorecen la dependencia de las importaciones de gas natural y derivados del petróleo. En algunos casos también enarbolan la defensa de las fuentes renovables que, si bien han logrado avances notables, preservan su intermitencia y, en casos, la necesidad de apoyar con subsidios para su operación.

El abatir y neutralizar, en lo posible, los impactos negativos como contaminación ambiental, de suelos, de agua y cambios en el paisaje, y una serie de efectos derivados, que afectan a la naturaleza y al ser humano.

Menores tasas de rentabilidad financiera esperada en el país en comparación con campos similares en Estados Unidos, entre otros factores por la carencia de infraestructura. De manera particular ante un escenario de precios bajos del petróleo.

A pesar de que Pemex ha incursionado de manera aislada e intermitente en la perforación de pozos de gas *shale*, sus resultados han sido contrastantes, pues los niveles de producción no han sido del todo exitosos. La petrolera estatal tiene el reto de continuar robusteciendo su experiencia y asimilando la tecnología en ese campo.

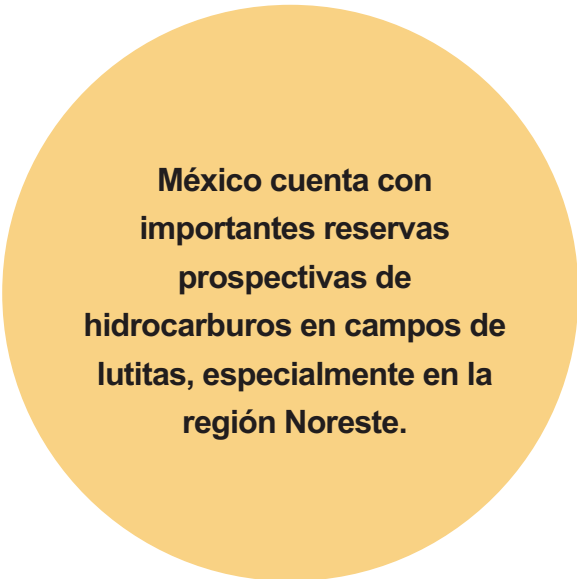
Aunque se ha construido un marco legal posterior a la reforma energética que comprende las distintas etapas de la explotación de los campos de gas *shale*, en la práctica existen lagunas legales que generan incertidumbre en el desarrollo de las operaciones.

La influencia de grupos delictivos en algunas regiones potencialmente productoras, que originan inseguridad, lo que se combina con el reto de transparentar la información relativa al tema y el combate efectivo a la corrupción, que el gobierno en turno enarbola.

La política anti *fracking* del actual gobierno, quien además ha detenido la licitación de nuevos campos, incluidos lo no convencionales, dada su política de fortalecimiento de Pemex y su discurso nacionalista.

Con ello, se deja una alternativa potencial de impulso económico tan necesario después de la pandemia, el acceso a una mayor renta petrolera, el fortalecimiento de Pemex, y de la posibilidad de apuntalar la seguridad energética. De la misma manera, no se aprovechan los avances tecnológicos que a nivel global se han logrado, particularmente en Estados Unidos.

Previo a la jerarquización de la rentabilidad de su cartera de proyectos, Pemex podría ser un jugador esencial en la explotación de los campos de gas *shale*. No obstante, ante sus dificultades financieras enfrentadas, la participación de empresas privadas directa o en asociación con la petrolera estatal, podrían ser alternativas viables para acceder a esos volúmenes de hidrocarburos. ■



México cuenta con importantes reservas prospectivas de hidrocarburos en campos de lutitas, especialmente en la región Noreste.

REFERENCIAS

Alianza contra el Fracking. (2020). *Estado de la explotación de hidrocarburos no convencionales en México*. Recuperado el 11/11/2020. <https://nofrackingmexico.org/wp-content/uploads/2020/05/Estado-del-fracking-en-Mexico-mayo-20.pdf>.

ASEA. (2013). *Comentarios Centro Mario Molina a yacimientos no convencionales*. Recuperado el 25/09/2020. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/200268/Analisis_Centro_Mario_Molina_No_Convencionales_15022017.pdf

Baccheta, V. (2013). Geopolítica del fracking. Impactos y riesgos ambientales, *Nueva Sociedad*, Nuso, 244.

Binlei, Gong. (2018). The shale technical revolution – cheer or fear? Impact analysis on efficiency in the global oilfield service market. *Energy Policy*, 112, 162–172

Boell. (2019). *Actualidad de la fracturación hidráulica en México*. México: Fundación Heinrich Boll Stiftung.

BP. (2020). *Statistical review of world energy*. 69th edition.

Bradbury, J. et al. (2015). Greenhouse gas emissions and fuel use within the natural gas supply chain – sankey diagram methodology. U.S. Department of Energy.

Burnham, A. et al. (2012). Life-cycle greenhouse gas emissions of shale gas, natural gas, coal, and petroleum. *Environ Sci Technol*, 46, pp. 619–27.

Calderón, A. et al. (2018). Disclosing water-energy-economics nexus in shale gas development. *Applied Energy*, 225, pp. 710–731.

Cartocrítica. (2019). Recuperado el 19/03/2020. <http://cartocritica.org.mx/2019/actualidad-de-la-fracturacion-hidraulica-en-mexico/>

Center for Community and Business Research. (2017). *Business opportunities and the new normal SCOPE*. San Antonio Texas: University of Texas at San Antonio's, Institute for Economic Development.

- Clúster de Energía de Coahuila. (2019). *Riqueza olvidada de los campos no convencionales*. Recuperado el 13/09/2020. <https://clusterenergia.org/2019/05/20/riqueza-olvidada-de-los-campos-no-convencionales/>
- CNH. (2012). *Atlas geológico recursos no convencionales*. Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, Cd. México.
- CNH. (2017). Recursos no convencionales. *Gaceta Trimestral*, 10, enero-marzo.
- CNH. (2018). *El sector del gas natural: algunas propuestas para el desarrollo de la industria nacional*. Comisión Nacional de Hidrocarburos, Cd. México.
- CNH. (2019a). *Trigésima cuarta Sesión Extraordinaria del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos*, 24/06/2019.
- CNH. (2019b). *Octava sesión extraordinaria del Órgano de Gobierno de la CNH*, 11/02/2019.
- Cooper, J. (2016). Shale gas: A review of the economic, environmental, and social sustainability. *Energy Technology*, 4, 772-792.
- Colborn, T. (2011). Natural gas operations from a public health perspective. *Human and Ecological Risk Assessment an International Journal*, 17(5), 1039-1056.
- De la Vega, A. y Ramirez, J. (2015). El gas de lutitas (shale gas) en México. Recursos, explotación, usos impactos. *Economía UNAM*, 12(34).
- EIA. (2012). *U.S. Energy-related carbon dioxide emissions*. Washington DC.
- EIA. (2015). *Technically recoverable shale oil and shale gas resources*. U.S. Energy Information Administration, September.
- EIA. (2016). *Trends in U. S, oil and natural gas upstream costs*. U.S. Department of Energy, Washington DC.
- EIA. (2019). *Horizontally drilled wells dominate U.S. tight formation production*. Recuperado el 21/09/2019. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=39752>.
- El Economista. (2020). CNH aprueba a Pemex plan de exploración que incluye fracking. Recuperado el 15/07/2020. <https://www.economista.com.mx/empresas/CNH-aprueba-plan-de-exploracion-de-Pemex-que-incluye-fracking-en-Tampico-Misantla--20201208-0056.html>.
- Espinaza, R. et al. (2016). *La ley y los hidrocarburos: Comparación de marcos legales de América Latina y el Caribe*. Banco Interamericano de Desarrollo, Washington DC.
- Fundar. (2017). *Las actividades extractivas en México: estado actual 2016*. Recuperado el 12/11/2020. <https://fundar.org.mx/mexico/pdf/2.3.Panorama.pdf>.
- Guzmán, A. (2019). Cuenca Tampico - Misantla solución al problema del petróleo en México. *Revista Energía a Debate*. Recuperado el 12/06/2019. <https://www.energiaadebate.com/petroleo/tampico-misantla-solucion-al-problema-del-petroleo-en-mexico/>.
- Haluszczak, L. O. (2013). Geochemical evaluation of flowback brine from Marcellus gas wells in Pennsylvania, USA. *Applied Geochemistry*, 28, pp. 55-61.
- Howarth, R. et al. (2011). Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. *Climatic Change*, 2011,106, pp. 679–90.
- Huddlestone-Holmes. et al. (2017). *Report into the shale gas well life cycle and well integrity*. EP179028. CSIRO. Australia.
- IEA. (2019). *World energy outlook 2019*. Recuperado el 12/08/2020. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>.
- IMP. (2016). Busca el IMP opciones tecnológicas viables y modernas, para explorar responsablemente hidrocarburos en lutitas. *Gaceta del Instituto Mexicano del Petróleo*, II(58).

- INEGI. (2020). *Banco de información económica (BIE)*. Recuperado el 3/12/2020. <https://www.inegi.org.mx/temas/balanza/#Herramientas>
- Lozano, J. (2013). The United States experience as a reference of success for shale gas development: The case of Mexico. *Energy Policy*, 62, pp. 70–78.
- Manzanares, J. (2014). Uso de agua en la extracción de gas de lutitas en el noreste de México, retos de regulación ambiental. *Estudios sociales*. Recuperado el 14/09/2020. http://www.ciad.mx/archivos/revista-eletronica/RES44/JL_Manzanares.pdf.
- Manzur, D. (2015). Las sustancias químicas y sus riesgos en la extracción del shale gas. En *Los Hidrocarburos en el Noreste de México*. Universidad Autónoma de Tamaulipas, México.
- Mark, J. (2012). Haynesville shale play economic analysis. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 82-83, pp. 75–89.
- Menefee, A. and Ellis, B. (2020). Wastewater management strategies for sustained shale gas production. *Environmental Research*, 2(2).
- Morett, C. y Cosío, C. (2017). Panorama de los ejidos y comunidades agrarias en México. *Agricultura, sociedad y desarrollo*, 14(1).
- Morgan, C. et al. (2017). Shale gas production costs: historical developments and outlook. *INSIGHT_E*, pp.1-12.
- Netzahualcóyotl, L. (2017). Valoración del impacto ambiental, del “Fracking”, ¿compromiso ético y profesional para la valuación en México?, Federación de Colegios de Valuadores, A.C. *LIII Congreso Nacional de Valuación, Tampico Tamp.*
- NIOSH, T. (2018). Center for Disease Control and Prevention. Recuperado el 08/08/2020. <https://www2a.cdc.gov>
- No es ‘shale’, es innovación (Opinión). (2017). *Revista Expansión*. Recuperado el 30/04/2020. <https://expansion.mx/opinion/2017/06/20/opinion-no-es-shale-es-innovacion>
- Ogneva, Y. and Huang, L. (2015). Spatial distribution of unconventional gas wells and human populations in the Marcellus Shale in the United States: Vulnerability analysis. *Applied Geography*, 60, pp. 165-174.
- Oil & Gas Journal. (2019). *Rystad: US shale production to reach 14.5 million b/d by 2030*. OGJ editors, Sep 12th.
- Overbay, M. (2015). *Unconventional oil and gas environmental overview of water issues*. USA: EPA.
- Pemex. (2019). *Plan de negocios de Petróleos Mexicanos 2019-2023*. México.
- Pemex. (2020). *Petróleos Mexicanos Form 20-F*. Recuperado el 30/10/2020. https://www.pemex.com/ri/reguladores/ReportesAnuales_SEC/20-F%20As%20Filed.pdf
- ¿Por qué se hace fracking en México si el gobierno rechaza su uso? (2019). *Revista Expansión*. Recuperado el 22/10/2020. <https://expansion.mx/empresas/2019/09/10/por-que-se-hace-fracking-en-mexico-si-el-gobierno-rechaza-su-uso>
- Ruud, W. (2013). Economic appraisal of shale gas plays in Continental Europe. *Applied Energy*, 106, pp. 100–115.
- Ruud, W. et al. (2017). Eagle Ford Shale play economics: U.S. versus Mexico, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 38, pp. 345-372.
- Sciencedaily. (2019). *Studies link earthquakes to fracking in the Central and Eastern US*. Recuperado el 13/09/2020. <https://www.sciencedaily.com/releases/2019/04/190426110601.htm>
- SENER. (2017a). *Mexico energy reform update & next steps in unconventional*. Secretaría de Energía, México.
- SENER. (2017b). *Fractura hidráulica: Actualidad de la explotación de hidrocarburos en México*. Recuperado el 25/10/2019. http://www.senado.gob.mx/comisiones/cambio_climatico/reu/docs/presentacion_231017-7.pdf.
- SENER. (2018). *Prospectiva de gas L.P. 2018-2032*. Secretaría de Energía, México.

SENER. (2019). *Estatus de la infraestructura de gas natural*. Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos, Cd México.

SENER. (2020a). *Sistema de información energética*. Recuperado el 20/11/2020. <https://sie.energia.gob.mx/>.

SENER. (2020b). *Plan quinquenal de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos 2020-2024*. Cd México.

Seth, B.C. et al. (2014). Environmental public health dimensions of shale and tight gas development. *Environmental Health Perspectives*, 122(8), pp. 787-795.

Tenenbaum, D. (2014). Drilling in the dark: Biological impacts of fracking still largely unknown. *News*. University of Wisconsin- Madison. Recuperado el 15/07/2020. <http://news.wisc.edu/drilling-in-the-dark-biological-impacts-of-fracking-still-largely-unknown/>.

Tunstall, T. (2015). Economics of unconventional shale gas development, *Natural Resource Management and Policy*, 45, DOI 10.1007/978-3-319-11499-6_6.

Umeozor, E. and S., Jordaan. (2016). On Methane Emissions from Shale Gas Development. *Energy*, 152(1 June 2018), pp. 594-600.

Wall Street Journal. (2019). *Oil and gas bankruptcies grow as investors lose appetite for shale*. Recuperado el 30/04/2020. <https://www.wsj.com/articles/oil-and-gas-bankruptcies-grow-as-investors-lose-appetite-for-shale-11567157401?mod=searchresults&page=1&pos=12>.

Warpinski, N. and et al. (2009). Stimulating unconventional reservoirs: Maximizing network growth while optimizing fracture conductivity. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 48(10).

CONSTRUCCIÓN DE ESCENARIOS ENERGÉTICOS PARA LA EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 43 DE LA AMAZONÍA ECUATORIANA

*CONSTRUCTION OF ENERGY SCENARIOS FOR OIL EXTRACTION IN BLOCK 43
OF THE ECUADORIAN AMAZON*

Bryan José Infante Proaño ¹, Anderson Alberto Jiménez Landa ², Rony Parra Jácome ³

Recibido: 22/03/2021 y Aceptado: 12/08/2021

ENERLAC. Volumen V. Número 2. Diciembre, 2021 (58 - 71)

ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de Christina Victoria Craft de Unsplash.

1 Investigador independiente. Ecuador.
bryan_1994jose@hotmail.com
<https://orcid.org/0000-0001-6788-3643>

2 Investigador independiente. Ecuador.
andersonj96@hotmail.es
<https://orcid.org/0000-0001-5834-7398>

3 Universidad Central del Ecuador. Instituto de
Investigaciones Hidrocarburíferas.
parrarony@gmail.com
<https://orcid.org/0000-0003-2942-7449>

RESUMEN

El artículo presenta un trabajo sobre la variación del gasto energético, que será necesario para sostener la extracción de petróleo pesado, aplicado a uno de los bloques más representativos del sistema de extracción hidrocarburífera del Ecuador (Bloque 43). El método utilizado hace referencia al uso integral de variables biofísicas input-output y bottom-up. Primero se identificó la importancia de la extracción petrolera en los sistemas de energía a nivel global, y cómo el desgaste en el tiempo de estos recursos convencionales incrementa la intensidad energética. Se muestra la necesidad de analizar el sistema de energía del Bloque 43 para calcular las Tasas de Retorno Energético (TRE) y construir escenarios de consumo-producción de energía al 2035, para finalmente discutir sus impactos en términos ambientales y económicos. Los resultados obtenidos muestran que la TRE cayó un 70% en 15 años, requiriendo una inversión energética de 8.8 millones de barriles de diésel y 1,943 MMSCF de gas asociado (US\$ 562 millones en total). En términos ambientales, el sistema de energía producirá 4.3 millones de ton CO₂ producto del uso de combustibles fósiles para la generación de electricidad y la quema de gas natural en los flaring de los campos.

Palabras clave: Energía, Extracción de Petróleo, Tasas de Retorno Energético, Análisis Biofísicos, Bloque 43, Ecuador.

ABSTRACT

This article presents a research about the change in energy consumption that is necessary to sustain heavy oil extraction, applied to one of the most representative blocks of the Ecuadorian extraction system (Block 43). The method employed refers to the comprehensive use of input-output and bottom-up biophysical and economic variables. At first, the importance of oil extraction in energy systems worldwide was identified and how the wear and tear of these conventional resources increases energy intensity. The need to analyze the energy system of Block 43 is shown for calculating the Energy Return on Investment (EROI) and for constructing energy consumption-production scenarios by 2035, to finally discuss its impacts in environmental and economic terms. The results obtained show that the EROI fell 70% in 15 years, requiring an energy investment of 8.8 million barrels of diesel and 1,943 MMSCF of associated gas (US\$ 562 million). In environmental terms, the energy system will produce 4.3 million tons of CO₂ due to the use of fossil fuels for power generation and the burning of natural gas in the flaring of the fields.

Keywords: Energy, Oil Extraction, Energy Return of Investment, Biophysical Analysis, Block 43, Ecuador.

INTRODUCCIÓN

La sociedad y el petróleo han tenido una relación cercana por más de 6 mil años, cuando el hoy conocido “oro negro” se presentaba de forma natural en las superficies de los suelos de Medio Oriente. La extracción de petróleo se hizo comercialmente viable en el año de 1859 con la perforación del primer pozo de petróleo en Pensilvania por parte del coronel Edwin Drake. Aquella perforación alcanzó una profundidad promedio de 23 metros para que el petróleo pueda alcanzar la superficie y sea extraído a partir de la presión propia del yacimiento (Jaimes, 2012).

Con el paso de los años, el petróleo se posicionó como la materia energética base para brindar la energía en el desarrollo industrial y tecnológico del ser humano. En los inicios de la extracción petrolera muchos pozos producían petróleos de alta calidad, que además de ser sencillos de extraer, eran también fáciles de transportar y refinar. La demanda mundial de petróleo muestra un aumento continuo en el tiempo, pasando de 30.4 MMBP (millones de barriles de petróleo) en 1965 a 99.7 MMBP en 2019 (BP plc, 2020) y convirtiéndose en uno de los recursos energéticos de mayor importancia al proveer más de un tercio de la energía mundial y más del 80% de los combustibles para el sector del transporte (Cobb, 2012).

La industria petrolera ha incursionado en nuevas técnicas para optimizar el aprovechamiento de la producción de petróleo, sin embargo, la naturaleza misma de los recursos nos muestra un perfil de producción de petróleo en forma de campana. Al inicio de la extracción existe un incremento rápido de producción hasta llegar a un cénit, en el cual, las empresas intentan mantener la producción durante el mayor tiempo posible. No obstante, pese a las inversiones en I+D por mejorar los índices de producción, el agotamiento de los campos se evidencia

mientras pasa el tiempo. La reducción en la producción de petróleo es inevitable, puesto que la energía de los yacimientos se va debilitando mientras envejecen los campos, y cada vez se presentan mayores cantidades de agua de formación en superficie, inclusive, el agua ocupará el volumen poroso de la roca que va dejando el petróleo cuando es extraído.

Para disminuir la declinación de producción de petróleo en los yacimientos tradicionales existentes, se usan diversos métodos que implican altas inversiones tecnológicas y económicas. El uso de mecanismos de levantamiento artificial, dado principalmente por bombas eléctricas que se sitúan en el subsuelo para ayudar a mejorar las tasas de producción, la inyección de agua a los reservorios para ayudar a mantener la energía de la arena productora, y hasta trabajos de *fracking* y métodos termales para cambiar las condiciones originales de la roca, son implementados como alternativas de mejoras en la producción de petróleo.

El agotamiento irreversible de la producción en los yacimientos convencionales, trae como consecuencia el desarrollo de reservas de petróleos no tradicionales (arenas bituminosas, petróleo de esquistos, petróleos extrapesados, petróleos en aguas profundas, etc.), que anteriormente eran considerados poco viables, no solo por la dificultad técnica para producirlos, sino también, por la abundancia de los yacimientos fáciles de extraer. En la actualidad, tras el incremento de la demanda energética, los proyectos de extracción de yacimientos no convencionales y procesos innovadores en campos en producción, resultan iniciativas atractivas y necesarias para suplir la brecha energética a nivel global (Parra, 2019).

De acuerdo con las cifras de la Agencia Internacional de Energía expuestas en el 2020, la contabilidad de recursos no convencionales supera a los convencionales, sin embargo, su eficiencia es menor debido a las características geológicas de las reservas (Cobb, 2012). Una

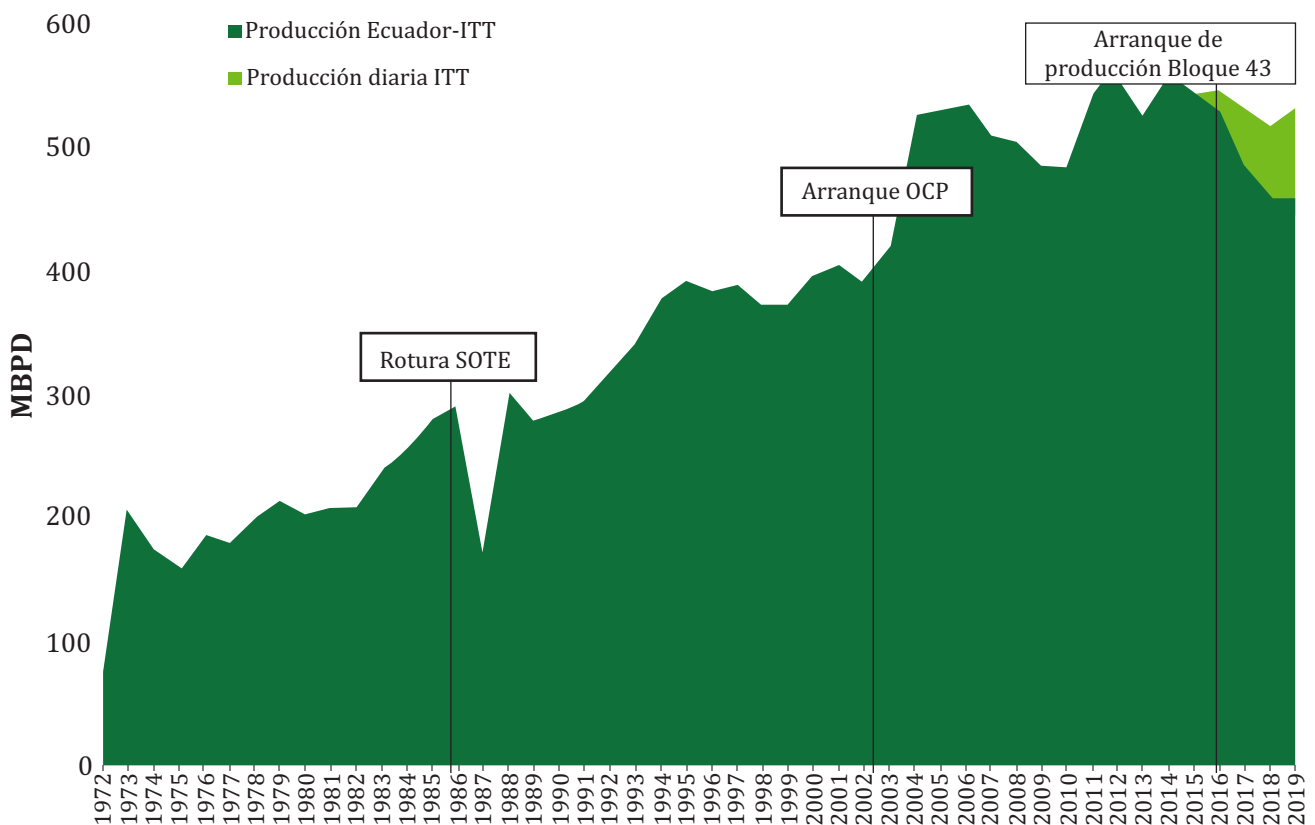
de las dificultades en la explotación de estos yacimientos es el incremento de la intensidad energética en los subprocesos, motivo por el cual, en este trabajo se estudia el sistema de producción a partir de la Tasa de Retorno Energético (TRE), misma que relaciona los recursos energéticos que se consumen y los que se producen dentro del Bloque 43.

La rentabilidad energética de un campo de petróleo está dada por variables de fondo (tipo de yacimiento) y variables de superficie (tipología de extracción), que dependen de las características específicas en sí mismas. Por ejemplo: en los años 70's los campos estadounidenses mostraban una TRE de 30:1, es decir, entregaban energía equivalente a 30 barriles de petróleo (BP) con un consumo equivalente a un barril, mientras que en el 2018 existían campos con una relación menor a 10:1 (Parra, 2019). Para el caso ecuatoriano el

sistema de extracción en el 2019 mostró una TRE promedio de 22:1 (Parra, Bukkens and Giampietro, 2020).

En el Ecuador la presencia de petróleo se confirmó con la perforación del pozo Ancón 1 en la Provincia de Santa Elena en 1911, pero no fue hasta 1967 que se dio inicio al boom petrolero con la perforación del pozo Lago Agrio 1 en la Región Amazónica (EP PETROECUADOR, 2013). A partir de 1970, se incrementó la producción nacional e iniciaron las exportaciones de petróleo con la construcción del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE). Luego en el 2003, se incorporó el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) y se alcanzó una producción promedio de 500 mil barriles por día (Mendoza, 2016). En la actualidad varios campos se encuentran en procesos avanzados de declinación, mientras que otros se van incorporando a la contabilidad nacional.

Figura 1. Histórico de la producción petrolera del Ecuador



Fuente: Elaboración propia basado en (Asociación de Industria Hidrocarburífera del Ecuador, 2020)

La calidad de petróleo, el elevado corte de agua, la aplicación de nuevas tecnologías y los altos estándares ambientales necesarios, hacen del Bloque 43 uno de los mayores retos del sistema hidrocarburífero del Ecuador.

En 2016, se incorporó el Bloque 43 conocido como ITT, por sus siglas de los campos (Ishpingo, Tambococha y Tiputini). Este bloque se encuentra ubicado en la provincia de Orellana, dentro de la Cuenca Oriente ecuatoriana, sobre el corredor de crudos pesados Capirón – Tiputini y es parte de la Reserva de Biosfera Yasuní (Baby, Rivadeneira y Barragán, 2014). La calidad del petróleo muestra un API promedio de 14,7 API (pesado, bajo la categorización de la American Petroleum Institute) y un alto contenido de agua de formación en la producción, cercano a un BSW del 82% en el 2019 (Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador, 2020), lo cual implica una mayor atención a la gestión, tratamiento y posterior reinyección del agua producida en superficie.

Desde el inicio de la operación del Bloque 43 hasta septiembre de 2019, se perforaron 131 pozos productores (69 en el campo Tiputini y 62 en Tambococha). En el 2020, su producción aportó cerca del 14% de la producción petrolera nacional, y representó cerca del 2% del PIB nacional (Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador, 2020). Por su lado, las reservas representaron el 24% del total de reservas 3P del país (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2018).

Tabla 1. Reservas de petróleo del Ecuador

	Bloque 43	Ecuador
Reservas probadas (MMB)	89.7	1,704
Reservas probables (MMB)	53.9	288
Reservas posibles (MMB)	498.42	704
Reservas totales (MMB)	642.02	2,695

Fuente: Elaboración propia basado en (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2018)

La calidad de petróleo de ~14 API, el elevado corte de agua, la aplicación de nuevas tecnologías como la perforación en racimo, y los altos estándares ambientales necesarios por su ubicación geográfica, hacen del Bloque 43 uno de los mayores retos del sistema hidrocarburífero del Ecuador (Valencia, 2014).

En este contexto, el estudio tiene por objetivo determinar y entender la dinámica del desempeño energético en el sistema de extracción de petróleo del Bloque 43, a partir de la implementación de variables biofísicas, para desarrollar un escenario de consumo-producción de energía al 2035, y discutir sus implicaciones en términos ambientales y económicos para el Ecuador.

METODOLOGÍA Y OBTENCIÓN DE DATOS

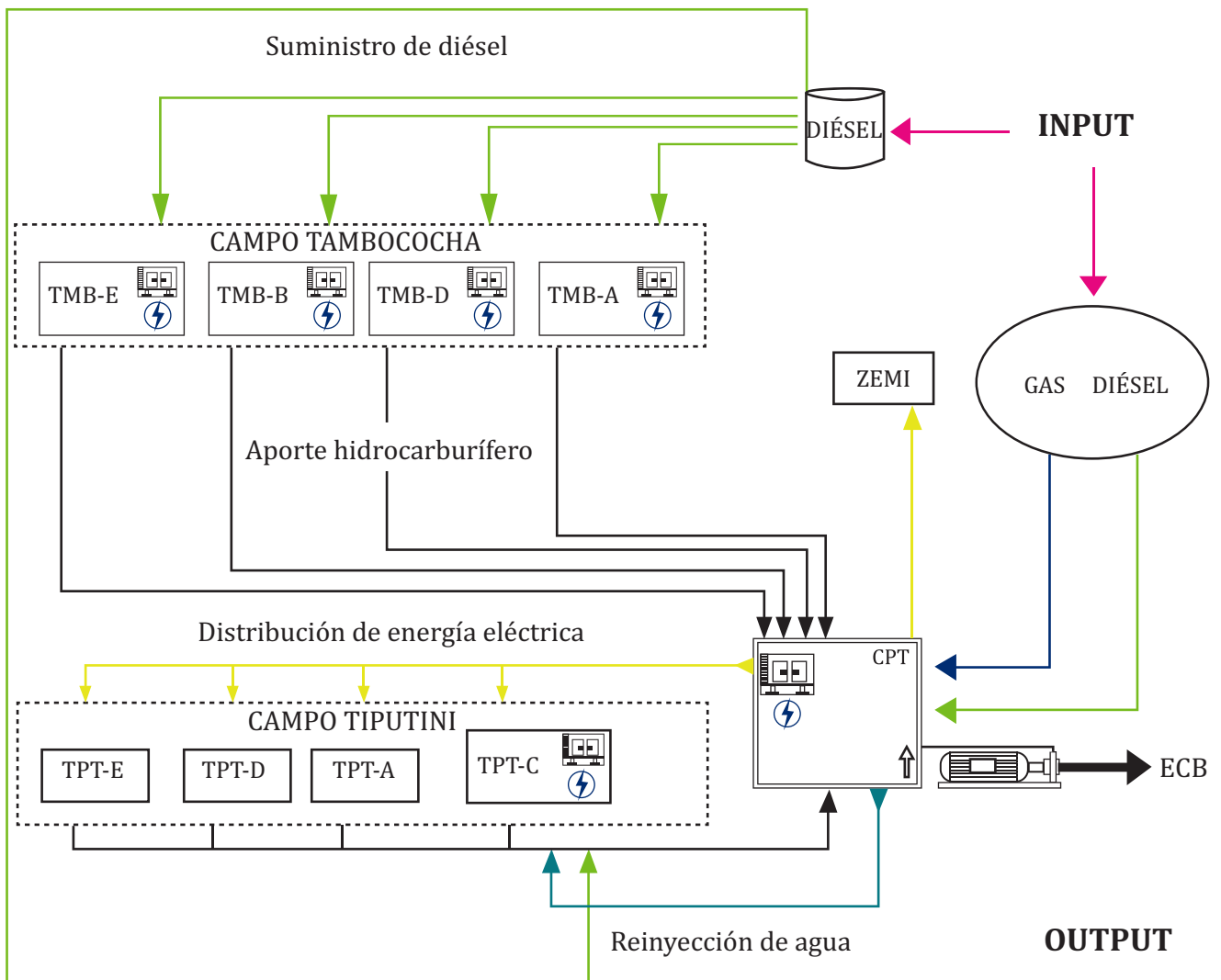
El estudio analiza el comportamiento del gasto energético en los procesos de extracción de petróleo en el Bloque 43, utilizando variables biofísicas input-output y bottom-up. Primero, se realizó un diagrama de entradas y salidas de energía por cada subproceso presente en el sistema de extracción de petróleo. Se identificó la generación de electricidad por cada una de las fuentes utilizadas y el consumo por usuario. Después, se calculó la TRE y, finalmente, se desarrolló un escenario de producción petrolera identificando la necesidad energética al 2035, para generar discusión sobre las implicaciones energéticas, económicas y ambientales.

En la figura 2 se observa el sistema de energía del Bloque 43 en el 2020, mostrando las entradas de las fuentes de energía, la transformación y su distribución, además de las salidas de energía en todas las locaciones que forman parte de la cadena de producción.

Las fuentes de energía son los combustibles que se utilizan en la operación: a) diésel re-

presentado con líneas de color amarillo, que se importa al sistema; y b) gas asociado con línea de color verde, que es producto del proceso de la extracción de petróleo (a y b son utilizados para la generación de electricidad a partir de generadores termoeléctricos). La salida de energía está representada con la línea color negro que es el aporte de la producción de petróleo del total de pozos activos.

Figura 2. Sistema de energía del Bloque 43



Fuente: Elaboración propia

Las plataformas del campo Tiputini están sujetas a una distribución de energía eléctrica centralizada, es decir, desde la Central de Procesos Tiputini (CPT) se genera y se distribuye la electricidad para cada uno de los *wellpads* de Tiputini. Por su parte, el campo Tambococha cuenta con cuatro plataformas productoras, pero difiere de Tiputini por contar con un grupo de generadores en cada plataforma (generación de energía aislada). En la plataforma Tiputini C, se encuentra un grupo de generadores que está destinado al proceso de reinyección del agua de formación recolectado de las otras plataformas.

La contabilidad energética se realizó de manera mensualizada, mostrando el siguiente detalle: La generación de electricidad (ejemplo: feb-2020) fue de 28.46 GWh a partir de 57 generadores termoeléctricos. 27.61 GWh (97%) fueron generados a partir de 48 mil barriles diésel, mientras que 0.85 GWh (3%) de energía, correspondió al uso de 11.6 MMSCF de gas asociado. La energía se encuentra distribuida en los subprocesos de extracción de fluidos y auxiliares (10.48 kWh por barril de petróleo), transferencia (0.39 kWh por barril de fluido) y reinyección de agua de formación (0.59 kWh por barril de agua). La producción de petróleo neto, entregado en el punto de fiscalización fue de 2.08 MMBP provenientes de las plataformas Tiputini y Tambococha.

La relación consumo-producción fue determinada utilizando el concepto de TRE, la cual está definida por la relación biofísica existente entre el gasto de energía utilizada en un proceso particular (E_i) y la energía que se ha entregado a la sociedad (E_p) producto del mismo proceso (Parra, 2019). Esto se puede expresar de la siguiente manera: $TRE = E_p / E_i$. La sostenibilidad de la extracción estará dada por $E_p / E_i \geq 1$, sin embargo, mientras mayor TRE se identifique en un campo, quiere decir que el proyecto representa mayores oportunidades de rentabilidad biofísica.

Finalmente, se trabajó en la construcción de escenarios futuros de energía, para estimar la

relación consumo-producción al 2035, utilizando los perfiles de producción bajo el análisis de los planes de desarrollo de la empresa pública, y los métodos de las curvas de declinación matemática armónica, hiperbólica y exponencial.

Estimación de los perfiles de producción

El análisis de las curvas de declinación de producción de un reservorio de petróleo, publicado por el geólogo americano J. Arps en 1945, es uno de los métodos más utilizados para la estimación de reservas recuperables, cuando se tiene disponible la información de la producción histórica del campo, ya que estas curvas se basan de las observaciones del comportamiento de declinación natural de producción en los pozos. A través de esta técnica se puede extrapolar las tendencias de producción y reservas recuperables (Macualo, 2007). El perfil está definido matemáticamente de la siguiente manera:

$$\frac{D}{D_i} = \left[\frac{q}{q_i} \right]^n$$

Donde:

n : exponente de declinación

D_i : Tasa de declinación inicial

D : Tasa de declinación en otro período de tiempo

Q_i : Tasa de producción inicial

Q : Tasa de producción a cualquier periodo

El comportamiento de la producción puede ser caracterizado según el exponente de declinación en armónica, hiperbólica o exponencial.

De acuerdo con el trabajo de (Macualo, 2007), la **declinación armónica** es identificada cuando la tasa de declinación es variable en el tiempo, y posee un exponente de declinación (n) igual a 1.

Este tipo de comportamiento es observado cuando se tiene mecanismos de recuperación muy efectivos, que son poco frecuentes en el Ecuador. La curva tiende a generar escenarios más optimistas en el cálculo de reservas y está dada por la siguiente ecuación:

$$q = \frac{q_i}{1 + D_i t}$$

La **declinación hiperbólica**, presenta una tasa de declinación variable en el tiempo, y el exponente de declinación (n) se encuentra entre 0 y 1, pero requiere un mayor número de datos a comparación de los otros tipos de curvas de declinación. Está dado por la siguiente ecuación:

$$q = q_i (1 + n D_i t)^{-\left(\frac{1}{n}\right)}$$

La **declinación exponencial**, presenta el exponente de declinación $n = 0$, es decir la tasa de declinación es constante, aunque es la menos optimista en el cálculo de reservas recuperables, se ajusta al comportamiento de los perfiles de producción de los campos de la Cuenca Oriente ecuatoriana. Está dado por la siguiente ecuación:

$$q = q_i e^{-D_i t}$$

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los escenarios de consumo-producción de energía del Bloque 43 construidos hasta el 2035, fueron realizados mediante el análisis del histórico de producción, desde el arranque de los pozos en el 2016 hasta julio de 2020, de acuerdo con los reportes ejecutivos de operaciones disponibles en la web oficial de Petroamazonas EP, y a los patrones de consumo de energía identificados en el estudio de (Infante y Jiménez, 2020), descritos en la sección metodológica. Además, se consideró como premisa, el análisis de los planes de perforación dispuestos por la estatal Petroamazonas de acuerdo con el siguiente detalle:

- Proyección de los trabajos en las plataformas Tiputini y Tambococha, adicionalmente se incluyó el desarrollo del campo Ishpingo a partir del 2021 a través de 4 rondas anuales de perforación. En las tres primeras rondas (2021-2023) se perforarán 84 pozos por año y en la última ronda (2024) se perforará 12 pozos en el año.

- La Relación Gas Petróleo (GOR) promedio del bloque se mantuvo en 0.03 MSCF/BP desde 2020 hasta el 2035.

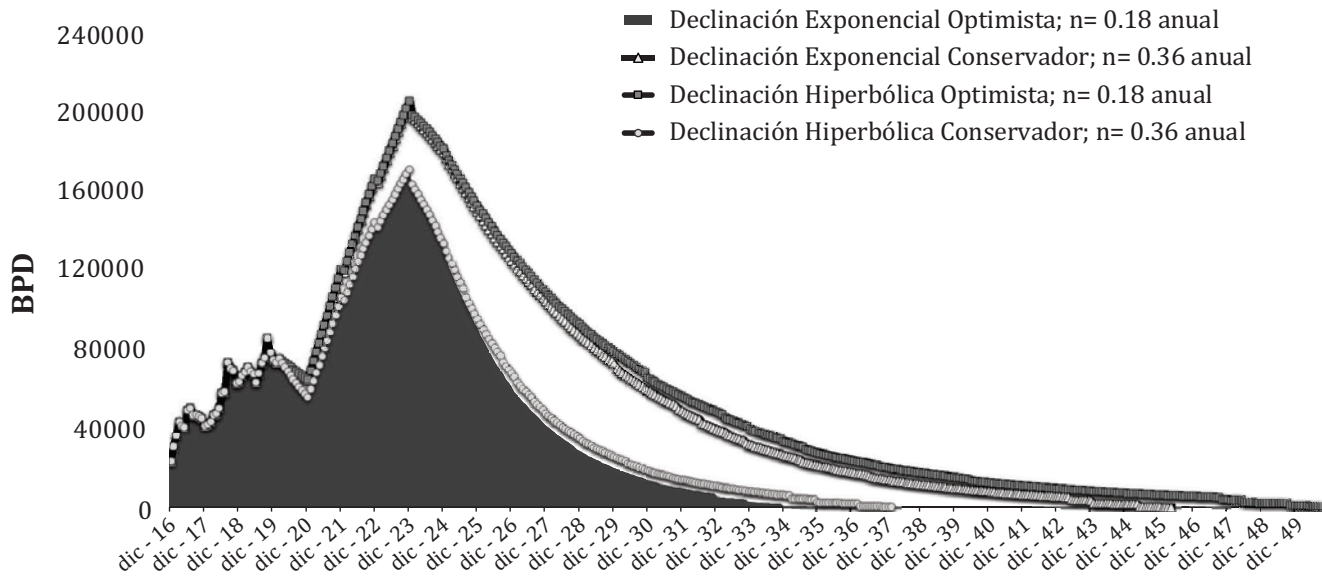
- El rendimiento de generación de energía a partir de diésel: 14 kWh/gal y de gas: 70kWh/MSCF.

- Límite económico: 98.5% de BSW en pozos productores.



Foto de Nathalia Segato de Unsplash.

Figura 3. Escenarios de producción



Fuente: Elaboración propia

El desarrollo del perfil de producción futura consideró los métodos de tasas de declinación hiperbólica y exponencial. En este ejercicio, no se consideró el perfil de producción por declinación armónica, debido a que el Bloque 43 utiliza levantamiento artificial para su producción, y según (Macualo, 2007) este tipo de declinación solamente se presenta en campos de recuperación primaria.

Desarrollamos dos escenarios: 1) utilizando la declinación hiperbólica y 2) utilizando la declinación exponencial. Para ambos casos se consideró un exponente de declinación optimista de 18% anual propuesto por (Petroamazonas EP, 2014), y un exponente conservador (actualizado con el histórico de producción real) del 36% anual. Analizando los perfiles propuestos, se observó que aquellos obtenidos a partir de las tasas de declinación exponencial presentaron un mejor ajuste al comportamiento histórico de los campos de la Cuenca Oriente del Ecuador.

En el escenario de declinación exponencial optimista, se evidencia que el pico de producción llegará en el 2023 con 207,060 BPD y una producción acumulada hasta el 2035 de 618 MMBP. Mientras que, en el mismo escenario con declinación exponencial, pero con exponente de declinación conservador, el pico máximo de producción alcanza los 171,029 BPD en 2023 y una producción acumulada de 394 MMBP hasta 2035. En adelante, el análisis del escenario de consumo fue analizado a partir del escenario de declinación exponencial conservador (n=0.36 anual).

El Subsistema de Extracción de Petróleo y Auxiliares, agrupa a todos los sistemas de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible, encargados de extraer el crudo desde yacimiento hasta superficie en las plataformas del bloque, y a los equipos auxiliares consumidores de energía repartidos en los demás procesos como inyección de químicos, bombas de

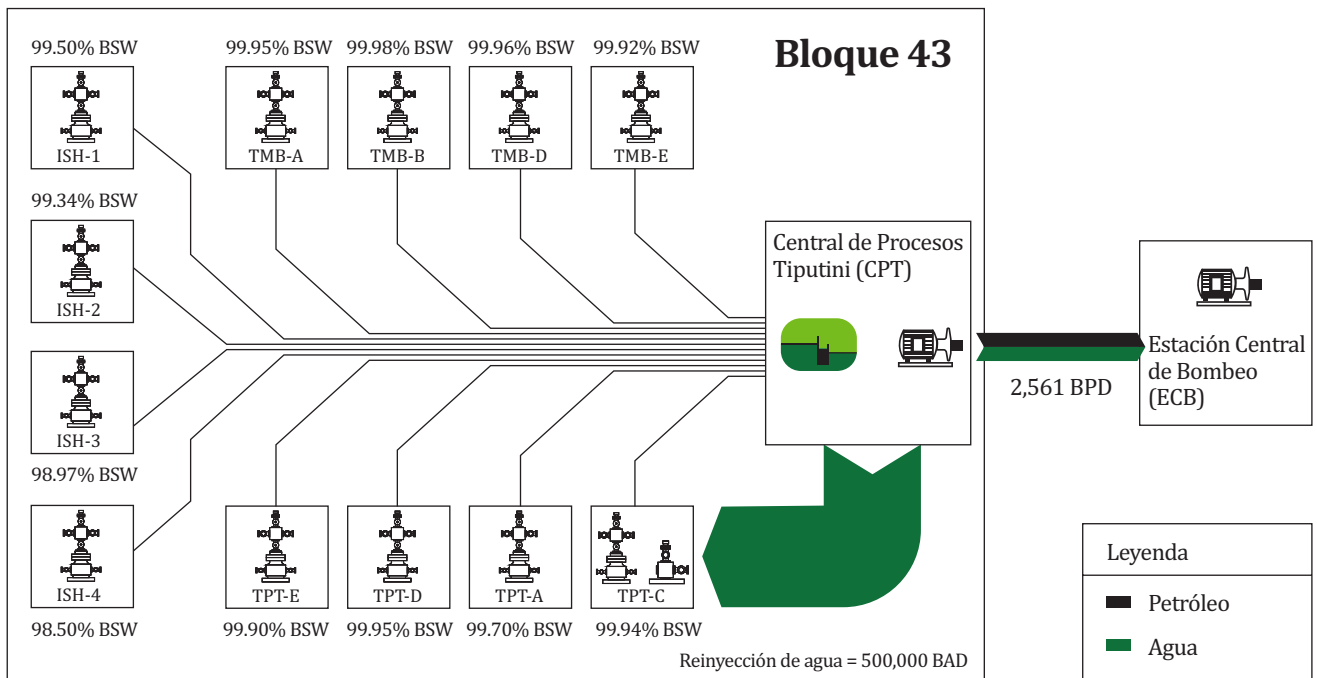
sumidero, separadores, controladores, etc. Para el período 2020-2035 este subsistema consumirá 3,446 GWh de energía.

En el **Subsistema de Reinyección de Agua**, están todos los equipos consumidores de energía pertenecientes a los arreglos de bombas que se encuentran actualmente ubicados en la plataforma Tiputini C, y los arreglos que se realicen para la reinyección de agua del campo Ishpingo. Para el período 2020-2035 este subsistema demandará una energía de 1,314 GWh.

El **Subsistema de Transferencia de Petróleo**, está conformado por los arreglos de bombas que se encargan de enviar el crudo del Bloque 43, desde la Central de Procesos Tiputini (CPT) hasta la Estación Central de Bombeo (ECB) y otros que sean necesarios con el incremento de la producción. Para el período 2020-2035 este subsistema necesitará 570 GWh de energía para satisfacer su operación.

Se espera que al 2035 el sistema gestione aproximadamente 505,450 BFD de los cuales menos del 2% corresponderá a petróleo neto.

Figura 4. Visualización de la extracción de petróleo (2035)

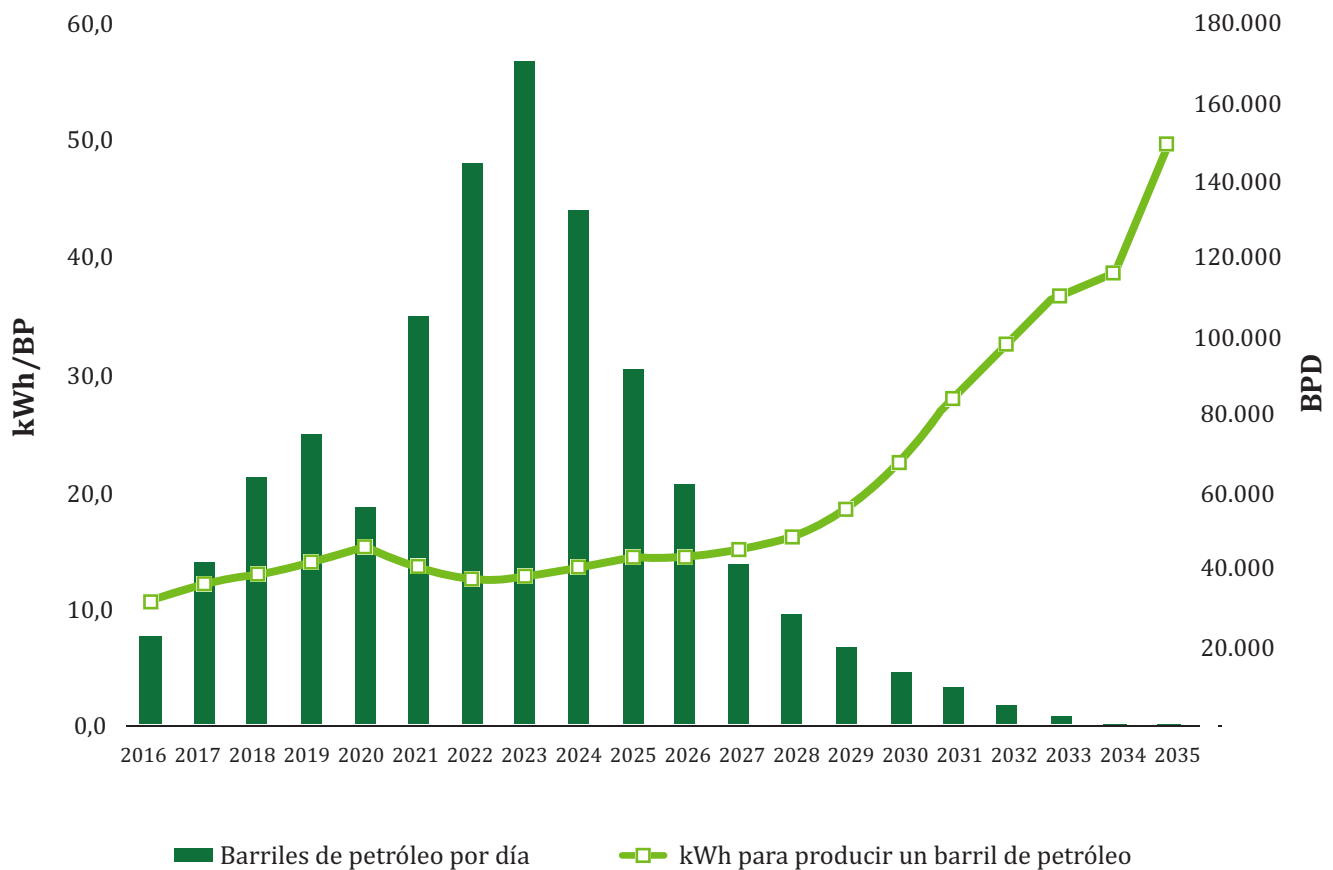


Fuente: Elaboración propia

En la figura 4, se muestra el flujo de fluidos que se espera para el 2035, lo cual trae consecuencias directas en la eficiencia energética de producción de petróleo. El alto contenido de agua de formación permite observar el incremento del tamaño del sistema para la extracción, transferencia y reinyección de agua al subsuelo. Se espera que al 2035 el sistema gestione aproximadamente 505,450 BFD de los cuales menos del 2% corresponderá a petróleo neto.

En términos intensivos se evidencia un gasto energético cada vez mayor para entregar a la sociedad la misma cantidad de energía. En la figura 5, se muestra que en el 2020 se necesitó de 17 kWh por cada barril de petróleo extraído, sin embargo, luego de 15 años, el sistema requerirá de 52 kWh por la producción del mismo barril de petróleo. Es decir, se incrementará el consumo unitario de energía en un 235%.

Figura 5. Consumo-producción de energía 2016-2035



Fuente: Elaboración propia

La TRE del Bloque 43 fue calculado relacionando la energía producida (petróleo y gas asociado) y energía consumida (diésel y gas asociado), utilizando unidades energéticas en Pentajoule

(PJ). Mientras mayor sea la relación producción: consumo quiere decir que mayor es la rentabilidad biofísica del campo, y en el caso contrario existirá menor eficiencia en la extracción de petróleo.

Tabla 2. Tasa de Retorno Energético del Bloque 43 (2020 – 2035)

Año	2020	2023	2025	2027	2030	2033	2035
TRE	50	53	47	45	31	20	15

Fuente: Elaboración propia

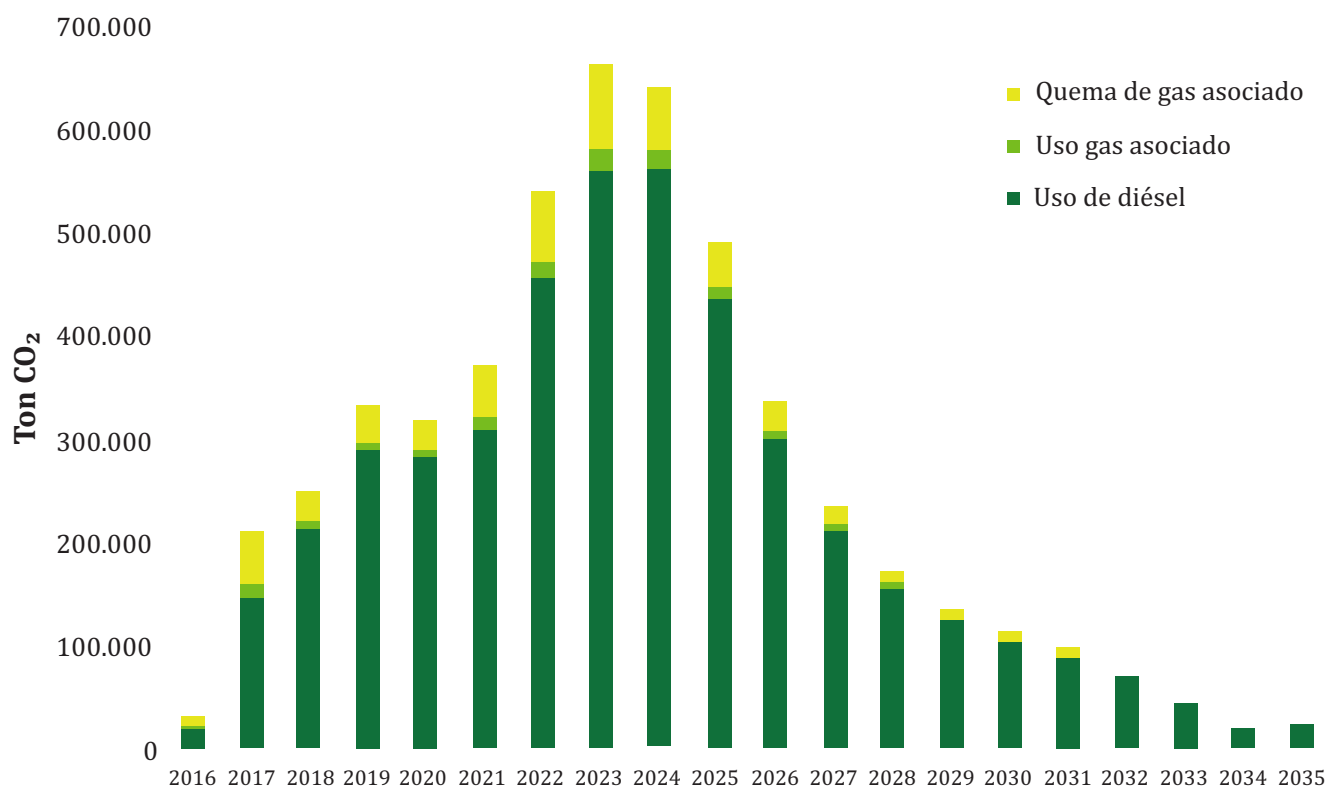
La tabla 2 muestra que la TRE pasó de 50:1 a 15:1 en los 15 años de producción, lo cual representa no solo mayor gasto de energía y recursos, sino incremento en la inversión económica y aumento en los impactos ambientales para sostener la producción de petróleo.

IMPACTO ECONÓMICO Y AMBIENTAL

Para satisfacer la demanda energética 2020-2035 se necesitarán aproximadamente 8.8 millones de barriles de diésel y 1,944 MMSCF, lo cual

representa un gasto en combustibles de US\$562 millones. Para esta aproximación, se consideró un precio estático del diésel para el sector industrial en terminal de US\$ 63 por barril, mientras que, para el gas natural, se tomó el valor estático de US\$ 3.08 por MMBTU (valor promedio del gas natural del Campo Amistad del Ecuador). La intensidad energética fácilmente podría ser mayor, si en el futuro se consideran trabajos de recuperación mejorada o técnicas no convencionales para mejorar las tasas de producción de petróleo.

Figura 6. Emisiones de CO₂ por la combustión de diésel y quema de gas asociado



Fuente: Elaboración propia

La necesidad de diésel para dar sostenibilidad al sistema de extracción, representa aproximadamente el 10% del total de la producción nacional de diésel en el parque refinador actual del Ecuador (producción promedio anual de diésel: 8.96 MMB).

En términos ambientales, se emanarán al ambiente 4.3 millones de Ton CO₂ producto del uso de combustibles (diésel y gas asociado) en la generación de electricidad necesaria para todos los subprocesos en la extracción, y el gas residual quemado en los flarings del bloque. Para este ejercicio, se utilizó los factores de emisiones: de 10.21 kg de CO₂ por cada galón de diésel para combustión (U.S Environmental Protection Agency, 2020); y el factor de 0.0547 kg de CO₂ por cada SCF de gas asociado quemado (Peláez, 2017).

CONCLUSIONES

En este artículo, se muestra el desarrollo metodológico para la construcción de escenarios energéticos relacionando el insumo-producto de energía en la extracción de un campo petrolero, aplicado al caso del Bloque 43 en el sistema ecuatoriano.

El estudio se basa en el entendimiento de la dinámica de las Tasas de Retorno Energético a partir de los flujos biofísicos (electricidad, combustibles, gas, petróleo y GEI) aplicado de abajo hacia arriba, lo cual permitió mostrar todos los flujos que entran y salen en los niveles más bajos del sistema (Wellpads) y luego ir escalando a niveles superiores (campos y luego bloque). Esto permite, no perder información valiosa como: consumos de electricidad en sistemas de bombeo electrosumergible en los pozos, bombeo para transferencias y reinyección de agua de formación, además de otros consumos menores como uso en campamentos y subprocesos en superficie, detalles que se perderían si se trabaja directamente en el nivel agregado.

Los resultados obtenidos son una aproximación a las necesidades de recursos de combustibles, implicaciones económicas y ambientales para continuar con el desarrollo de uno de los proyectos más importantes para el Ecuador. En el período 2020-2035, el Bloque 43 producirá 328.8 MMBP considerando un escenario con una tasa de declinación exponencial ($n=0.36$ anual), para lo cual se requerirá de 8.8 millones de barriles de diésel y 1,944 MMSCF para suplir la demanda de energía de 5,329 GWh.

El rubro económico por generación de electricidad será de aproximadamente US\$1,300 millones, si se considera un costo optimista de generación de US\$0.25 por cada kWh. Se emanarán 4.3 millones de toneladas de CO₂ producto del uso de combustibles para la generación de electricidad y la quema de gas asociado residual.

El gasto de energía cambió de 17 kWh/BP en 2020 a 52 kWh/BP en 2035. Lo cual refleja que, pese a que la producción del bloque disminuye con el tiempo, la intensidad energética incrementa precisamente por el aumento del tamaño del sistema, producto de los altos volúmenes de agua de formación que caracteriza a la producción de petróleos pesados.

Inclusive, esta premisa se complementa verificando los valores de TRE obtenidos, la rentabilidad biofísica cayó de 50:1 a 15:1 en 15 años de operación. Sin embargo, aún el TRE al 2035 se puede considerar aceptable si se compara con el promedio nacional de 22:1, calculado en el 2019.

Finalmente, los autores indican que este estudio no pretende informar la política energética del Bloque 43, sino más bien mostrar y transparentar el proceso metodológico para el análisis del desempeño energético en un campo de petróleo pesado, con el fin de proporcionar métricas de evaluación innovadoras a partir de análisis biofísicos. Los resultados deberán ser utilizados y validados por los diferentes actores en el ciclo de la política energética ecuatoriana. ■

REFERENCIAS

- Asociación de Industria Hidrocarburífera del Ecuador. (2020). Reservas mundiales de crudo por país. *El petróleo en cifras 2019*, pp. 4-10.
- Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador. (2020). *El petróleo en cifras 2019*, pp. 16-17.
- Baby, P., Rivadeneira, M. y Barragán, R. (2014). *La cuenca oriente: geología y petróleo*. Quito : Travaux de l'Institut Francais d'Études Andines.
- BP plc. (2020). *Energy Outlook*.
- Cobb, K. (19 de Septiembre de 2012). *Oil Price*. <https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/Why-Unconventional-Oil-Will-Never-Provide-the-Volumes-that-we-Hope-For.html>
- EP PETROECUADOR. (2013). *El petróleo en el Ecuador la nueva era*. EP PETROECUADOR, 7.
- Infante, B. y Jiménez, A. (2020). *Estudio para la optimización del consumo de energía en el sistema de extracción de petróleo en el Bloque 43*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Jaimes, M. (2012). *Petróleo: historia y perspectivas geopolíticas*. San Cristóbal, Venezuela: Aldea Mundo.
- Macualo, F. H. (2007). *Fundamentos de la ingeniería de yacimientos*. Neiva: Universisad Surcolombiana .
- Mendoza, W. G. (2016). *Apuntes sobre la explotación petrolera en el Ecuador*. INREDH.
- Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2018). *Informe anual del potencial hidrocarburífero del Ecuador*, pp. 6-7.
- Parra, R. (2019). *Análisis del sistema de extracción de petróleo a partir del uso de la Tasa de Retorno Energética (TRE) para el caso del Ecuador*. México: Universidad Autónoma Metropolitana.
- Parra, R., Bukkens, S. and Giampietro, M. (2020). Exploration of the environmental implications of ageing conventional oil reserves with relational analysis. *Science of the Total Environment*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.142371>
- Peláez, A. A. (2017). *El gran impulso ambiental en el sector de la energía*. Santiago: Comisión Económica para América Latina y el Caribe .
- Petroamazonas EP. (2014). *Desarrollo del Bloque 43*. Petroamazonas EP, 15.
- U.S Environmental Protection Agency. (2020). *Emission factors for greenhouse gas*. United States of America: Center for Corporate Climate Leadership.
- Valencia, S. (2014). *Análisis de parámetros de perforación para pozos de crudos pesados del campo Pungarayacu*. Quito: Universidad Central del Ecuador.

COMPARACIÓN TECNO-ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE ALGORITMO DE RETROCESO EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS SOBRE TERRENO CON SEGUIDORES SOLARES DE UN EJE EN HONDURAS

TECHNO-ECONOMIC COMPARISON OF THE IMPLEMENTATION OF SOLAR BACKTRACKING ON GROUND MOUNTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS WITH SINGLE-AXIS SOLAR TRACKERS IN HONDURAS

Rodrigo Zelaya Suárez ¹, Héctor Fernando Villatoro Flores ²

Recibido: 05/06/2021 y Aceptado: 25/08/2021
ENERLAC. Volumen V. Número 2. Diciembre, 2021 (72 - 90)
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de Caspar Rae de Unsplash.

1 Universidad Tecnológica de Honduras.
rozsuarez8@gmail.com
<https://orcid.org/0000-0002-6725-8706>

2 Universidad Tecnológica de Honduras.
hector.villatoro@unitec.edu
<https://orcid.org/0000-0002-3587-9217>

RESUMEN

Esta investigación tiene como finalidad optimizar el costo nivelado de electricidad (LCOE) en función del factor de cobertura de suelo (GCR) para proyectos fotovoltaicos que utilizan seguidores solares de eje horizontal en las cabeceras departamentales de Honduras, Centroamérica. Luego con los resultados de ese análisis, se pretende evaluar la viabilidad técnico-económica de la implementación del algoritmo de retroceso encontrado en sistemas fotovoltaicos que utilizan seguidores solares. A través de una metodología de enfoque cuantitativo basado en la recolección y análisis de datos, los resultados muestran valores clave de GCR para cada localidad al igual que la relación que existe entre el LCOE y el GCR. Respecto a la viabilidad de la implementación del algoritmo de retroceso se concluye que actualmente todos los proyectos fotovoltaicos que utilizan seguidores solares deberían de hacer de uso de la modalidad de retroceso que ofrece para aprovechar los beneficios en el rendimiento y eficiencia del sistema al igual que la generación de energía eléctrica. La utilidad de esta investigación tiene como objetivo facilitar la toma de decisiones en el desarrollo de proyectos fotovoltaicos mediante el uso de rangos convenientes y valores óptimos de GCR además de considerar hacer uso del algoritmo de retroceso en proyectos que utilicen seguidores solares.

Palabras clave: Sistemas Fotovoltaicos, Factor de Cobertura de Suelo, Costo Nivelado de Electricidad, Algoritmo de Retroceso, Seguidores Solares, Honduras.

ABSTRACT

This investigation has the purpose of optimizing the levelized cost of electricity (LCOE) as a function of the Ground Coverage Ratio (GCR) for photovoltaic projects that utilize solar trackers with horizontal axis in the most important cities of every state of Honduras, Central America. Then, with the results obtained on that analysis, the intention is to evaluate the technical and economic viability of the implementation of solar backtracking found in photovoltaic projects that utilize solar trackers. Through a quantitative approach methodology based on data collection and analysis, results show key GCR values for each location as well as the relationship between LCOE and GCR. Regarding the viability of the implementation of solar backtracking, this investigation concludes that all photovoltaic projects that make use of solar trackers should use of the backtracking modality that it offers to take advantage of the benefits it has regarding system performance and efficiency as well as generation of electricity. The usefulness of this research aims to facilitate decision-making in the development of photovoltaic projects through the use of convenient ranges and optimal GCR values, in addition to considering making use of solar backtracking in projects that use solar trackers.

Keywords: Photovoltaic Systems, Ground Coverage Ratio, Levelized Cost of Electricity, Solar Backtracking, Solar Trackers, Honduras.

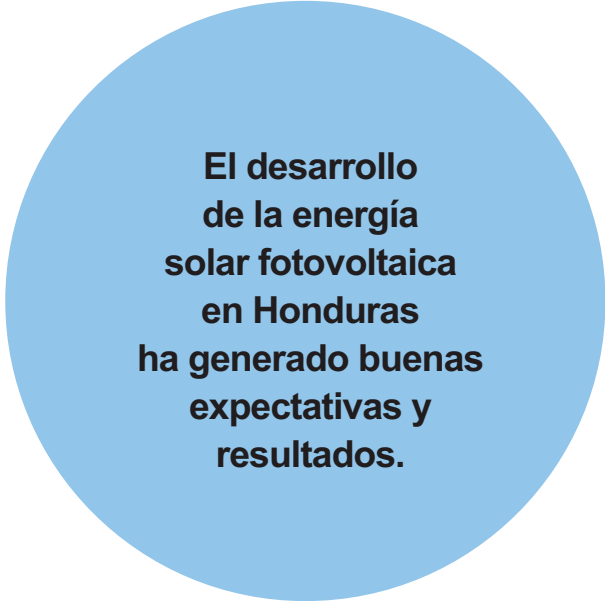
INTRODUCCIÓN

Desde el comienzo de los tiempos en los que el hombre ha buscado maneras de aprovechar la energía proveniente del sol, se han desarrollado diversas tecnologías que permiten un mejor aprovechamiento del recurso solar además de ser factibles en el ámbito económico. Estos sistemas pueden ser instalados sobre techo o sobre terreno, pero esta investigación se centrará solamente en sistemas instalados sobre terreno y pueden ser de: estructura fija o de seguimiento solar de uno o dos ejes. Dentro del rubro solar también se encuentran dos parámetros técnicos que además de ser vitales en el desarrollo de proyectos fotovoltaicos, estos serán el centro de atención de este trabajo de investigación. Estos parámetros son el algoritmo de retroceso y el factor de cobertura de suelo.

Este trabajo de investigación tiene como objetivo optimizar el costo nivelado de electricidad (LCOE) en función del factor de cobertura de suelo (GCR), determinando en el proceso los rangos convenientes y valores óptimos de GCR para las cabeceras departamentales de Honduras. Luego, utilizando como referencia los resultados obtenidos en el análisis anterior, se pretende evaluar la viabilidad tecno-económica de la implementación del algoritmo de retroceso en proyectos fotovoltaicos que utilizan seguidores solares de un eje horizontal para las 18 cabeceras departamentales del país. La metodología está compuesta por recolección y análisis de datos para el desarrollo del análisis técnico y la determinación de las especificaciones de los sistemas fotovoltaicos, uso de *software* de diseño de sistemas fotovoltaicos para la obtención de valores de energía y, por último, el uso de hojas de cálculo para el desarrollo del análisis financiero.

Esta investigación se desarrolló con el propósito de facilitar la toma de decisiones respecto a la implementación del algoritmo de retroceso en sistemas fotovoltaicos en Honduras, así como

identificar qué rango de factor de cobertura de suelo es conveniente analizar para el desarrollo de un proyecto fotovoltaico tomando en cuenta una potencia instalada previamente establecida a diferencia de un área ya que en la actualidad no existe un estudio en el país que demuestre lo descrito anteriormente en el territorio hondureño.



El desarrollo de la energía solar fotovoltaica en Honduras ha generado buenas expectativas y resultados.

CONTEXTO

La energía solar disponible en el territorio hondureño es estimada en el rango de 4.5 a 6.5 kWh/ m² /día, el cual resulta en una energía teórica anual de 547 TWh (Flores, 2016). Sin embargo, en 2007 el Banco Mundial condujo estudios de mercado para la instalación de módulos solares en varios sectores rurales de Honduras e identificó un potencial fotovoltaico viable de 51 MW (CEPAL, SICA, 2007). En los últimos años el desarrollo de la energía solar fotovoltaica en el país ha generado buenas expectativas y resultados, tanto que se estima que para el año 2030 la capacidad de potencia instalada en el municipio de San Pedro Sula sea de aproximadamente de 195 MW (Reyes, 2018). Debido al aumento de la demanda de energías renovables en el país, específicamente para la solar fotovoltaica, se

cree que es sumamente necesario conocer el rango de factores de cobertura de suelo (GCR) que se pueden analizar para optimizar el costo nivelado de electricidad (LCOE) en futuros proyectos fotovoltaicos y asimismo aclarar la duda de si es tecno-económicamente viable implementar el algoritmo de retroceso en proyectos fotovoltaicos sobre terreno que decidan trabajar con seguidores solares de un eje horizontal.

METODOLOGÍA

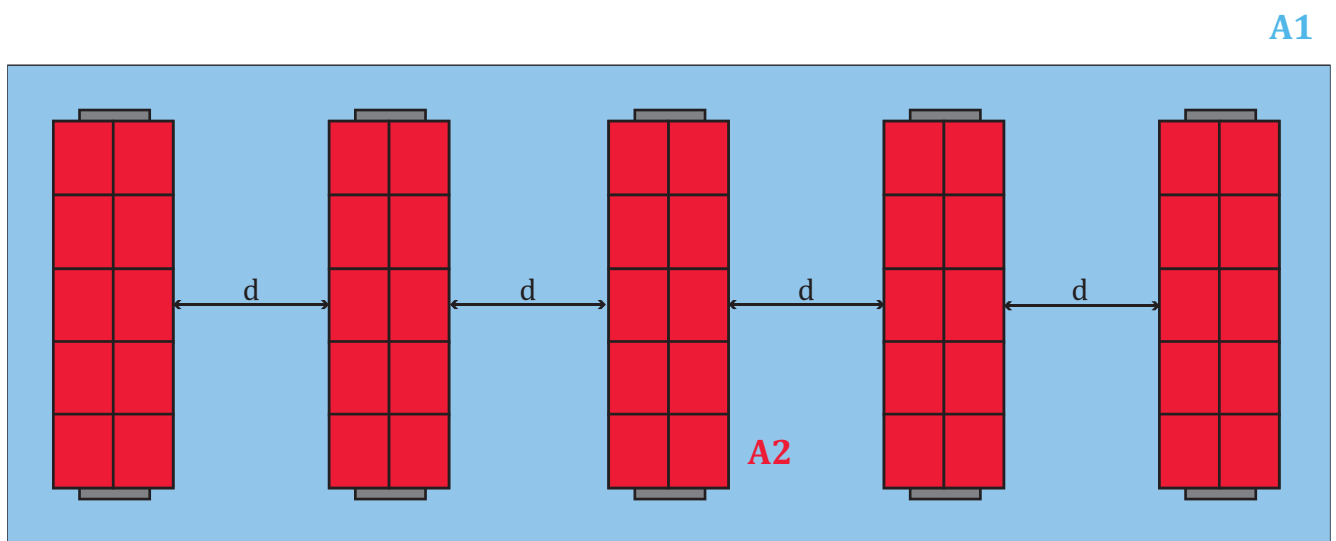
En primera instancia, se definen los parámetros de factor de cobertura de suelo y el algoritmo de retroceso.

Factor de cobertura de suelo

Mejor conocido por sus siglas en inglés como GCR (o *Ground Coverage Ratio*), el factor se define como la relación de áreas que existe en proyectos fotovoltaicos. Estas áreas son: el área total abarcada por módulos solares y el área total del proyecto. El GCR se define a partir de la distancia que existe entre los arreglos de módulos solares y esta es inversamente proporcional al valor de GCR que puede estar representado tanto en porcentaje como en valores menores a uno (Kate Doubleday et al., 2016).

Su fórmula es la siguiente:

Figura 1. Diagrama conceptual de factor de cobertura de suelo



Variables

- 1) **A1**= Área del proyecto
- 2) **A2** = Área total de módulos solares
- 3) **d** = Distancia entre arreglos solares
- 4) **GCR** = *Ground Coverage Ratio*
(Factor de Cobertura del Suelo)

$$GCR = \frac{A2}{A1}$$

Fuente: Elaboración propia



Foto de Zbynek Burival de Unsplash.

Algoritmo de retroceso

El algoritmo de retroceso, mejor conocido en inglés como “*backtracking*”, es un sistema anti-sombras para proyectos fotovoltaicos que utilizan seguidores solares. Su función es calcular el ángulo óptimo de incidencia de la irradiación solar para los módulos solares, además de limitar sus ángulos de inclinación cuando la altitud del sol es baja en horarios de amanecer y anochecer, con el objetivo de evitar que estos se generen sombras entre sí cuando están colocados uno detrás del otro. Esto lo hace mediante el uso del ángulo óptimo de inclinación que se calcula utilizando datos de radiación solar disponible en el área y la distancia que existe entre los seguidores (Sistemas Digitales de Control. SL, 2014).

Otro aspecto importante del algoritmo de retroceso es que no tiene ningún costo de instalación o efecto sobre los costos de operación y mantenimiento de los seguidores solares (Williamson, 2015).

Técnicas e instrumentos aplicados

PVsyst: La herramienta principal empleada en esta investigación es el *software* PVsyst, este programa nos permitió desarrollar las simulaciones en las cuales pudimos variar el GCR utilizando los datos referentes a cada localidad de estudio, así como la capacidad de simular los escenarios en donde se puedan apreciar los efectos de la implementación del algoritmo de retroceso.

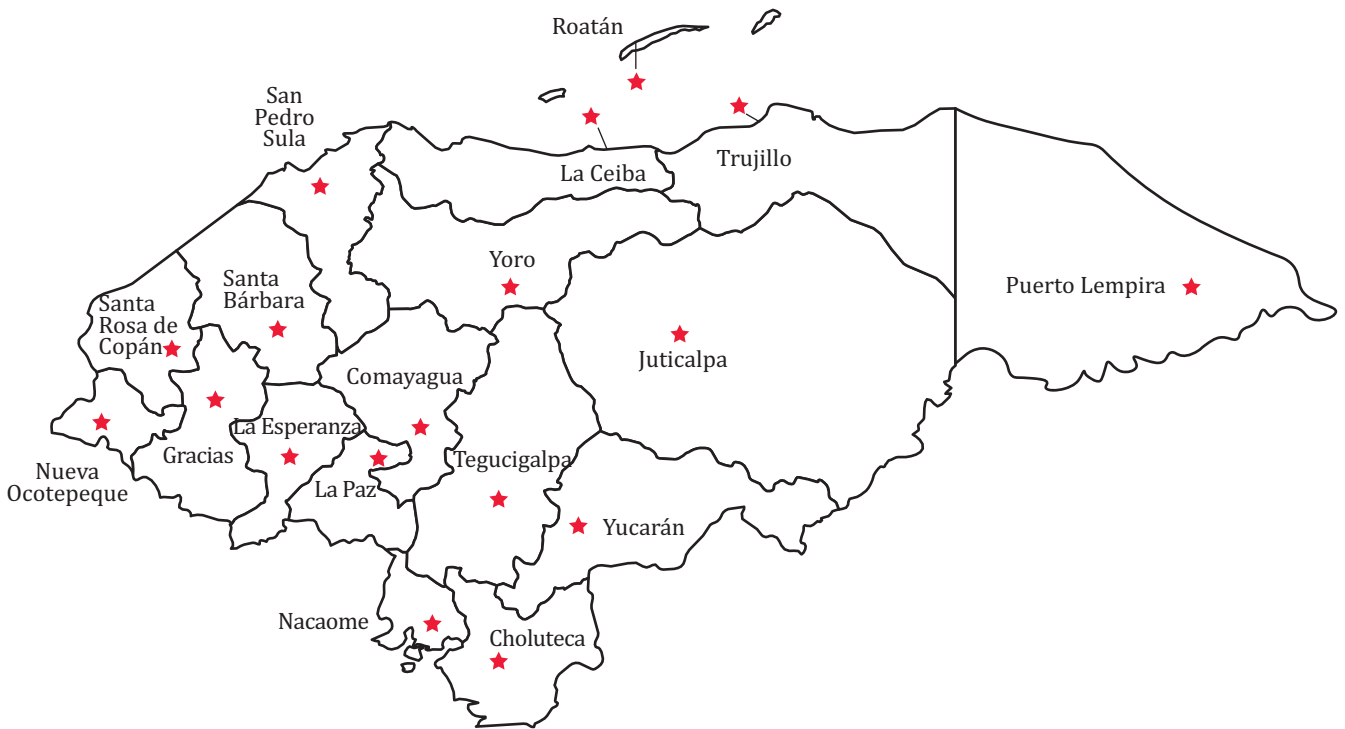
Para la obtención de los datos meteorológicos en donde se trabajarán las simulaciones se utilizará Meteonorm, la base de datos de PVsyst que nos da acceso a números de temperatura, humedad, y radiación solar en cualquier parte del mundo. Cabe mencionar que los posibles desvíos asociados a las condiciones de nubosidad están implícitos en la base de datos de Meteonorm para las simulaciones de los sistemas fotovoltaicos.

Microsoft Excel: Para el análisis financiero se utilizó Microsoft Excel ya que, al ser una hoja de cálculo, este *software* permite trabajar con todas las fórmulas y datos numéricos que componen un análisis financiero, asimismo como la habilidad de graficar la relación que existe entre el LCOE y el GCR.

Población y muestra

Esta investigación está centrada en las 18 cabeceras departamentales de Honduras, tal como se muestra en la figura 2.

Figura 2. Mapa de cabeceras departamentales de Honduras



Fuente: Elaboración propia

VARIABLES DE INVESTIGACIÓN

Variable dependiente: Dentro de la identificación de las variables de investigación, como variable dependiente se eligió el Costo Nivelado de Electricidad, mejor conocido en inglés como el *Levelized Cost of Electricity* (LCOE), que representa una relación de los costos y la producción de energía de un proyecto a lo largo de toda su vida útil. Sirve para calcular el valor presente del costo total de construcción y operación de un proyecto de energía a lo largo de su vida útil (Hernández, 2015).

Mediante este parámetro se logrará determinar el GCR óptimo para cada cabecera además de determinar cuál de los dos escenarios que tratan el algoritmo de retroceso es el más viable. Su fórmula es la siguiente:

Ecuación 1. Fórmula simple del costo nivelado de electricidad

$$LCOE = \sum_{i=1}^{25} \frac{CC_i [\$] + O\&M_i [\$] + Fuel Cost_i [\$]}{Energía_i [kWh]}$$

Fuente: Ragheb, 2017

CC = Costo capital [\\$]

O&M = Costos de operación y mantenimiento [\\$]

Fuel Cost = Costo de combustible [\\$] – No aplica para proyectos fotovoltaicos

Energía = Energía generada [kWh]

Vida Útil = 25 [años]

Variables independientes: Dentro de las variables independientes están las especificaciones del sistema fotovoltaico, parámetros financieros como el tipo de financiamiento y los costos de operación y mantenimiento y, por último, los parámetros del meteorológicos como la temperatura y la irradiación solar a los cuales estará expuesto el sistema.

Especificaciones de los sistemas fotovoltaicos

Dentro de las especificaciones se establece que el tipo de sistema a analizar en esta investigación es el de seguimiento solar de un eje horizontal. Los límites de inclinación para estos sistemas fueron seleccionados a partir de las hojas técnicas de los fabricantes, en el caso del seguidor de eje horizontal los límites de inclinación son desde -60° hasta 60°. El azimut seleccionado es completamente hacia el sur (180° o 0°), esto es en el hemisferio norte, ya que de esta manera se puede obtener un mayor aprovechamiento del recurso solar.

Para los componentes del sistema se cuenta con el uso de 88,236 módulos solares monofaciales de tipo monocristalino, marca Canadian Solar, modelo CS6U-340M de 340 W. También se utilizaron 243 inversores marca Fronius International, modelo 100-3P de 100kW. Estos componentes fueron seleccionados a partir de

una matriz de decisión que evalúa tres opciones del mercado disponibles para identificar cuál es la más conveniente a partir de un total ponderado con pesos asignados en valores de 1 a 10 en aspectos de precio eficiencia. En cuanto a la cantidad de componentes, se calculó el número de módulos fotovoltaicos en base a la potencia con la que se desea trabajar y la potencia del módulo seleccionado. Por otro lado, el número de inversores de corriente fue calculado en base al promedio del ratio de potencias DC/AC en Honduras que es de 1.23. Otro aspecto muy importante es el rango de variación de GCR. Las variaciones del factor cobertura de suelo se hicieron en múltiplos de 10, empezando de 10% hasta llegar a 100%. Una vez determinado el rango para encontrar el GCR óptimo, se procedió a analizar ese rango para determinar el porcentaje exacto que resulte en un LCOE aún más bajo y que se interprete como el GCR óptimo del sistema en la localidad para luego utilizar ese dato y evaluar los escenarios con y sin la implementación del algoritmo de retroceso.

Para realizar una comparación más equitativa, las capacidades DC y AC son las mismas para todas las simulaciones, siendo estas las siguientes: 30 MWp (valor representativo del promedio de potencia fotovoltaica instalada sobre terreno en Honduras) y 24.3 MWac, obteniendo un ratio DC/AC igual a 1.235. A continuación, se presenta un resumen de los componentes en la tabla 1.

Tabla 1. Especificaciones técnicas del sistema fotovoltaico

Tipo de sistema FV	Capacidad nominal DC	Capacidad nominal AC	Ratio DC/AC	GCR	Azimut	Límites de inclinación
Seguidor solar de eje horizontal	30 MWp	24.3 MWac	1.235	Variaciones de 10% a 100% en múltiplos de 10.	0° (Sur)	Desde -60° hasta 60°

Fuente: Elaboración propia

Una vez establecidas las especificaciones del sistema fotovoltaico a analizar, se procede a realizar las simulaciones en el *software* PVsyst. Dentro del programa se procede a experimentar con las distancias entre los arreglos de módulos solares para obtener como resultado el GCR aplicable dentro del rango de estudio (10% a 100% en múltiplos de 10) y la energía generada para cada cabecera departamental. Luego de haber realizado las simulaciones y obtenido la generación de energía en base a la variación de GCRs, se procede a desarrollar un análisis tecno-económico, tomando en cuenta la vida útil del proyecto, el factor de degradación de los módulos solares y la tasa de inflación respectiva. Se desarrollaron dos tipos de análisis, el primero consta del

proceso de identificación del GCR óptimo basado en los resultados de LCOE, el segundo es el análisis comparativo de los escenarios con y sin la implementación de algoritmo de retroceso en los seguidores solares del sistema. Para ambos análisis se realizaron escenarios con y sin financiamiento. En ambos escenarios se considera la inversión inicial y costos de Operación y Mantenimiento (O&M). Para el escenario con financiamiento el capital procede en un 70% mediante un préstamo y el 30% restante de la contribución del inversionista, mientras que para el caso sin financiamiento la inversión procede 100% del inversionista. Se pueden apreciar los parámetros de entrada que se utilizaron para desarrollar el análisis tecno-económico en la tabla 2.

Tabla 2. Parámetros de entrada para análisis tecno-económico

Capacidad instalada [kWp]	30,000
Costo módulos solares [\$/W]	0.32
Costo inversores [\$/W]	0.09
Costo estructura [\$/W]	0.20
Costo BOS [\$/W]	0.11
Costo terreno [\$/m ²]	Según cabecera
Área abarcada por módulos solares [m ²]	171,559
Área del proyecto [m ²]	Según GCR
Costo O&M seguidor de un eje horizontal [\$/kWp] anual	14
Tasa de inflación anual [%]	1.50%
Factor de degradación anual de módulos solares [%]	0.25%
Inversión fondos propios [%]	70%
Deuda [%]	30%
Tasa de intereses [%]	10%
Plazo de préstamo [años]	10
Vida útil del proyecto [años]	25

Fuente: Elaboración propia basado en (Andino, 2020)

RESULTADOS Y ANÁLISIS

Rangos convenientes de Factor de Cobertura de Suelo (GCR)

Luego de haber realizado las simulaciones en PVsyst, se procedió a hacer un análisis tecno-económico para determinar los rangos más convenientes de GCR para cada cabecera departamental del país. Estos rangos convenientes son producto del LCOE más bajo obtenido en el análisis. Cabe mencionar que el costo capital total en el LCOE se ve afectado en gran

parte por el costo del terreno [$\$/m^2$] ya que al disminuir el GCR el área del terreno aumenta, por ende, si el área aumenta y el costo del terreno es alto, el costo total del terreno será elevado dando como resultado un LCOE alto ya que la generación de energía compensa hasta cierto punto el alto costo total del terreno. Esto hace que las cabeceras que tengan altos costo de terreno [$\$/m^2$] obtengan un rango conveniente de GCR más cercano al 100%. Este fenómeno puede ser comprobado mediante la comparación de los rangos convenientes de GCR, precio del terreno y LCOE para cada cabecera respectivamente mostrados en la tabla 3.

Tabla 3. Rangos de GCR convenientes y LCOE para cada cabecera departamental de Honduras

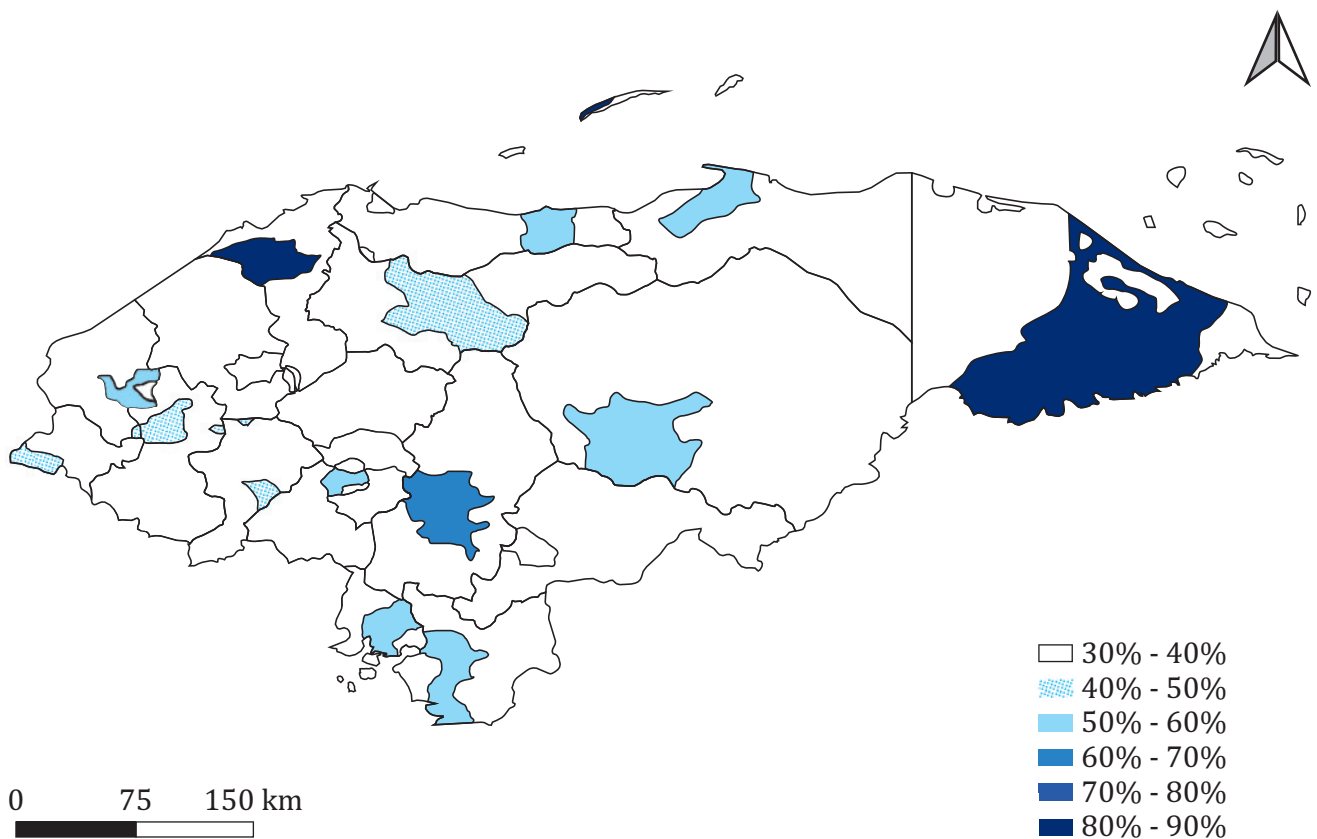
Cabecera	Rango de GCR conveniente	Precio de terreno [$\$/m^2$]	Rango de LCOE [$\$/kWh$]
Choluteca	60% - 70%	38.42	0.0573 - 0.0581
Comayagua	40% - 50%	11.23	0.0548 - 0.0554
Gracias	40% - 50%	14.37	0.0508 - 0.0513
Juticalpa	50% - 60%	36.16	0.0606 - 0.0610
La Ceiba	60% - 70%	46.89	0.0620 - 0.0625
La Esperanza	40% - 50%	21.44	0.0538 - 0.0540
La Paz	60% - 70%	35.1	0.0622 - 0.0627
Nacaome	40% - 50%	27.25	0.0544 - 0.0539
N. Ocotepeque	50% - 60%	28.47	0.0506 - 0.0510
Puerto Lempira	80% - 90%	125.37	0.0888 - 0.0900
Roatán	70% - 80%	87.68	0.0648 - 0.0653
San Pedro Sula	80% - 90%	148.81	0.0845 - 0.0854
Santa Bárbara	30% - 40%	8.76	0.0518 - 0.0520
Santa Rosa	50% - 60%	33.01	0.0569 - 0.0571
Tegucigalpa	60% - 70%	60.54	0.0662 - 0.0665
Trujillo	60% - 70%	46.43	0.0614 - 0.0619
Yoro	40% - 50%	23.82	0.0585 - 0.0583
Yuscarán	30% - 40%	7.29	0.0474 - 0.0476

Fuente: Elaboración propia

Los precios mostrados en la columna de *Precio de Terreno* [$\$/m^2$] fueron obtenidos mediante el cálculo del promedio de precios de terreno en cada cabecera respectivamente. Los datos obtenidos para calcular el promedio fueron obtenidos de las siguientes fuentes: Quiero

Casa, 2021; Casas24, 2021; AG, 2021; Inmobiliaria.com, 2020; InmoMundo, 2021; Diezmil S.C, 2020; Cooperativa Ceibeña, 2020; FazWaz Group Sites, 2021; Ultra Grupo, 2021; InfoAnuncios, 2021; Bienes Raíces Zavala: Diseño y Desarrollo, 2017.

Figura 3. Rangos de GCR convenientes en el territorio hondureño

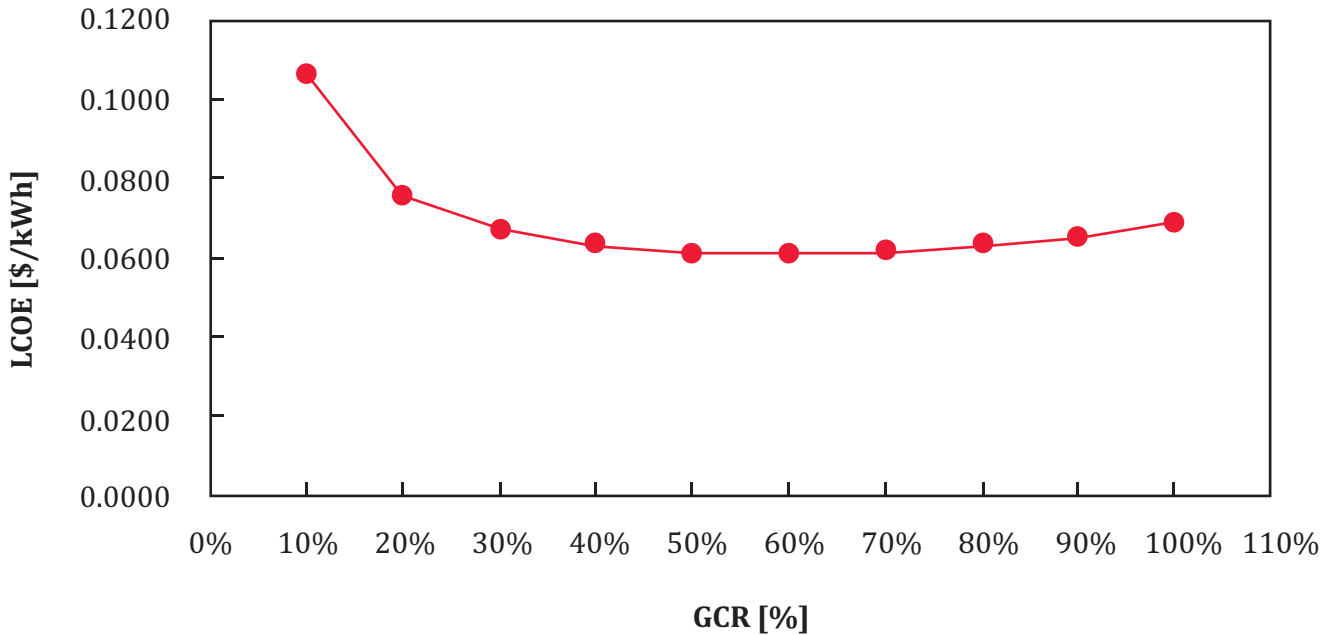


Fuente: Elaboración propia

Relación del Costo Nivelado de Electricidad en función del Factor de Cobertura de Suelo en Honduras

Para representar la relación que existe entre el LCOE y el GCR tomando en cuenta las condiciones de cada cabecera departamental en Honduras, se calculó el promedio de cada uno de los LCOEs obtenidos para los rangos de GCR en múltiplos de 10. La relación de estas dos variables está descrita en la figura 4.

Figura 4. Promedio de relación del LCOE en función del GCR a nivel de cabeceras departamentales en Honduras



Fuente: Elaboración propia

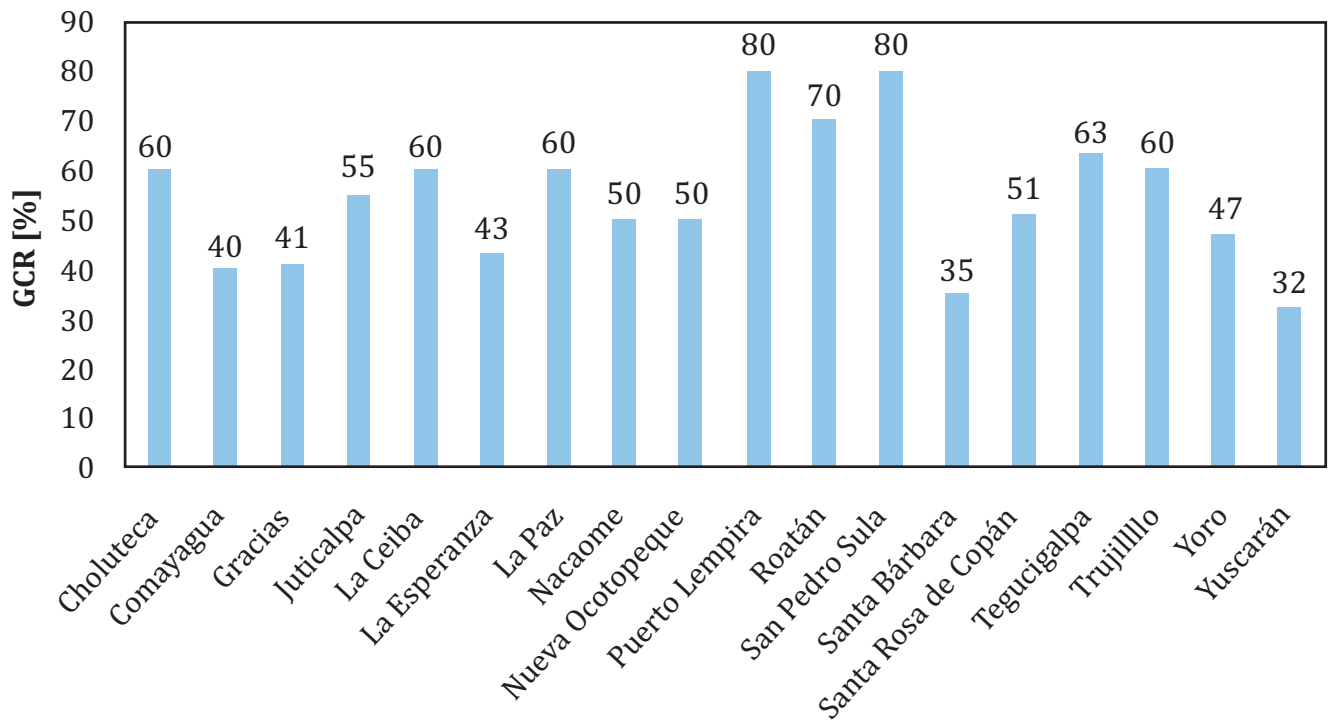
En base a los datos obtenidos en la figura 4, se puede apreciar que a menor valor de GCR determinado para un proyecto (valores < 40%), el LCOE será elevado, esto es debido al incremento en el costo total de terreno por el incremento en el área dando como resultado un mayor costo de capital total y dependiendo de la generación de energía, el LCOE podría disminuir. En el caso de los valores de GCR medios (entre 40% y 60%), el LCOE disminuye debido a la disminución del costo capital total en el aspecto del costo total del terreno. Dentro de la generación de energía para estos valores ya se comienza a contar con cantidades considerables de pérdidas por sombra que se generan en los módulos debido a la distancia que existe entre los arreglos solares dando como resultado una generación de energía promedio. En este punto de la figura es donde los valores se estabilizan debido a un balance entre el costo capital total y

la energía generada. Para los valores de GCR altos (valores > 60%) el LCOE comienza a aumentar debido a la baja generación de energía. Esta baja en la generación de energía es debido a la poca distancia que existe entre los arreglos solares y la cantidad de sombra que estos se generan entre sí. A pesar de tener un costo total de terreno más bajo, la energía generada no compensa para el bajo costo de capital total, dando como resultado un aumento en el LCOE.

Factor de cobertura de suelo óptimo

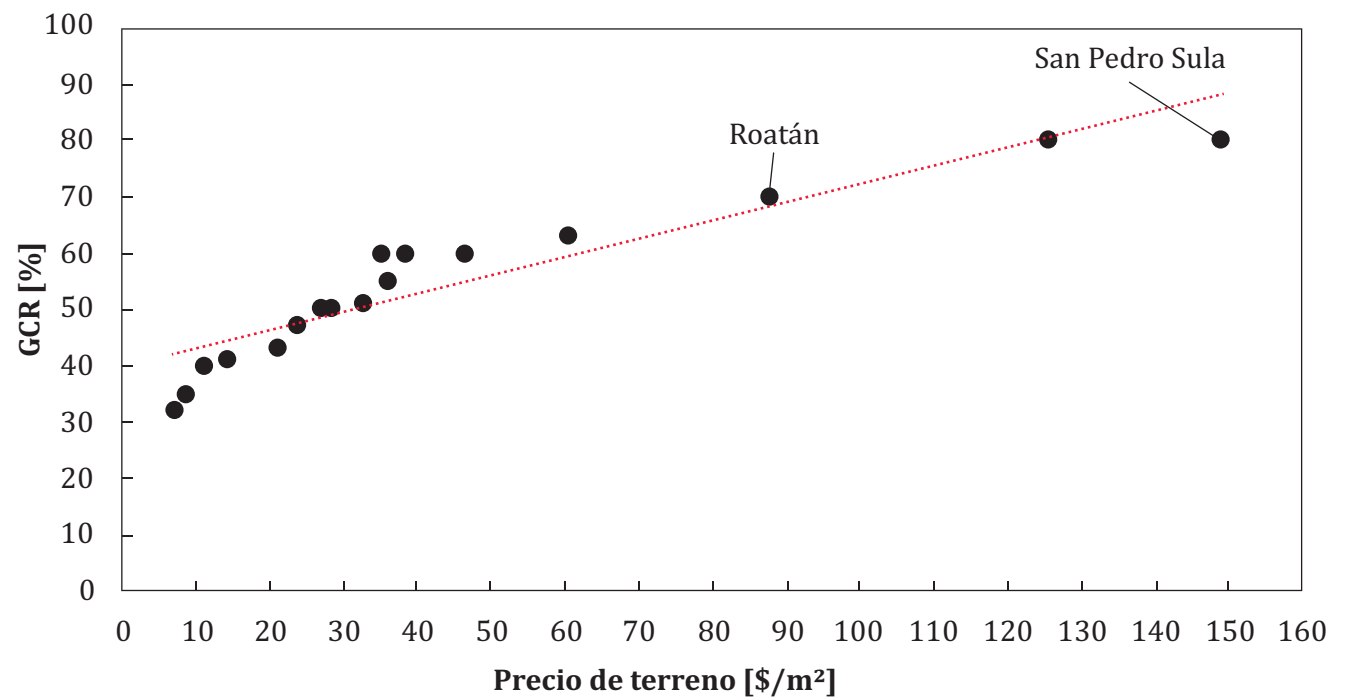
Una vez obtenidos los rangos convenientes de GCR para cada cabecera, se procedió a calcular el LCOE de cada uno de los porcentajes dentro del rango conveniente con el objetivo de obtener el porcentaje GCR con el LCOE más bajo. Los resultados de dicho procedimiento se muestran en la figura 5.

Figura 5. Porcentaje de GCR óptimo para cada cabecera departamental de Honduras



Fuente: Elaboración propia

Figura 6. GCR óptimo en función del precio del terreno (cada punto representa el precio del terreno de las diferentes cabeceras de Honduras)



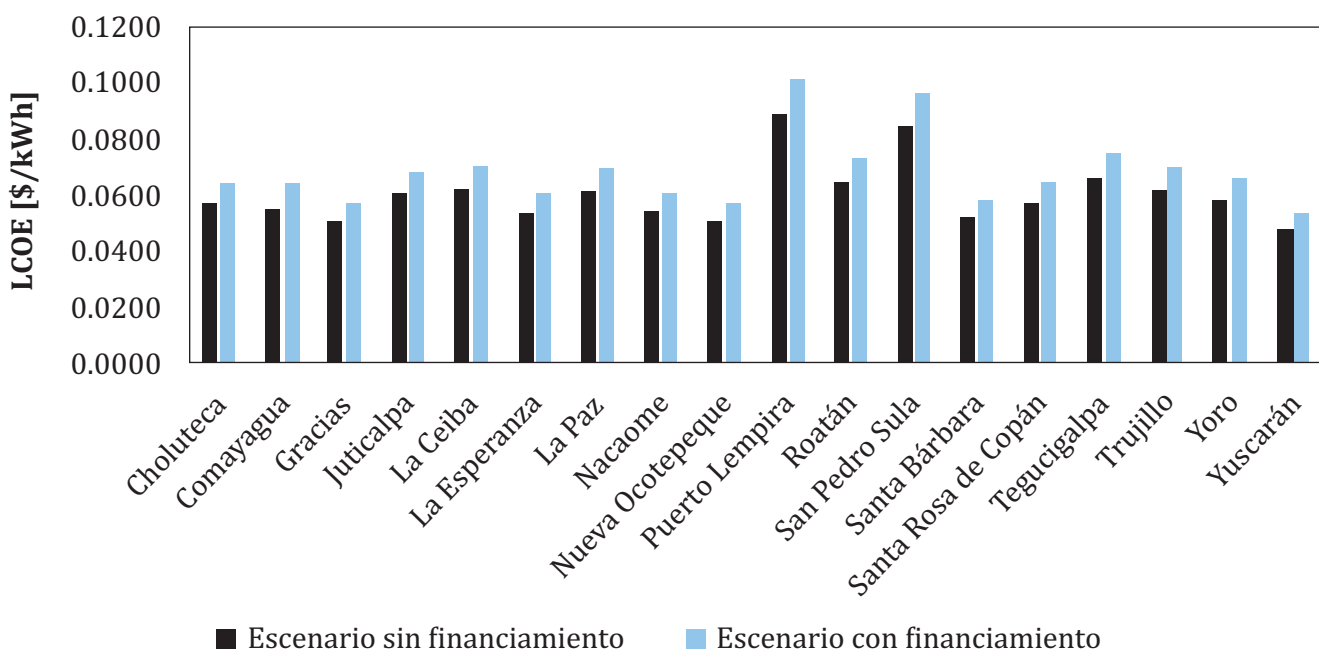
Fuente: Elaboración propia

En la figura 6 se muestra cual es el GCR óptimo en función del precio del terreno en las diferentes cabeceras de Honduras. Por ejemplo, en el caso de Roatán que el precio del terreno ronda los 87.68 \$/m², el GCR óptimo corresponde a un 70%. En el caso de San Pedro Sula, con un precio de terreno que ronda los 148.81 \$/m², obtenemos como resultado un GCR óptimo del 80%. Esto es debido a que el GCR óptimo es producto del LCOE más bajo calculado utilizando los precios de terreno de cada cabecera departamental, por lo que; tomando en cuenta lo establecido en el análisis de la tabla 3, se concluye que, a mayor precio de terreno, el resultado de GCR óptimo estará más cercano al 100%

Comportamiento del LCOE en escenarios con y sin financiamiento respecto al GCR óptimo

En esta sección se muestran las variaciones del costo nivelado de electricidad utilizando como referencia el GCR óptimo para cada cabecera departamental de Honduras, mostrado anteriormente en la figura 5. La figura 7 muestra las variaciones del LCOE para los dos escenarios financieros analizados: con financiamiento y sin financiamiento.

Figura 7. Variación del LCOE en escenarios con y sin financiamiento utilizando el GCR óptimo en las cabeceras departamentales de Honduras



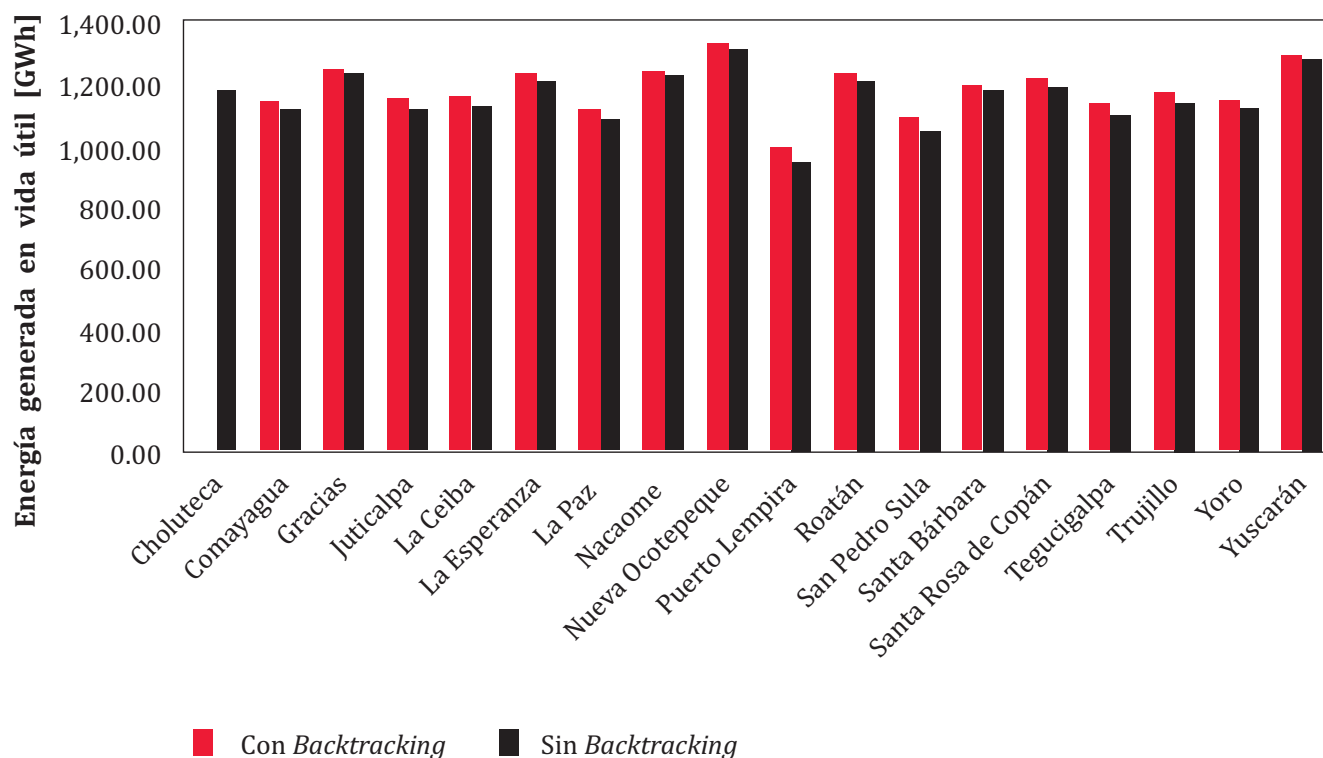
Fuente: Elaboración propia

Viabilidad de la implementación del algoritmo de retroceso

Para determinar la viabilidad de la implementación del algoritmo de retroceso en los seguidores solares, se utilizó el GCR óptimo para tener la mejor representación posible de los efectos del *backtracking* en sistemas foto-

voltaicos sobre terreno en cada cabecera departamental de Honduras. Para comenzar, la diferencia que existe en la generación de energía a lo largo de la vida útil de un proyecto FV que utiliza seguidores solares de un eje para escenarios con y sin el algoritmo de retroceso implementado en cada cabecera del país se muestra en la figura 8.

Figura 8. Energía generada durante la vida útil del proyecto en escenarios con y sin algoritmo de retroceso implementado

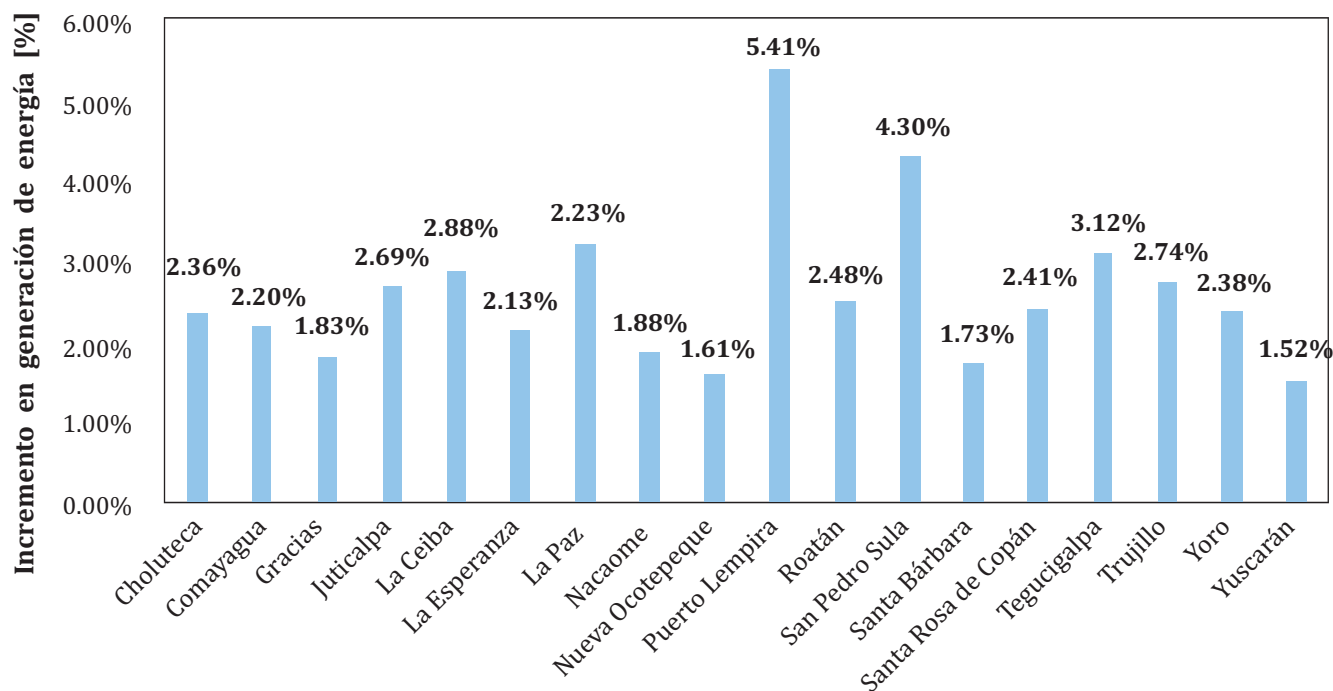


Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar en la figura 8, el escenario con el algoritmo de retroceso implementado genera más que el escenario que no lo utiliza. El porcentaje de diferencia en la generación de energía que se obtuvo por cada cabecera indica que Honduras puede incrementar su generación de energía en un promedio de 1.88% por año gracias a la implementación del algoritmo de retroceso en proyectos FV a nivel de cabeceras departamentales. Los datos que dan como resultado el promedio de mejora en la generación de energía en Honduras con el *backtracking* implementado se encuentran detallados para cada cabecera en la figura 9.

El algoritmo de retroceso, (*backtracking*), es un sistema anti-sombras para proyectos fotovoltaicos que utilizan seguidores solares.

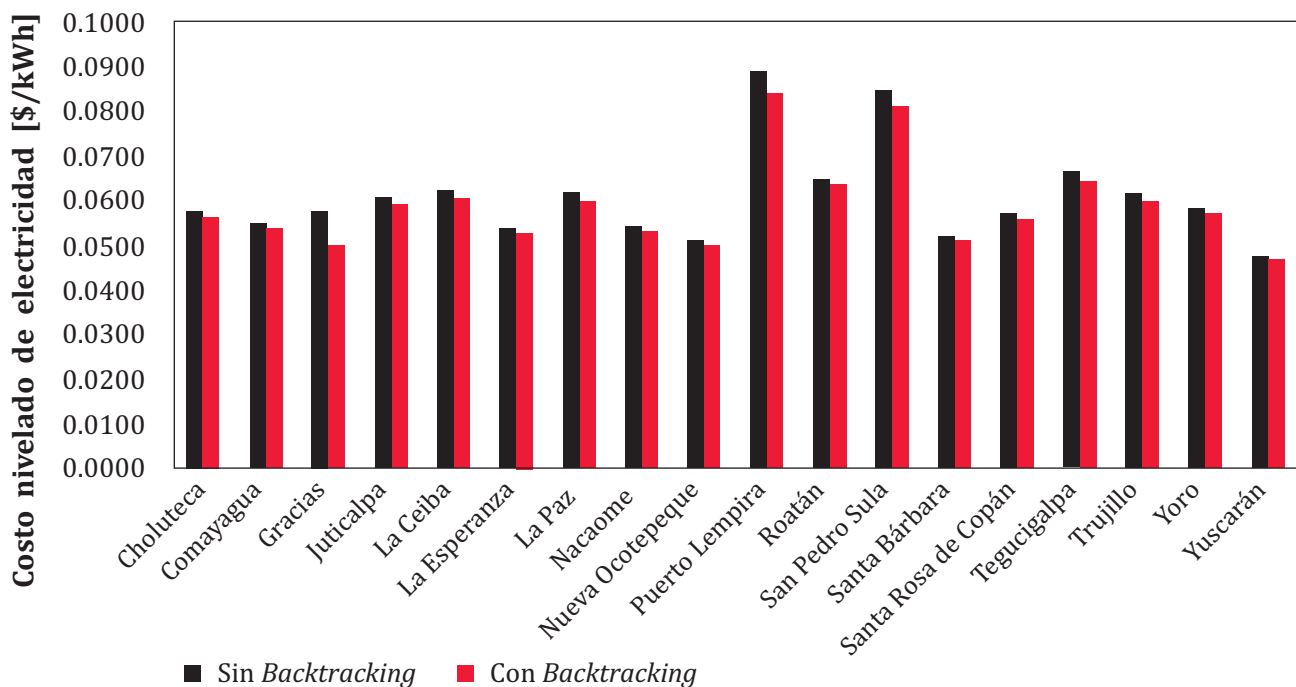
Figura 9. Porcentaje de mejora de energía con algoritmo de retroceso implementado en cada cabecera departamental de Honduras



Fuente: Elaboración propia

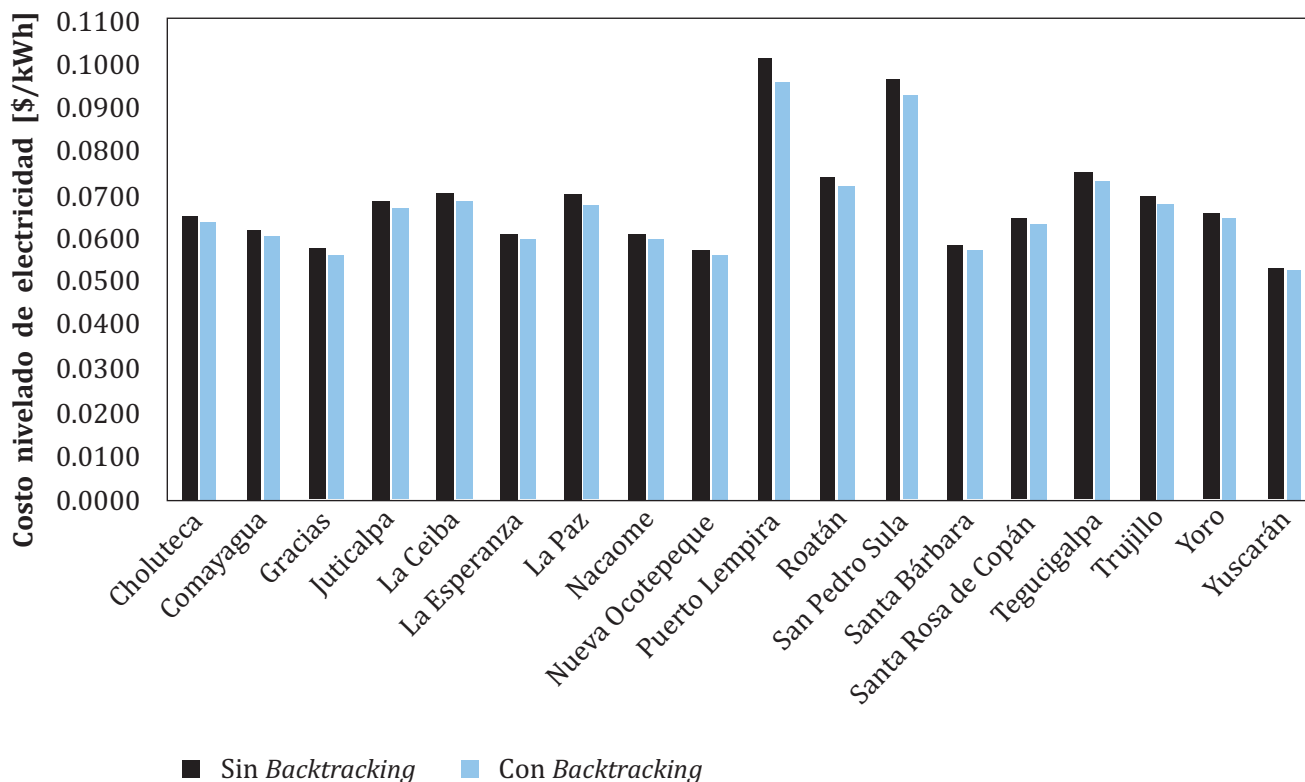
Costo nivelado de electricidad ante la implementación del algoritmo de retroceso

Figura 10. Variación del LCOE sin financiamiento para escenarios con y sin algoritmo de retroceso implementado en las cabeceras departamentales de Honduras



Fuente: Elaboración propia

Figura 11. Variación del LCOE con financiamiento para escenarios con y sin algoritmo de retroceso implementado en las cabeceras departamentales de Honduras



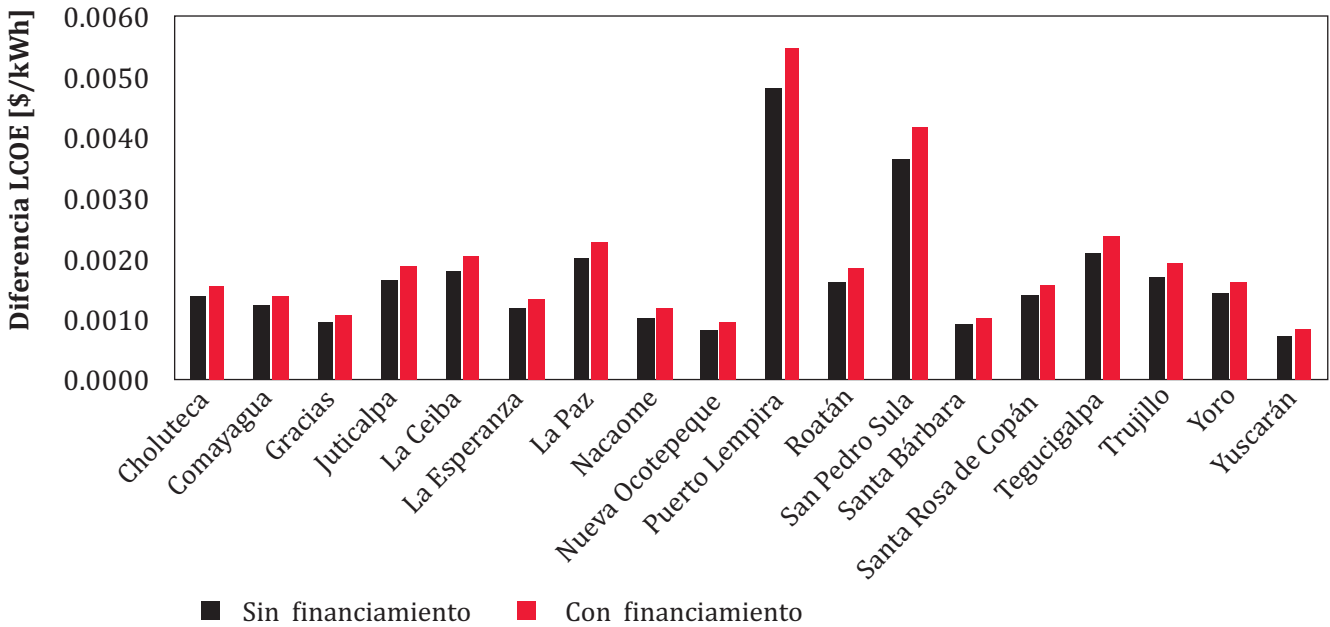
Fuente: Elaboración propia

En las figuras que se muestran a continuación se conocen los rangos en los que se encuentran las diferencias entre las barras de las figuras 10 y 11, así como su respectivo porcentaje de diferencia en escenarios con y sin *backtracking* para los escenarios con y sin financiamiento. En la figura 12, la barra negra (escenario sin financiamiento) demuestra la diferencia entre las barras de la figura 10 y la barra con tramas (o patrón) demuestra las diferencias de la figura 11 (escenario con financiamiento) y luego más adelante se aprecia el porcentaje de diferencia para los escenarios con y sin *backtracking* en la figura 13.

Honduras puede incrementar su generación de energía en un promedio de 1.88% por año gracias a la implementación del algoritmo de retroceso en proyectos FV a nivel de cabeceras departamentales.

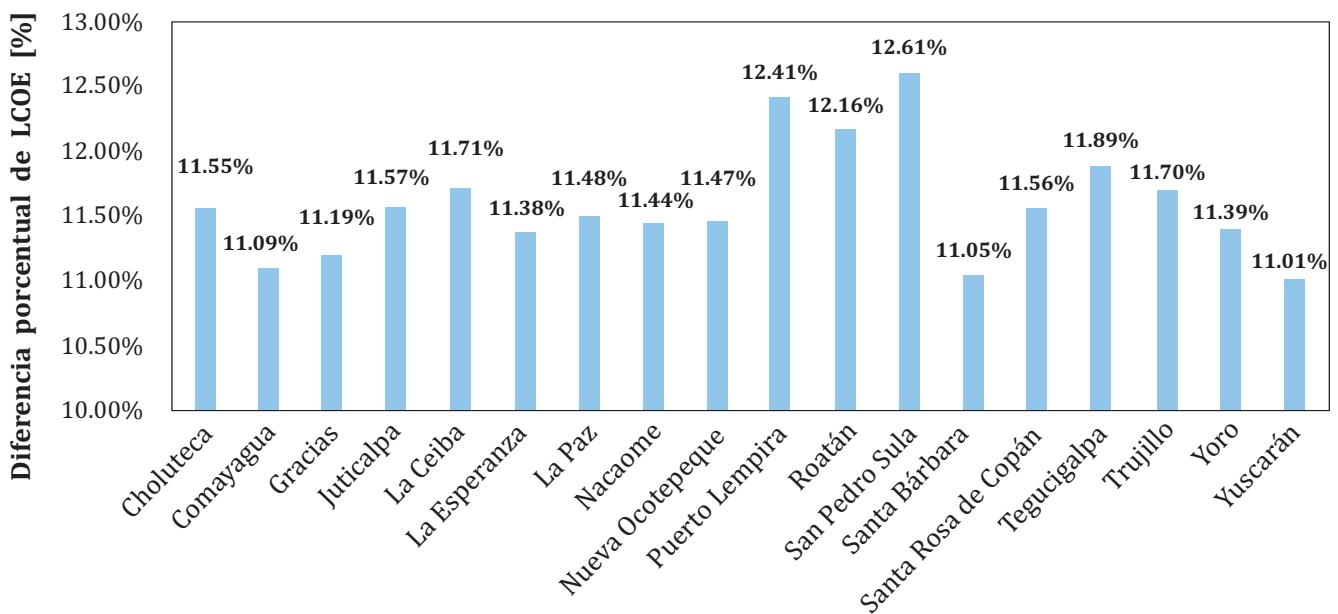
Diferencias del costo nivelado de electricidad ante la implementación del algoritmo de retroceso

Figura 12. Rangos de diferencias de LCOE en escenarios con y sin algoritmo de retroceso para escenarios con y sin financiamiento en las cabeceras departamentales de Honduras



Fuente: Elaboración propia

Figura 13. Porcentaje de diferencia de LCOE para escenarios con y sin algoritmo de retroceso en escenarios con y sin financiamiento en las cabeceras departamentales de Honduras



Fuente: Elaboración propia

CONCLUSIONES

Este trabajo de investigación logró optimizar el costo nivelado de electricidad en función del factor de cobertura de suelo dando como resultado rangos convenientes y valores óptimos GCR para cada una de las cabeceras departamentales de Honduras al igual que la determinación de la viabilidad en la implementación del algoritmo de retroceso en sistemas fotovoltaicos que utilizan seguidores solares de un eje horizontal para una instalación de 30 MWp sobre terreno en el país. En base a lo establecido anteriormente, esta investigación concluye lo siguiente:

1. Los parámetros de entrada establecidos para llevar a cabo la determinación de la viabilidad del algoritmo de retroceso son de carácter representativo al promedio de la cantidad de potencia fotovoltaica instalada en Honduras y, además, forman parte de las recomendaciones otorgadas por el *software* PVsyst en el apartado de número de inversores y número de módulos solares para evitar un sobredimensionamiento o posibles daños al sistema y así lograr el ratio DC/AC deseado que para este caso fue de 1.235, logrando así una configuración acorde a las especificaciones técnicas de cada componente para cada una de las cabeceras.

2. El porcentaje de GCR óptimo encontrado para las 18 cabeceras variaría respecto al LCOE calculado más bajo ya que este se ve afectado directamente por los costos de terreno en cada cabecera. Entre mayor sea el costo del terreno, el rango de GCR óptimo estará más cercano al 100%.

3. Se concluye que a menor valor de GCR determinado para un proyecto, el valor de LCOE será alto debido a los cambios en las variables de costo capital total y generación de energía para los cuales la generación de energía además de ser alta para valores menores al 40% de GCR, esto no compensa el incremento en el costo capital total del proyecto. Luego de que el LCOE se estabiliza en los valores medios de GCR, este vuelve a incrementar en los valores

cercanos a 100% debido a una baja generación de energía producto de la cantidad de pérdidas generadas por sombras entre los módulos debido a la poca distancia que estos tienen entre sí. Este argumento está basado en los datos de la figura 4.

4. El escenario que utiliza el algoritmo de retroceso tiene una mejora de un 1.88% con respecto a la generación total de energía eléctrica anual a nivel de cabeceras en el país. No existe razón para no implementar el algoritmo de retroceso ya que este beneficia a dos de los aspectos más importantes de un sistema solar fotovoltaico que son: la generación de energía eléctrica y las pérdidas por sombras sin costo adicional por instalación o mantenimiento. La conclusión se basa en los datos presentados en la figura 9.

Las limitaciones de esta investigación involucran la reducción del área de estudio (18 cabeceras en vez de 298 municipios), ausencia de componentes y parámetros técnicos que otorgarían un valor agregado a la investigación si se llegarán a analizar con las especificaciones establecidas en la investigación. Entre estos parámetros y componentes técnicos están: el uso de módulos bifaciales, estructura de proyecto fija y factores de degradación correspondientes al modelo de módulo solar en uso. Esta investigación utilizó un factor de degradación de módulo solar de 0.25% en vez del 0.45% correspondiente a los módulos Canadian Solar C6SU-340M, por lo que se recomienda utilizar el factor de degradación correspondiente al módulo elegido para el desarrollo de futuras investigaciones. El porcentaje de diferencia que existe entre los costos nivelados para los factores de degradación de 0.25% y 0.45% es de 2.34% para los 25 años de vida útil del proyecto. Cabe mencionar que esta investigación también cuenta con la ausencia de parámetros financieros como valores de costos específicos de capital recientes (o actualizados), precios de terreno obtenidos de la fuente encargada de manejarlos y el precio de venta de energía eléctrica. ■

REFERENCIAS

- AG. (2021). *Encuentra24.com*. <https://www.encuentra24.com/honduras-es/bienes-raices-venta-de-propiedades-lotes-y-terrenos>
- Andino, H. (2020). *Comparación tecno-económica entre sistemas fotovoltaicos con seguidores solares y estructura fija en el Valle de Sula, Honduras*. San Pedro Sula: Universidad Tecnológica de Honduras.
- Bienes Raíces Zavala: Diseño y desarrollo. (2017). *Bienes Raíces Zavala*. <http://www.bienesraiceszavala.hn/es>
- Casas24. (2021). *Casas24.com*. <https://www.casas24.com/honduras-es/propiedades-comerciales-terrenos-y-fincas>
- CEPAL, SICA. (2007). *Estrategia de energía sustentable 2020*. http://www.ceaconline.org/pdf/Doc_Relevantes/EstrategiaCentroamericana2020.pdf
- Cooperativa Ceibeña. (2020). *Cooperativa de Ahorro y Crédito Ceibeña*. <https://cooperativaceibena.hn/>
- Diezmil S.C. (2020). *Clasificados Honduras*. <https://hn.clasificados.st/>
- Doubleday, Kate et al. (2016). *Recovery of inter-row shading losses using differential power-processing submodule DC-DC converters*. Colorado: Universidad de Colorado, Boulder.
- FazWaz Group Sites. (2021). *FazWaz*. <https://www.fazwaz.com.hn/>
- Flores, W. (2016). *El sector energético de Honduras: Diagnóstico y política energética*. Tegucigalpa, Honduras. https://www.academia.edu/32539478/El_sector_energ%C3%A9tico_de_Honduras_Diagn%C3%B3stico_y_pol%C3%ADtica_energ%C3%A9tica
- Hernández, N. (2015). *Monografias.com*. <https://www.monografias.com/trabajos105/que-es-costo-nivelado-electrico-lcoe/que-es-costo-nivelado-electrico-lcoe.shtml>
- InfoAnuncios. (2021). *InfoAnuncios.com*. <https://hn.infoanuncios.com/>
- Inmobiliaria.com. (2020). *Inmobiliaria: El portal de inmobiliaria profesional*. <https://honduras.inmobiliaria.com/>
- InmoMundo. (2021). *InmoHonduras*. <http://www.inmohonduras.com/>
- Quiero Casa. (2021). *Quiero Casa HN*. <https://www.quierocasa.hn/>
- Ragheb, M. (2017). *sciencedirect*. <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/levelized-cost-of-electricity>
- Reyes, F. (2018). *Pronóstico de demanda de energía fotovoltaica en San Pedro Sula*. San Pedro Sula.
- Sistemas Digitales de Control. SL. (2014). *Automatización Industrial*. http://www.sistemas2002.com/Renovables/Sistemas_Seguimiento/
- Ultra Grupo. (2021). *Ultra Casas*. <https://www.ultracasas.com/>
- Williamson, J. (2015). *Solar power world*. <https://www.solarpowerworldonline.com/2015/07/how-does-solar-backtracking-make-projects-more-productive/>

PREMIO INTERNACIONAL GLOBAL ENERGY

Período de postulación:
1 de diciembre 2021 al 31 de marzo de 2022

La Asociación Global de Energía para el Desarrollo de Investigaciones y Proyectos Energéticos Internacionales (Global Energy) es una organización no gubernamental, creada para fomentar el diálogo en el sector energía mediante la creación de una plataforma de discusión entre países, empresas y centros de investigación.

Su objetivo es estimular el desarrollo de la energía en términos científicos, así como subrayar la importancia de la cooperación internacional, la inversión estatal y privada en los sectores del suministro de energía, ahorro energético y seguridad energética del planeta.

La Asociación Energía Global otorga anualmente el premio internacional Global Energy, el cual es entregado en efectivo, cuyo monto podría cubrir para la implementación de un proyecto

<https://globalenergyprize.org/en/>

El premio se concede a investigaciones científicas y desarrollos científico-técnicos destacados en el campo de la energía, que promuevan una mayor eficiencia y seguridad ambiental de las fuentes de energía en interés de toda la humanidad.

El premio es otorgado en tres categorías:

1. Energía convencional
2. Energías alternativas
3. Nuevas formas de uso de la energía

El Premio ha sido otorgado a 42 científicos provenientes de 15 países.

Una de las metas de la Asociación es potenciar el estatus internacional del premio y aumentar su perfil en América Latina y el Caribe. Consideramos que esta región posee importantes capacidades y ejemplos exitosos en esta materia, por lo que aspiramos a una mayor cantidad de nominaciones de candidatos latinoamericanos.

Próximo período de postulación: del 1 de diciembre 2021 al 31 de marzo 2022.

No es posible la auto postulación; la nominación de los candidatos debe ser realizada por personas o instituciones a través de la plataforma on line de la Asociación.

Mayor información contactarse con Gabriela Casulo gcasulo@ge-prize.org

CHINA'S FOOTPRINT IN BRAZIL'S ELECTRICITY SECTOR: EVOLUTION AND FEATURES

*LA HUELLA DE CHINA EN EL SECTOR ELÉCTRICO DE BRASIL:
EVOLUCIÓN Y CARACTERÍSTICAS*

Pedro Henrique Batista Barbosa ¹

Received: 15/03/2021 and Accepted: 03/06/2021
ENERLAC. Volumen V. Number 2. December, 2021 (92 - 115)
ISSN: 2602-8042 (printed) / 2631-2522 (digital)



Foto de Nguyen Khiem de Unsplash.

1 Renmin University of China.
pedrohenriquebbarbosa@gmail.com
<https://orcid.org/0000-0002-3424-3153>



ABSTRACT

This article aims at analyzing China's penetration in Brazil's electric sector in each of its three segments and different sources of energy. It offers the first estimates of Chinese-controlled power generation installed capacity, kilometers of transmission lines, and number of consumers in Brazil, and their evolution over time based on Brazilian official data. In ten years, Chinese electric power companies have become the main foreign investors, and Brazil concentrates the biggest part of these corporations' overseas power generation capacity. Chinese firms' investment pattern there is different from other countries, where they focus on non-renewables. Instead, in Brazil they have invested where the country has a natural advantage or an abundance of resources, such as hydroelectric generation.

Keywords: Foreign Direct Investment, Electric Power Sector, Transmission, Distribution, Brazil, China.

RESUMEN

El objetivo de este artículo es analizar la penetración de China en el sector eléctrico del Brasil en cada uno de sus tres segmentos y en sus diferentes fuentes de energía. Ofrece las primeras estimaciones de la capacidad instalada de generación de energía controlada por China, kilómetros de líneas de transmisión, número de consumidores en el país y su evolución en el tiempo basado en datos oficiales brasileños. En diez años, las compañías eléctricas chinas se han convertido en los principales inversionistas extranjeros y Brasil concentra la mayor parte de la capacidad de generación de energía en el extranjero de estas corporaciones. El patrón de inversión de las empresas chinas en Brasil es diferente que en otros países, donde se centran en energías no renovables. En cambio, en Brasil han invertido donde el país tiene una ventaja natural o abundancia de recursos, como la generación hidroeléctrica.

Palabras clave: *Inversión Extranjera Directa, Sector Eléctrico, Transmisión, Distribución, Brasil, China.*

Brazil's electricity sector has been undergoing a continuous internationalization process over the last two decades, with foreign players speeding up investments in the country.

INTRODUCTION

Brazil's electricity sector has been undergoing a continuous internationalization process over the last two decades, with foreign players speeding up investments in the country. Since 2010, this phenomenon has gained vigor with the arrival of a new player: China. After ten years, by a combination of mergers and acquisitions (M&A) and greenfield foreign direct investments (GFDI), Chinese presence in the Brazilian electricity sector has expanded considerably. As of 2019, Chinese electric power companies became the leading foreign players in the country, owning roughly 10% of Brazil's generation segment, 12% of transmission, and 12% of distribution. Besides, they ranked the second, third, and fourth places in terms of nationalities' percentage of these sectors respectively.

Reasons for Chinese interest in Brazil abound: Brazil's still vast power generation potential (BloombergNEF, 2020), relative saturation of the Chinese domestic market for big-scale infrastructure projects, business opportunities brought by the country's economic crisis and corruption scandals since 2014, currency depreciation, legal changes that triggered disruptions in the electricity sector (Becard, Lessa, and Silveira, 2020), and governmental incentives, such as a stable regulatory frame in the energy sector (Rosito, 2020) are among the main motives.

Not only China became relevant to Brazil's electricity sector, but the South American country had an important role in Chinese companies' global push. Over the last two decades and particularly after the 2008 worldwide financial crisis, Chinese electricity companies went on an international spree that reached nearly every continent (Ma, Gallagher, and Guo, 2019; Cabré, Gallagher, and Li, 2018). Since 2010, Brazil was one of the main destinations of Chinese electric power firms (Gopal, et al., 2018; Li, Gallagher, and Mauzerall, 2018). After ten years,

it concentrates the biggest part of these corporations' overseas power generation capacity. Some of these, such as State Grid and China Three Gorges (CTG), have the majority of their external assets in Brazil (Gallagher, Li, Chen, and Ma, 2019).

Concomitant with the increasing number of Chinese electricity investments in Brazil, an upsurge of academic publications and media reports about this phenomenon has followed suit.¹ The recent growth of studies notwithstanding, the actual extent and the evolution over time of China's penetration in the country's electric sector in each of its segments and sources of energy and the role of Brazil in these companies' overseas expansion are not yet well known.

This article aims at analyzing the extension, some reasons, and the characteristics of Chinese power companies' assets in Brazil's electricity sector and the importance of the South American country in these firms' overseas investment plans. Relying on primary sources – official data from the National Electricity Regulatory Agency (Aneel) –, it provides the first estimates of Chinese-controlled power generation ins-

1 Leite and Vanderlei (2017), Cote (2014), Cui and Zheng (2019), Hiratuka (2018), Vanderlei (2018), Barbosa, Tepassê and Biancalana (2014), and Proença and Kupfer (2018) study State Grid's activities. Hochstetler and Kostka (2015) and Cuperstein (2014) examine the wind and solar sectors. Xu (2019) analyzes the bilateral cooperation in renewables. Cavalcante (2018) focuses on solar energy. Silveira (2018) assesses the Chinese state-owned energy enterprises investments in Brazil and their strategic interest in the Amazon. Tang (2017), Da Silva (2019), Becard and Macedo (2014), Ferreira, Santos and Neves (2019), and Schutte and Debone (2017) write about Chinese investments in the electric sector as a whole. Husar and Best (2013) discuss the possibility of bilateral technology cooperation. Becard, Lessa and Silveira (2020) emphasize the political and economic impacts of Chinese investments.

talled capacity, kilometers of transmission lines, and number of consumers in Brazil, their evolution over time, and their percentage of the whole local system. It argues that Chinese companies have adopted a distinct investment pattern there, investing predominantly in renewable energy, in contrast to the dominant coal portfolio of China's overseas power electric projects. It concludes that the case of Brazil illustrates that Chinese players focus their energy investments where the host country has a natural advantage or an abundance of resources.

METHODOLOGY

This work has resorted exclusively to primary resources to research Chinese power generation, transmission, and distribution assets in Brazil: official documents and databases from the National Electricity Regulatory Agency's (Aneel) as of May 2020.

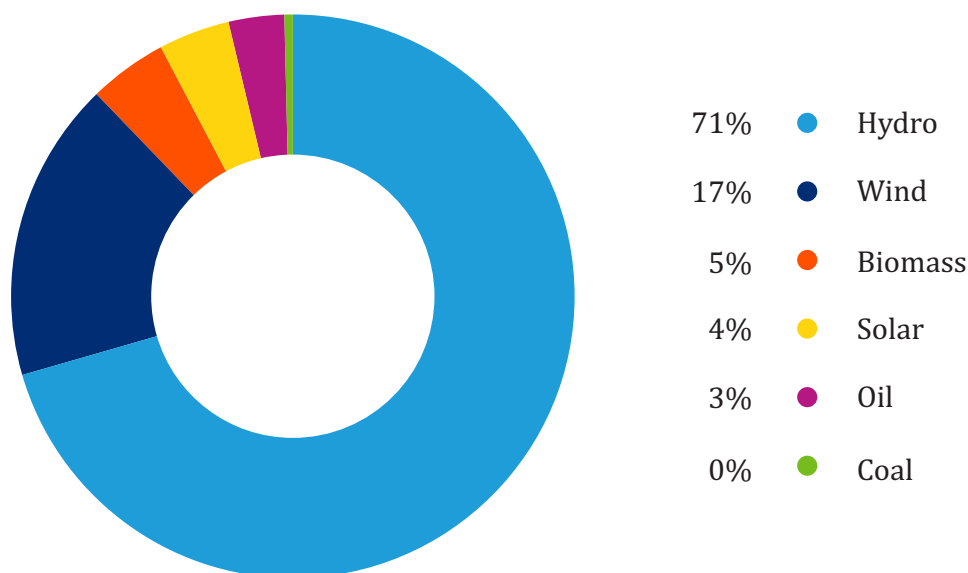
The total of MW attributed to each Chinese company in this article reflects the firm's participation in the consortium or concessionaire, whose ownership structure is provided by Aneel (Aneel, Participacao Acionaria dos Proprietarios dos Empreendimentos, 2020). The same logic is applied for Chinese corporations in the distribution segment. In the transmission part, the kilometers of lines that are attributed to Chinese actors are not calculated according to the company's share of the consortium. If the Chinese player has the controlling stake of the investment group, the total line is considered Chinese.

For the sake of identifying the nationalities behind each concessionaire, the following information was checked in Aneel's reports: investing companies in the concessionaire, their nationality/origin, ownership percentage of the plant and installed capacity. The nationality of each investing company is determined according to the address registered at Aneel.

POWER GENERATION

Over the years, Chinese electric power firms progressively expanded the percentage of Brazil's electricity installed capacity under their control. In the end of 2019, Chinese companies owned or partially owned 304 power plants, which totaled 16,736 MW.² This is close to 10% of the national system, which ended 2019 with 170 GW (ONS, 2020a).

Figure 1. Chinese companies' installed capacity per source of energy (GW, 2019)



Source: Aneel, 2020a

Figure 1 shows that, in terms of technology mix, 70% of Chinese electricity capacity in 2019 is in hydropower (11,798 MW). Wind power took up 17% (2,888 MW), and biomass, solar, oil, and coal comprised 5% (759 MW), 4% (680 MW), 3% (532 MW), and 1% (79 MW), respectively (Aneel, 2020a). This distribution reflects the pattern of Chinese foreign direct investments (FDI) in Brazil, which is concentrated in hydro and wind plants (Barbosa P., 2020).

Putting Brazil's electricity matrix and Chinese local electric assets in perspective, there are resemblances and differences. Primarily, the latter is similar to the Brazilian overall installed capacity, 64.9% of which was based on hydropower in 2019. Additionally, both matrixes are based on renewable energy, with the distinction that the Chinese one (97%) is even cleaner than the national structure (83.4%) (EPE, 2020b). Distinctions are: 25% of the

² The total of MW attributed to each Chinese company here reflects this firm's share in the consortium or concessionaire.

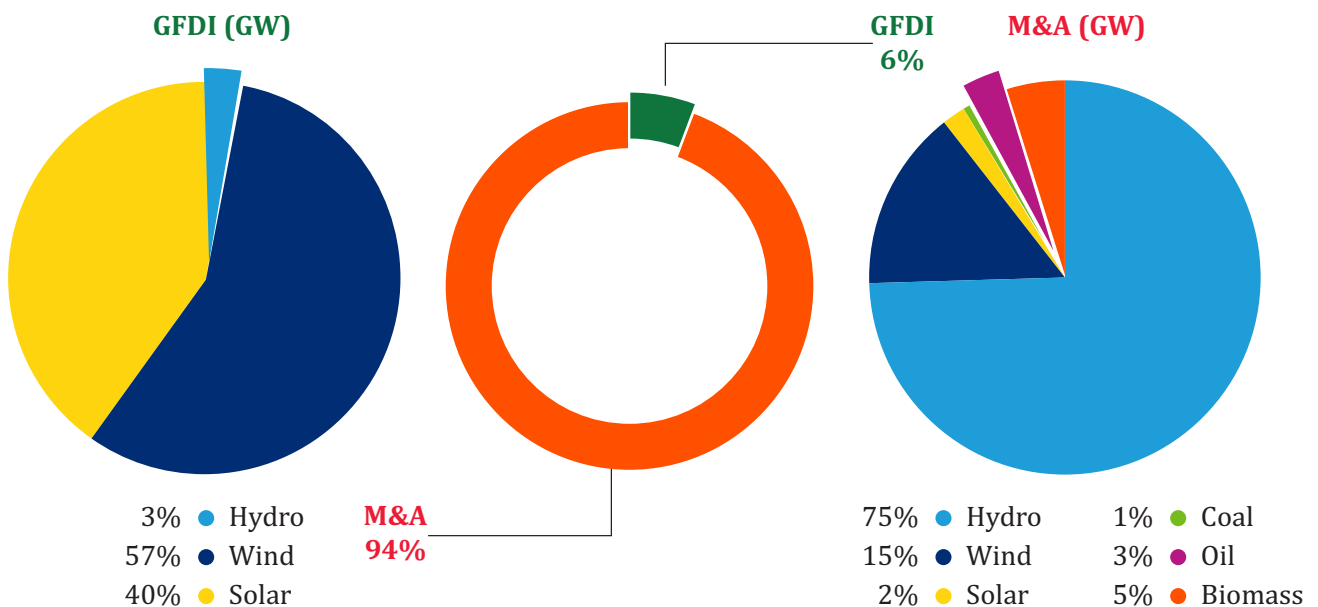
national capacity comes from thermoelectric plants, whereas the Chinese percentage in Brazil is 9%; Chinese actors invested more in solar and wind (21%), whilst Brazil's total capacity is roughly 10%; there are no Chinese investments in nuclear power, which is 2.6% of the national matrix (EPE, 2020a).

Chinese electricity assets in Brazil diverge from its own national matrix, of which 27% is based on renewables in 2019 (BP, 2020). Moreover, comparing China's investments in Brazil with those in other nations, new differences emerge. Resorting to data from Boston University's GDPC, most of Chinese overseas installed capacity is on coal power (42%), followed by hydro (26%), gas (15%), wind (6%), nuclear (5%), solar (4%),

and oil (2%). Biomass and geothermal figures are minimal (Gallagher, 2019). Therefore, 36% of the country's foreign power generation came from renewables. The case of Brazil illustrates that Chinese players focus their energy investments where the host country has a natural advantage or an abundance of resources.

Of the total Chinese installed capacity in Brazil, the absolute majority was acquired through acquisitions (94%). Interestingly, analyzing separately each type of investment, it becomes clear that while brownfield investments targeted all sources of electricity, with a prominence on hydropower and wind (Aneel, 2020a), GFDI almost exclusively went to wind and solar generation (Aneel, 2020b) (figure 2).

Figure 2. Chinese installed capacity in Brazil per technology (GW) and mode of entry



Source: Aneel, 2020a; Aneel, 2020b

Focusing on spatial distribution, the Chinese owned 304 power plants are dispersed in 17 states and are present in all five regions of the country. The Northeast concentrated the majority of plants (160), and the Southeast, the highest capacity (10 GW). Individually speaking, the Northeastern state of *Rio Grande do Norte*

(RN) has the top number of plants (79), and the Southeastern Sao Paulo (SP), the biggest generation capacity (7.9 GW). The Southern states rank third, with 55 units and 2.2 GW, followed by the North with five dams and 0.7 GW, and the Center-West with three dams and 1.4 GW (Aneel, 2020c).

If one considers the short time since Chinese firms arrived in Brazil's power generation sector, the fast pace of their expansion is remarkable. After some years of low increase of installed capacity, numbers have grown exponentially after 2015 – when CTG bought Ilha Solteira and Jupia dams –, reaching 6.7 GW at the end of the year. Total Chinese-installed capacity jumped to 14.7 GW in 2017 – with State Grid's acquisition of *Companhia Paulista de Força e Luz* (CPFL) – and to 16.7 GW in 2019 (Aneel, 2020a; Aneel, 2020b).

The first Chinese firm to enter Brazil's power generation sector is CTG, with the purchase of Energias de Portugal (EDP) in 2011, guaranteeing therefore an indirect participation in EDP Brasil and EDP Renovaveis (EDPR), which were already well established in the Brazilian energy market, with stakes in transmission and distribution as well. Over the following years, CTG has consistently invested in other projects in the country. China-Latin America Investment Fund (CLAI Fund) and the China National Cereals, Oils and Foodstuffs Corporation (COFCO) followed suit in 2015 and were joined by State Grid, State Power Investment Corporation (SPIC), Zhejiang Energy, China-Latin American Cooperation Fund (CLAC Fund), China-Portuguese Speaking Countries Fund (CPSC Fund), and Canadian Solar in 2017. Jiangsu Communication Clean Energy Technology (CCETC) and China General Nuclear Power Corporation (CGN) arrived in Brazil, in 2019 (Aneel, 2020a; Aneel, 2020b).

On the company level, figure 3 demonstrates that CTG is the one that accumulated more generation capacity over the years (6.5 GW in 85 plants) and has Brazil's second largest installed capacity (Aneel, 2020c). It is present in 12 states, but has the majority of its stakes in SP (16), Santa Catarina (SC, 18), and RN (37). Its energy technology matrix is also diversified. It is mainly based on hydraulics notwithstanding, the company invested also in wind – alone and through EDPR as well –, solar, and coal power.

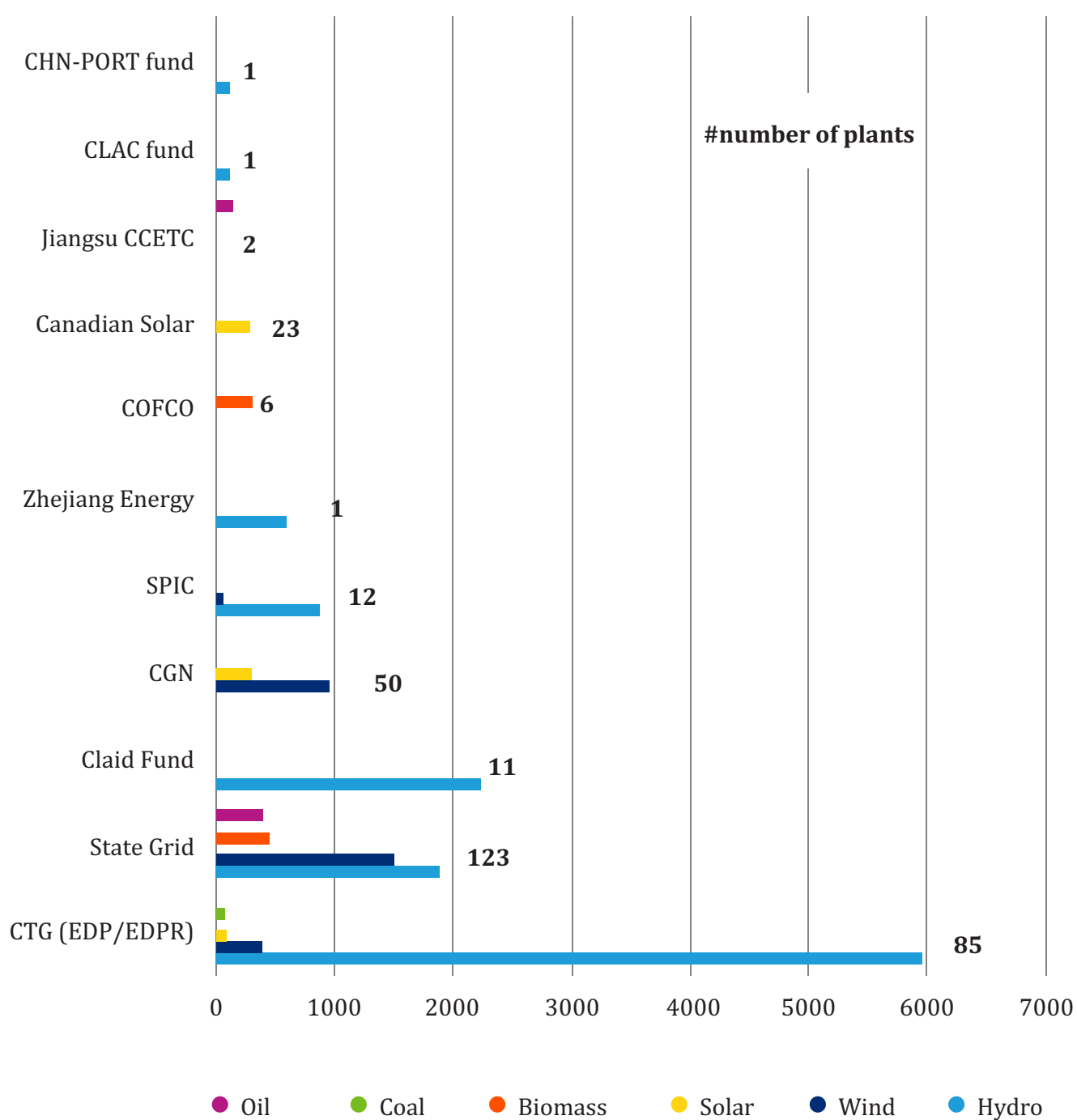
State Grid has 4.3 GW scattered among 123 units in 10 states. All this capacity belongs to CPFL. This firm is the third biggest private agent in Brazil's generation sector – and the ninth in total (Aneel, 2020c). Its acquisition in 2017 is the single biggest transaction by a Chinese energy firm and a strategic and milestone move of State Grid in Brazil.

The reason for CPFL having more units than CTG, but less capacity, is because it has a more diversified portfolio. CPFL's own hydro power capacity do not reach half of its total, with the rest divided among wind, biomass, oil, and very little solar power. The majority of CPFL's plants are in SP (35) and RN (37).



Foto de Pixabay.

Figure 3. Installed capacity per source (MW) and number of plants³



Source: Aneel, 2020a

³ The number of plants refers to the units where each company have stakes; in some plants, more than one Chinese company have shares.

Huikai Clean Energy, which is controlled by the CLAI Fund, has a total of 2.2 GW in 11 hydro-power dams in SP (9), Parana (PR, 1), and Mato Grosso do Sul (MS, 1), always in partnership with CTG, which directly operates the plants. Other Chinese investment funds active in Brazil are the CLAC Fund (120 MW) and the CPSF (120 MW). Like Zhejiang Energy (599 MW), they have joined SPIC to acquire the Sao Simao dam (in Minas Gerais - MG), their sole possession in Brazil. SPIC operates the project. By contrast, SPIC has other 11 units in Paraiba (PB) and 930 MW in total.

Distinctively, CGN has no hydroelectric dams and has invested only in wind and solar generation. It owns 50 plants that total 1.3 GW of capacity in the states of Rio Grande do Sul (RS, 12), Bahia (BA, 20), Piaui (PI, 16), and RN (2).

Canadian Solar is the only non-state-owned enterprise (SOE) that has generation assets in Brazil (23 plants).⁴ Consequently, 98% of the Chinese projects in the country belongs to firms indirectly managed by central and provincial branches of the State-owned Assets Supervision and Administration Commission of the State Council (SASAC). Chinese SOE, in fact, are the chief investors in the overseas electric market, which is a unique feature of Chinese investments *vis-a-vis* most Western players (Gallagher, Kamal, Jin, Chen, and Ma, 2018).



Foto de Dan Meyers de Unsplash.

4 State Grid, CTG, CGN, and SPIC are central SOE, directly supervised by SASAC. Zhejiang Energy Brazil belongs mostly to Zhejiang Province's SASAC. CCTEC Brazil belongs to the provincial government of Jiangsu. Canadian Solar was founded in Canada, but has the majority of its manufacturing presence in China.

Figure 4. Geographical distribution of Chinese installed capacity per source (MW)

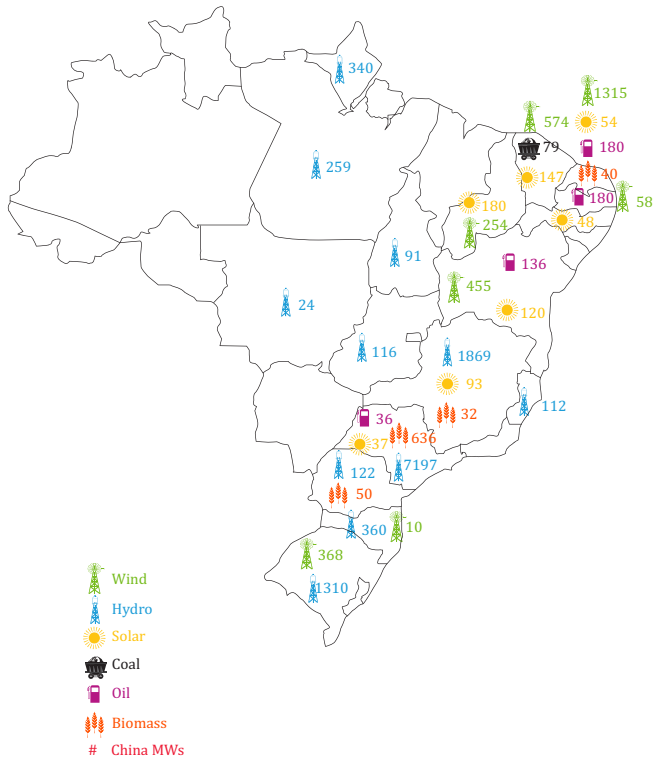
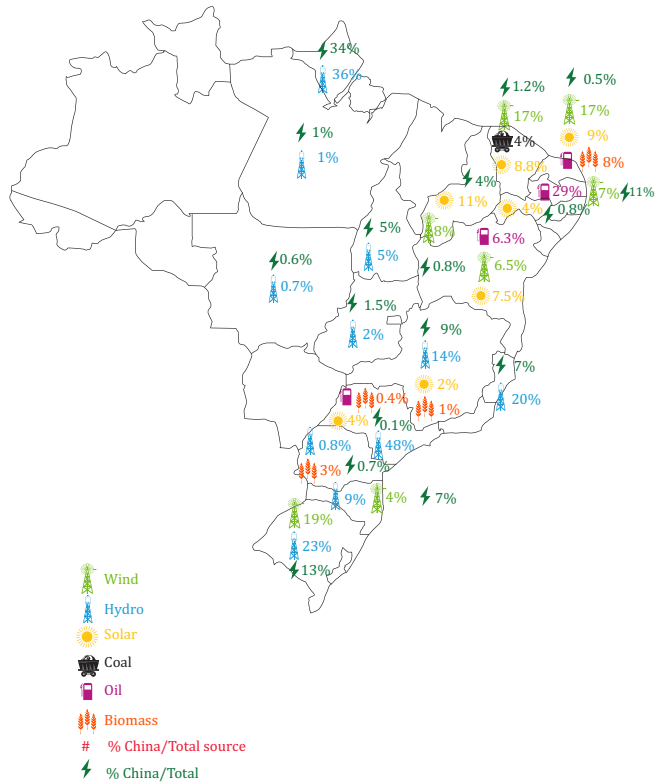


Figure 5. Percentage of Chinese installed capacity per source and state ⁵⁶⁷



Source: Aneel, 2020c; Aneel, 2020e

If one considers the short time since Chinese firms arrived in Brazil's power generation sector, the fast pace of their expansion is remarkable.

5 Aneel does not provide separate data about thermolectrical energy sources, such as coal, oil and biomass in the state level. Therefore, the numbers used for calculation are those of the generation capacity of thermolectrical dams in each state.

6 The data chosen about state's total generation capacity encompasses those related to operational, under construction and construction not initiated, because some Chinese projects are still not operational.

7 Since Aneel does not provide historical data of each state installed capacity per technology, the numbers used are from May 2020.

Analyzing the geographical distribution of installed capacity in terms of technology mix, there are some interesting findings (figure 4). Firstly, hydropower assets are present in all regions, except the Northeast. Besides the Northeast, there are some wind and solar plants in the South (RS and SC) and Southeast (SP and MG), although with smaller numbers. Biomass is mostly concentrated in SP, with one plant in the states of PR, MG, and RN, each. Oil-fueled power plants are mainly in the Northeast, with one facility in SP. Lastly, coal is only present in Ceara (CE). Individually, SP is the state that not only has the biggest installed capacity overall (7,906 MW), but lead as well in hydropower (7,197 MW) and biomass (636 MW). RN has the majority of wind farms, and PI, the most of solar generation (180 MW) (Aneel, 2020c).

Calculating the percentage of how much Chinese players have per source of electricity in each state, other remarkable results are found (figure 5). Firstly, in terms of total electricity capacity, China's participation varies considerably. Some states' electricity production has high contribution from Chinese companies, such as Amapa (AP, 34%), RS (13%) and PB (11%). However, in general, Chinese shares are small (Aneel, 2020c).

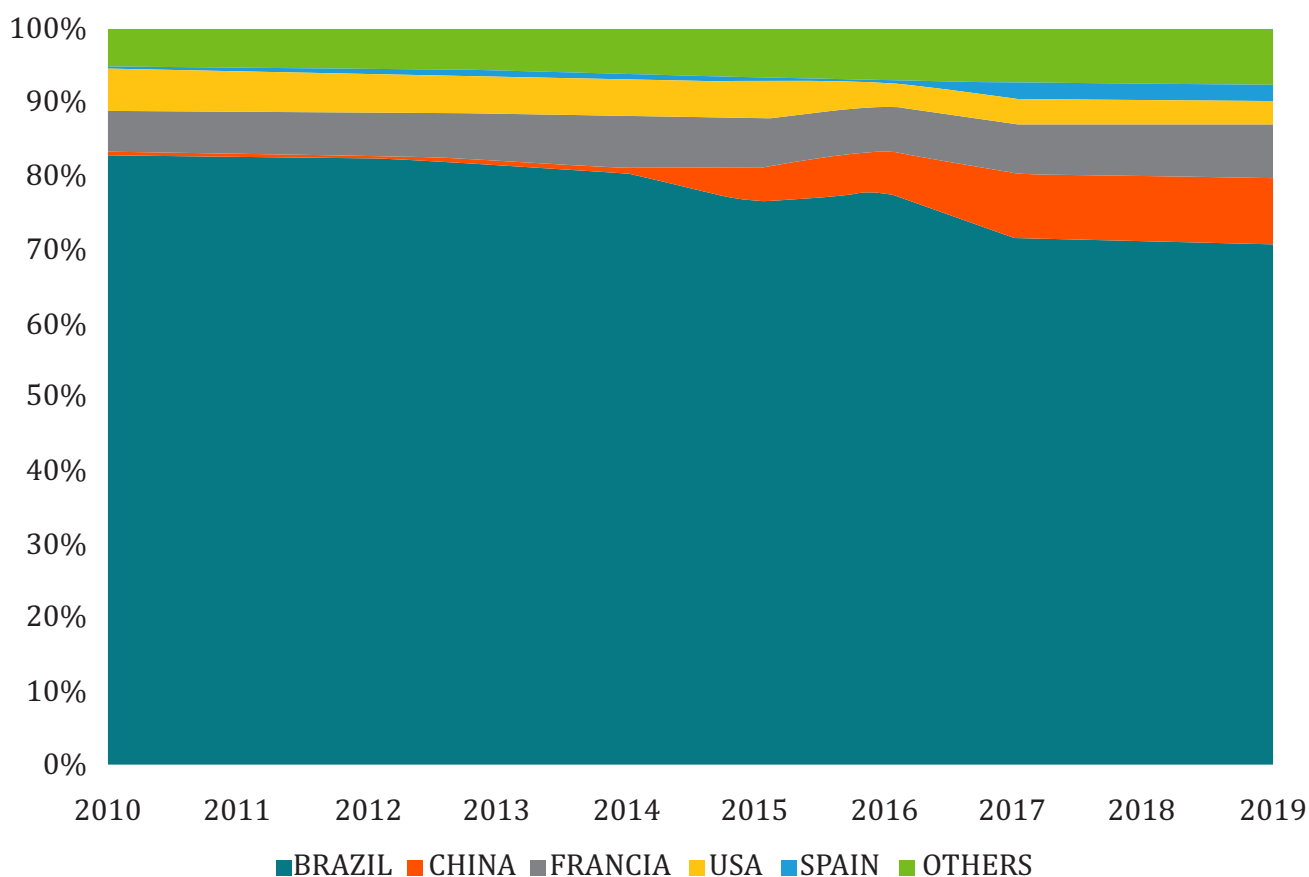
Secondly, in an electricity source analysis, the situation is different. For instance, despite the fact that SP concentrates most of Chinese stakes, China's participation in this state's total installed capacity is minimal (0.1%). However, 48% of the state's hydro generation is in the hands of Chinese actors. Different to other places that rely more on one source of energy, Sao Paulo has a diversified and balanced technology mix. In AP, RS, and Espirito Santo (ES), 36%, 23%, and 20% of the hydropower capacity is administered by Chinese companies, respectively. In wind power generation, Chinese firms possess 19% of RS' capacity and 17% of CE and RN. In solar power, they have 13% in RS and 11% in PI, to name a few.

Positioning Chinese investments in Brazil from a global perspective, one can understand the role and the importance of the country in China's global energy investments. According to data from GDPC, until 2018, at least 63 Chinese energy firms have full or partial asset ownership in up to 186.5 GW of overseas capacity, distributed through 777 plants. Asia by far concentrates most of the Chinese assets, with Latin America coming in a distant second place. Individually, Brazil is the main target, followed by Pakistan, Indonesia, and Vietnam. Out of the ten biggest Chinese companies abroad in terms of installed capacity, only three have assets in Brazil, namely CGN (ranking 1st), CTG (2nd) and State Grid (7th). Some Chinese giant energy firms, such as China Huaneng Corporation (3rd), CLP Holdings (4th), and China Huadian Corporation (6th), have no projects in Brazil (Gallagher, Li, Chen, and Ma, 2019).

Until the end of 2018, CGN accumulated globally a total of 19,740 MW, whereas CTG 16,718 MW, SPIC 9,178 MW, State Grid 7,409 MW, and Canadian Solar 3,167 MW. Comparing these numbers with their assets in Brazil until that year, the South American country represents roughly 6%⁸, 39%, 10%, 57%, and 9% of their overseas possessions respectively.

8 Since CGN's first investment in Brazil was in 2019, for the sake of comparison, we are using these numbers to compare with the company's total assets through 2018.

Figure 6. Nationalities of generation concessionaires in Brazil (MW)



Source: Aneel, 2020a

Comparing Chinese electricity investments in Brazil's power generation sector with other foreign players' performance in the country over time, new findings emerge (figure 4). Mapping the changes in the ownership structure of Brazil's 8,728 power plants in operation in 2019 and tracing back these modifications until 2010, one may see a process of continuous internationalization and diversification of the local generation sector. Over the years, new foreign players from different nationalities have bought assets or started new businesses. Their share of the total installed capacity has progressively increased at the expense of national actors. As of 2019, there were companies from 31 countries active in Brazil (Aneel, 2020a).

Brazilian concessionaires started the period of analysis with 83% of the generation segment,

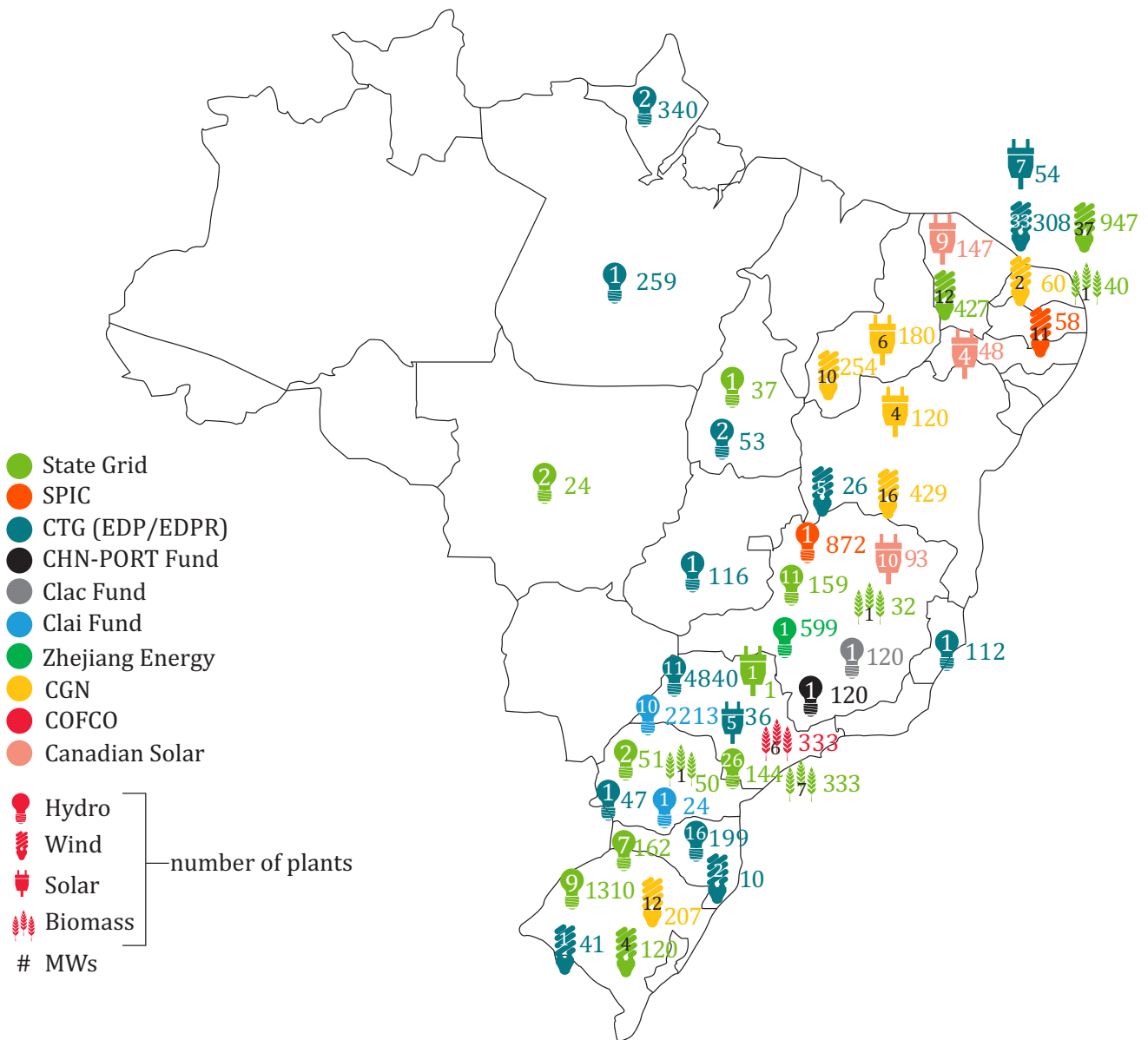
followed by French and North-American, with around 6% each. Over time, this situation has changed, particularly from 2014 on, when Chinese capital started to flow in great quantities. The entrance of Chinese actors has caused big changes in ownership structure, progressively occupying the space from local firms and ending 2019 in the second place. US shares have also decreased over time. French companies have pretty much kept their annual percentage, but in 2017 lost their leading position among foreigners to China. Spanish, Italian, and Canadian corporations' capacities have grown steadily year by year, especially the former ones, at the expense of Dutch and Luxembourgian. After all these changes, 2019 ended with Brazilian players having 71% of the power generation segment, followed by the Chinese with nearly 10%, and French with 7%.

Chinese investments per source of energy

China's hydropower installed capacity in Brazil is 11.8 GW, or 70% of Chinese firms' total, and is divided in 93 dams, located in 11 states. Only the Northeast region has no Chinese adminis-

tered hydroelectric dams. Comparing to the country's total installed hydropower capacity – operational, under construction, and construction not started –, which ended 2019 with 111 GW, Chinese firms have almost 11% of the national sector.

Figure 7. Geographical distribution of generation installed capacity per company (MW and number of plants)



Source: Aneel, 2020c; Aneel, 2020e⁹

9 As of May 2020, Aneel does not differentiate thermoelectric plants by technology in its generation database (Aneel, Sistema de Informações de Geração da ANEEL, 2020). Therefore, coal-fueled plants are included in biomass here.

CTG is the one with bigger installed capacity (5,965 MW), in 34 dams. 16 are in SC, and most of these (15) belong to Celesc, which is controlled by EDP (Aneel, 2020 c). In contrast, SP (11) has the majority of the generation power (4,840 MW). After EDP's purchase in 2011, CTG has acquired several hydropower dams, assuming the control of some of Brazil's largest units, such as Jupia and Ilha Solteira (both in SP). As a result, CTG became the second major electric generator in Brazil, behind the state-owned Eletrobras (Aneel, 2020c). It has also one dam in the states of PR, ES, Goiás (GO), Tocantins (TO), Para (PA), and AP.

After CTG, CLAI Fund is the one with more installed capacity (2,236 MW). It has participation in 11 dams, one in PR and ten in SP, and all of them in partnership with CTG, which operates them.

State Grid has 1,887 MW in Brazil, all of them part of CPFL's portfolio. This company has a total of 58 dams, in seven states. The majority are in SP (26), mostly small size (known as PCH). Yet, in terms of installed capacity, RS has more MW (9 dams). There are also dams in SC (7), PR (2), MG (11), Mato Grosso (MT), (2), and TO (1). State Grid has been active in the country since 2010, but only in 2017, when it bought CPFL, it entered the generation sector. In 2018, it purchased CPFL's renewable energy arm: CPFL Renovaveis.

SPIC, Zhejiang Energy, CLAC Fund, and CPSC Fund started to invest in Brazil's power generation in 2017, with the acquisition of the Sao Simao dam (MG). SPIC is the operator and has 51% of the barrage, whilst Zhejiang Energy has 35%, and the other two, 7% each.

Chinese wind power capacity in Brazil is 2,888 MW, or 17% of Chinese total installed capacity in the country. Comparing with the national total of 24,854 MW in plants that are in operation, under construction or construction not started in Brazil in 2019, it is roughly 12% of the country's wind generation capacity (Aneel, 2020c).

State Grid, through CPFL Renovaveis, has the most MW installed (1,494 MW) and the majority of wind farms (51), mostly in the Northeastern RN (37) and CE (12), but there are four in the Southern RS. The great majority of the plants were developed before State Grid's acquisition, but CPFL's expansion has continued after, especially through participation in Aneel's bids (Aneel, 2020b). After years of heavy investments in the sector, CPFL became the main single wind power generator in Brazil (Aneel, 2020c).

CGN comes after State Grid in wind power capacity, with roughly 950 MW, in 40 plants. The company is present in four states, namely BA (16), PI (10), RN (2), and RS (12). The firm arrived in Brazil in January 2019 through the acquisition of three farms from the Italian Enel (Enel, 2019).

CTG has 385 MW in 41 projects, either directly or through EDPR. The company is present in four states – RN (3), RS (1), BA (5), and SC (2). EDPR started investing in Brazil's wind sector in 2013 through Aneel's auctions. In May 2015, CTG bought 49% of 11 farms from EDPR. Over the following years, EDPR won several new projects in Aneel's bids.

Lastly, SPIC has 58 MW in 11 farms, all in PB, which belonged to Pacific Hydro Brasil until 2017.

Chinese companies' solar generation capacity is 680 MW in the end of 2019. With the total of 12,929 MW that are in operation, under construction or construction not started in Brazil, it is roughly 5% of the country's total solar power (Aneel, 2020c).

Canadian Solar is the company that invested the most in Brazil. In the end of 2019, it had 23 solar farms with 288 MW, mostly under construction and located in MG (10), CE (9), and Pernambuco (PE, 4). It has been actively participating in Aneel's auctions since 2014. However, over the years, it has done disinvestments, selling a few solar farms to the French EDF and to Nebras, from Qatar (Aneel, 2020a).

CGN has 10 farms with 300 MW in BA and PI. They are all part of three solar parks that CGN bought in 2019 from Enel Green Power. This acquisition led the company to become one of the major solar players in Brazil.

CTG have 12 plants with 90 MW in total. These all belong to EDPR and are located in SP (5) and RN (7). Lastly, State Grid/CPFL Renovaveis have only a small-scale project in SP.


Chinese corporations have 16 biomass plants whose installed capacity is 759 MW as of 2019. Most of them are located in SP. Considering that Brazil's total biomass generation capacity in that year was 15,234 MW, the Chinese share is close to 5% of the whole (Aneel, 2020c).¹⁰

CPFL Renovaveis has 10 plants with a total of 455 MW, most of them in SP (7), but one in MG, PR, and RN. COFCO, in contrast, have six facilities in SP. They were bought from Noble in 2015.

As for Chinese non-renewable energy facilities in Brazil, their percentage is small, only 4% (or 611 MW). There are six plants, using oil and coal to generate electricity. As of end-2019, there were no projects with nuclear energy. CPFL has one oil-based thermoelectric plant in the states of SP, PB, and RN. Jiangsu Communication Clean Energy Technology (CCETC) has two in BA, which were under construction as of end-2019.

Brazil represents only a small fraction of China's overseas coal-based generation investments, which amounted to 79,500 MW in 107 plants, or 42% of the total in 2018 (Gallagher, Li, Chen, and Ma, 2019). The single coal-based Chinese asset in Brazil is Porto de Pecem I, in Ceara, and is owned by EDP.

10 At the time of the data was collected in May 2020, Aneel did not distinguish the thermoelectric plants under construction and construction not started per source – biomass, oil, coal –, so in this part, the comparison is only made with biomass facilities in operation.



**In the coming decade,
Chinese power companies
will have an important role
in the continuous
development of the
Brazilian electricity sector.**

TRANSMISSION

The history of Chinese investments in Brazil's transmission sector is entangled with State Grid's individual expansion there. This firm was responsible for the absolute majority of Chinese power companies' investments in the South American country until 2019. Consequently, 87% of the 16,776 km of Chinese-owned transmission lines belong to it. CTG – always through EDP and Celesc – and Zhejiang Insignia United Engineering are other Chinese active players. Their assets altogether account for almost 12% of the total length of Brazilian lines. State Grid alone represents more than 10% (ONS, 2020b).¹¹

The first Chinese transmission company to arrive in Brazil was Zhejiang Insignia. In December 2010, in partnership with Procable and CEEE-GT, it won a bid to build and operate transmission lines in RS. That is the only tran-

11 The length of transmission lines used here is the one provided by Aneel as of May 2020. The kilometers of lines that are attributed to Chinese actors are not calculated according to the company's share of the consortium. If the Chinese player has the controlling stake of the investment group, the whole line is considered Chinese.

saction of the firm in the period of study. In the winning consortium, it had 40% of the new enterprise Transmissora de Energia Sul Brasil S.A. (TESB) (Aneel, 2020e), a percentage that diminished progressively over time and ended at 6.6% in 2019 (Aneel, 2020d).

One week later, State Grid completed the purchase of seven concessions from the Spanish Plena Transmissora and their 3,250 km of lines (Barbosa, Tepassê, and Biancalana, 2014). From

then on, in a mix of new projects and acquisitions of companies or transmission lines, as shown in table 1, State Grid has consistently expanded its assets, sometimes in partnership with local firms. In 2012, the length of administered lines more than doubled and increased to 7,918 km. With the Belo Monte projects, this number jumped to 12,800 in 2015. From 2017 on, CPFL's transmission projects were incorporated in State Grid's portfolio and the extension of lines reached 14,665 km.

Table 1. State Grid Transmission Lines in Brazil

Date of deal	Concessionaire	Partners	Estimated length (km)	Type of investments	Disinvesting company
dec-10	Itumbiara Transmissora de Energia	None	817	M&A	Plena Transmissora
dec-10	Serra Paracatu Transmissora de Energia	None	246	M&A	Plena Transmissora
dec-10	Poços de Caldas Transmissora de Energia	None	308	M&A	Plena Transmissora
dec-10	Serra da Mesa Transmissora de Energia	None	681	M&A	Plena Transmissora
dec-10	Ribeirao Preto Transmissora de Energia	None	412	M&A	Plena Transmissora
dec-10	Expansion Transmissao de Energia Eletrica	None	575	M&A	Plena Transmissora
dec-10	Expansion Transmissao Itumbiara Marimbondo	None	212	M&A	Plena Transmissora
dec-11	Luziania-Niquelandia Transmissora	Furnas (49%)	0	New	***
mar-12	Matrincha Transmissora de Energia (TP Norte)	Copel (49%)	1005	New	***
mar-12	Guaraciaba Transmissora de Energia (TP Sul)	Copel (49%)	606	New	***
mar-12	Paranaiba Transmissora de Energia	Copel (24.5%), Furnas (24.5%)	967	New	***
may-12	Catxere Transmissora de Energia	None	606	M&A	ACS
may-12	Iracema Transmissora de Energia	None	400	M&A	ACS
may-12	Araraquara Transmissora de Energia	None	30	M&A	ACS
may-12	Linhas de Transmissão do Itatim	None	547	M&A	ACS

may-12	Porto Primavera Transmissora de Energia	None	506.1	M&A	ACS
oct-13	Marechal Rondon Transmissora de Energia	None	33	New	***
feb-14	Belo Monte Transmissora de Energia	Furnas (24.5%), Eletronorte (24.5%)	2092	New	***
jul-15	Atlantico Concessionaria de Transmissao de Energia do Brasil	None	79	M&A	CME, Tecneira
jul-15	Linhas de Transmissao de Montes Claros	None	162	M&A	Cobra Instalaciones
jul-15	Xingu Rio Transmissora de Energia	None	2518	New	***
abr-16	Canarana Transmissora de Energia	None	262	New	***
abr-16	Paranaita Ribeiraozinho Transmissora de Energia	None	1005	New	***
ene-17	Consortio Planalto Transmissao	None	187.3	M&A	CPFL
ene-17	CPFL Transmissao Piracicaba	None	0	M&A	CPFL
ene-17	CPFL Transmissao Morro Agudo	None	2	M&A	CPFL
jun-18	CPFL Transmissao Maracanau	None	2	New	***
dic-18	CPFL Transmissao Sul I	None	320	New	***
dic-18	CPFL Transmissao Sul II	None	85	New	***

Source: Aneel, 2020d; Aneel, 2020e

State Grid's two landmarks – not only in its development in Brazil, but also in the recent history of the Brazilian transmission sector – are the two lengthy lines of the Belo Monte dam.

Belo Monte is the nation's second largest hydropower station and the fourth biggest in the world, with more than 11 GW of installed capacity. Its construction was strategically relevant to the country's energy security: it was planned to help alleviate the bottleneck between supply and demand. On the one hand, Brazil's main electricity consumer market is located in the Southern regions, where historically most of the hydropower stations were built and the local electricity generation potential is already well developed. On the other hand, the country's new frontier for large-scale hydropower projects is in the Amazon basin, a region

not densely populated and whose generation potential has not yet been fully realized. Estimates show that around 70% of untapped hydropower resources are located in the North of the country (Aneel, 2008). Belo Monte was planned to help equilibrate this delicate balance, but its location in PA, far from the South, has created an additional layer of challenge: transmission of electricity over great distances (Cote, 2014).

State Grid's expertise and technical experience in long-distance transmission lines in China have matched with Brazil's necessity of upgrading its national power grid, which had been facing hurdles over the years, as the 2009 blackouts have shown (Husar and Best, 2013). China has also confronted the challenge of unequal distribution of renewable energy resources and load

centers, which was overcome with the deployment of ultra-high voltage technology (UHV, 800kV) (Proenca and Kupfer, 2018; Cui and Zheng, 2019).

Belo Monte’s transmission line project had two phases. Phase I involved the construction of nearly 2,100 km of lines from Xingu (PA) until Estreito (MG) and was inaugurated in December

2017 by the consortium Furnas (24.5%), Eletronorte (24.5%), and State Grid (51%). Phase II’s more than 2,500 km of lines from Xingu to Rio de Janeiro were built by State Grid alone and completed in June 2019. Both phases mark the first time that an 800 kV UHV transmission line is operated in another country by State Grid, which owns the concession for thirty years (Hiratuka, 2018).

Table 2. EDP Transmission lines in Brazil

Date of deal	Concessionaire	Partners	Estimated length (km)	Type of investment	Disinvesting company
oct-16	EDP Transmissao S.A.	None	113	New	***
abr-17	EDP Transmissao MA I S.A.	None	128	New	***
abr-17	EDP Transmissao Alianca SC	None	753	New	***
abr-17	EDP Transmissao SP-MG	None	750	New	***
abr-17	EDP - Energias do Brasil S.A.	None	203	New	***
may-19	EDP Transmissao Litoral Sul S.A.	None	164	M&A	CEE Power, Brafer

Source: Aneel, 2020e; Aneel, 2020d

CTG’s footprint in Brazil’s transmission sector started in 2016 and through EDP, which has built its portfolio of approximately 2,111 km of lines through new projects and purchase of local companies, such as Litoral Sul Transmissora de Energia (EDP, 2019) and Celesc (EDP, 2018), both in SC, as shown in table 2.¹²

Geographically speaking, Chinese firms are present in all five regions, in 16 states. State Grid

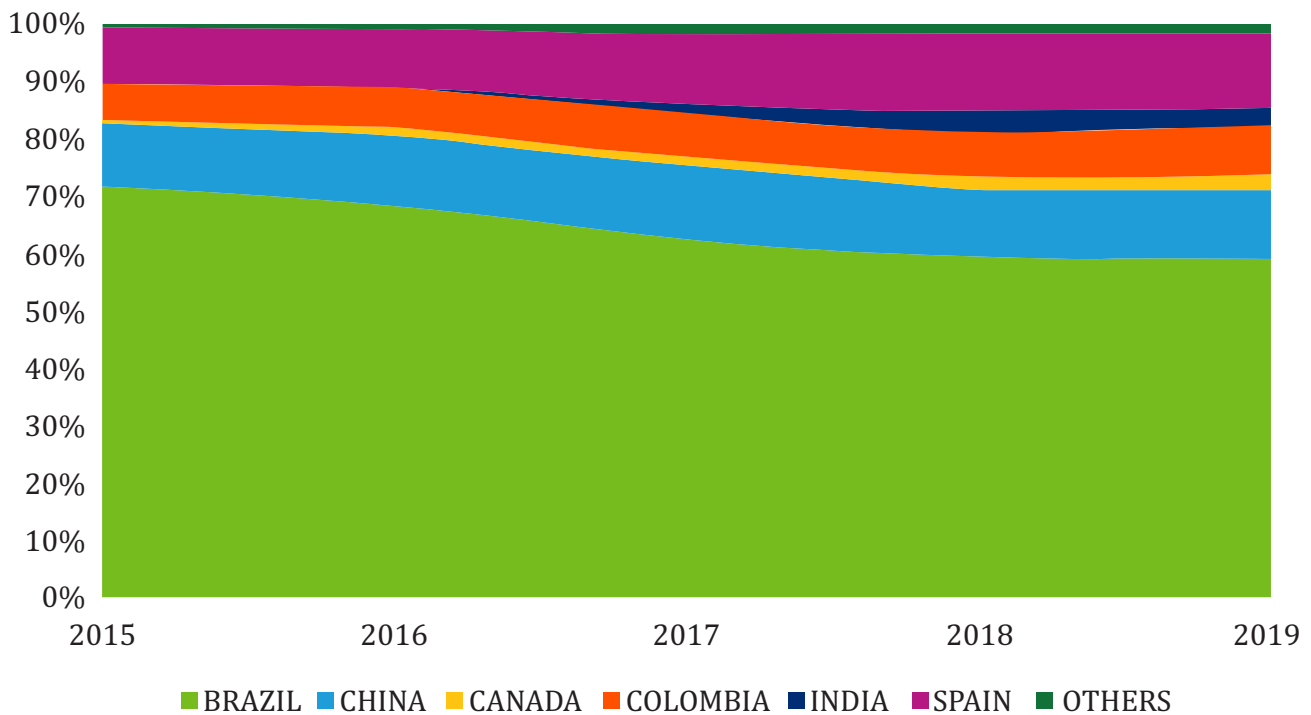
is the only one active in all regions, 14 states in total. CTG/EDP is concentrated in Southern states (such as RS, SC, SP, ES, MG), where historically EDP has a traditional stance, with the exception of a project between Maranhao (MA) and TO. Zhejiang Insigma possesses only one project in RS.

It is interesting to put Chinese investments in Brazil’s transmission sector in perspective and evaluate the changes of the segment as a whole during the last few years. As in generation, there is a continuous process of internationalization of the segment over time, with foreign players expanding their projects in the country (figure 8).¹³

¹² Shanghai Electric had plans to invest in Brazil’s transmission sector. In November 2017, in partnership with CLAI Fund, the firm signed an agreement with the state-owned Eletrosul, in order to jointly invest, construct, operate, and maintain 1,900 km of lines in RS. Both Chinese players would have 69% of the new society. Zhejiang Energy has also showed interest in the transaction. However, all Chinese actors decided to withdraw from the deal (Aneel, 2018).

¹³ A concessionaire’s nationality is defined according to the company or group of companies from the same country that have the majority of the controlling shares of the local transmission firm (Aneel, 2020d).

Figure 8. Countries' percentage of the transmission sector (km of transmission lines)



Source: Aneel, 2020d; Aneel, 2020e

Chinese firms as a whole possessed roughly 12% (16,590 km) of the national grid in 2019, ranking third place, after Brazilian (60%) and Spanish (13%) players. Their development happened in a faster rhythm than other competitors, especially considering that their investments started in 2010, well after their international peers. Colombian (9%) and Indian (3%) actors have equally experimented a rapid development over time (Aneel, 2020d).

DISTRIBUTION

Chinese companies' arrival in Brazil's electricity distribution sector coincides with the generation segment. The 2011 CTG's acquisition of EDP gave the former indirect assets in two local concessionaires: EDP ES and EDP SP. At the end of 2019, six other regional corporations – out of 109 – have also Chinese full or partial ownership, namely Celesc, RGE, RGE Sul, CPFL Paulista, CPFL Jaguari, and CPFL Piratininga (Aneel, 2020d).

CTG and State Grid are the only Chinese firms with investments in distribution and all their transactions come from M&A. Since 2011, CTG's assets are through EDP Brasil, which fully owns EDP Sao Paulo Distribuicao de Energia and EDP Espirito Santo. They provide electricity to SP and ES correspondingly. In 2018, EDP Brasil started to buy shares of Centrais Eletricas de Santa Catarina (Celesc) and ended up with 33.1% (EDP, 2018).

State Grid's presence started in 2017, with the acquisition of CPFL, which, as in the generation sector, was equally strategic to the company's expansion in the distribution segment. CPFL is historically one of the biggest electricity providers. A few months before this transaction, it had just assumed the full control of RGE Sul Distribuidora de Energia and RGE Rio Grande Energia, both located in RS (Costa, 2016). With CPFL's acquisition, the number of consumer units attended by Chinese firms expanded more than seven times.

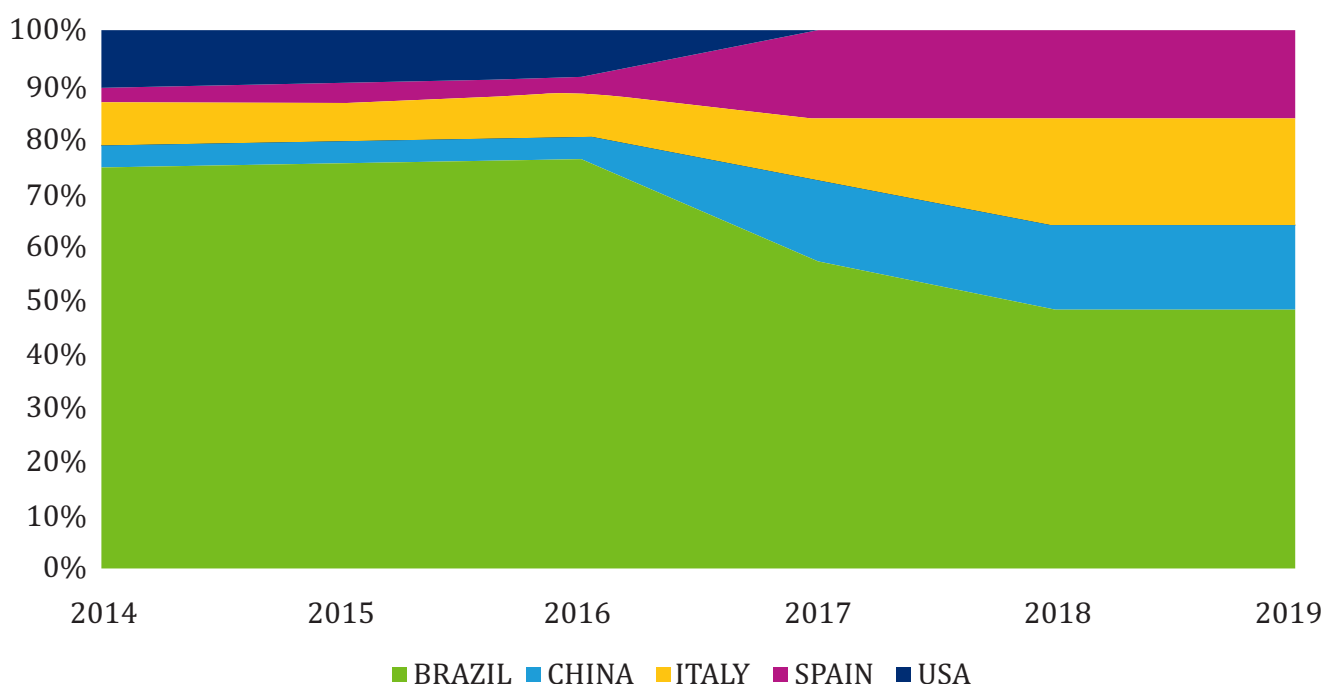
Considering each Chinese company’s shares in their local concessionaires¹⁴, State Grid and CTG have the equivalent of 114 and 12 million consumer units, respectively. In sum, they represented in 2019 roughly 12% of Brazil’s distribution sector’s consumer units. Separately, the former accounted for 11%, and the latter, 1% (Aneel, 2020f).

Chinese companies are present in four states, with are strategically important ones, since they have large populations, high GDP and higher electricity consumption rates. These firms’ share in each of them has varied over time. In ES, EDP ES is the leading company. Considering CTG’s indirect share of it, Chinese participation in the local distribution sector is around 20%, a percentage that has remained

stable over the years. In SP, Chinese participation started small, roughly 2% until 2016, but augmented considerably after 2017 – with CPFL’s acquisition –, ending 2019 with 38%. In SC, Chinese participation started in 2018, when EDP partially bought 7% of Celesc. Finally, in RS, participation only started in 2017 and has remained 58% until 2019. This is due the fact that RGE – owned by State Grid – is the state’s major concessionaire.

Examining data about the ownership structure of each of the one hundred plus distribution concessionaires in Brazil between 2014 and 2019¹⁵, figure 9 shows a process of continuous internationalization of the segment, with foreign actors increasingly augmenting their stakes over time.¹⁶

Figure 9. Countries’ percentage of the distribution sector (number of consumer units)



Source: Aneel, 2020d; Aneel, 2020f

¹⁴ The number of consumer units administered by Chinese firms is estimated according to the company’s share in each local concessionaire/plant.

¹⁵ Period of time that there is complete data available as of May 2020.

¹⁶ A concessionaire’s nationality is defined here according to the company or group of companies from the same country that have the majority of the controlling shares of the local distribution firm.

Besides China, there are basically three other countries whose corporations have been traditionally present in the Brazilian distribution sector: Italy, Spain, and USA. US firms and investment funds have been consistently investing in Brazil's energy sector since its first wave of privatization, in the late 1990's. One of the main actors was AES group, with assets across all electricity segments. AES was the former owner of Eletropaulo and RGE Sul, which were acquired by Enel and CPFL respectively (CPFL, 2016), leaving the US with no other major assets in Brazil. Between 2014 and 2017, the share of the country remained a little less than 10%.

Like the Chinese, Spanish and Italian firms have made big strides over the last few years. The main Italian player is state-controlled Enel. After two big acquisitions in 2016 and 2018 – respectively Celg-D (in Goiás) and Eletropaulo (SP) –, it became Brazil's largest electricity distributor. The share of Italian companies between 2014 and 2019 varied from 7% to 20%.

The leading Spanish player is Iberdrola, which has investments in different electricity segments. In distribution, it arrived in the early 2000's and in the last few years has increased its shares and assumed bigger controlling stakes in its concessionaires. The share of Spanish firms between 2014 and 2019 grew from 3% to 17%.

A noteworthy feature of these shifts of ownership in the distribution sector is the nature of the companies involved. On the one hand, the decrease of Brazil's proprietorship shares in the segment happened mainly at the expense of domestic government-owned corporations, whose assets were partially privatized over time. On the other hand, foreign state-controlled firms were the major buyers of these concessionaires, as is the case of Enel and State Grid. By the end of 2019, these firms possessed roughly 36% of the entire sector.

CONCLUSION

The paper provides a thorough portrait of Chinese presence in Brazil's electricity sector, how deep China has penetrated in each three segments (generation, transmission, and distribution) from 2010 to 2019, and to analyze the importance of Brazil in Chinese electric power companies' global expansion.

It shows that an internationalization process in the Brazilian electricity sector was already going on when Chinese power electric firms disembarked and joined the already under-expansion club of investors. Their growth was impressive and much faster than other competitors over the last ten years. As of 2019, they were the main foreign players in the South American country, where they are responsible for roughly 10%, 12%, and 12% of the local generation, transmission, and distribution, or 16,736 MW, 16,776 km of lines, and 126 million consumer units respectively. Chinese players have reached the second, third, and fourth places in terms of nationalities' percentage of each segment, according to Brazilian official data.

This article also debates that Brazil became a strategic part of Chinese electric firms' global plans. The South American country concentrates the majority of China's global power properties. State Grid, CTG, CGN, and SPIC have invested heavily there and possess roughly 57%, 39%, 6%, and 10% of their overseas power generation assets respectively there.

This paper argues that, as a distinct pattern, these corporations focus their energy investments where Brazil has a natural advantage or an abundance of resources: renewable energy. 70% of China's installed capacity is in hydroelectric generation. Chinese non-renewable energy facilities in Brazil amount to 4% of their total in the country. Elsewhere – including inside China itself –, non-renewables have received most of Chinese power firms' investments (64%), with a focus on coal power (79,500 MW in 107

plants worldwide) (Gallagher, 2019). There is only one coal-based Chinese asset in Brazil.

Based on these ten years' experience and the long-term business commitments made by Chinese power companies, it is hard not to predict that, in the coming decade, they will have an important role in the continuous development of the Brazilian electricity sector, where Chinese exploration and operation rights will last for at least thirty years. Brazil's still expanding electricity consumer market and infrastructure expansion necessities constitutes an attractive scenario for players with a long-term strategic sight. ■

REFERENCES

- Aneel. (2008). *Atlas de energia elétrica do Brasil*. Retrieved 5 5, 2020. <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf>
- Aneel. (2018). *Aneel recomenda ao MME caducidade do Contrato de Concessão nº 001/2015*. Retrieved 5 5, 2020. https://www.aneel.gov.br/web/guest/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/17420018
- Aneel. (2020). *Composicao societaria de transmissao e distribuicao*. Retrieved 5 25, 2020. <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNDZmY2U1ODgtNjkyYy00OWI1LWJhOGItNmlyNDhmY2NmYjdlwldCI6IjQwZDZmOWI1LWVjYtctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>
- Aneel. (2020). *Leiloes de transmissao*. Retrieved 5 25, 2020. <https://www.aneel.gov.br/transmissao4>
- Aneel. (2020). *Participacao Acionaria dos Proprietarios dos Empreendimentos*. Retrieved 5 25, 2020. http://www2.aneel.gov.br/paracemp/apl/PARACEMP_Menu.asp
- Aneel. (2020). *RelSampRankUC*. Retrieved 5 5, 2020. http://relatorios.aneel.gov.br/_layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSampRankUC.xlsx&Source=http://relatorios.aneel.gov.br/RelatoriosSAS/Forms/AllItems.aspx&DefaultItemOpen=http://relatorios.aneel.gov.br/_layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelS
- Aneel. (2020). *Resultados de Leilões*. Retrieved 5 5, 2020. <https://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>
- Aneel. (2020). *Sistema de Informações de Geração da ANEEL*. Retrieved 5 5, 2020. <https://www.aneel.gov.br/siga>
- Barbosa, A., Tepassê, Â., y Biancalana, M. (2014). Las relaciones económicas entre Brasil y China a partir del desempeño de las empresas State Grid y Lenovo. In E. Peters, *La inversión extranjera directa de China en América Latina: 10 estudios de caso*. (pp. 61-132). Mexico City: Unam.
- Barbosa, P. (2020). *New kids on the block: China's arrival in Brazil's electric sector*. Retrieved 1 21, 2021. <https://www.bu.edu/gdp/2021/01/25/new-kids-on-the-block-chinas-arrival-in-brazils-electric-sector/>
- Becard, D., and Macedo, B. (2014). Chinese multinational corporations in Brazil: strategies and implications in energy and telecom sectors. *RBPI*, 1(57), pp. 143-161.
- Becard, D., Lessa, A., and Silveira, L. (2020). One step closer: The Politics and the economics of China's strategy in Brazil and the case of the electric power sector. In R. Bernal-Meza, and L. Xing, *China-Latin America Relations in the 21st Century: The Dual Complexities of Opportunities and Challenges* (pp. 55-82). Boston: Palgrave MacMillan.
- BloombergNEF. (2020). *Climatescope 2019*. Retrieved 5 5, 2020. <http://global-climatescope.org/results/BR>
- BP. (2020). *Statistical review of world energy 2020*. Retrieved 9 9, 2020. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
- Cabré, M., Gallagher, K., and Li, Z. (2018). Renewable energy: The trillion dollar opportunity for chinese overseas investment. *China & World Economy*, 26(6), pp. 27-49.

- CAMEX. (2019). *Foreign investment newsletter, selected countries*. Retrieved 5 5, 2020. <https://www.gov.br/economia/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins/boletim-de-investimentos-estrangeiros>
- Cavalcante, A. (2018). *Pathway development in solar energy: a comparative study between Brazil and China*. Campinas: Unicamp.
- CEBC. (2019). *Investimentos chineses no Brasil*. Retrieved 5 5, 2020. <https://cebc.org.br/investimentos-chineses-no-brasil/>
- Costa, L. (2016). *CPFL conclui compra da distribuidora de energia AES Sul por R\$2,8 bi*. Retrieved 5 5, 2020. <https://br.reuters.com/article/topNews/idBRKBN12V2EX>
- Cote, C. (2014). State grid's bold leap: Chinese investment in Brazil's transmission sector. In M. Myers, and V. Lisa, *Navigating risk in Brazil's energy sector: the chinese approach* (pp. 18-22). Washington: Inter-American Dialogue.
- CPFL. (2016). *CPFL Energia anuncia acordo para a compra da AES Sul*. Retrieved 5 1, 2020. <https://www.cpfl.com.br/releases/Paginas/cpfl-energia-anuncia-acordo-para-a-compra-da-aes-sul.aspx>
- Cui, S., and Zheng, Z. (2019). China and Brazil development finance cooperation: A case study of the Belo Monte transmission line project. In E. Peters, *China's Financing in Latin America and the Caribbean* (pp. 235-258). Mexico City: UNAM.
- Cuperstein, I. (2014). Weighing local risks and opportunities: Sino-Brazilian cooperation in renewable energy. In M. Myers, and V. Lisa, *Navigating risk in Brazil's energy sector* (pp. 13-17). Washington: Inter-American Dialogue. Retrieved from Inter-American Dialogue.
- Da Silva, L. (2019). A pressão chinesa sobre o setor elétrico brasileiro. *Revista franco-brasileira de geografia*, pp. 1-4.
- EDP. (2018). *EDP conclui aquisição de participação na CELESC*. Retrieved 5 5, 2020. <https://www.edp.com.br/noticias/edp-conclui-aquisicao-de-participacao-na-celesc>
- EDP. (2019). *EDP adquire empreendimento de transmissão no mercado secundário*. Retrieved 5 5, 2020. <https://www.edp.com.br/noticias/edp-adquire-empreendimento-de-transmissao-no-mercado-secundario>
- Enel. (2019). *Enel sells 540 MW of renewable capacity in Brazil for 700 million euros*. Retrieved 5 5, 2020. <https://www.enelgreenpower.com/media/press/d/2019/01/enel-sells-540-mw-of-renewable-capacity-in-brazil-for-700-million-euros>
- EPE. (2020). *Anuário estatístico de energia elétrica 2020*. Retrieved 9 9, 2020. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>
- EPE. (2020). *Balço energético nacional 2020*. Retrieved 5 5, 2020. <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>
- Ferreira, H., Santos, I., and Neves, C. (2019). *Opportunities for cooperation between Brazil and China in the brazilian energy sector*. Retrieved 9 9, 2019. https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-91334-6_136
- Gallagher, K. (2019). *China's global energy finance*. Retrieved 5 5, 2020. Global Development Policy Center. <https://www.bu.edu/cgef/#/all/Country>
- Gallagher, K., Kamal, R., Jin, J., Chen, Y., and Ma, X. (2018). Energizing development finance? The benefits and risks of China's development finance in the global energy sector. *Energy Policy*, pp. 313-321.
- Gallagher, K., Li, Z., Chen, X., and Ma, X. (2019). China's global power database. *Global Development Policy Center, Boston University*. Boston: Boston University.
- Gopal, S., Pitts, J., Zhongshu, L., Gallagher, K., Baldwin, J., and Kring, W. (2018). Fueling global energy finance: The emergence of China in global energy investment. *Energies*, 11(2804), pp. 1-25.

- Hiratuka, C. (2018). Chinese infrastructure projects in Brazil: two case studies. In E. Peters, A. Armony, and S. Cui, *Building development for a new era: China's infrastructure projects in Latin America and the Caribbean* (pp. 122-143). Mexico City: University of Pittsburgh.
- Hochstetler, K., and Kostka, G. (2015). Wind and solar power in Brazil and China: Interests, state-business relations, and policy outcomes. *Global Environmental Politics*, pp. 74-94.
- Husar, J., and Best, D. (2013). *Energy investments and technology transfer across emerging economies: The case of Brazil and China*. Retrieved 5 5, 2020. International Energy Agency. <https://www.oecd.org/brazil/energy-investments-and-technology-transfer-across-emerging-economies-the-case-of-brazil-and-china-9789264247482-en.htm>
- Leite, A., and Vanderlei, G. (2017). China-Brazil technical cooperation: An analysis of the incorporation movements of the state grid corporation in the Brazilian energy sector. *Revista Internacional de Cooperación y Desarrollo*, 4(2), pp. 85-105.
- Li, Z., Gallagher, K., and Mauzerall, D. (2018). *Estimating chinese foreign investment in the electric power sector*. Retrieved 5 5, 2020. Global Development Policy Center. <https://www.bu.edu/gdp/2018/10/04/estimating-chinese-foreign-investment-in-the-electric-power-sector/>
- Ma, X., Gallagher, K., and Guo, Y. (2019). *Global risks and investment uncertainty: Chinese global energy finance in 2018*. Retrieved 5 5, 2020. Global Development Policy Center. <https://www.bu.edu/gdp/files/2019/03/2019-CGEF-Database-Policy-Brief-1-1.pdf>
- ONS. (2020). *Capacidade instalada de geração*. Retrieved 5 5, 2020. http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx
- ONS. (2020). *Extensão das linhas de transmissão*. Retrieved 5 5, 2020. http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/extensao_linhastransmissao.aspx
- Proença, A., and Kupfer, D. (2018). Experiências empresariais. In A. Jaguaribe, *Direction of chinese global investments: Implications for Brazil* (pp. 267-288). Brasília: FUNAG.
- Ray, R., and Barbosa, P. (2020). *China-Latin America economic bulletin 2020*. Retrieved 5 5, 2020. [https://www.bu.edu/gdp/2020/03/18/new-china-latin-american-economic-bulletin-2020/#:~:text=Highlights%20from%20this%20year's%20bulletin,regional%20GDP\)%20in%20Chinese%20goods.](https://www.bu.edu/gdp/2020/03/18/new-china-latin-american-economic-bulletin-2020/#:~:text=Highlights%20from%20this%20year's%20bulletin,regional%20GDP)%20in%20Chinese%20goods.)
- RedALC. (2020). *OFDI china a nivel de empresa (2000-2019)*. Retrieved 5 5, 2020. RedALC. <https://www.redalc-china.org/monitor/informacion-por-pais/busqueda-por-pais/29-brasil>
- Rosito, T. (2020). *Foundations for Brazil's long-term strategy towards China*. Retrieved 1 1, 2021. Brazil-China Business Council. <https://cebc.org.br/2020/11/26/bases-para-uma-estrategia-de-longo-prazo-do-brasil-para-a-china/>
- Schutte, G., and Debone, V. (2017). A expansão dos investimentos externos diretos chineses: o caso do setor energético brasileiro. *Conjuntura Astral*, pp. 90-113.
- Silveira, L. (2018). *Laços e traçados da China no Brasil-implantação de infraestrutura energética e a componente socioambiental*. UNB. Brasília: UNB.
- Tang, C. (2017). *Investimentos chineses no setor energético brasileiro: Oportunidades para o Brasil*. FGV. Sao Paulo: FGV.
- Vanderlei, G. (2018). *State grid: a inserção chinesa no setor elétrico brasileiro*. Joao Pessoa: Universidade Federal da Paraíba.

LAS IMPLICANCIAS JURÍDICAS DE LA NATURALEZA JURÍDICA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA LEGISLACIÓN PERUANA

*LEGAL IMPLICATIONS OF THE LEGAL NATURE OF ELECTRICAL ENERGY
IN THE LEGISLATION OF PERU*

Edwar Rafael Díaz Villanueva ¹

Recibido: 21/12/2020 y Aceptado: 19/07/2021
ENERLAC. Volumen V. Número 2. Diciembre, 2021 (116 - 132)
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de Divyansh Sagar de Unsplash.

1 Investigador independiente. Perú.

edwarster@gmail.com

<https://orcid.org/0000-0002-2942-3029>

RESUMEN

La energía eléctrica es un fenómeno de la física que tiene repercusiones jurídicas puesto que constituye uno de los elementos necesarios para la satisfacción de las necesidades humanas. El presente trabajo tiene por objeto esclarecer la naturaleza jurídica de la electricidad, es decir, responder a la interrogante de si se trata de un bien o un servicio con la finalidad de comprender los efectos de dicha naturaleza en las transacciones que se dan en el mercado eléctrico, como lo son los contratos de suministros. Parte de la premisa de que existen pocos estudios jurídicos sobre la materia. Para ello, primero se define el concepto técnico de energía eléctrica desde el punto de vista de la ciencia y se describen sus características técnicas, jurídicas y económicas. Sobre esta base, se discute si se trata de un bien o servicio tomando en cuenta las disposiciones legales peruanas y la doctrina que ha tratado sobre la materia. Finalmente, se concluye que se trata de un bien suministrado a través de un servicio.

Palabras clave: Energía, Electricidad, Bien, Servicio, Contratos, Suministro, Perú.

ABSTRACT

Electric energy is a physical phenomenon with legal repercussions because it constitutes one of the necessary elements for the satisfaction of human needs. The purpose of this work is to clarify the legal nature of electricity, that is, to answer the question of whether it is a good or a service. This work aims to clarify the legal nature of electricity, that is, to answer the question of whether it is a good or a service in order to understand its effects in the electrical transactions, such as supply contracts. Our premise that there are few legal studies on the matter. To do this, first the technical concept of electrical energy is defined from the point of view of science and its technical, legal and economic characteristics are described. On this basis, it is discussed whether it is a good or service taking into account the Peruvian legal rules and doctrine that has dealt with the matter. Finally, it is concluded that it is a good supplied through a service.

Keywords: Energy, Electricity, Good, Service, Agreement, Supply, Peru.

INTRODUCCIÓN

Todos conocemos a la energía eléctrica porque es parte de nuestras vidas. Basta con presionar un interruptor en nuestro hogar para presenciar su manifestación. Sin embargo, se desconoce que detrás de ese foco encendido existen una serie de actividades productivas y decisiones económicas que hacen posible que la energía eléctrica se encuentre a nuestro alcance.

La energía eléctrica constituye el objeto de derechos y transacciones entre los agentes del mercado eléctrico. Los generadores, transmisores, distribuidores y usuarios finales, quienes forman parte de la cadena de producción y consumo de dicho mercado, establecen vínculos contractuales entre ellos, con la finalidad de adquirirla, comercializarla o suministrarla.

En términos simples, la energía eléctrica es una energía secundaria destinada a un uso final que proviene de una fuente primaria de energía, como el carbón, petróleo, gas natural, energía hidráulica, solar, nuclear, eólica, etc. (MINEM, 1999: p.34). Dichas fuentes primarias constituyen lo que conocemos como matriz energética, con las cuales se genera la energía eléctrica.

Desde el año 1992, en que en el Perú se promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844, artículo 9, 1992), el mercado eléctrico peruano ha evolucionado con la división de las actividades eléctricas (generación, transmisión y distribución), el aumento de la inversión privada, el despliegue de redes en todo el territorio y el fomento de la competencia entre los generadores. Esta evolución ha sido paralela al crecimiento económico del país, puesto que a más empresas que demandan energía eléctrica es necesario un mayor número de generadores que la produzcan y mayor infraestructura para el suministro.

Contar con energía eléctrica es fundamental para todo país, ya que permite la satisfacción de las necesidades básicas humanas, el desarrollo de industrias y la difusión de conocimientos. Actualmente, es un elemento insustituible del cual dependemos para la realización de nuestras actividades diarias.

Aún dada su importancia como elemento esencial para la sociedad, el Derecho no se ha ocupado de estudiar minuciosamente a la energía eléctrica como elemento de implicancias jurídicas. Si bien en el Perú se cuenta con legislación eléctrica que regula la realización de las actividades de generación, transmisión y distribución, establece derechos y obligaciones de los agentes y ordena el desarrollo del mercado eléctrico, no existe un estudio doctrinario que determine cuál es la naturaleza jurídica de la energía eléctrica como producto final ni de sus fuentes.

En ese sentido, ante la ausencia de tratamiento doctrinario sobre las implicancias jurídicas de la energía eléctrica, que podría resultar ser un problema a la hora de interpretar los alcances jurídicos de las transacciones económicas de los agentes del mercado, se hace necesario desentrañar su naturaleza jurídica, con la finalidad de aplicar dicha interpretación a posibles conflictos jurídicos en el marco de tales transacciones.

El presente trabajo tiene por objetivo aproximarnos a un estudio inicial de la energía eléctrica, a fin de determinar su naturaleza jurídica, la cual está relacionada directamente con sus peculiares características físicas. De ese modo, como premisa inicial nos preguntamos ¿qué es la energía eléctrica?, ¿cómo la concibe el Derecho?, ¿es un bien, un servicio, una amalgama de ellos o ninguno de los anteriores? y ¿qué figuras del Derecho se aplican a este elemento? Por ello, son también objetivos del presente trabajo conocer

las características de la energía eléctrica, si se trata de un fruto o producto desde el punto de vista jurídico, así como determinar las implicancias de su naturaleza jurídica en los contratos de suministro.

DEFINICIÓN

El concepto de energía eléctrica no es algo de lo que se deba ocupar el Derecho, puesto que se trata de un fenómeno físico que le corresponde como objeto a otras ciencias. Electricidad y energía eléctrica son usados como sinónimos en el habla cotidiana, sin embargo, a efectos de dar connotación jurídica a estos términos conviene emplear un solo término.

Según el Diccionario de la Real Academia Española la energía es la capacidad para realizar un trabajo, mientras que la electricidad se encuentra definida como una propiedad fundamental de la materia que se manifiesta por la atracción o repulsión entre sus partes, originada por la existencia de electrones, con carga negativa, o protones, con carga positiva. Es una forma de energía basada en esta propiedad, que puede manifestarse en reposo, como electricidad estática, o en movimiento, como corriente eléctrica.

Con la finalidad de uniformizar la terminología utilizada en el presente trabajo nos referiremos a “energía eléctrica” toda vez que esta no solo involucra una propiedad de la materia, sino la capacidad de realizar un trabajo, concepto vinculado al carácter industrial que tiene la producción transporte y comercialización de este tipo de energía, y que es el utilizado en los contratos de suministro.

Desde un punto de vista técnico, Zischka nos dice que la energía eléctrica es “una forma de la energía que se pone de manifiesto en la atracción y repulsión entre cuerpos eléctricamente cargados en las acciones caloríficas

de las corrientes eléctricas, en fenómenos lumínicos y en forma de cargas eléctricas”. El autor añade que, “la electricidad es el movimiento de partículas elementales cargadas” (Zischka, 1960: 9.7).

Sin entrar en detalles técnicos, podemos afirmar que la energía eléctrica es una forma de energía producida por el movimiento de cargas libres (típicamente electrones), los cuales al experimentar una fuerza de atracción producida por un cuerpo con carga opuesta, se desplazan a través de los átomos en cuerpos conductores (que permiten el flujo de partículas), generando un flujo de cargas que nosotros conocemos como corriente eléctrica¹ (Casas, 2004: pp. 5-7) y que tiene la capacidad de hacer funcionar una cosa.

CARACTERÍSTICAS

Para determinar la naturaleza jurídica de la energía eléctrica, primero debemos conocer sus características físicas, jurídicas y económicas-comerciales.

Características físicas

La energía eléctrica es intangible pero percibida por los sentidos. La energía eléctrica no posee forma definida, no puede agarrarse y no es percibida por nuestra visión (salvo cuando se ven chispas o un arco eléctrico), pero es sensible mediante el sentido del tacto. Fácilmente con tan sólo tocar una superficie, podemos advertir que esta tiene corriente eléctrica. No es algo perceptible sólo por nuestro intelecto, sino que existe físicamente pues nuestro cuerpo puede advertir su existencia de forma empírica y sin necesidad de abstracción alguna.

1 Según Casas, la corriente eléctrica se puede establecer sobre cualquier cuerpo conductor (v.gr. metales) siempre que exista un potencial que haga a la corriente circular, es decir, una fuerza para que fluyan los electrones. Este potencial recibe el nombre de tensión.

La energía eléctrica es transportable. La energía eléctrica “viaja” largas distancias desde las centrales de generación hasta llegar a los centros de consumo (ejemplo nuestras viviendas). Es transportada vía las líneas transmisión y distribución que son las conductoras de la energía eléctrica. La actividad de transmisión consiste en trasladar la energía eléctrica producida en las centrales de generación, desde un punto que se denomina nodo o barra (lugar donde el generador la entrega o inyecta) hacia las instalaciones de las empresas concesionarias de la actividad de distribución eléctrica, quienes, a su vez la trasladan hasta los usuarios.

La energía eléctrica no es económicamente almacenable. La energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades, ya que no existe tecnología actualmente implementada que permita “guardarla” de forma económica, por lo que es necesario que su producción se realice en el momento en que es demandada. Debido a esta característica, todas las centrales de generación eléctrica tienen un orden de prioridad para el despacho de su energía. Este orden está determinado por el costo de generación (costo del recurso energético más los costos de la operación y mantenimiento), siendo que aquellas centrales menos costosas son llamadas primero a generar o se encuentran constantemente generando, mientras que las más caras despachan al final, cuando la demanda es mayor, por ejemplo, durante las horas de punta (de las 18h00 a las 23h00 horas)².

La energía eléctrica es cuantificable. La energía eléctrica es susceptible de ser físicamente cuantificada. En efecto, la ciencia ha desarrollado los instrumentos de medición, “aparatos que, insertados en los circuitos, calculan con exactitud los valores de diferentes parámetros eléctricos” (Betalleluz, 2003: p.23), entre los

2 La energía eléctrica sí puede ser almacenada en pequeñas cantidades, tal como ocurre, por ejemplo, con las baterías.

que se encuentran la tensión, la corriente, la potencia y la energía.

Aunque inicialmente se pensaba que el electrón era la unidad indivisible de la energía eléctrica (Peña, 1975: p.80), ninguna unidad de medida puede contabilizar la cantidad de electrones que circulan por los cuerpos conductores en un determinado tiempo. En la actualidad, la unidad empleada para medir la energía eléctrica es el vatio-hora, que representa la potencia que posee la energía en el lapso de una hora. El vatio (o watt en inglés) cuenta con múltiplos tales como el kilovatio-hora (un vatio-hora por mil – KV), el megavatio-hora (un KV por mil – MW) y el gigavatio-hora (un MW por mil – GW). El Sistema Internacional de Unidades también usa el Joule³ para medir la energía. En la normativa técnica peruana se usa el Kilovatio (kWh) como unidad de medida de la energía eléctrica.

La energía eléctrica es indivisible. La energía eléctrica no es individualizable pues no se puede separar del cuerpo conductor que la contiene.



3 En el Sistema Internacional de Unidades un joule (J) es el trabajo producido por una fuerza de 1 newton, cuyo punto de aplicación se desplaza 1 metro en la dirección de la fuerza.

Características jurídicas

La energía eléctrica tiene propietario. La energía eléctrica se produce en las centrales de generación, las cuales pueden ser hidroeléctricas, térmicas (gas natural, diésel y carbón) y de energías renovables (eólicas, solares, biomasa, entre otros). En el caso de las centrales térmicas queda claro que el generador es propietario de la energía eléctrica que produce, ya que es quien compra el combustible a un tercero (el productor del gas o el comercializador de diésel) y lo emplea en su propia planta para transformar la energía calorífica obtenida en energía eléctrica.

Por su parte, las centrales hidroeléctricas y de energías renovables utilizan los recursos energéticos naturales que se encuentran disponibles en la naturaleza y que, conforme a la Constitución Política del Perú, pertenecen a la Nación, previa concesión otorgada por el Ministerio de Energía y Minas⁴. Luego de un proceso de transformación de dichas fuentes energéticas (fuerza cinética en el caso del agua y el viento, energía calorífica en el caso de biomasa y energía solar) se obtiene energía eléctrica. Entonces, si la energía eléctrica producida sigue la misma suerte que su fuente, también debería ser considerada como patrimonio de la Nación; no obstante, para salvar esta interpretación que podría afectar las inversiones en generación eléctrica en Perú, en la Ley N° 26821, Ley Orgánica para el

4 En ejercicio de su soberanía sobre el aprovechamiento de los recursos naturales, el Estado puede conceder la explotación de dichos recursos a terceros particulares. En el caso de los recursos energéticos, la figura de la concesión eléctrica se encuentra regulada en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y en su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM. Esta legislación establece las condiciones en las que se debe tramitar una concesión eléctrica o una autorización eléctrica para realizar la actividad de generación de electricidad.

Aprovechamiento Sostenible de los Recursos Naturales (Ley N° 26821, artículo 4, 1997), se ha estipulado que los frutos y productos de los recursos naturales son del dominio de los titulares de los derechos concedidos sobre ellos.

En consecuencia, indistintamente del tipo de central de generación eléctrica donde se produzca la energía eléctrica, el generador titular de una concesión o una autorización, conforme al marco legal vigente, es el propietario de la energía eléctrica que genera.

La energía eléctrica está sometida al tráfico jurídico. Dado que tiene un propietario la energía eléctrica está sometida al tráfico jurídico dentro del mercado eléctrico, mediante las modalidades contractuales que la ley prevé. La legislación peruana cuenta con la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844, artículos del 42 al 81, 1992), la Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832, artículo 3, 2006), y otras normas conexas que establecen que la energía eléctrica puede ser comercializada y ser objeto de contratos, es decir, transferida a título oneroso, en cualquiera de las siguientes formas:

- Mediante contratos suscritos entre generadores y distribuidores para atender el suministro eléctrico a los usuarios del servicio público, ya sea a precios pactados sin superar los precios máximos en barra, fijados anualmente por el organismo regulador de la energía⁵ para la compraventa de energía de generador a distribuidor o al precio resultante de las licitaciones de largo plazo que los distribuidores convocan.
- Mediante contratos de suministro entre generadores o distribuidores con usuarios libres a precio libremente acordado entre las partes.

5 En el Perú el organismo regulador de la energía se llama Organismo Supervisor de las Inversiones en Energía y Minería (Osinergmin).

- Mediante ventas en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME). Los generadores colocan su energía eléctrica en el sistema y esta es retirada por otros generadores (que acuden para adquirir energía eléctrica necesaria para el cumplimiento de sus obligaciones contractuales con los distribuidores), distribuidores o grandes usuarios. El precio de la energía eléctrica en el MME no se negocia, sino que corresponde al precio de la energía generada por la última unidad de generación conocido como “precio spot”.

Características económicas comerciales

La energía eléctrica tiene valor económico. En tanto la energía eléctrica es comercializable entre los agentes del mercado eléctrico, posee un valor económico, toda vez que cumple una utilidad en la satisfacción de las necesidades de los seres humanos.

Cuando es suministrada para atender la demanda de los usuarios regulados del servicio público peruano, la energía cuenta con un precio regulado o tarifa aprobada por el organismo regulador de la energía. Dentro de la tarifa eléctrica se encuentra reconocido el costo del recurso energético, ya sea si se trata de recursos fósiles (gas natural, petróleo, carbón) o hidroenergéticos, en cuyo último caso es incorporado el valor del canon hídrico que es el derecho que se paga por el uso del agua, la cual no tiene valor monetario.

La energía eléctrica es el objeto social de las empresas del sector. En tanto se trata de un bien comercializable, la energía eléctrica puede ser el objeto social de empresas que se constituyen ya sea para producirla, transportarla o comercializarla con los usuarios, constituyéndose en un objeto lícito que, a su vez, obliga a estas empresas a aplicar tributos de valor agregado a su precio y a trasladar al Estado esta recaudación tributaria.

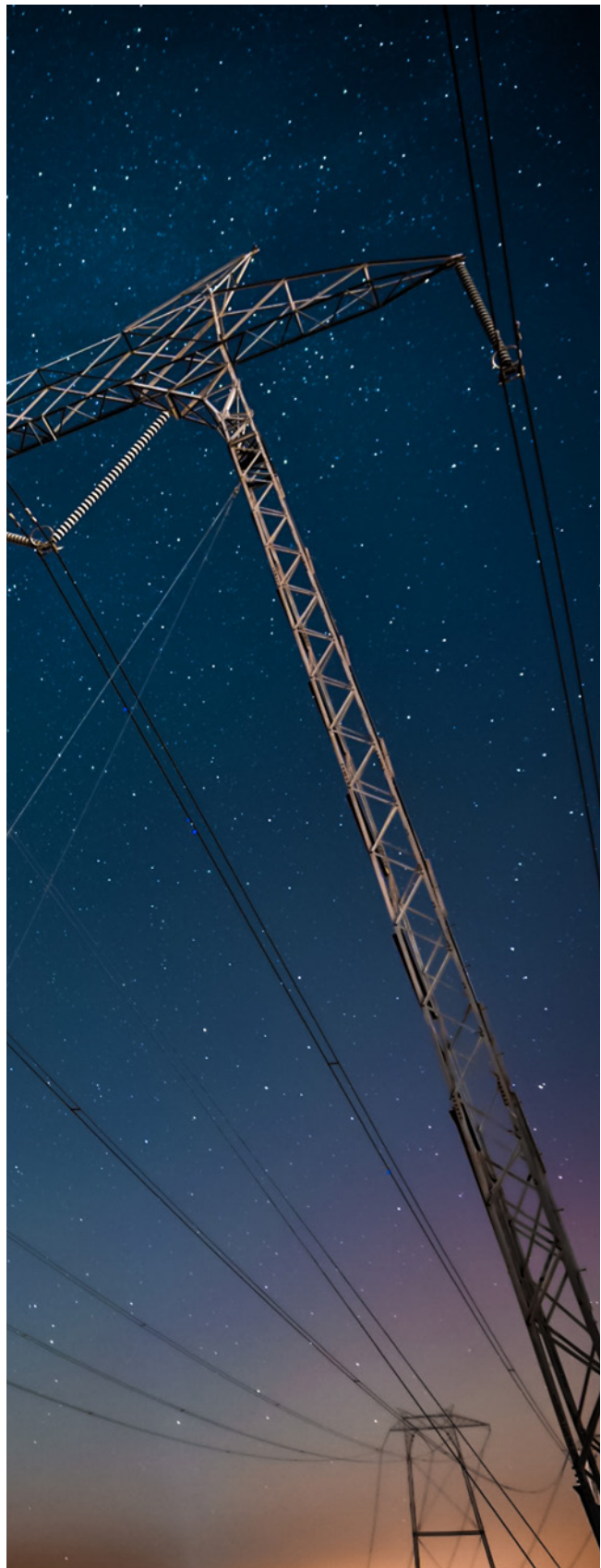


Foto de Divyansh Sagar de Unsplash.

NATURALEZA JURÍDICA ¿BIEN O SERVICIO?

Iniciamos nuestro análisis formulándonos la siguiente pregunta: ¿es la energía eléctrica un bien, un servicio, una mezcla de los anteriores o ninguno de ellos?

El profesor peruano Aníbal Torres señala que un bien es todo objeto corporal o incorporeal que es susceptible de valor económico del cual el ser humano se puede servir para satisfacer sus necesidades (Torres, 2000: pp. 463-473), en ese sentido es susceptible de apropiación, se encuentra dentro del comercio de las personas y es objeto de los derechos reales. Los bienes pueden ser cosas o derechos.

Son cosas todos aquellos objetos materiales y corporales de la naturaleza que ocupan un lugar en el espacio y son percibidos por los sentidos (González, 2012: pp. 112-113). El concepto de cosa, visto desde una concepción extrajurídica, abarca aquello que incluso carece de valor económico como el sol, las estrellas, el mar, el aire y las piedras. Sin embargo, el Derecho sólo considera bienes a todas las cosas tangibles que, además de su corporalidad, tienen valor económico y son apropiables (Ramírez, 1996: p.131), como el agua de los ríos, los minerales y los objetos que poseemos. No son bienes las cosas carentes de beneficios directos, como las nubes y los cometas; tampoco aquello que por su abundancia no puede ser apropiado como lo es el aire y el agua del mar (Ramírez, 1996: p.131; Gonzáles, 2005: p.139); ni lo que se encuentra fuera del comercio, como el cuerpo humano.

Por su parte, a diferencia de las cosas, los derechos son bienes incorporeales que no son accesibles a través de los sentidos, sino por intermedio de nuestro intelecto, como lo son los títulos valores, derechos de autor, patentes, acciones, entre otros. Es decir, tienen existencia jurídica y pueden ser materia de transacciones económicas, pero carecen de corporeidad.

Nos preguntamos entonces si la energía eléctrica es un bien. Sobre esta interrogante se ha pronunciado Eugenio María Ramírez, quien afirma que en la actualidad nadie discute que todas las energías (incluida la eléctrica) caen dentro del ámbito de los bienes, lo cual no es una mera abstracción (ficción jurídica), sino que son físicamente aprovechables, tienen contenido y valor económico y favorecen a la sociedad (permitiéndole la satisfacción de sus necesidades), además de ser susceptibles de goce y disposición, y prestan un servicio independientemente de la fuente que las produce (Ramírez, 1996: p.131). La doctrina española sigue esta misma perspectiva. El abogado español experto en temas energéticos Vicente López-Ibor sostiene que la energía eléctrica es un “bien comercializable, es decir, un producto que se ordena a través de un conjunto de transacciones económicas libres o de ofertas de los productores y demanda de los consumidores cualificados, los distribuidores y los comercializadores” (López-Ibor, 2006: p.143).

El Código Civil peruano (Decreto Legislativo N° 295, artículo 886, 1984) no señala expresamente que la energía eléctrica sea un bien, pero ello se desprende del inciso 2 de su artículo 886 en el cual se estipula que son bienes muebles las fuerzas naturales susceptibles de apropiación. Dentro de estas fuerzas naturales se encuentran la energía hidroeléctrica, la energía solar, la energía eólica e incluso los combustibles tales como petróleo, gas natural y carbón, todas ellas susceptibles de ser aprovechadas y transformadas en energía eléctrica. Al respecto, Cuadros Villena sostiene que dicho inciso debe interpretarse en que se considera como un bien a la energía producida por las fuerzas naturales, la misma que es susceptible de ser transportada (Cuadros, 1994: p.128). De igual forma, Francisco Avendaño y Aníbal Torres manifiestan que el Código Civil ha clasificado como bien mueble a las fuerzas de la naturaleza y a las que se derivan de aquellas en aplicación de la ciencia y la tecno-

logía, como es el caso de la energía eléctrica, producto de la transformación de la energía existente en la fuente energética tras un proceso industrial en el que interviene el hombre (Avendaño, 2003: p.45; Torres, 2006: p.283).

De lo expuesto, tenemos que la doctrina mayoritariamente conviene en concluir que la energía eléctrica es un bien, posición que está respaldada por la interpretación que se hace de la legislación. No obstante, cuando intentamos clasificarla en una cosa o un derecho es que surgen algunos problemas. De un lado, porque la corporalidad de la energía eléctrica no está demostrada, en el sentido que no es materia sobre la cual podamos decir si se encuentra en estado sólido, líquido o gaseoso (González, 2012: p.115). Del otro, si pretendemos vincular a la energía eléctrica con los derechos, nos topamos con que estos tienen como principal característica que son solo perceptibles por el intelecto humano y no por los sentidos, lo cual no le corresponde a la energía eléctrica que sí es percibida por el tacto y, además, es medible. Son estas características físicas las que nos causan dudas sobre su inclusión dentro de lo que entendemos como un bien.

Cierto sector de la doctrina internacional (Rivera, 2014: pp. 54-55) ha estimado en base a su propia legislación, considerar a la energía eléctrica como un bien mueble susceptible de apropiación. Sin perjuicio de ello, en base a dicho concepto de "cosa", Sánchez Hernández (Sánchez, 1996: pp.163-188) señala que la energía eléctrica no tendría naturaleza corporal en tanto su medición depende de un contador de fuerza motriz o efecto mecánico, luz calor, etc., y no puede individualizarse en el espacio, pues no es una sustancia real, sino que se presenta en forma de vibraciones o movimientos.

Al respecto, y no obstante lo mencionado con anterioridad, el referido autor refiere que el hecho de que la energía eléctrica no esté entre las cosas no quiere decir que quede fuera del

campo de acción del Derecho, dado que no son pocas las normas que se ocupan de ella, con lo cual no se pone en duda su carácter de posible objeto de derecho.

Bajo otra percepción, y en clara contraposición a la afirmación de Sánchez Hernández, otro sector de la doctrina internacional (Martínez, 2018: pp.22-30), ha calificado a la energía eléctrica como una "cosa" y más aún como de "cosa mueble", debido a que la energía eléctrica, en su calidad de capacidad para realizar trabajo, es una energía susceptible de apreciación económica y, en esa virtud, es posible calificarla como una cosa que, por carecer de corporeidad sensible, no ser posible su aprehensión material, ni tener sustantividad propia independiente, ni propia y autónoma existencia, ni tener existencia espacial separada de la materia de los conductores, resulta ser incorpórea o intangible, únicamente en el sentido de que carece de materialidad.

Asimismo, aun cuando la energía eléctrica resulte ser una cosa o bien del tipo incorpóreo o intangible es perfectamente consumible y, en ese entendido, resulta ser un bien de consumo, pues se encuentra directamente destinada a la satisfacción de necesidades. Conforme a lo anterior, y según Peñailillo Arévalo (Peñailillo, 2006: p.42), la clasificación de "bienes consumibles" aplica únicamente a los bienes muebles, por lo que no sería errado afirmar también que el carácter de consumible de la energía eléctrica imprime en ella el carácter mueble, derivando en una cosa incorpórea o intangible mueble.


Considerando la dificultad mencionada, una parte de la doctrina ha reflexionado sobre la imposibilidad de calificar a la energía eléctrica como un bien y ha planteado la tesis que en realidad se trata de una obligación de hacer (Papaño, 1989: p.6), de un servicio prestado que no implica el suministro de un bien o la obligación de dar. Según esta tesis, el generador que la produce brindaría un servicio

a los usuarios libres o a los distribuidores que contratan el suministro eléctrico y estos últimos, a su vez, brindarían un servicio a los usuarios finales regulados, algo parecido como el servicio de telefonía fija. Un defensor de esta postura es el abogado colombiano Velásquez Jaramillo, quien considera a las unidades cuantificables de la energía como un hecho objeto de una prestación o derecho de crédito y afirma, citando a Edmundo Gatti, que nadie puede ser dueño ni titular de derecho real alguno sobre la energía, ni se pueden establecer relaciones posesorias ni reivindicativas sobre aquella; y, a modo de ejemplo, señala que la empresa eléctrica más poderosa del mundo no tiene en el activo de su patrimonio ni un solo vatio de energía eléctrica (Velásquez, 2008: p.5).

Una parte de la doctrina considera que la energía eléctrica es un servicio, siendo más específicos, un servicio público. Los servicios (actividades y prestaciones) se diferencian de los bienes (cosas y derechos) porque los primeros son intangibles y se brindan para atender una necesidad de quien los requiere. Así, la energía eléctrica cabría dentro del concepto de servicio debido a que es intangible (se puede sentir no tocar) y es suministrada a los usuarios en igualdad de condiciones, sin discriminación y con usuarios en la misma potencialidad de su disfrute. Por ende, se configurarían en la energía eléctrica las características del servicio público: regularidad, continuidad e igualdad entre otros (Kresalja, 1999: p.48).

Existen quienes diferencian el suministro del aprovisionamiento, considerando que el primero se refiere a los servicios y el segundo a los bienes (Sandoval, 2007: p.119) con lo cual quedaría zanjado el hecho de que la energía eléctrica es un servicio suministrado y no podría ser materia de un aprovisionamiento. Otra parte de la doctrina incluso refiere que no puede ser una cosa puesto que no tiene existencia propia, sino que se encuentra siempre unida al ser humano o a la cosa que lo produce siendo esta última la que es materia del Derecho

(Barassi, 1955: p.106) y no la energía eléctrica que solamente es un estado de la materia en el que los electrones se están moviendo a través de un cuerpo conductor por lo que su suministro es en el fondo el servicio de provisionar la posibilidad de realizar un trabajo (Sánchez, 1996: pp. 163-168)




Responder a la interrogante de si se trata de un bien o un servicio con la finalidad de comprender los efectos de dicha naturaleza en las transacciones del mercado eléctrico, como lo son los contratos de suministros.

En esta misma línea, desde el derecho tributario peruano tenemos que el suministro de energía es claramente reconocido como un servicio. En el apéndice V de la Ley del Impuesto General a las Ventas e Impuesto Selectivo al Consumo (Decreto Supremo N° 055-99-EF, apéndice V, 1999) se ha establecido que es una operación considerada como operación de servicios el suministro de energía eléctrica a favor de sujetos domiciliados en el exterior, siempre que sea utilizado fuera del país. El suministro de energía eléctrica comprende todos los cargos que le son inherentes, contemplados en la legislación peruana.

No cabe duda, entonces, que el suministro eléctrico brindado por los distribuidores es un servicio público, pues cumple con todas las condiciones para serlo; sin embargo, el hecho que dicha actividad sea un servicio público no implica que el elemento suministrado también lo sea, o ¿acaso el agua potable que recibimos en nuestras casas no es un bien? En efecto, la Ley de Recursos Hídricos, ha declarado al agua como un bien de uso público (Ley N° 29338, artículo 2, 2009), por lo que el hecho de que recibamos el agua potable a través de un servicio no le quita a esta su condición de bien.

En la búsqueda de una postura intermedia, en un artículo publicado en la revista Economía Industrial del Ministerio de Ciencia y Tecnología español, se esbozó la tesis de una doble naturaleza de la energía eléctrica. Según dicho trabajo, se trata un bien privado, pues sólo se disfruta si se paga por ella y sólo se produce si alguien la demanda, mientras que su fiabilidad es un bien público, porque cumple con las propiedades de no exclusión y no rivalidad (Fabra, 2007: p.67). La fiabilidad en este caso sería una característica del servicio público eléctrico más que de la energía eléctrica propiamente dicha, con lo que se configuraría su doble naturaleza: un bien y un servicio.



**El suministro eléctrico
brindado por los distribuidores
es un servicio público; sin
embargo, el hecho que dicha
actividad sea un servicio
público no implica que el
elemento suministrado
también lo sea.**

Desde una perspectiva legal, cabe señalar que en la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844, artículo 2, 1992) se dispone que sólo son Servicios Públicos de Electricidad el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo o destinado al uso colectivo (para usuarios regulados) y las actividades de transmisión y distribución eléctrica. Ha sido excluida de la calificación de servicio público la actividad de generación eléctrica, esto debido a que dicha actividad consiste en un proceso industrial de transformación de los recursos energéticos en energía eléctrica. Así, la legislación peruana concibe que la energía eléctrica es el producto o bien final de este proceso industrial. A ello debemos agregar que es imposible industrializar un servicio puesto que este no es susceptible de ser producido, sino que es brindado para cubrir una necesidad.

En la actualidad, la línea divisoria entre los bienes y servicios es cada vez más delgada, habida cuenta la gran cantidad de bienes que se comercializan acompañados de un servicio (ejemplo la compra de un artefacto incluye servicio de mantenimiento), incluso puede darse el caso que mediante un servicio se distribuya un bien, como es el caso del agua potable que hemos mencionado. Por ello, cuando el generador eléctrico vende su producto al distribuidor eléctrico está brindando mediante el servicio de suministro un bien, la energía eléctrica. Lo mismo ocurre cuando el distribuidor la suministra a los usuarios finales. El usuario receptor del bien final puede a la vez utilizarlo como insumo para la producción de otro bien o realización de un servicio, por ejemplo, los usuarios libres tales como minas y fábricas usan energía eléctrica para el desarrollo de sus procesos, y las empresas consultoras la emplean para brindar sus asesorías.

La teoría de que la energía eléctrica es un bien se encuentra respaldada por el Derecho Penal peruano. Así, en el Código Penal (Decreto Legislativo 635, artículo 185, 1991) se establece que para efectos de calificar el

hurto se equipara a la energía eléctrica como un bien mueble, de modo tal que se reprimirá con pena privativa de libertad no menor de uno ni mayor de tres años a aquella persona que se apropie o consuma energía eléctrica de manera clandestina, sin contar con un contrato de suministro. Advertimos entonces que las empresas eléctricas pueden ser víctimas del hurto de energía eléctrica, lo cual no sería posible si no se tratara de un bien, por lo que podemos concluir que en la doctrina penal ha quedado zanjada la posición de que la energía eléctrica es un bien.

Asimismo, las normas sectoriales de las actividades eléctricas también refuerzan esta teoría. Por ejemplo, la Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832, artículo 3, 2006) y el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad (Decreto Supremo N° 022-2009-EM, artículo 5, 2009) hacen referencia a la compra y venta de energía eléctrica, sin referirse a ella como la adquisición de un servicio, sino de un bien. Por ello, desde el punto de vista mercantil, la energía eléctrica es considerada un bien para las empresas que realizan transacciones de compra-venta. Consecuentemente, el generador eléctrico es quien produce el bien y lo comercializa con los distribuidores, para que sean estos quienes lo suministren, mientras que en el mercado regulado sus ingresos son calculados teniendo en cuenta la demanda de energía eléctrica la cual también es contabilizada en unidades de kilovatio hora.

Por lo expuesto, coincidimos en la posición que la energía eléctrica es un bien y no un servicio. Queda claro que el suministro eléctrico sí es un servicio público por el cual se proporciona dicho bien, pero la energía eléctrica no es un bien común y corriente como la mayoría que conocemos, sino que posee connotaciones propias de su naturaleza física. Se trata de un bien que, desde el punto de vista económico, no es almacenable con criterios de eficiencia, pues dicho almacenamiento no puede realizarse en

grandes cantidades, sino que demanda altos costos, por lo que debe ser producido en el mismo momento en que se demanda y transportado en tiempo real hacia el consumidor (Barreiro, 2002: p.98).

Esta genuina característica física impide que en la práctica recaigan sobre la energía eléctrica algunas de las figuras de los derechos reales. Por ejemplo, en caso que una persona descubra que su vecino hurta el fluido eléctrico desde su domicilio, podría interponer una acción reivindicatoria contra dicho vecino para que devuelva toda la energía eléctrica consumida. Sin embargo, debido a que se trata de un bien fungible, resultaría más eficaz que el perjudicado exija el pago de los daños y perjuicios por responsabilidad extracontractual que exigir la devolución de todos los vatios consumidos. De igual modo, la empresa concesionaria de distribución eléctrica no tendría mecanismos para hacer efectiva la devolución de energía eléctrica de aquel usuario que le ha hurtado energía eléctrica, pues al tratarse esta actividad de un monopolio, resultaría imposible que el obligado pueda comprarla a otro suministrador y devolverla. Además, siendo un bien que se consume en el instante en que se utiliza, resultaría difícil establecer un vínculo de posesión o utilización entre quien hurta y el bien.

De otro lado, aunque desde el punto de vista legal es perfectamente válido, no resulta razonable afectar a la energía eléctrica con una garantía mobiliaria. Esto porque la cantidad de energía que se requeriría para respaldar el cumplimiento de una obligación no podría determinarse habida cuenta que, salvo de que medie un contrato de suministro, la energía eléctrica varía en su precio a cada instante en el mercado de corto plazo, de acuerdo a si la última central llamada a producirla es térmica (más cara) o hidroeléctrica (más barata). Además, la necesidad de ser transmitida a través de redes haría no factible ejecutar la garantía en caso de incumplimiento del deudor,

ya que es materialmente imposible que el acreedor pueda tomar la energía eléctrica del domicilio del deudor y trasladarla hasta el suyo.

Por último, tratándose de un bien consumible, de acuerdo con el Código Civil (Decreto Legislativo N° 295, artículo 999, 1984) no cabe constituir en usufructo. Así, tenemos que, pese a que la energía eléctrica comparte algunas características de las cosas, no es idéntica en todos sus componentes (Kiper, 2004: p.25). Por tal motivo, consideramos que se trata de una categoría especial de bien (ni cosas ni derechos) que debe tener su propia normativa. Esto es, no debe ser susceptible de posesión en el sentido tradicional, tampoco de acciones reivindicatorias, garantías mobiliarias ni usufructo pues son figuras legales que no compatibilizan con su naturaleza. Entonces, vale solamente el ejercicio de los derechos de uso y disfrute de la propiedad sobre la energía eléctrica y la posibilidad de ser transferida y adquirida.

LA ENERGÍA ELÉCTRICA ¿FRUTO O PRODUCTO?

Encontrándonos en la conclusión que la energía eléctrica es un bien con algunas características similares que las cosas, pero con distinta naturaleza, nos queda determinar si se trata de un fruto o producto. De acuerdo con el artículo 890 del Código Civil (Decreto Legislativo N° 295, artículo 890, 1984), los frutos son los provechos renovables que produce un bien, sin que se altere ni disminuya su sustancia, mientras que el artículo 894 del mismo cuerpo normativo define a los productos como los provechos no renovables que se extraen de un bien.

Cuando se usan los recursos energéticos no renovables como el diésel o el gas natural la energía eléctrica obtenida viene a ser un producto, pues el recurso es consumido en la combustión, disminuyéndose en su sustancia.

El empleo de recursos energéticos como los hidráulicos, eólicos y solares nos podría llevar a pensar que la energía obtenida vendría a ser un fruto. Empero, al utilizarse el viento o el agua para generar energía eléctrica, se altera su energía cinética, de tal modo que es imposible la generación con el mismo recurso en un perímetro próximo. La energía eléctrica obtenida, aun cuando proviene de fuentes renovables, es un bien consumible no renovable, por lo que también recibe la cualidad de producto.

Por lo tanto, en ambos casos, tenemos que la energía eléctrica es un producto y no un fruto.

IMPLICANCIAS DE LA NATURALEZA JURÍDICA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SECTOR ELÉCTRICO

Determinar la naturaleza jurídica de la energía eléctrica es fundamental para definir cuál es el objeto de los contratos y el tipo por los cuales se suministra. El sector eléctrico se caracteriza porque la energía eléctrica es comercializada a través de contratos, desde los generadores hasta los consumidores. En efecto, el generador suscribe contratos con los clientes libres (grandes usuarios) o distribuidores; y, estos últimos a su vez, suscriben contratos con los usuarios regulados (usuarios con consumos menores) para suministrarles continuamente la energía eléctrica y también pueden competir con los generadores en el suministro a los clientes libres. Adicionalmente, en el mercado de corto plazo, llamado mercado spot, que constituye un mercado mayorista, los generadores la adquieren entre sí para atender sus requerimientos contratados, pudiendo también acudir a este grandes usuarios y distribuidores para hacer retiros.

Teniendo en cuenta que la energía eléctrica es un bien con características especiales que se suministra a través de un servicio, el contrato de suministro es la forma como se

materializa dicho suministro y el bien contratado, es decir, el objeto del contrato es la energía eléctrica. En efecto, en el Código Civil (Decreto Legislativo N° 295, artículo 1604, 1984) se establece que el contrato de suministro es el instrumento por el cual el suministrante se obliga a ejecutar en favor de otra persona prestaciones periódicas o continuadas de bienes, en el caso concreto del sector eléctrico el bien es la energía eléctrica.

Jurídicamente, la energía eléctrica se caracteriza por tener un propietario y estar sometida al tráfico jurídico, mientras que, desde el punto de vista económico tiene un valor monetario, se comercializa a un precio y es el objeto social de las empresas del sector.

Así, tenemos que el contrato de suministro eléctrico se caracteriza por ser periódico, permanente y continuado. En el caso del suministro de distribuidor a usuarios regulados, además de estas características, el contrato de suministro es a plazo indeterminado, con la finalidad de ahorrar costos de transacción en los que incurrirían los distribuidores si negociaran a cada momento contratos con los miles de clientes con los que cuentan.

El suministro a los usuarios regulados, al tratarse de un servicio público declarado por ley, se encuentra sujeto a ciertas condiciones técnicas con el objeto de garantizar que la energía eléctrica sea un bien suministrado con un nivel de calidad preestablecido normativamente y con la continuidad necesaria para no

interrumpir el desarrollo de las actividades humanas. Además de ello, se impone legalmente la obligación a los distribuidores de mantener contratos con generadores que aseguren la atención de la demanda de sus usuarios y mejor aún si dichos contratos son de largo plazo obtenidos a través de licitaciones.

El hecho que la energía eléctrica sea un bien no solamente lo hace ser objeto de contratos, sino que también tales contratos establecen la forma y el lugar de entrega, lugar donde se instala el medidor que permite contabilizar las unidades de energía suministradas sobre las cuales se realiza el pago. Este pago, cuando se trata del suministro de distribuidor a usuario regulado se llama tarifa y está asociada a un valor por unidad de energía que no sería posible contabilizar si la energía eléctrica fuera un servicio.

El bien energía eléctrica puede entonces distinguirse de la potencia, que también es materia de los contratos de suministro. En el sector eléctrico, cuando se contrata el suministro de energía eléctrica, este contrato se encuentra asociado a una potencia, que corresponde a la capacidad de suministrar una cantidad de energía eléctrica en un tiempo dado. Así, advertimos que la potencia se asemeja más a un servicio que a un bien, pues a diferencia de la energía eléctrica, la potencia está asociada directamente a la capacidad de producción de las centrales de generación y, en específico, a sus unidades de generación, las cuales se encuentran siempre en propiedad del generador y no se entregan en propiedad al distribuidor o al usuario.

En otras palabras, concluir que la energía eléctrica es un bien nos permite separarla de la potencia, que aun cuando están contractualmente relacionadas, desde el punto de vista jurídico se pueden comercializar por separado. Sin embargo, a diferencia de la energía eléctrica, la potencia constituye el respaldo de la energía que se consume, así, por ejemplo,

si uno compra botellas de agua de una embotelladora, la potencia viene a ser la capacidad de la empresa de producir un número de botellas con agua en un tiempo dado, mientras que el bien sería el agua conjuntamente con el envase.

De otro lado, desde la óptica del derecho penal, al tratarse de un bien es susceptible de ser hurtado. El Código Penal peruano contiene una tipificación de delito de hurto de energía eléctrica y que incluso es frecuentemente detectado por los distribuidores. No se trata entonces de una ficción jurídica, sino del reconocimiento de una realidad. Si es un bien puede ser hurtado.

Del mismo modo, siendo un bien, este puede ser el objeto social de las empresas del sector, así, el objeto de los generadores eléctricos es producir energía eléctrica, de los transmisores es transportarla y de los distribuidores el suministrarla a los usuarios. Su entrega y el pago como contraprestación constituyen las obligaciones que todo contrato de suministro contiene.

CONCLUSIONES

El presente trabajo constituye un aporte para el estudio acerca de la naturaleza jurídica de la energía eléctrica, dado que no se cuenta con abundante doctrina que estudie este tema, el cual resulta necesario a efectos de interpretar correctamente el objeto y el tipo de contrato mediante el cual se realizan las transacciones en el mercado eléctrico.

La energía eléctrica es una forma de energía secundaria que se produce por el movimiento de cargas libres, las cuales fluyen constantemente en lo que nosotros conocemos como corriente eléctrica.

Son características físicas de la energía eléctrica su percepción a través del tacto, su carácter transportable mediante conductores, la posibilidad de cuantificarla y la imposibilidad de almacenarla e individualizarla. Jurídicamente, la energía eléctrica se caracteriza por tener un propietario y estar sometida al tráfico jurídico,



Foto de Wander Fleur de Unsplash.

mientras que, desde el punto de vista económico tiene como característica el tener un valor monetario, ser comercializada a un precio y ser el objeto social de las empresas del sector.

En la disyuntiva acerca de si la energía eléctrica es un bien o un servicio, en el presente trabajo concluimos que nos encontramos ante un bien que se suministra a través de un servicio. Se trata de un bien en tanto tiene valor económico, puede ser medible y percibido por los sentidos, su obligación de entrega constituye una obligación de dar y no una obligación de hacer como lo sería si se tratara de un servicio.

La teoría de que es un bien se ve reforzada desde el derecho penal, el cual admite la figura del hurto de energía eléctrica. Por su lado, las normas sectoriales del mercado eléctrico también recogen esta tesis, pues regulan a la energía eléctrica como algo no solamente medible, sino comercializable en unidades.

Siendo un bien, resulta complicado encasillar a la energía eléctrica en cuanto a si es una cosa o un derecho, por lo tanto, nos acogemos la doctrina que señala que es un bien con características peculiares sobre el cual no se pueden aplicar determinadas figuras de los derechos reales tales como la posesión, la acción de reivindicación, las garantías mobiliarias y el usufructo.

La energía eléctrica es un bien que se presta a través de un servicio. Este servicio tiene particularidades ya que legalmente se encuentra declarado como servicio público cuando la energía está destinada a los usuarios regulados. En este caso, este servicio se encuentra normado bajo condiciones que aseguren la continuidad y adecuados niveles de calidad.

El suministro de energía eléctrica es el objeto de contratos de suministro mediante los cuales se materializa el acto de entregar energía eléctrica desde el generador al distribuidor o los usuarios libres y entre distribuidor y usuarios libres y regulados. Estos contratos

se encuentran regulados normativamente, en tanto la prestación del servicio es materia de supervisión por parte del Estado.

Desentrañar la naturaleza jurídica de la energía eléctrica permitirá dar una adecuada interpretación a estos contratos de suministro y mejorará la base normativa sobre la cual se realizan las transacciones jurídico económicas en el mercado eléctrico. ■

REFERENCIAS

Avendaño Arana, F. (2003). Bienes. En Walter (dir), *Código civil comentado por los 100 mejores especialistas. Tomo VI Derechos de obligaciones*. Lima: Gaceta Jurídica.

Barassi, L. (1955). *Instituzioni di diritto civile*. 4a. ed. Aggiornata, Giuffrè, Milano.

Barreiro, R. (2002). *Derecho de la energía eléctrica. Dinámica legal, derechos y obligaciones del usuario*. Buenos Aires: Editorial Abaco de Rodolfo Depalma.

Betalleluz Pallardel, L. E. (2003). *Manual de electricidad básica para ingenieros*. Lima: Fondo de Desarrollo Editorial de la Universidad de Lima.

Casas Ospina, F. (2004). Naturaleza jurídica de la electricidad. *En Mundo Eléctrico*, 18(55), Abr-Jun. Bogotá.

Cuadros Villena, C. F. (1994). *Derechos reales. Tomo I*. Lima: PUCP.

Fabra Portela, N. (2007). La electricidad: mercado, inversiones y garantías de suministro. En *Economía Industrial, Ministerio de Ciencia y Tecnología*. Madrid.

González Barrón, G. (2005). *Derechos reales*. Lima: Jurista Editores.

González Linares, N. (2012). *Derecho civil patrimonial. Derechos reales*. Lima: Jurista Editores.

- Kiper, C. (2004). *Código civil comentado. Derechos reales. Tomo I*. Santa Fe: Rubinzal - Culzoni Editores.
- Kresalja R., B. (1999). El Rol del estado y la gestión de los servicios públicos. En *Themis N° 39*. Lima.
- López-Ibor Mayor, V. (2006). *Comentarios a las leyes energéticas. Tomo I*. Madrid: Editorial Civitas.
- Martínez Romero, M. S. (2018). *Naturaleza jurídica del contrato de suministro de energía eléctrica celebrado entre empresas generadoras y clientes libres*. Concepción: Universidad de Concepción.
- Ministerio de Energía y Minas (MINEM). (1999). *Eficiencia energética: electricidad. Proyecto para Ahorro de Energía (PAE)*. Lima.
- Papaño, R. J. (1989). *Teoría general de los derechos reales. Tomo I*. Buenos Aires: Ediciones Depalma.
- Peña Guzmán, L. A. (1975). *Derecho civil. Derechos reales I*. Buenos Aires: Tea.
- Peñailillo, D. (2006). *Los bienes, la propiedad y otros derechos reales*. Santiago de Chile: Editora Jurídica de Chile.
- Real Academia Española. (2020). *Diccionario de la lengua española*, 23a. ed. [versión 23.4 en línea]. <<https://dle.rae.es>> [30/10/2020]
- Ramírez, Eugenio María. (1996). *Tratado de derechos reales. Tomo I*. Lima: Rodhas.
- Rivera Staff, J. (2014). *Análisis jurídico del sector eléctrico en Panamá para su evolución hacia las energías renovables: una aproximación desde el derecho español*. Madrid: Universidad Complutense de Madrid.
- Sánchez Hernández, A. (1996). El contrato de suministro de energía eléctrica. *Boletín de la Facultad de Derecho*, 10-11. Universidad de la Rioja.
- Sandoval López, R. (2007). *Derecho comercial. Primera parte. Los Actos de comercio*. Organización Jurídica de la Empresa. Santiago: Editorial Jurídica de Chile.
- Torres Vásquez, A. (2000). *Código civil*. 5a. ed. Lima: IDEMSA.
- Torres Vásquez, A. (2006). *Derechos reales. Tomo I*. Lima: IDEMSA.
- Velásquez Jaramillo, L. G. (2008). *Bienes*. 11a. ed. Medellín: Comlibros.
- Zischka, Anton. (1960). *Pasado, presente y futuro de la energía*. Barcelona: Editorial Labor S.A.

REFERENCIAS LEGISGRAFICAS

- Constitución Política del Perú [Const]. *Diario oficial El Peruano*, 29 de diciembre de 1993. Perú.
- Código Civil, aprobado con Decreto Legislativo N° 295. *Diario oficial El Peruano*, 25 de julio de 1984. Perú.
- Código Penal, aprobado con Decreto Legislativo N° 635. *Diario oficial El Peruano*, 8 de abril de 199. Perú.
- Ley N° 26821 de 1997. Ley Orgánica para el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales. *Diario oficial El Peruano*, 25 de junio de 1997. Perú.
- Decreto Ley N° 25844 de 1992. Ley de concesiones eléctricas. *Diario oficial El Peruano*, 19 de noviembre de 1992. Perú.
- Decreto Supremo N° 055-99-EF de 1999. Texto único ordenado de la Ley del impuesto general a las ventas e impuesto selectivo al consumo. *Diario oficial El Peruano*, 15 de abril de 1999. Perú.
- Ley N° 28832 de 2006. Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica. *Diario oficial El Peruano*, 23 de julio de 2006. Perú.
- Ley N° 29338 de 2009. Ley de recursos hídricos. *Diario oficial El Peruano*, 23 de marzo de 2009. Perú.
- Decreto Supremo N° 022-2009-EM de 2009. Reglamento de usuarios libres de electricidad. *Diario oficial El Peruano*, 16 de abril de 2009. Perú.



Olade's Regional Program for Small Hydroelectric Power Plants

Thematic Dossier

Call for papers



Articles submission deadline:
November 8, 2021 to January 14, 2022

Languages of postulated articles:
Spanish, English and Portuguese



More information: enerlac@olade.org

DISEÑO DE UNA ESTACIÓN DE CARGA SOLAR PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN CENTROS COMERCIALES

*DESIGN OF A SOLAR CHARGING STATION
FOR ELECTRIC VEHICLES IN SHOPPING MALLS*

César Alfredo Peña Ramos ¹, Maxidiano Isidro Céspedes Gonzales ²

Recibido: 16/03/2021 y Aceptado: 23/06/2021
ENERLAC. Volumen V. Número 2. Diciembre, 2021 (134 - 155)
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de Michael Fousert de Unsplash.

RESUMEN

En el presente artículo, presentamos el diseño, dimensionamiento y modelado de una estación de carga solar conectado a red para la recarga de vehículos eléctricos en centros comerciales. El método realiza un análisis del recurso solar disponible en la ubicación del centro comercial, también el análisis, evaluación y selección de los componentes del sistema fotovoltaico conectado a red con apoyo de *software* de simulación como el PVsyst y Helioscope, también el análisis, evaluación y selección de los componentes de los puntos de recarga de los vehículos eléctricos y finalmente el análisis económico de la estación de carga solar en el centro comercial.

Palabras clave: Sistema Fotovoltaico Conectado a Red, Módulo Fotovoltaico, Inversor de interconexión a Red, Vehículo Eléctrico, Cargador Eléctrico, Perú.

ABSTRACT

In this article, we present the design, dimensioning and modeling of a grid-connected solar charging station for recharging electric vehicles in shopping malls. The method performs an analysis of the solar resource available at the location of the shopping mall, also the analysis, evaluation and selection of the components of the photovoltaic system connected to the grid with the support of simulation software such as PVsyst and Helioscope, also the analysis, evaluation and selection of the components of the electric vehicle charging points and finally the economic analysis of the solar charging station in the shopping mall.

1 Universidad Nacional del Centro. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Perú.

cpena.ugsa@gmail.com

<https://orcid.org/0000-0002-8403-9329>

2 Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo. Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. Perú.

maxicesgon@gmail.com

<https://orcid.org/0000-0003-1082-4938>

Keywords: *Grid-connected Photovoltaic System, Photovoltaic Module, Grid Interconnect Inverter, Electric Vehicle, Electric Charger, Peru.*

INTRODUCCIÓN

Existen dos alternativas para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, la primera es la electrificación del transporte y la segunda es la generación de electricidad mediante energías renovables.

La electromovilidad con suministro de energía que proviene de energías renovables como la solar, nos brinda beneficios como mejoras en la salud de la población por la menor contaminación, mejoras en la economía y disminución de la dependencia energética.

El presente artículo, desarrolla una metodología para el diseño de una estación de carga solar para vehículos eléctricos en centros comerciales, que consiste en el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico conectado a red, análisis, evaluación y selección de los componentes de carga para los vehículos eléctricos, así como evaluación de la viabilidad técnica y económica de la estación de carga solar para vehículos eléctricos en centros comerciales.

En ese sentido, una de las formas de cargar la energía de las baterías de los vehículos eléctricos es utilizando los puntos de carga

que se instalarán en los estacionamientos de los centros comerciales, todo esto mientras los usuarios acuden a realizar sus compras o pasar su tiempo libre.

OBJETIVOS

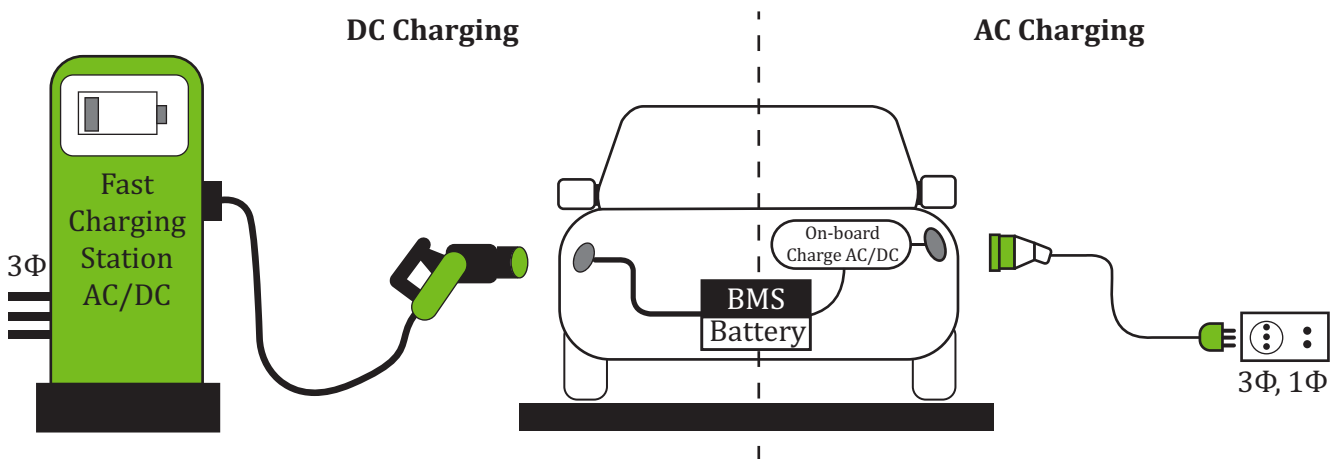
- Dimensionar el sistema fotovoltaico conectado a red para que brinde el 50 % de la energía que necesite las baterías de los vehículos eléctricos durante las horas que se cuente con el recurso solar.
- Evaluar la viabilidad técnica y económica de la estación de carga solar para vehículos eléctricos en centros comerciales.

ANTECEDENTES

Situación actual de los vehículos eléctricos

Actualmente la batería de las nuevas versiones de vehículos eléctricos tiene una capacidad que varía entre 38 y 64 kWh a excepción de los autos de alta gama como el Taycan de Porsche y el Model S de Tesla, cuya capacidad varía entre 70 y 100 kWh. En la mayoría de los autos eléctricos el cargador interno es 7.2 kW a excepción de Tesla que es de 10 kW. En la siguiente figura, se muestra el sistema de carga de vehículos eléctricos (López Redondo, 2020).

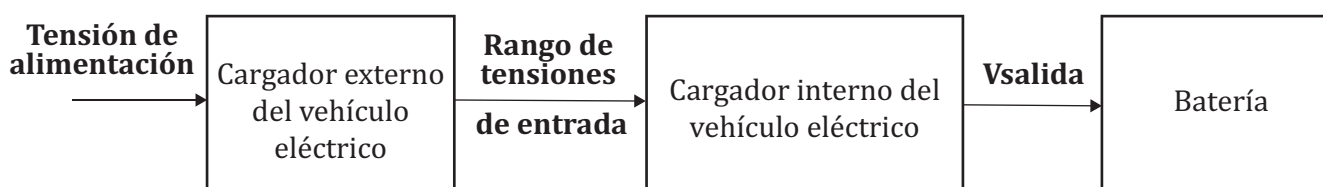
Figura 1. Sistema de carga de vehículos eléctricos



Fuente: Elaboración propia

El tiempo (horas) de carga en AC, de la batería (kWh) del vehículo eléctrico dependerá de la potencia del cargador interno (kW) del vehículo eléctrico.

Figura 2. Carga de un vehículo eléctrico con un cargador externo



Fuente: Elaboración propia

A continuación, se muestra los datos técnicos de los vehículos eléctricos del año pasado.

Tabla 1. Datos técnicos de vehículos eléctricos

Marco y modelo del auto	Hyundai Ioniq Eléctrico	Kia eSoul Standard	Kia eSoul Autonomía Extendida	Nissan Leaf S	Nissan Leaf S Plus	BYD E5-400
Tipo	EV	EV	EV	EV	EV	EV
Año de fabricación	2019	2019	2019	2019	2019	2019
Velocidad máxima (km/h)	165	155	167	144	157	130
Capacidad de batería (kWh)	38.3	39.2	64	40	62	60.5
Autonomía (km)	293	277	452	270	385	400
Potencia del motor (kW)	100	100	150	110	160	160
Torque (N.m.)	295	395	395	320	340	310
Potencia cargador interno (kW)	7.2	7.2	7.2	6.6	6.6	7
Tiempo de carga rápida de 100 kW al 80% (min)	54	42	42	40 (50 kW)	45 y 60 (50 kW)	
Precio (USD)	38,639.00	40,121.00	47,320.00	29,990.00	36,550.00	34,760.00

Fuente: Hyundai, Kia, Nissan y BYD

Tabla 2. Capacidad de la batería y autonomía por una hora de carga

Marco y modelo del auto	Capacidad de la batería por una hora de carga (kWh)	Autonomía (km) por una hora de carga
Hyundai Ioniq Eléctrico	7.2	55.08
Kia eSoul Standard	7.2	50.88
Kia eSoul Autonomía Extendida	7.2	50.85
Nissan Leaf S	6.6	44.55
Nissan Leaf S Plus	6.6	40.98
ByD E5-400	7.0	46.28
Porsche Taycan 4S	9.6	49.33
Porsche Taycan Turbo	9.6	46.25
Tesla Model S - Performance	10	56.00
Promedio	8.0	49.00

Fuente: Elaboración propia

En España, se desarrolló el proyecto SIRVE (Sistemas Integrados para la Recarga de Vehículos Eléctricos), cuyo objetivo es desaturar la red eléctrica en BT, si la demanda agregada por los sistemas de carga rápida y carga moderada, supera la capacidad de la línea o de los centros de transformación desde el que se está abasteciendo. El proyecto SIRVE está compuesto por un sistema fotovoltaico de 1kWp, que proporciona la energía a las baterías de litio de 30 kWh (Urbener, 2015).

En el 2017, en Shanghái se estrenó, a modo de prueba, su primera estación de carga con energía solar para vehículos eléctricos, conformada por 40 paneles solares en la azotea de un edificio. Además, tenía baterías de respaldo y estaba conectado a red eléctrica. En media hora con carga rápida la batería se cargaba con 70% y alrededor de dos horas para llenar por completo el vehículo eléctrico (El País, 2017).

METODOLOGÍA

La metodología propuesta para el presente artículo sigue los siguientes pasos:

- Descripción de la zona de estudio.
- Estimación del recurso solar disponible.
- Cálculo de la energía consumida por la carga de vehículos eléctricos.
- Cálculo de la potencia del generador fotovoltaico y selección de los dispositivos de protección.
- Requerimientos para la conexión a red.
- Estimación de la energía producida.
- Estimación de las emisiones de CO₂ reducidas.
- Metrado y presupuesto.
- Evaluación económica.
- Simulación con los *softwares* PVsyst y Helioscope.

Para propósito de evaluar la viabilidad técnica, económica y financiera de la estación de

carga solar para vehículos eléctricos en centros comerciales.

Descripción de la zona de Estudio

Para el análisis de estudio del proyecto se seleccionó el Centro Comercial “Molina Plaza”, ubicado en el distrito de La Molina, provincia de Lima, región Lima, Perú.

Se seleccionó el centro comercial Molina Plaza, por dos motivos. El primero que se encuentra ubicado en una zona de considerable radiación solar durante el año. Según el Atlas Solar Global, la energía fotovoltaica específica de salida es de 1,435 kWh/kWp (Global Solar Atlas, 2020). El segundo motivo, los residentes del distrito cuentan con el poder adquisitivo suficiente para la compra de vehículos eléctricos.

Memoria de cálculos justificativos

Irradiación solar

Con las coordenadas geográficas y usando la aplicación *Power Data Access Viewer* de la NASA, se obtiene la irradiación media horizontal global mensual de la base de datos de la NASA (1983 – 2005) y NASA (1984-2013).

Tabla 3. Datos geográficos de la zona de estudio

Latitud Sur	12° 05' 28"
Longitud Oeste	76° 57' 01"
Altitud media	234 m

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4. Datos de la temperatura

Temperatura máxima	28° C
Temperatura media	18° C
Temperatura mínima	11° C

Fuente: Elaboración propia



Foto de Michael Fousert de Unsplash.

Tabla 5. Valores meteorológicos mensuales de la NASA

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Hora global	6.48	6.32	6.72	6.17	5.04	3.86	3.73	4.09	4.83	5.84	6.31	6.52	kWh/ m ² . día

Fuente: *Power Data Access Viewer*

Se determina la inclinación óptima mediante la siguiente fórmula:

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 \varphi \quad (1)$$

Donde:

β_{opt} : ángulo de inclinación óptima en grados.

φ : latitud del lugar sin signo en grados.

La inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos es de 12° aproximadamente, usando la aplicación *Power Data Access Viewer* de

la NASA la irradiación global media mensual sobre una superficie inclinada en su ángulo óptimo, orientada hacia el norte.

Tabla 6. Irradiación global media mensual sobre una superficie inclinada de 12°

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Irradiación global media mensual en un ángulo de 12°	6.63	6.33	6.79	6.62	5.87	4.53	4.24	4.37	4.90	5.84	6.41	6.72	5.77 kWh/m ² . día

Fuente: *Power Data Access Viewer*

El mes que tiene la menor irradiación según la tabla anterior, es el mes de Julio (González et al., 2013). Si se considera la irradiancia igual a 1,000 W/m², entonces las horas solares pico (HSP) equivale a 4.24 h.

Cálculo de la energía consumida por la carga de vehículos eléctricos

Para calcular la energía consumida se debe considerar lo siguiente:

- Se toma en cuenta 8 cargadores Wallbox de 11 kW (EVBox, s.f.), para la carga de los vehículos eléctricos.
- Según la tabla 2, la capacidad de la batería promedio por una hora de carga equivale a 8 kWh. Entonces si el tiempo de carga es de una hora se pueden cargar 8 vehículos simultáneamente cada hora.
- La energía consumida desde las 9:00 a.m. hasta las 06:00 p.m. equivale a 576 kWh. Mientras que la energía consumida desde las 06:00 p.m. hasta las 09:00 p.m. equivale a 192 kWh.
- El sistema fotovoltaico conectado a red se dimensionará para que proporcione el 50%

de la energía consumida durante las 09:00 a.m. hasta las 06:00 p.m. la cual equivale a 288 kWh.

- Los cargadores estarán disponibles desde las 09:00 a.m. hasta las 09:00 p.m. Siendo 12 horas el tiempo disponible considerando el 37.5% suministrado por el sistema fotovoltaico y el 62.5% por la red eléctrica.

Se estima que la energía consumida en el transcurso del día es de 768 kWh. Si aumenta el tiempo de carga y considerando constante la cantidad de autos por el tiempo de carga respectivo (1, 2, 3 o 4), la energía consumida es la misma lo único que cambia es la cantidad de autos abastecidos por día.

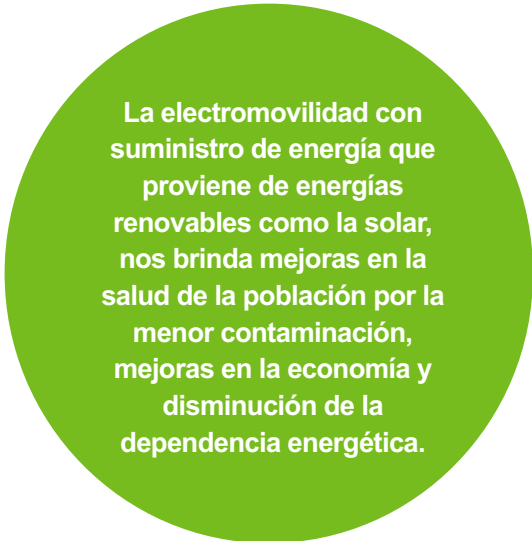


Tabla 7. Energía consumida por la carga de vehículos eléctricos

Tiempo de carga (h)	1		2		3		4	
Horario disponible	Cant. de EV (und.)	Energía por EV (kWh)	Cant. de EV (und.)	Energía por EV (kWh)	Cant. de EV (und.)	Energía por EV (kWh)	Cant. de EV (und.)	Energía por EV (kWh)
09:00 a.m. – 10:00 a.m.	8	64	8	128				
10:00 a.m. – 11:00 a.m.	8	64			8	192		
11:00 a.m. – 12:00 p.m.	8	64	8	128			8	256
12:00 p.m. – 01:00 p.m.	8	64						
01:00 p.m. – 02:00 p.m.	8	64	8	128	8	192		
02:00 p.m. – 03:00 p.m.	8	64					8	256
03:00 p.m. – 04:00 p.m.	8	64	8	128				
04:00 p.m. – 05:00 p.m.	8	64			8	192		
05:00 p.m. – 06:00 p.m.	8	64	8	128				
06:00 p.m. – 07:00 p.m.	8	64					8	256
07:00 p.m. – 08:00 p.m.	8	64	8	128	8	192		
08:00 p.m. – 09:00 p.m.	8	64						
	96	768	48	768	32	768	24	768

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8. Especificaciones técnicas del cargador Wallbox de 11 kW

Marca y modelo	EV Box
Modo de carga	Modo 3
Capacidad de carga por conector	11 kW
Número de conectores	1
Certificación CE	Sí
Valores de salida	1 fase o 3 fases, 230 V - 400 V, 16 A - 32 A
Rango de temperatura	Desde -25°C hasta 60°C
Longitud del cable	4 m.
Humedad relativa	0.95
Activación/Identificación	Inicio automático / tarjeta o llavero RFID
Indicador de estado	Anillo LED

Fuente: EVBox

Cálculo de la potencia del generador fotovoltaico

Se determina la potencia del generador fotovoltaico mediante la siguiente fórmula:

$$P_G = \frac{1.1 W_d}{HSP \cdot PR} \quad (2)$$

Donde:

P_G : Potencia del generador fotovoltaico en Wp.

W_d : Consumo de energía diaria para el cálculo del generador FV en kWh, la cual equivale a 288 kWh.

HSP : Horas solares pico en h, la cual equivale a 4.24 h.

PR : Rendimiento energético de la instalación, el cual equivale al 80%.

Selección de los inversores de interconexión a red

Cada generador fotovoltaico estará conectado a un inversor de interconexión a red (Castejón y Santamaría, 2010). Tomar en cuenta los siguientes parámetros para la selección del Inversor:

$$P_{inv} = 0.8 \dots 0.9 P_G \quad (3)$$

- Potencia nominal del inversor, debe estar entre el 80% y 90% de la potencia del generador fotovoltaico.

Donde:

P_{inv} : Potencia del inversor en W.

P_G : Potencia del generador fotovoltaico en Wp.

- Rango de tensiones del seguidor MPP del inversor ($U_{inv.min.} \dots U_{inv.máx.}$):

Este rango debe contener los valores máximo y mínimo que puede suministrar el generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia especificados para una temperatura de célula de -10°C y 70°C respectivamente ($U_{Gmpp (70^\circ\text{C})}$ y $U_{Gmpp (-10^\circ\text{C})}$). En los dos casos con una irradiancia de $1,000 \text{ W/m}^2$.

$$U_{inv.min.} \leq U_{Gmpp (70^\circ\text{C})} \quad (4)$$

$$U_{Gmpp (70^\circ\text{C})} = N_S \cdot U_{mpp (70^\circ\text{C})} \quad (5)$$

$$U_{mpp (70^\circ\text{C})} = U_{mpp} + \beta \cdot (T - 25) \quad (6)$$

$$U_{inv.máx.} \geq U_{Gmpp (-10^\circ\text{C})} \quad (7)$$

$$U_{Gmpp (-10^\circ\text{C})} = N_S \cdot U_{mpp (-10^\circ\text{C})} \quad (8)$$

$$U_{mpp (-10^\circ\text{C})} = U_{mpp} + \beta \cdot (T - 25) \quad (9)$$

Donde:

U_{Gmpp} : Es la tensión del generador fotovoltaico en su punto de máxima potencia (V) a una temperatura determinada.

U_{mpp} : Es la tensión del módulo fotovoltaico en su punto de máxima potencia (V) a condiciones estándar de medida.

N_S : Número de paneles en serie.

β : Coeficiente de tensión - temperatura del módulo (V/ $^\circ\text{C}$).

T : Temperatura ($^\circ\text{C}$).

- Tensión máxima del inversor ($U_{m\acute{a}x. vac\acute{ı}o}$):

El inversor debe soportar la tensión máxima que puede producir el generador fotovoltaico en circuito abierto con una temperatura de célula de -10°C y una irradiancia de $1,000 \text{ W/m}^2$.

$$U_{m\acute{a}x. vac\acute{ı}o} \geq U_{Goc(-10^{\circ}\text{C})} \quad (10)$$

$$U_{Goc(-10^{\circ}\text{C})} = N_S \cdot U_{Goc(-10^{\circ}\text{C})} \quad (11)$$

$$U_{oc(-10^{\circ}\text{C})} = U_{oc} + \beta \cdot (T - 25) \quad (12)$$

Donde:

U_{Goc} : Es la tensión del generador fotovoltaico en vacío (V) a una temperatura determinada.

U_{oc} : Es la tensión del módulo fotovoltaico en vacío (V) a condiciones estándar de medida.

- Intensidad máxima ($I_{inv.m\acute{a}x.}$):

El inversor debe soportar la intensidad de cortocircuito del generador con una temperatura de célula de 70°C y una irradiancia de $1,000 \text{ W/m}^2$.

$$I_{m\acute{a}x. vac\acute{ı}o} \geq I_{Gsc(-10^{\circ}\text{C})} \quad (13)$$

$$I_{Gsc(70^{\circ}\text{C})} = N_P \cdot I_{sc(70^{\circ}\text{C})} \quad (14)$$

$$I_{sc(70^{\circ}\text{C})} = I_{sc} + \alpha \cdot (T - 25) \quad (15)$$

Donde:

I_{Gsc} : Es la intensidad de corriente máxima de cortocircuito del generador fotovoltaico en (A) a una temperatura determinada.

I_{sc} : Es la intensidad de corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico (A) o cadena a condiciones estándar de medida.

N_P : Número de cadena de paneles en paralelo.

α : Coeficiente de corriente – temperatura del módulo (A/ $^{\circ}\text{C}$).

T : Temperatura ($^{\circ}\text{C}$).

Selección de los dispositivos de protección

Protección del generador FV. Por cada generador fotovoltaico se instalará un *string box* para conectar en paralelo 5 cadenas con 19 módulos fotovoltaicos conectados en serie. Cada *string box* deberá contar como mínimo con 10 bases portafusibles cilíndricas para fusibles de 10 x 38 mm.

- El calibre de los fusibles se determina con la siguiente fórmula:

$$I_F = 1.5 \dots 2 I_{sc} \quad (16)$$

Donde:

I_{sc} : Es la intensidad de corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico (A) o cadena a condiciones estándar de medida.

I_F : Es la intensidad de corriente (A) que soporta el fusible.

- La tensión asignada se determina con la siguiente fórmula:

$$U_F \geq 1.2 U_{GOC} \quad (17)$$

Donde:

U_{GOC} : Es la tensión del generador fotovoltaico en vacío (V).

U_F : Es la tensión asignada (V) que soporta el fusible.

Protección del inversor. Se pondrá un interruptor termomagnético a la salida de cada inversor teniendo que cumplir las características de salida del inversor:

- Intensidad nominal: $I_n \geq 48.26 A$
- Tensión nominal de trabajo: $U_n = 380 V AC$

Protección de los cargadores Wallbox. Se pondrá un interruptor termomagnético en cada circuito de cada cargador Wallbox de 11 kW:

- Intensidad nominal: $I_n \geq 19.66 A$
- Tensión nominal de trabajo: $U_n = 380 V AC$

Requerimientos para la conexión a red

Para la conexión de los cargadores eléctricos y de los inversores de interconexión a red será necesario un nuevo suministro de energía en MT (10 kV o 22.9 kV) y una nueva red primaria.

Estimación de la energía producida

Con los datos de las tablas 6 y 11, se calcula la energía anual producida por el sistema fotovoltaico conectado a red.

Estimación de las emisiones de CO₂ reducidas

Según el Ministerio de Energía y Minas del Perú, el factor de reducción (DGEE - MEM, 2018) de emisiones para el año 2016 es de 0.4082 tCO₂/MWh. Considerando un factor de degradación de 0.5% de los módulos fotovoltaicos.

Metrado y presupuesto

Se estima el metrado de los materiales necesarios para implementar la estación de carga solar y el presupuesto total para su ejecución.



Foto de Roger Starnes Sr de Unsplash.

Evaluación económica

Se procede a calcular la viabilidad económica del proyecto usando indicadores económicos como el VAN, TIR y el tiempo de retorno.

Simulación con el software PVsyst 6.8.1. y Helioscope

Simulación con el software PVsyst 6.8.1.

Para realizar la simulación en el software PVsyst se seleccionó el Año Típico Meteorológico (TMY), el cual el *software* lo obtiene desde la data de la plataforma PVGIS. La plataforma PVGIS trabaja con la base datos 2005-2015, proporcionada por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL).

Los parámetros principales del sistema de la simulación con el *software* PVsyst son los siguientes:

Tabla 9. Parámetros principales para la simulación PVsyst

Orientación campos FV e inclinación	Acimut 0° y 12° de inclinación
Módulos FV	Modelo AS6P33-330 Pnom.330 Wp
Conjunto FV	285 módulos Pnom total 94.05 kWp
Inversor	Modelo Fronius Eco 27.0-3-S
Cantidad de inversores	3 unidades Pnom. Total 81 kW AC.

Fuente: PVsyst 6.8.1.

Simulación con el software Helioscope.

El software Helioscope realiza la simulación con el Año Típico Meteorológico (TMY), el cual lo obtiene de la data desde Meteonorm.

RESULTADOS

Los resultados obtenidos son los siguientes:

- Se requieren 03 generadores fotovoltaicos cuya potencia de cada uno asciende a 31,350 Wp. Considerando módulos fotovoltaicos policristalinos de 330 Wp, del fabricante Amerisolar (Amerisolar, s.f.). Cada uno estará conformado por 95 módulos fotovoltaicos, distribuidos en 5 cadenas de 19 módulos fotovoltaicos policristalinos de 330 Wp.

**El propósito es
 evaluar la viabilidad técnica,
 económica y financiera de la
 estación de carga solar para
 vehículos eléctricos
 en centros comerciales.**

Tabla 10. Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico

Tipo	Policristalino
Potencia	330 Wp
Imp	8.85 A
Vmp	37.3 V
Isc	9.26 A
Voc	45.9 V
β	-0.14229 V/°C
α	0.00463 A/°C

Fuente: Amerisolar

Tabla 11. Características técnicas del generador fotovoltaico

Pot. generador FV	31, 350.00 Wp
Pot. módulo FV	330 Wp
Número de cadenas	5
Número módulo FV, por serie	19
Número de módulos FV	95
Isc, por cadena	9.26 A
Voc, por cadena	872.10 V

Fuente: Elaboración propia

- Se seleccionaron 03 inversores trifásicos de interconexión a red de 27 kW – 380 /220 VAC, de la marca Fronius (Fronius International, 2014), con su respectivo Smart Meter 50 kA-3.

Tabla 12. Parámetros calculados para seleccionar los inversores de interconexión a red

Pot. del inversor	25,080 ... 28,215 W
Valor mín. del rango de tensión MPP	587.10 V
Valor máx. del rango de tensión MPP	803.32 V
Tensión máx. en vacío	966.72 V
Intensidad máxima	47.35 A

Fuente: Elaboración propia

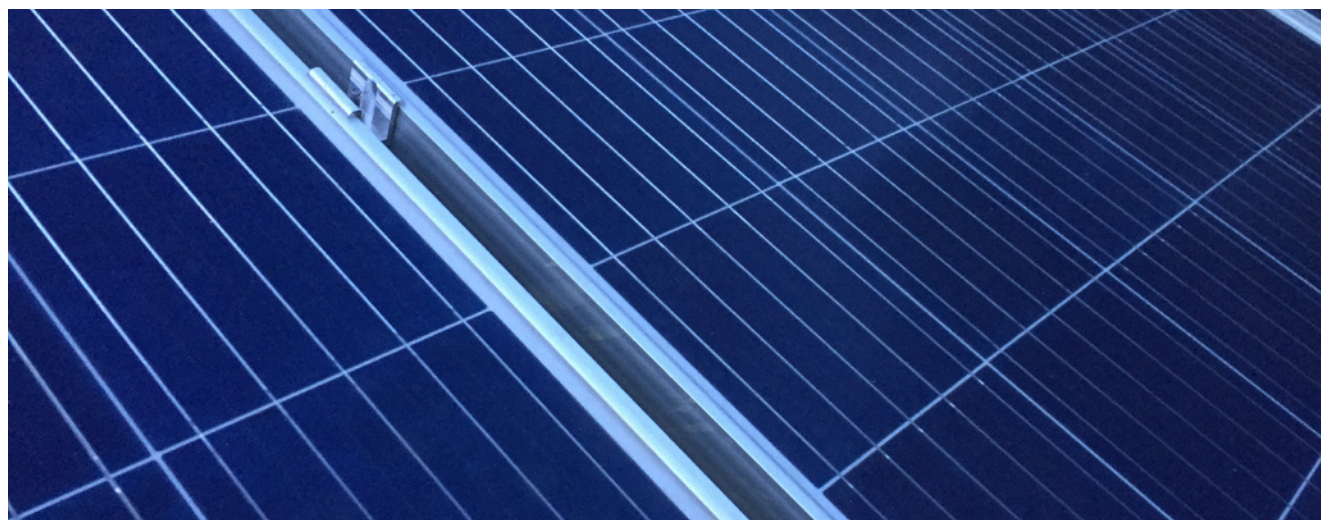


Foto de Jadon Kelly de Unsplash.

Tabla 13. Especificaciones técnicas principales del inversor

Marca y modelo	Fronius Eco 27.0-3-S
Pot. del inversor	27 kW
Rango de tensión MPP (Ucc mín. - Ucc máx.)	580 V – 850V
Tensión máx. en vacío	1,000 V
Intensidad máxima de entrada FV	47.7 A
Intensidad máxima de cortocircuito por serie FV	71.6 A
Número de seguidores MPP	1
Número de entradas CC	6
Máxima salida del generador FV	37.8 kWp
Acoplamiento a la red	3~ NPE 400/230, 3~ NPE 380/220 V
Frecuencia	50/60 Hz
Intensidad nominal de salida a 400 V	39 A

Fuente: Fronius International GmbH

- En cada string box y por cada cadena se debe emplear dos fusibles de 16 A (gR) de una tensión asignada de 1,000 VDC cilíndricos de 10 x 38 mm. Se conectará uno en el polo positivo y otro en el negativo de cada cadena.
- La subestación trifásica convencional para la conexión a red, debe contar con un transformador seco encapsulado de 250 kVA – 10-22.9/0.38-0.22 kV.

Para el análisis se considera a los inversores como una carga y un factor de potencia de 0.85.

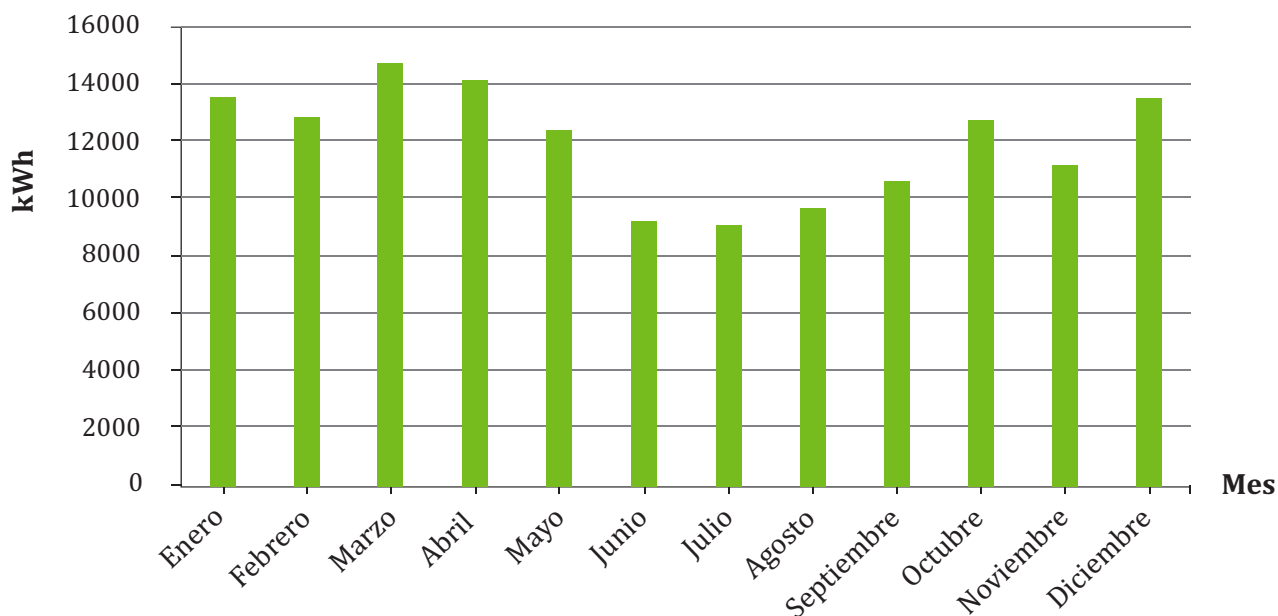
Tabla 14. Cuadro de cargas

Cargador	Pot. Unit (kW)	I. Corriente Total (A)	Cantidad (Und.)	P. Total (kW)	I. Corriente (Total) A	Pot. del Transformador (kVA)
Inversor de conexión a red - de 27 kW. 380/220 V- Fronius	27	48.26	3	81	144.78	
Cargador Wallbox de 11Kw – 380/220 V	11	19.66	8	88	157.28	250
Luminarias de alumbrado público	0.07	0.00040	8	0.56	0.0032	
Total				169.56	302.0632	250

Fuente: Elaboración propia

- La energía anual producida asciende a 142,708 kWh. El factor de planta es de 17.32%. Según el Atlas Solar Global (Global Solar Atlas, 2020), la energía producida es de 135,675 kWh y la producción específica 1,443 kWh/kWp.

Figura 3. Estimación de la energía producida por año



Fuente: Elaboración propia

Tabla 15. Energía producida anualmente

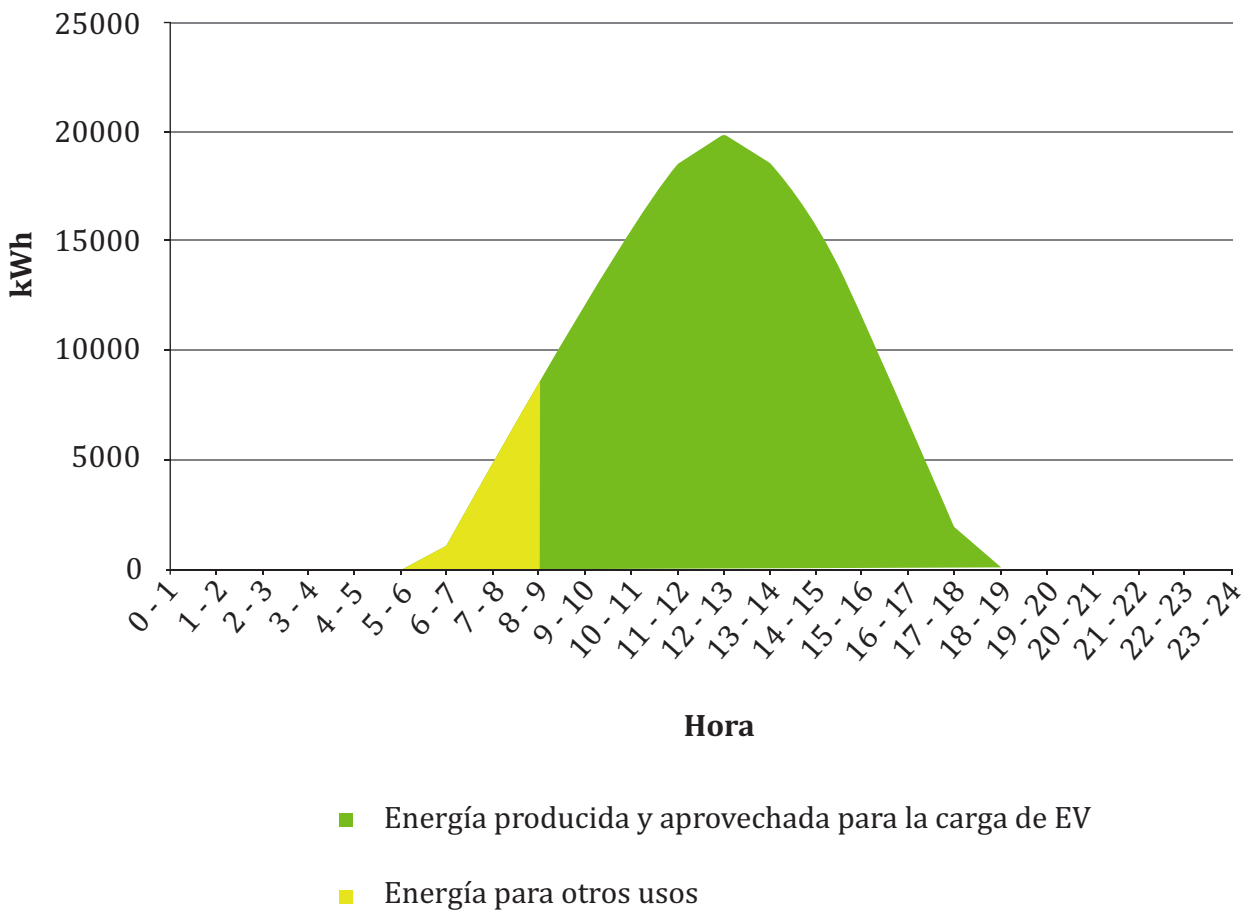
Mes	Energía mensual (kWh)
Enero	13,932
Febrero	12,014
Marzo	14,268
Abril	13,462
Mayo	12,335
Junio	9,212
Julio	8,910
Agosto	9,183
Septiembre	9,964
Octubre	12,272
Noviembre	13,035
Diciembre	14,121
Anual (kWh)	142,708

Fuente: Elaboración propia

La estación de carga solar estará disponible desde las 09:00 a.m. hasta las 09:00 p.m. Siendo un período total de 12 horas. La energía producida por el sistema fotovoltaico durante las primeras horas de la mañana podrá ser aprovechada para otros usos como refrigeración, ventilación o cualquier otro circuito auxiliar. La energía producida por el sistema fotovoltaico en las primeras horas del día destinada para otros usos sería 14,665.79 kWh por año.

Con el proyecto se dejarían de emitir 1,111.35 tCO₂, contribuyendo con el medio ambiente y demostrando que el uso de las energías renovables son la solución a la contaminación ambiental.

Figura 4. Estimación de la energía producida por año



Fuente: Reporte del Atlas Solar Global

- Se estima que se dejarían de emitir 1,111.35 tCO₂.

Tabla 16. Emisiones de CO₂ reducidas

Período	Energía producida (kWh)	Factor de emisiones (tCO ₂ /MWh)	Emisiones de CO ₂ (tCO ₂)
1	142,708	0.4082	58.25
2	141,994	0.4082	57.96
3	141,284	0.4082	57.67
4	140,578	0.4082	57.38
5	139,875	0.4082	57.10
6	139,176	0.4082	56.81
7	138,480	0.4082	56.53
8	137,788	0.4082	56.25
9	137,099	0.4082	55.96
10	136,413	0.4082	55.68
11	135,731	0.4082	55.41
12	135,052	0.4082	55.13
13	134,377	0.4082	54.85
14	133,705	0.4082	54.58
15	133,037	0.4082	54.31
16	132,372	0.4082	54.03
17	131,710	0.4082	53.76
18	131,051	0.4082	53.50
19	130,396	0.4082	53.23
20	129,744	0.4082	52.96
TOTAL			1 111.35

Fuente: Elaboración propia

- Los resultados de la simulación de PVsyst aparecen en la siguiente tabla.

Tabla 17. Resultados principales de la simulación en PVsyst 6.8.1

Energía producida	138.3 MWh/año
Producción específica	1,471 kWh/kWp/año
Índice de rendimiento (PR)	86.58%

Fuente: PVsyst 6.8.1.

- Los resultados de la simulación de Helioscope aparecen en la siguiente tabla. Además, realiza la distribución de los módulos fotovoltaicos en el techo del centro comercial Molina Plaza.

Tabla 18. Resultados principales de la simulación en Helioscope

Energía producida	144.4 MWh/año
Producción específica	1,535.5 kWh/kWp/año
Índice de rendimiento (PR)	78.2%
Inversores	3 Fronius Eco 27.0-3-S. Total 81 kW AC
Cadenas	15
Módulos FV	285, Amerisolar, AS-6P-330. Total 94.1 kWp

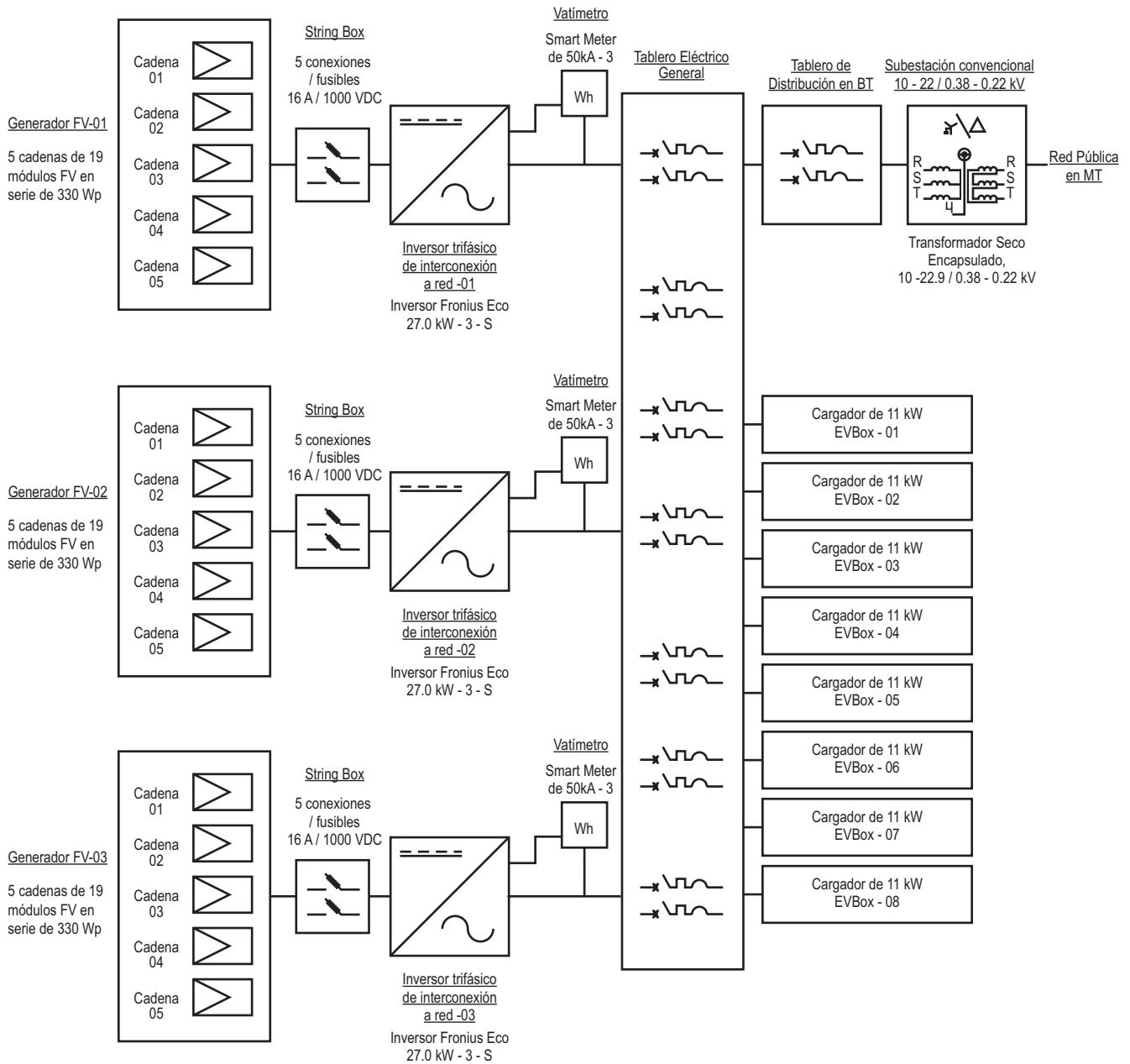
Fuente: Helioscope

Figura 5. Distribución de módulos fotovoltaicos con Helioscope



Fuente: Datos del Reporte de Helioscope

Figura 6. Diagrama de bloques



Fuente: Elaboración propia

- El metrado y presupuesto de la estación de carga solar se muestra a continuación.

Tabla 19. Suministro de materiales

Ítem	Descripción	Und.	Cant.	Precio Unit.	Total
1.00	Componentes del sistema fotovoltaico				
	Módulos fotovoltaicos policristalinos de 330 Wp	und	285.00	563.90	S/.160,711.50
	Inversor de conexión a red 27 kW - trifásico - 380 / 220 VAC	und	3.00	19,666.57	S/. 58,999.71
	Soporte de fijación de aluminio para 19 paneles.	und	15.00	6,090.48	S/. 91,357.20
2.00	Componentes adicionales del sistema fotovoltaico				
	Suministro de Tableros eléctricos, string box, conductores y ferretería, puesta a tierra.	glb	1.00	46,660.26	S/. 46,660.26
3.00	Cargadores Wallbox				
	Cargador WallBox - 11 kW. - 230 V a 230 /400 V trifásico - 50/60 Hz. - Conector Tipo 2 o Mennekes - Longitud del cable 4m.	und	8.00	5,252.12	S/. 42,016.96
4.00	Materiales de las canalizaciones y redes de media tensión	glb	1.00	7,207.76	S/. 7,207.76
5.00	Materiales de la subestación convencional de 250 kVA 22.9-10/0.38-0.22 kV	glb	1.00	96,056.18	S/. 96,056.18
6.00	Materiales de la estructura de protección y seccionamiento	glb	1.00	60,684.36	S/. 60,684.36
Total					S/. 563,693.93

Fuente: Elaboración propia

Tabla 20. Presupuesto total

Ítem	Descripción	Total
A	Suministro de materiales	563,693.93
B	Montaje electromecánico	121,329.17
C	Gastos adicionales aproximados	28,252.20
D	Gastos administrativos	34,870.00
Presupuesto total		S/.748, 145.30

Fuente: Elaboración propia

- Para realizar la evaluación económica del proyecto, fue necesario determinar el flujo de caja. Para ello es necesario determinar el flujo neto de operación, así consideramos los siguientes parámetros:

Tabla 21. Parámetros de para determinar el flujo de caja operacional

Ítem	Parámetro	Total
r	Tasa de descuento	7.5%
d	Tasa de degradación	0.5%
e	Costo de energía como cliente libre	0.1510 S/. /kWh
i	Tasa de inflación	2.0 %
s	Precio de alquiler por hora de cada espacio del estacionamiento	S/. 2.54
p	Período del proyecto	20 años

Fuente: Elaboración propia

Una vez determinado el flujo neto de operación se procede a determinar el flujo financiero neto del proyecto:

Tabla 22. Flujo de caja financiero

Valores		
Ítem	Detalle	Total
VAN	Valor Actual Neto	S/. 161,113.86
TIR	Tasa Interna de Retorno	10.04%
PRI	Período de Retorno de la Inversión	8 años

Fuente: Elaboración propia

Para el presente proyecto el VAN es: S/. 161,113.86 lo cual indica que el proyecto es viable financieramente al ser el VAN > 0.

En este caso la TIR es de 10.04%, comparada con la tasa de descuento, resulta viable invertir en un proyecto en estas condiciones.

Se evidencia que, en el PRI el período de tiempo para recuperar la inversión es más de 8 años, lo cual determina que haría viable la puesta en marcha del proyecto bajo el escenario planteado.

CONCLUSIONES

El proyecto es viable económicamente, ya que el VAN y el TIR son viables, además el tiempo de retorno de la inversión es de unos 8 años.

El proyecto es técnicamente viable, la tecnología actual permitiría realizar el proyecto.

Con el proyecto se dejarían de emitir 1,111.35 tCO₂, contribuyendo con el medio ambiente y demostrando que el uso de las ener-

gías renovables son la solución a la contaminación ambiental.

Según las simulaciones y cálculos se cumpliría con los objetivos propuestos. Se cubriría más del 50% de la energía consumida por la carga de los vehículos eléctricos durante las 9:00 am – 6:00 pm.

Los inversores de interconexión se configurarán para que no inyecten energía a la red pública y solo se empleen para autoconsumo.

El inversor de interconexión dejará de funcionar si hay una desconexión de la red. Se debe a que el inversor necesita sincronizarse con la frecuencia de la red eléctrica pública.

Para que los inversores de interconexión a la red funcionen con un sistema de respaldo como es un grupo electrógeno en caso ocurra una desconexión de la red pública, se recomienda hacer una modificación y cambiar el Smart Meter 50 kA-3, por un controlador del sistema Fronius PV con sus dos accesorios para optimizar el funcionamiento del sistema fotovoltaico con el grupo electrógeno. Se requerirán las especificaciones técnicas del grupo electrógeno. A esta solución Fronius la denomina Fronius PV – Genset Easy. ■

REFERENCIAS

Amerisolar. (s.f.). *Especificaciones técnicas del módulo AS-6P*. Obtenido el 20 de Mayo de 2020. <http://www.weamerisolar.com/d/file/english/product/pro1/2021/02-02/4ee661c4ce60976a5c181228bf5778f9.pdf>

Castejón, A. y Santamaría, G. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Madrid: Editex.

DGEE - MEM. (2018). *Boletín Mensual de Energía Renovable, diciembre 2018*. Perú: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Eficiencia Energética.

El País. (25 Octubre 2017). *Shanghái estrena su primera estación solar para cargar vehículos eléctricos*. Obtenido el 20 de Mayo de 2020. <https://negocios.elpais.com.uy/shanghai-estrena-primera-estacion-solar-cargar-vehiculos-electricos.html>

EVBox. (s.f.). *Especificaciones técnicas de los cargadores de vehículos eléctricos EVBox*. Obtenido el 20 de Mayo de 2020. <https://evbox.com/en/products/business-chargers/businessline>

Fronius International. (2014). *Especificaciones técnicas del inversor Eco Fronius 27.0-3-S*. Obtenido el 20 de Mayo de 2020. <https://www.fronius.com/es-es/spain/energia-solar/productos/todos-losproductos/inversor/fronius-eco/fronius-eco-27-0-3-s>

Global Solar Atlas. (Febrero de 2020). *Datos de lugar según Global Solar Atlas*. Obtenido el 20 de Mayo de 2020. <https://globalsolaratlas.info/map?c=-12.097738,-76.935883,11&s=%20-12.090977,-76.95035&m=site>

Global Solar Atlas. (Febrero de 2020). *Reporte de Global Solar Atlas*. Obtenido el 7 de Junio de 2020. <https://globalsolaratlas.info/map?c=-12.091024,-76.950302,11&s=-12.090977,-76.95035&m=site&pv=ground,0,12,94.05>

González Pinzón, C. L., Ponce Corral, C., Valenzuela Nájera, R. A. y Atayde Campos, D. (2013). Selección de un sistema solar fotovoltaico para un vehículo eléctrico. (U. A. Juárez, Ed.). *Cultura Científica y Tecnológica*, 10(Extra 50 ,2), 11-26. Obtenido el 25 de Mayo de 2020. <http://erevistas.uacj.mx/ojs/index.php/culcyt/article/view/927/863>

López Redondo, N. (2020). *Los coches eléctricos con mejor relación precio-autonomía del mercado*. Obtenido el 13 de Junio de 2020. <https://movilidadelectrica.com/coches-electricos-mejor-relacion-precio-autonomia/>

Pereira Micena, R., Llerena P, O. R., de Queiróz Lamas, W. y Luz Silveira, J. (30 de Junio de 2018). Estudio técnico del uso de energía solar y biogás en vehículos eléctricos en Ilhabela - Brasil. *Ingenius, Revista de Ciencia y Tecnología*, 20, 58-69. Obtenido el 26 de Mayo de 2020. <https://ingenius.ups.edu.ec/index.php/ingenius/article/view/20.2018.06>

Urbener. (2015). *Proyecto SIRVE*. Obtenido el 25 de Mayo de 2020. <https://www.urbener.com/sirve/>

ESTIMACIÓN DEL EFECTO ESCALA DE LA GENERACIÓN EÓLICA EN LA ARGENTINA

ESTIMATION OF THE WIND GENERATION SMOOTHING EFFECT IN ARGENTINA

Adrien Sergent ¹

Recibido: 28/03/2021 y Aceptado: 30/06/2021
ENERLAC. Volumen V. Número 2. Diciembre, 2021 (156 - 171)
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de Usukhbayar Gankhuyag de Unsplash.

1 Universidad de Buenos Aires (UBA). Argentina.

adrien.sergent@gmail.com

<https://orcid.org/0000-0002-1900-8155>

RESUMEN

En el trabajo se estimó el efecto escala de la generación eólica en la Argentina. Para ello se utilizó la base de datos de re-análisis MERRA-2 del *Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center* con el fin de recalculer la velocidad de viento y luego la potencia generada en cada hora del año 2020 en parques eólicos de distintas ubicaciones en el país. La comparación de los resultados con los datos mensuales publicados por Cammesa permitió validar este cálculo para seis parques eólicos. Se elaboraron luego las curvas ordenadas del factor de capacidad por hora de los parques seleccionados tanto individualmente como de manera agregada suponiendo la ausencia de congestión en transmisión eléctrica. Se pudo evidenciar de esta forma una reducción de la variabilidad de la generación eólica y particularmente de la cantidad de horas con poca generación desde el punto de vista de la red eléctrica.

Palabras clave: Energía Renovable, Generación Eólica, Energía Eólica, Interconexiones, Efecto Escala, Intermitencia, Redes Eléctricas, Argentina.

ABSTRACT

This work tried to estimate the wind generation smoothing effect in Argentina. For this, the reanalysis MERRA-2 database of the Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center was used to recalculate the wind speed and then the power generated in each hour of the year 2020 for spatially distributed wind farms in the country. Comparison of the results with the monthly data published by Cammesa made it possible to validate this calculation for six wind farms. The cumulative frequency curves of the capacity factor per hour of the selected wind farms were then elaborated, both individually and in an aggregate manner, assuming the absence of bottlenecks in electric power transmission. In this way, it was possible to show a reduction in the variability of wind generation and particularly in the number of hours with little generation from the point of view of the electrical grid.

Keywords: Renewable Energy, Wind Power, Wind Energy, Interconnections, Smoothing Effect, Intermittency, Electrical Grids, Argentina.



Foto de Artur Zudin de Unsplash.

INTRODUCCIÓN

En la última década se ha registrado un aumento notable a nivel global de las energías renovables no convencionales dentro de las matrices eléctricas, con la mayor contribución viniendo de la energía eólica (AIE, 2020). Sin embargo, la presencia del recurso eólico siendo variable en el tiempo, este tipo de generación también lo es, lo que representa un desafío para mantener el balance entre generación y demanda eléctrica en cada instante para una determinada red. Pese a esta desventaja ante formas de generación convencional, ya existen varias matrices eléctricas con una fuerte penetración de generación renovable no convencional y variable (eólica y fotovoltaica), sin que ello se haya revelado incontrolable para el gestor de la red eléctrica. A nivel regional podríamos citar el caso del Uruguay donde se registró en el año 2020 el 46.8% de su generación eléctrica de origen eólica y el 3.6% de origen fotovoltaica, llegando entonces a más del 50% de su matriz eléctrica originada por fuentes renovables variables (Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas, 2021).

Con la presencia de recursos eólicos cuyo potencial para la generación eléctrica es de los más altos a nivel global (Lu et al., 2009), la Argentina es una candidata ideal al desarrollo de este tipo de energía. Además, el aprovechamiento del recurso eólico ofrecería oportunidades de desarrollo local si se aplicase políticas públicas articuladas con los sectores industriales, tecnológicos y científicos argentinos (Roger, 2019). Desde la sanción de la ley 27.191 en 2015, la generación eólica se incrementó sensiblemente en Argentina llegando al 7% en promedio en el año 2020 (Cammesa, 2021a) aunque con una baja presencia de componentes nacionales en la potencia instalada eólica construida (Roger, 2019).

Para que el aumento de generación eléctrica obtenida por fuentes renovables variables sea

compatible con el mantenimiento de la estabilidad de las redes eléctricas, existen distintos elementos y estrategias a tener en consideración. La capacidad instalada de plantas hidroeléctricas es por ejemplo una ventaja mayor ya que se trata de la forma de generación eléctrica convencional más rápida para ser despachada (Medina, 2006) y, por lo tanto, la más apta para compensar la variabilidad de otras fuentes como la eólica o la fotovoltaica.

Las distintas tecnologías de almacenamiento como los volantes de inercia, las baterías estacionarias de ion litio, las centrales hidroeléctricas reversibles, los reservorios con aire comprimido y, en los próximos años, el hidrógeno generado por fuentes renovables, ofrecen perspectivas cada vez mayores de integración de fuentes variables en una matriz eléctrica con precios competitivos (Schmidt et al., 2019).

Otra tendencia viene últimamente por la multiplicación de proyectos híbridos donde se combinan distintas tecnologías de generación renovable para limitar su variabilidad. En la provincia de Río Negro existe, por ejemplo, el proyecto de construcción de un parque eólico de 300 MW funcionando de manera combinada con represas existentes del Comahue (Gubinelli, 2019). La idea es tener un despacho mixto en el punto de conexión con la red eléctrica de extra-alta tensión para limitar las fluctuaciones características de la generación eólica. El proyecto se aprovecharía además de la complementariedad entre estas dos fuentes en una región donde el “período de sequía o menor caudal en los ríos coincide con el período anual que presenta los vientos más elevados” (Gubinelli, 2019, párr. 7). Levieux et al. (2019) demostraron a través de otro caso de estudio en Argentina como este tipo de proyecto puede no solamente incrementar la generación eólica sino también traer mejor competitividad además de sortear las restricciones existentes en términos de capacidad de transmisión.

Pese a ser recomendado por la AIE (2019), el funcionamiento de parques eólicos y solares en *full flexibility*, es decir, con una reserva de potencia permitiendo participar en regulación de frecuencia tanto hacia arriba como hacia abajo, es algo todavía muy poco conocido o puesto en práctica. En la región, solamente Chile está avanzando para integrar esta posibilidad en su marco regulatorio y ya hay un parque eólico proponiendo servicios auxiliares de frecuencia (Generadoras de Chile, 2020). Esta estrategia saca provecho del uso de convertidores de potencia y de algoritmos previendo la generación del parque para disminuir la necesidad de reservas de potencia sobre la red eléctrica. De esta manera, se facilita la adición de nuevas fuentes de generación renovables y variables cuando su porcentaje ya está muy alto en una red eléctrica además de optimizar el costo de funcionamiento del sistema (AIE, 2019).

Con el avance de las tecnologías digitales y de los vehículos eléctricos, el planteo de redes inteligentes buscando gestionar la demanda eléctrica para hacerla coincidir con la generación está tomando un impulso fuerte. Se trata entonces de otra estrategia que puede facilitar la integración de generación renovable y variable en una red eléctrica.

Finalmente, una mayor interconexión de las redes eléctricas desde un nivel local hacia el internacional permite también garantizar la estabilidad de la red a pesar del incremento de fuentes de generación variables. Efectivamente, cuanto más extensa es la superficie cubierta por una red eléctrica, más probabilidades habrá para que la ausencia de generación en un punto de la red en un momento determinado sea compensada por la generación en otro punto, lo que podríamos llamar el efecto escala.

A diferencia de países como los Estados Unidos de América donde coexisten distintas redes eléctricas con pocas capacidades de intercambio

entre sí (U.S. Energy Information Administration, 2016), lo que puede ser un factor agravante durante una crisis de desbalance entre generación y demanda eléctrica, la Argentina se beneficia de tener una sola red de interconexión de extra alta tensión (Sistema Argentino de Interconexión, en adelante SADI) con gestión centralizada por Cammesa como organismo encargado del despacho. Sin embargo, esta ventaja estructural se va desperdiciando mientras se desarticula la ampliación del SADI con la nueva capacidad instalada en generación eléctrica a través de las licitaciones del plan RenovAr (“Luego de cuatro años sin nuevas redes eléctricas, diseñan el programa TransportAr”, 2019). Efectivamente, el incremento de las situaciones de congestión en transmisión limita la posibilidad de contar sobre el efecto escala para mitigar la variabilidad de las fuentes eólicas y fotovoltaicas.

En la medida en que existe un fuerte potencial para el desarrollo de la energía eólica en distintas regiones de la Argentina, este trabajo busca estimar el factor escala existente con esta fuente en el país. Luego de la introducción, la sección siguiente explicita la metodología utilizada para calcular el efecto escala de la generación eólica en la Argentina. La tercera parte analiza los resultados obtenidos y la última sección presenta reflexiones finales al respecto.

METODOLOGÍA

Para la estimación del efecto escala de la generación eólica, lo ideal sería disponer de datos de generación en cada minuto al ser la regulación de frecuencia realizada en este orden de tiempo (Medina, 2006). Sin embargo, los datos de generación discriminados por parques eólicos publicados por Cammesa (2021b) son mensuales. Por otro lado, existen distintas bases de datos de re-análisis de las variables atmosféricas incluyendo la velocidad del viento. Así, la base MERRA-2 publicada por *Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center* (2021) ofrece datos de vientos a

50m de altura con una resolución temporal de una hora y una resolución espacial de $0.625^\circ \times 0.5^\circ$ en longitud y latitud.

Se eligieron distintos parques eólicos que estuvieron funcionando durante todo el año 2020 y que tenían un mínimo de distancia cada uno entre sí para que la cantidad máxima de provincias de Argentina sea representada. Un criterio de selección fue la disponibilidad de datos de generación mensual en Cammesa (2021b) y de datos sobre los parques eólicos como la potencia instalada, la altura de buje de los aerogeneradores y el acceso a curvas de potencia de las turbinas utilizadas. A partir de los datos recolectados en la tabla 1 y de las variables U50M y V50M de la base de datos M211NXASM del *Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center* (2021) se trató de recalcular la potencia generadora en cada hora del año 2020.



Con la presencia de recursos eólicos, cuyo potencial para la generación eléctrica es de los más altos a nivel global, la Argentina es una candidata ideal al desarrollo de este tipo de energía.

Figura 1. Ubicación de los parques eólicos seleccionados con su potencia instalada en 2020



Fuente: Elaboración propia basado en datos de The Wind Power (2021) y Cammesa (2021b)

Tabla 1. Datos de los parques eólicos

Parques eólicos	Provincia	Año de entrada en operación	Modelo turbina	Lat. en °	Long. en °	Altura buje	Cant. molinos	Coef. α
P.E. Achiras	Córdoba	2019	AW- 3000/125	-33.2	-65.1	100m	15	0.4
P.E. Arauco I	La Rioja	2011	IWP- 83/2100	-28.7	-66.7	80m	12	0.4
P.E. Bicentenario	Santa Cruz	2019	V117/3450	-47.2	-67.2	80m	28	0.12
P.E. Corti	Buenos Aires	2018	V126/3450	-38.7	-62	87m	29	0.1
P.E. La Banderita	La Pampa	2019	V136/3600	-37.4	-64.7	120m	11	0.1
P.E. Manantiales Behr	Chubut	2018	V112/3300	-45.7	-67.8	84m	30	0.1
P.E. Pomona I	Río Negro	2019	V126/3450	-39.6	-65.7	120m	26	0.1
P.E. Villalonga	Buenos Aires	2018	V126/3450	-40	-62.7	87m	15	0.15

Fuente: Elaboración propia basado en datos de The Wind Power (2021) y Cammesa (2021b)

La ecuación siguiente fue utilizada para calcular la velocidad (m/s) del viento a 50m de altura en las coordenadas más cercanas de cada parque eólico:

$$V_{50m} = \sqrt{U50M^2 + V50M^2} \quad (1)$$

Luego se extrapola la velocidad de este viento a la altura de buje de cada aerogenerador con la ecuación siguiente:

$$V_H = V_{50m} \times (H/50)^\alpha \quad (2)$$

V_H siendo la velocidad a la altura de buje H (m/s), H la altura de buje (m) y α un coeficiente con valor entre 0.1 y 0.4 relacionado al tipo de terreno en el cual se ubican los parques eólicos (Iannini et al., 2004). El valor de este coeficiente (presentado en la tabla 1) fue determinado dentro de este rango por procesos iterativos para minimizar el EPMA definido más adelante en la ecuación (4).

Utilizando la curva de potencia correspondiente a cada tipo de aerogenerador se calculó entonces la potencia generadora P_i (GW) en cada hora para luego ser agregada a nivel mensual (n = cantidad de horas en el mes m).

$$E_m = \sum_{i=1}^n P_i \quad (3)$$

A partir de los datos recalculados de energía generada en cada mes m del año 2020 y los publicados por Cammesa (2021b), se calculó el coeficiente de correlación de Pearson entre estas dos series de valores para cada parque eólico seleccionado. Se calculó también el error porcentual medio absoluto (en adelante EPMA) con la ecuación siguiente:

$$EPMA = \frac{\sum_{m=1}^{12} 100 \times \frac{|Emc - Em|}{Emc}}{12} \quad (4)$$

Emc siendo la energía generada (GWh) por un parque eólico en el mes m según Cammesa (2021b) y Em siendo la energía generada (GWh) del mismo parque en el mes m calculada con la ecuación (3).

Existen varios factores para explicar potenciales diferencias entre los valores de energía mensuales recalculados y los publicados por Cammesa (2021b). Primero, los datos de re-análisis de MERRA-2 pueden presentar errores frente a los datos reales a nivel local. La resolución espacial de $0.625^\circ \times 0.5^\circ$ y la temporal de 1h constituyen también fuentes de imprecisiones. Finalmente, la posibilidad de que los aerogeneradores en un parque eólico hayan sido indisponibles por problemas técnicos o por razones de mantenimiento puede traer otros errores en el cálculo de la energía generada. Tomando en consideración estos elementos, se eliminó para el resto del análisis los parques eólicos seleccionados cuyo coeficiente de correlación de Pearson con los datos reales de Cammesa (2021b) fue inferior a 0.5 o los que tuvieron un EPMA superior a 20%.

Por cada parque eólico presentando diferencias entre la energía calculada y la publicada por Cammesa (2021b) inferiores a los criterios establecidos arriba, se construyó una curva ordenada del factor de capacidad con todas las horas del año 2020. El factor de capacidad F_{cpi} por cada hora i del parque eólico p está definido con la ecuación siguiente:

$$F_{cpi} = \frac{P_i}{P_n} \quad (5)$$

P_i siendo la potencia eléctrica (GW) calculada en la hora i del año 2020 del parque eólico p y P_n su potencia nominal (GW).

La ventaja de calcular el factor de capacidad es que facilita la comparación de un parque eólico con otro al tener la generación de cada uno normalizada. Para estimar el efecto escala de la generación eólica en Argentina, se calculó entonces el factor de capacidad agregado F_{cai} de los n parques eólicos por cada hora i a partir de la ecuación siguiente:

$$F_{cai} = \frac{\sum_{p=1}^n F_{cpi}}{n} \quad (6)$$

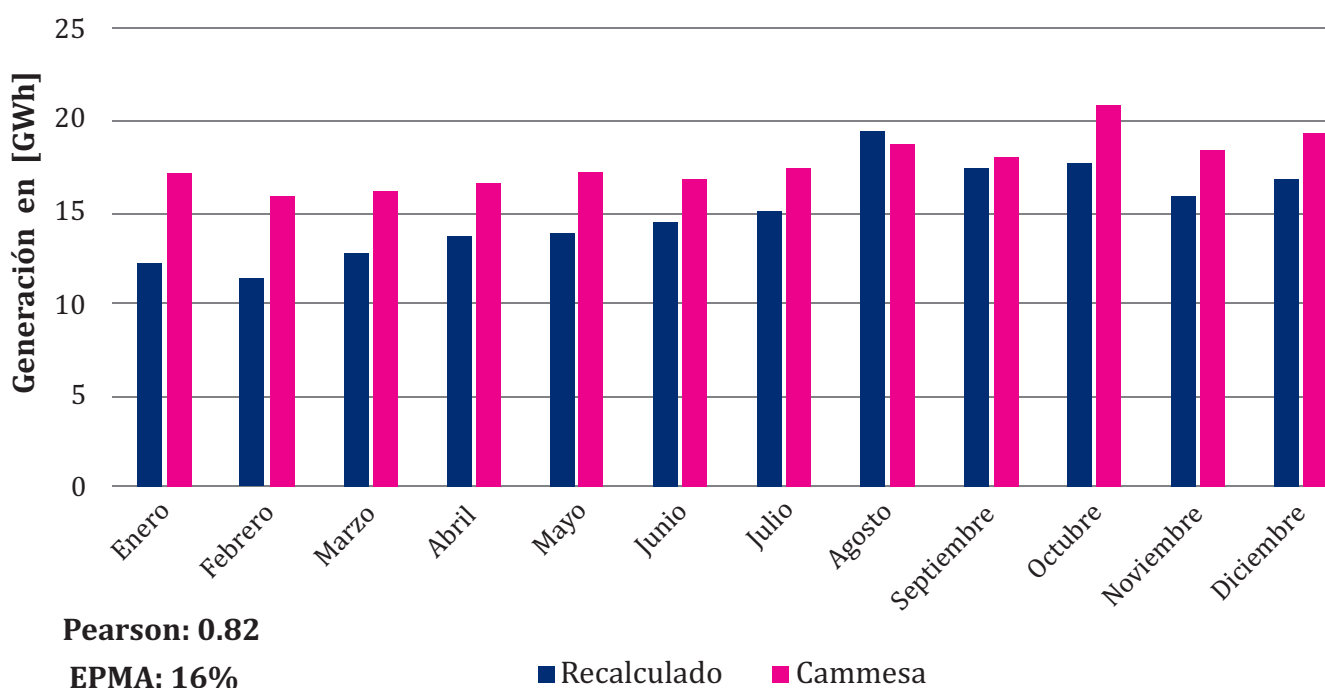
De esta forma, se pudo construir la curva ordenada del factor de capacidad agregado de los parques eólicos estudiados y así llegar a una aproximación del factor escala de la generación eólica en Argentina con la hipótesis de que no haya congestión en el SADI. Para ello, se comparó la cantidad de horas con la cual el factor de capacidad promedio y el factor de capacidad agregado tienen un valor por debajo de 10%.

Una mayor interconexión de las redes eléctricas desde un nivel local hacia el internacional permite también garantizar la estabilidad de la red a pesar del incremento de fuentes de generación variables.

RESULTADOS

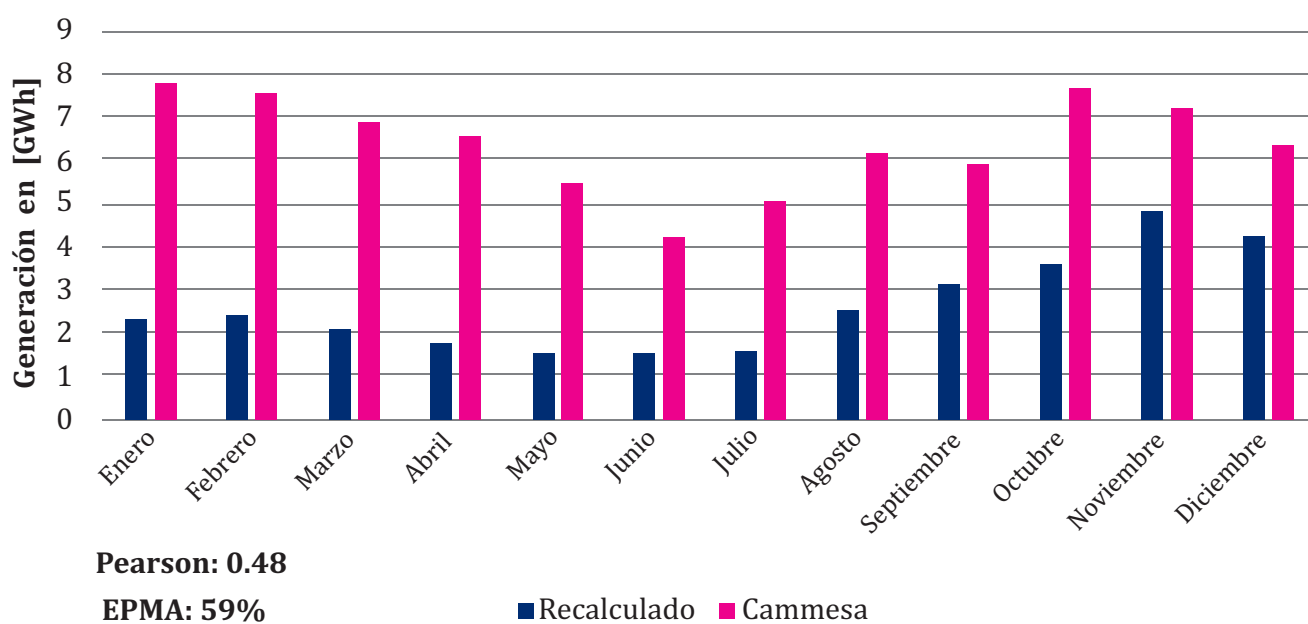
Las figuras 2 a 9 muestran los resultados de la energía recalculada E_m de cada parque eólico para cada mes del año 2020 y su comparación con los valores E_{mc} relevados por Cammesa (2021b). También presentan el coeficiente de correlación de Pearson entre estas dos series de valores y el EPMA para cada parque eólico.

Figura 2. Resultados P.E. Achiras



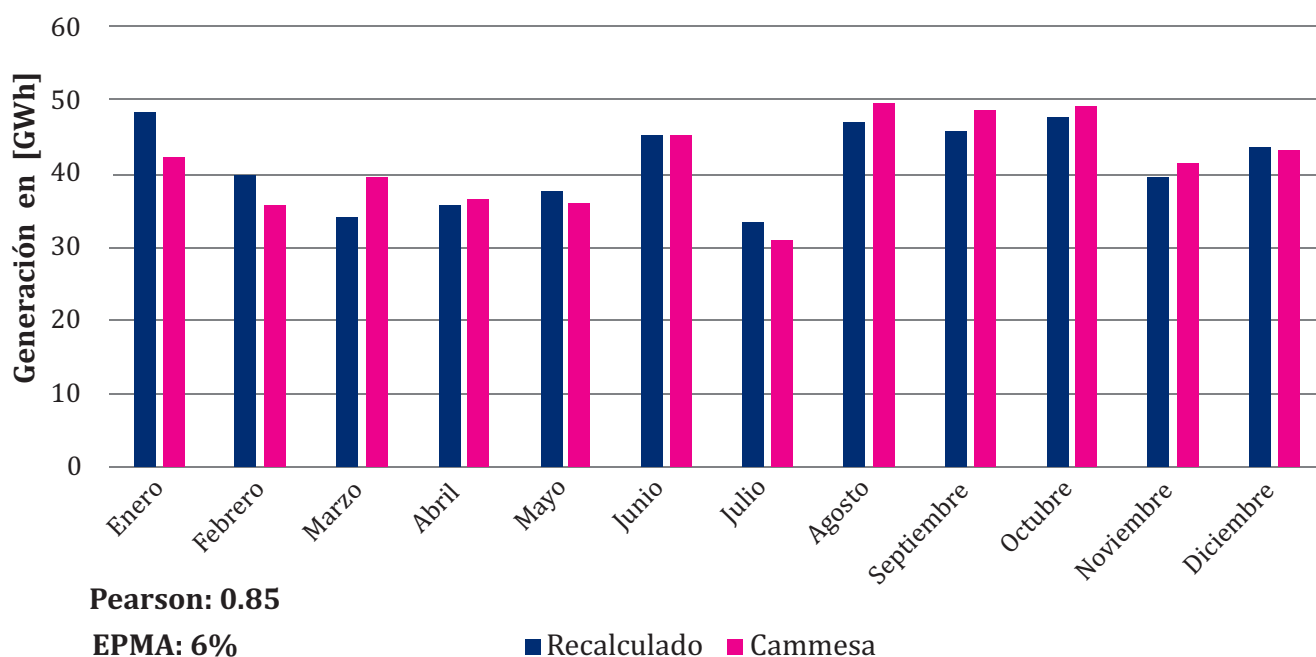
Fuente: Elaboración propia basado en datos de Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center (2021) y de Cammesa (2021b)

Figura 3. Resultados P.E. Arauco I



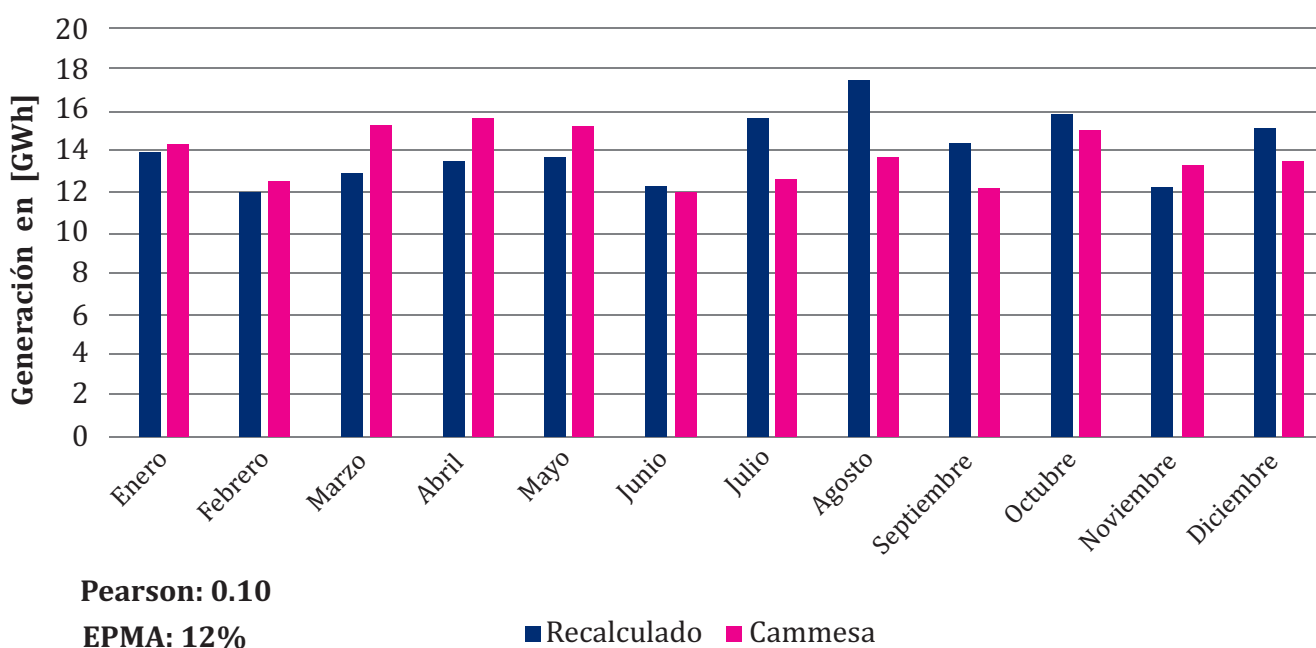
Fuente: Elaboración propia basado en datos de Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center (2021) y de Cammesa (2021b)

Figura 4. Resultados P.E. Bicentenario



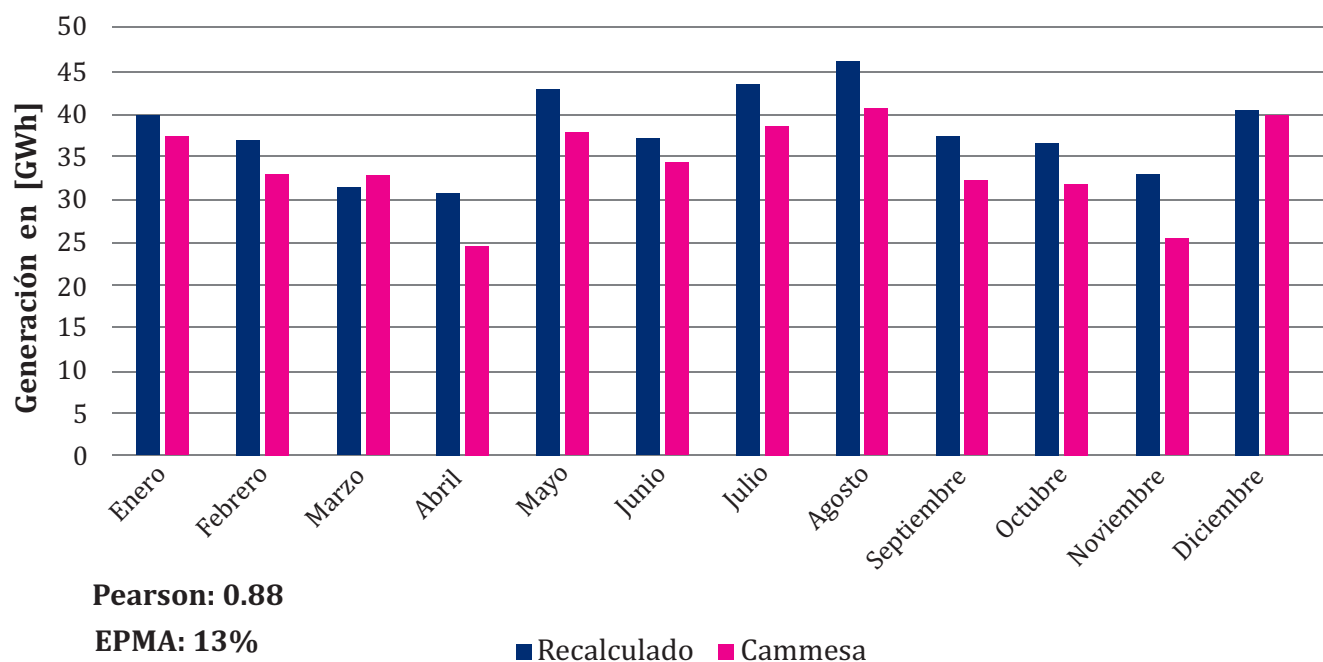
Fuente: Elaboración propia basado en datos de Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center (2021) y de Cammesa (2021b)

Figura 5. Resultados P.E. La Banderita



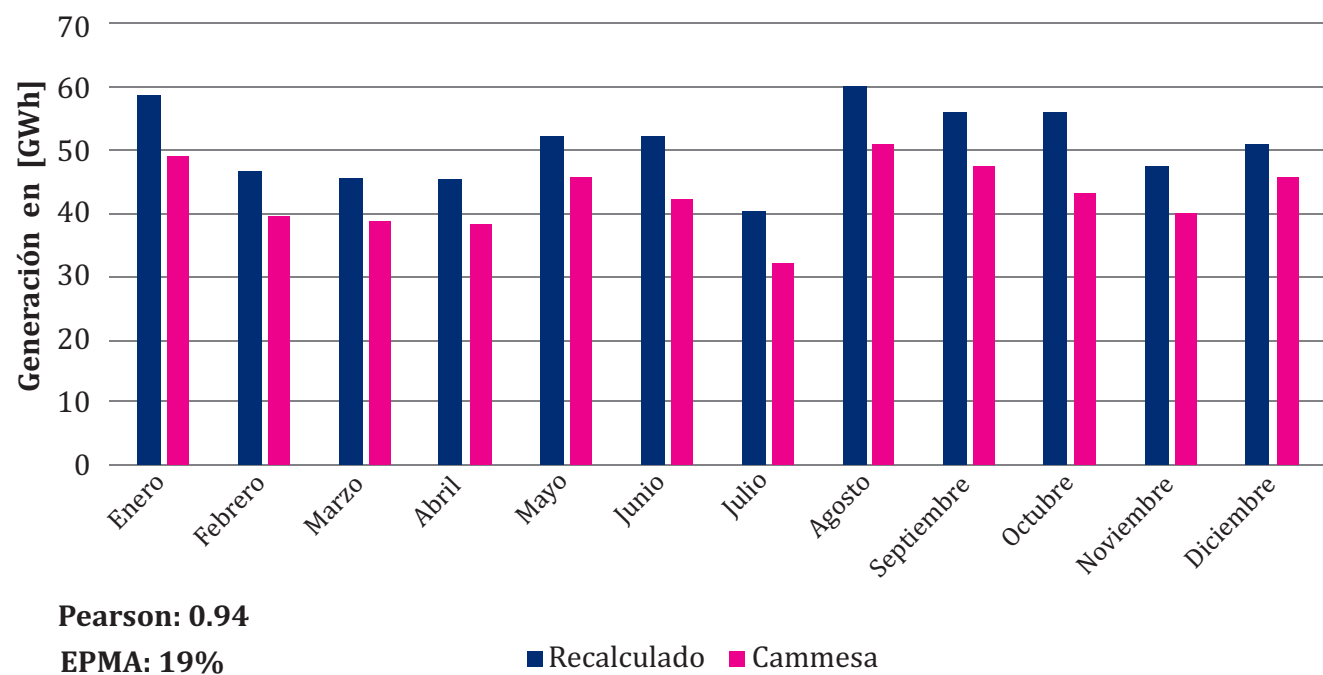
Fuente: Elaboración propia basado en datos de Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center (2021) y de Cammesa (2021b)

Figura 6. Resultados P.E. Corti



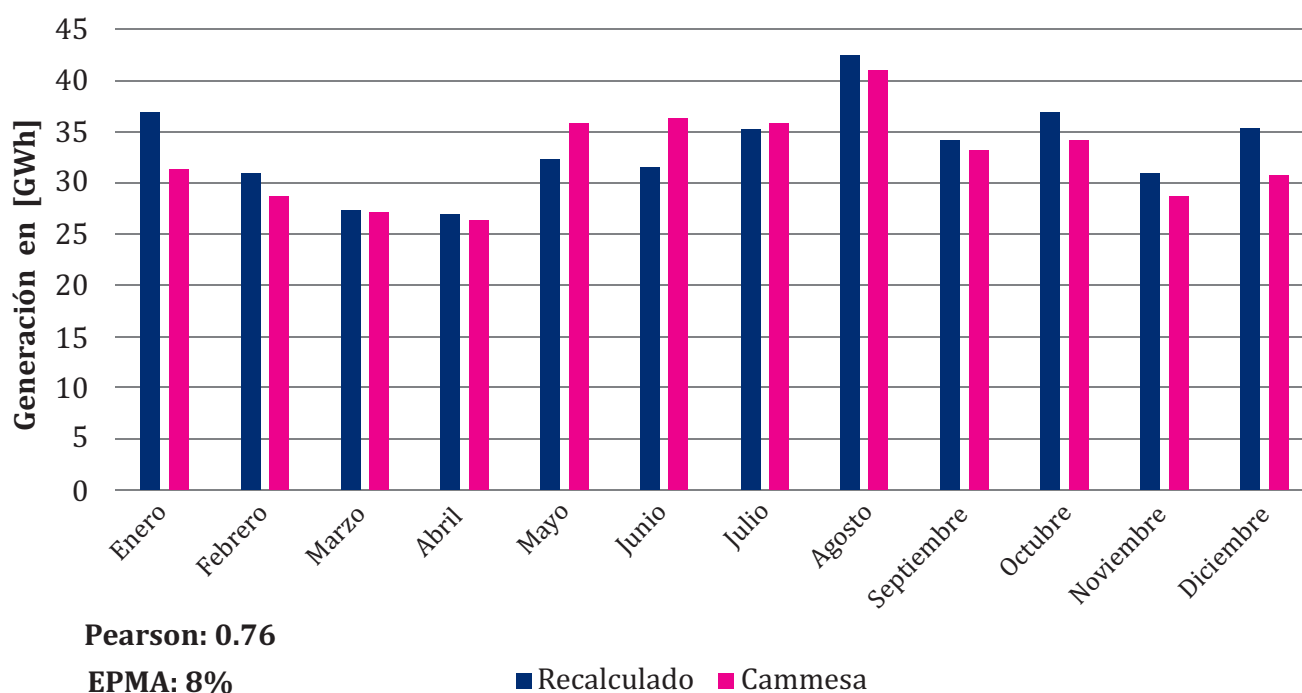
Fuente: Elaboración propia basado en datos de Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center (2021) y de Cammesa (2021b)

Figura 7. Resultados P.E. Manantiales Behr



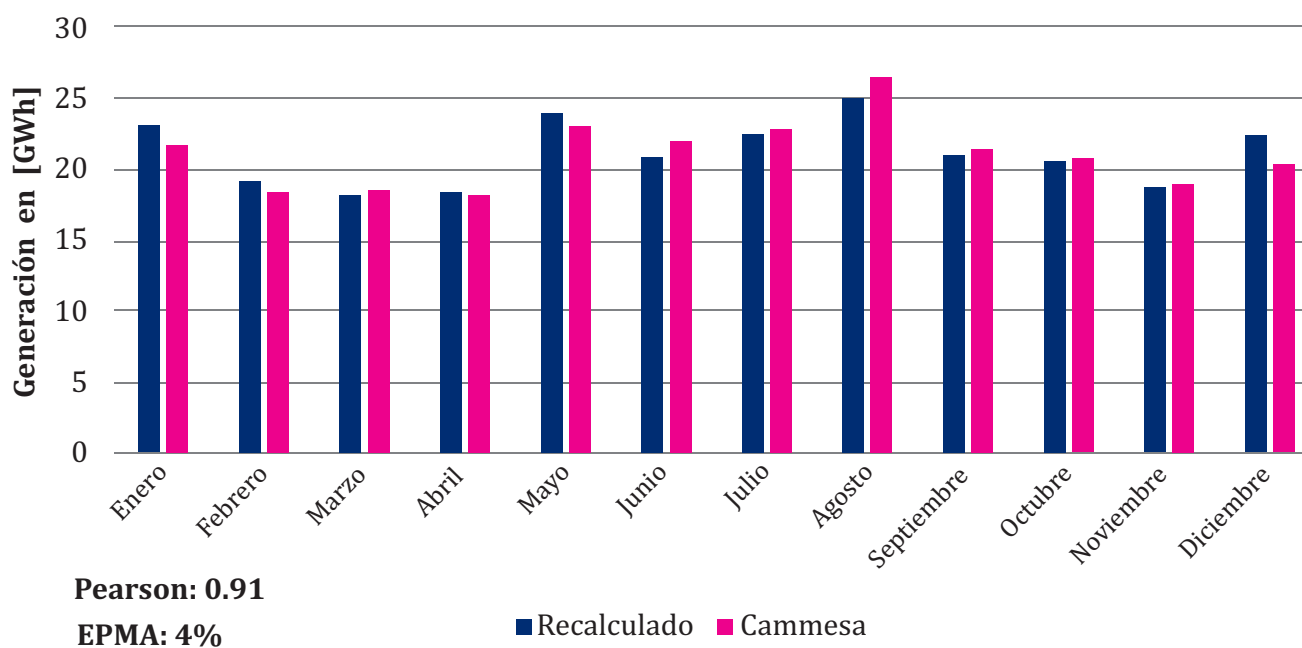
Fuente: Elaboración propia basado en datos de Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center (2021) y de Cammesa (2021b)

Figura 8. Resultados P.E. Pomona I



Fuente: Elaboración propia basado en datos de Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center (2021) y de Cammesa (2021b)

Figura 9. Resultados P.E. Villalonga



Fuente: Elaboración propia basado en datos de Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center (2021) y de Cammesa (2021b)

Tabla 2. Resumen resultados

Parques eólicos	Coefficiente de correlación de Pearson	EPMA
P.E. Achiras	0.82	16%
P.E. Arauco I	0.48	59%
P.E. Bicentenario	0.85	6%
P.E. Corti	0.88	13%
P.E. La Banderita	0.10	12%
P.E. Manantiales Behr	0.94	19%
P.E. Pomona I	0.76	8%
P.E. Villalonga	0.91	4%

Fuente: Elaboración propia basado en datos de Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center (2021) y de Cammesa (2021b)

Vemos entonces que para el parque eólico Arauco I que se ubica en la provincia de La Rioja, la energía calculada presenta significativas diferencias con los valores reales al tener un coeficiente de correlación de Pearson de 0.48 y un EPMA de 59%. Si bien para el parque eólico de La Banderita ubicado en la provincia de La Pampa el EPMA es aceptable (12%), el coeficiente de correlación de Pearson es dema-

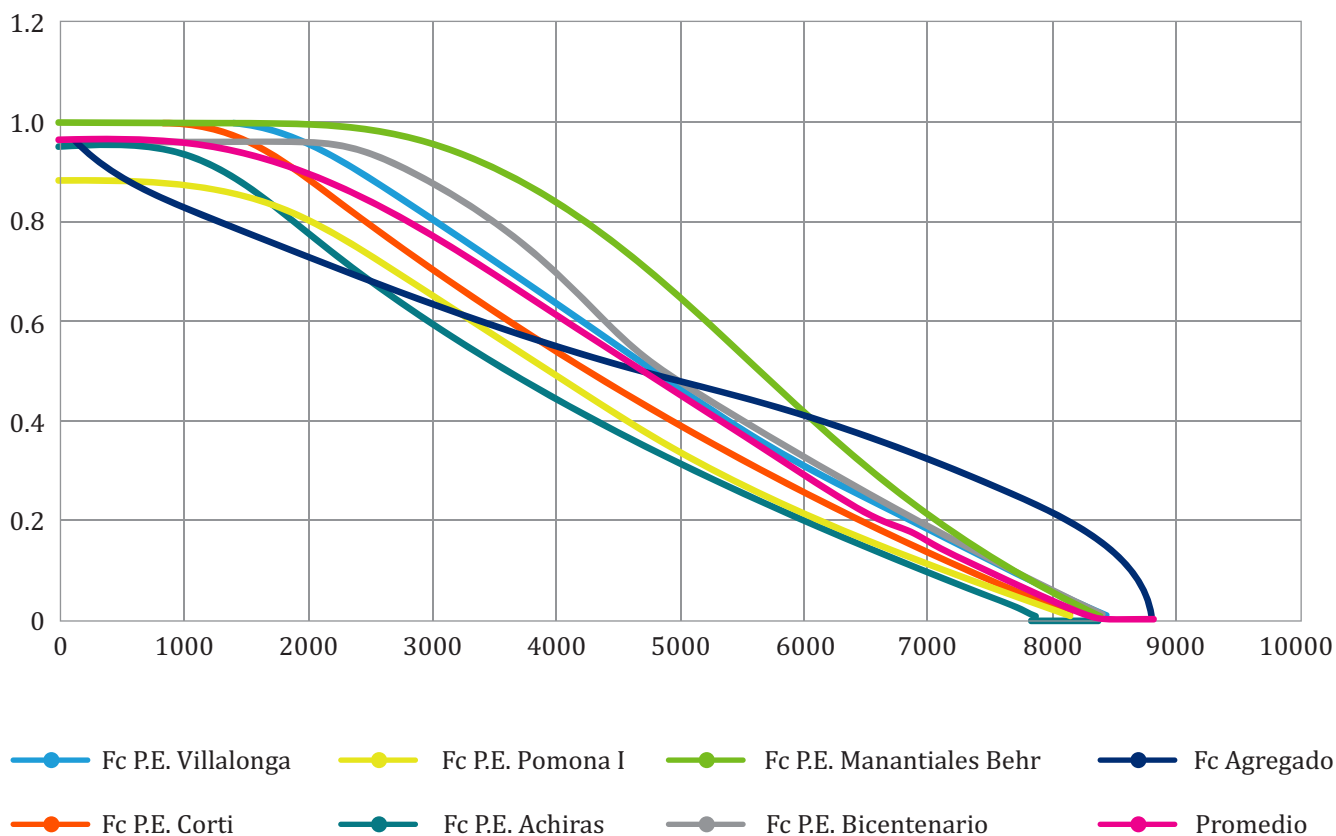
siado bajo (0.10). Estos dos parques eólicos quedan entonces descartados para el resto del análisis.

La figura 10 muestra las curvas ordenadas de los factores de capacidad de los seis parques eólicos restantes, el promedio de estas últimas y la curva ordenada del factor de capacidad agregado de los parques eólicos analizados.



Foto de Sebastien Van de Walle de Unsplash.

Figura 10. Curvas ordenadas de factor de capacidad en 2020



Fuente: Elaboración propia basado en datos de Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center (2021b)

Se destacan en la figura 10 las curvas de los parques eólicos Manantiales Behr (Chubut) y Bicentenario (Santa Cruz) al presentar los mejores valores, lo que tiende a confirmar el excelente potencial para la generación eólica de la región patagónica.

Se observa también que la curva ordenada del factor de capacidad agregado es más plana que la de cada parque eólico considerado individualmente. Ello se explica por un lado por el hecho de que cuantos más parques eólicos sean tomados en cuenta, menos probabilidad habrá para que estén generando al máximo de su poten-

cia al mismo tiempo. Por otro lado, la probabilidad de que ningún parque eólico genere energía se reduce a medida que se agreguen parques eólicos con distancias entre sí. Así, comparando el promedio de las curvas ordenadas de los seis parques eólicos considerados individualmente con la curva ordenada del factor de capacidad agregado, vemos que esta última tiene un factor de capacidad superior durante 4,317 horas, es decir el 49% del año.

Mirando específicamente los momentos cuando la generación eólica llega a sus mínimos, se resalta que los seis parques eólicos analizados

presentan un promedio de 1,380 horas en el año con un factor de capacidad inferior a 10% mientras que para el factor de capacidad agregado esta cantidad de horas baja a 172 horas. El efecto escala en este análisis se manifiesta entonces por una drástica reducción de la cantidad de horas de poca generación eólica, con casi un factor 16 si consideramos el período donde el factor de capacidad es inferior a 10%. De esta forma, podemos ver que la variabilidad bien conocida de la generación eólica tiene un impacto mucho menos importante cuando se analiza desde el punto de vista de la red eléctrica en su conjunto en lugar que desde el punto de vista de cualquier parque eólico por más eficiente que sea.

CONSIDERACIONES FINALES

Con la base de datos M2I1NXASM del *Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center* (2021) se pudo recalcular la generación de seis parques eólicos en Argentina en cada hora del año 2020 obteniendo un error limitado ante los datos mensuales publicados por Cammesa (2021b). El recálculo de estos datos permitió comparar las curvas ordenadas del factor de capacidad de los parques eólicos considerados con el factor de capacidad agregado

de los mismos. Ello dejó en evidencia un efecto escala de la generación eólica en Argentina al mostrar que la curva ordenada del factor de capacidad agregado era más plana que la de cualquier parque y que, además, se reducía considerablemente la cantidad de horas donde el factor de capacidad agregado a nivel nacional es inferior a 10%. Es decir que, analizando desde el punto de vista del SADI, que en definitiva es lo que importa, si el objetivo es mantener la estabilidad de la red eléctrica, este efecto escala reduce la variabilidad de la generación eólica. Ello reafirma también la necesidad de avanzar en la construcción de líneas de alta tensión para que las congestiones de red no impidan contar con el efecto escala.

Para profundizar este análisis, quedaría por estudiar el efecto escala tomando en cuenta tanto la generación eólica como la generación fotovoltaica, al ser esta última otra forma de generación eléctrica variable. También podría ser interesante integrar al análisis los parques de generación renovables variables de los países directamente vecinos de Argentina con importante generación renovable variable como Chile y Uruguay para evaluar las ventajas de mayores interconexiones eléctricas con estos países. ■



Foto de Anna Jiménez Calaf de Unsplash.

REFERENCIAS:

- Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas. (2021). *Composición energética de Uruguay por fuente* [Archivo excel]. <https://apps.ute.com.uy/SgePublico/ConsComposicionEnergeticaXFuente.aspx>
- Agencia Internacional de la Energía. (2019). *Status of power system transformation 2019. Power system flexibility*. <https://webstore.iea.org/status-of-power-system-transformation-2019-power-system-flexibility>
- Agencia Internacional de Energía. (2020). *Global energy review 2020*. <https://webstore.iea.org/download/direct/2995>
- Cammesa. (2021a). *Informe mensual. Principales variables del mes. Diciembre 2020* [Archivo PDF]. <https://ageera.com.ar/wp-content/uploads/2021/01/Informe-Mensual-CAMMESA-Diciembre-2020.pdf>
- Cammesa. (2021b). *Energía generada [GWH]. Energías renovables – Base de datos 2021* [Archivo Excel]. <https://cammesaweb.cammesa.com/erenovables/>
- Generadoras de Chile. (7 de septiembre de 2020). *Parque eólico de Pacific Hydro Chile se convierte en el primero de Latinoamérica en ofrecer control secundario de frecuencia*. <http://generadoras.cl/prensa/parque-eolico-de-pacific-hydro-chile-se-convierte-en-el-primero-de-latinoamerica-en-ofrecer-control-secundario-de-frecuencia>
- Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center. (2021). *MERRA-2 inst1_2d_asm_Nx: 2d, 1-Hourly, Instantaneous, Single-Level, Assimilation, Single-Level Diagnostics V5.12.4*. <https://doi.org/10.5067/3Z173KIE2TPD>
- Gubinelli, G. (13 de septiembre de 2019.). Proyecto hidro-eólico: Río Negro tiene en carpeta un complejo eólico de hasta 1.000 MW utilizando represas como baterías. *Energía estratégica*. <https://www.energiaestrategica.com/proyecto-hidro-eolico-rio-negro-tiene-en-carpeta-un-complejo-eolico-de-hasta-1-000-mw-utilizando-represas-como-baterias/>
- Iannini, R., González, J. y Mastrangelo, S. (2004). Energía eólica: teoría y características de instalaciones. *Boletín Energético*, 7(13), 3-56. <https://www.cnea.gov.ar/nuclea/handle/10665/833>
- Levieux, L., Inthamoussou, F. and De Battista, H. (2019). Power dispatch assessment of a wind farm and a hydropower plant: A case study in Argentina. *Energy Conversion and Management*, 180, 391-400. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.10.101>
- Lu, X., McElroy M. and Kiviluoma, J. (2009). Global potential for wind-generated electricity. *Proceeding of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 106(27), 10933-10938. <https://doi.org/10.1073/pnas.0904101106>
- Luego de cuatro años sin nuevas redes eléctricas, diseñan el programa TransportAr. (22 de octubre de 2019). *EconoJournal*. <https://econojournal.com.ar/2019/10/luego-de-cuatro-anos-sin-nuevas-redes-electricas-disenan-el-nuevo-plan-transportar/>
- Medina, O. (2006). Reservas del sistema eléctrico. *Boletín Energético*, 14(18), 31-38. <https://www.cnea.gov.ar/nuclea/handle/10665/838>
- Roger, D. (2019). Una nueva matriz energética para Argentina: rentas termodinámicas y desarrollo industrial, tecnológico y científico. *Realidad económica*, (328), 27-58.
- Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A. and Staffell, I. (2019). Projecting the future levelized cost of electricity storage technologies. *Joule*, (3), 81-100. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>
- The Wind Power. (2021). *Parques eólicos. Argentina*. https://www.thewindpower.net/windfarms_list_es.php?country=AR
- U.S. Energy Information Administration. (20 de julio de 2016). *U.S. electric system is made up of interconnections and balancing authorities*. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27152>

POTENCIALIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS SUSTENTABLES EN LA PROVINCIA DE CÓRDOBA, ARGENTINA

*POTENTIAL FOR THE IMPLEMENTATION OF SUSTAINABLE ENERGY COMMUNITIES
IN THE PROVINCE OF CÓRDOBA, ARGENTINA*

Carlos Ramiro Rodríguez ¹, Abel José Anuzis ²

Recibido: 16/04/2021 y Aceptado: 16/07/2021
ENERLAC. Volumen V. Número 2. Diciembre, 2021 (172 - 191)
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de Karste Würth de Unsplash.

1 Universidad Nacional de Córdoba. Argentina.

ramiro.rodriguez@unc.edu.ar

<https://orcid.org/0000-0003-4512-6398>

2 Secretaría de Servicios Públicos de la provincia de Córdoba. Argentina.

abelanuzis@gmail.com

<https://orcid.org/0000-0002-8011-6286>



RESUMEN

Actualmente enfrentamos una transición energética desde un modelo estructural centralizado y poco eficiente basado en combustibles fósiles y nucleares a otro descentralizado y eficiente basado en energías sustentables. Esto requiere que los ciudadanos asuman un papel protagónico. De este modo, están emergiendo nuevas formas asociativas llamadas comunidades energéticas sustentables (CES), en las que sus miembros se involucran en la planificación e implementación de medidas dirigidas al uso racional y eficiente de la energía; proponiendo estrategias y actividades integrales en el sector energético. A través de un análisis bibliográfico y una encuesta sobre el rol de las Cooperativas Eléctricas de Distribución en Argentina, este trabajo identifica barreras y beneficios sociales, económicos y ambientales para la constitución de CES en la provincia de Córdoba; analiza el impacto de políticas energéticas estatales y provinciales, relevando aquellas orientadas al cumplimiento de los ODS 7 y 11, vinculados a garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna y concluye que, dados sus profusos recursos sustentables y la independencia energética subyacente, la sociedad cordobesa se beneficiaría profundamente con la implementación temprana de las CES, sugiriendo recomendaciones a decisores y planificadores que podrían contribuir a una integración de políticas públicas energéticas y ambientales.

Palabras clave: Transición Energética, Comunidades Energéticas Sustentables, Generación Distribuida, Política Medioambiental, Argentina.

ABSTRACT

We are currently facing an energy transition from a centralized and inefficient structural model based on fossil and nuclear fuels to a decentralized and efficient one based on sustainable energy. This requires citizens to take a leading role. In this way, new associative forms called sustainable energy communities (CES) are emerging, in which their members are involved in the planning and implementation of measures aimed at the rational and efficient use of energy; proposing comprehensive strategies and activities in the energy sector. Through a bibliographic analysis and a survey on the role of Electric Distribution Cooperatives in Argentina, this work identifies barriers and social, economic and environmental benefits for the constitution of CES in the province of Córdoba; analyzes the impact of state and provincial energy policies, highlighting those aimed at complying with SDG 7 and 11, linked to guaranteeing access to affordable, safe, sustainable and modern energy and concludes that, given its profuse sustainable resources and energy independence underlying, Cordoba society would benefit profoundly from the early implementation of the CES, suggesting recommendations to decision makers and planners that could contribute to an integration of energy and environmental public policies.

Keywords: Energy Transition, Sustainable Energy Communities, Distributed Generation, Environmental Policy, Argentina.

INTRODUCCIÓN

En septiembre de 2015, la Asamblea General de las Naciones Unidas (AGNU) creó la agenda mundial de derechos humanos, simplificada con el nombre de “Objetivos de Desarrollo Sostenible-ODS” (Naciones Unidas A.G., 2015). En ellos queda implícito transversalmente que energía limpia y medioambiente están en el centro de un desarrollo inclusivo. En particular los ODS N°7 (garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna) y ODS N°11 (ciudades y comunidades sostenibles) explicitan dicha centralidad.

Esta agenda encuentra recepción en mayo de 2019 en la Unión Europea (UE) con la conclusión de los expedientes del Paquete Legislativo “Energía Limpia para Todos los Europeos (PAC)” (Unión Europea, 2019), aportando el marco legal que ayudará a la UE a cumplir sus objetivos climáticos y energéticos para 2030. Con este paquete legislativo, la UE marcó un fuerte cambio en el papel de los ciudadanos: de consumidores pasivos a participantes activos en la transición energética¹, reconociendo el rol que puede desempeñar la propiedad comunitaria de la energía para impulsar la innovación social local. El nuevo papel de los ciudadanos y las comunidades en la legislación energética, constituye una oportunidad para el empoderamiento de los actores de mercados pequeños y no comerciales en el mercado de la energía, así como la descentralización en la producción y consumo.

1 Transición Energética: en su acepción genérica representa el pasaje hacia sociedades soportadas en una matriz energética que se alimente de fuentes renovables y sustentables. Una concepción integral contempla aristas ambientales, económicas, culturales y políticas.

Por su parte, la región de América Latina y el Caribe anunciaron un objetivo de implementación de Energías Sustentables (ES) coordinado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), estableciendo alcanzar 70% de electricidad sustentable hacia 2030, significando una potencia instalada total de 312 GW (IRENA, 2019).

En este sentido, Argentina, conforme las recomendaciones de CEPAL, avanza sobre el desafío de formular una estrategia de desarrollo inclusivo (CEPAL, 2013), centrada en la dinámica territorial con el fin de diseñar un marco analítico que aborde la problemática de la equidad e inclusión productiva y social de las regiones del país, mediante una estrategia de planificación multi institucional con presencia pública activa.

De esta manera, el Estado Argentino promovió una visión de largo plazo para los desafíos que enfrenta el sector energético, que se plasmó en el documento “Hacia una Visión Compartida de la Transición Energética Argentina al 2050”, reuniendo consensos alcanzados por instituciones que trabajan en esta materia, estableciendo objetivos y metas a revisar cada 5 años (BID, 2019). Los cuatro pilares fundamentales de la transición energética contemplados en el documento anterior son: seguridad energética; sustentabilidad ambiental; eficiencia y competencia; inclusión social y empleo.

En esta línea de trabajo, Tarquino (Tarquino, 2018) discute que, en el camino de la descarbonización del sector energético, la Energía Comunitaria y Cooperativa (ECC) juega un papel primordial. Aborda a las ECC como esquemas de producción de electricidad renovable a pequeña escala local, que pueden ser de propiedad colectiva. Por lo general, esos modelos enfrentan desafíos y barreras para desarrollar su potencial, lo cual requiere un conjunto de condiciones y políticas favorables. La discusión se basó en la experiencia del Reino Unido y contempló la tradición cooperativista del sector eléctrico argentino. De este modo, se idearon

ocho opciones potenciales para la implementación de esquemas de ECC en Argentina.

La provincia de Córdoba haciéndose eco de los nuevos desafíos, se constituyó en el primer estado subnacional de América en trabajar por los ODS (Córdoba, Prensa, 2018) y procura la transición a un sistema energético confiable, seguro, inclusivo, competitivo y sustentable que promueve la innovación y el desarrollo local mediante los siguientes programas, leyes y reglamentaciones específicas:

- “Programa de Eficiencia Energética y Generación Distribuida (GD)”, enmarcado en la aplicación de leyes sancionadas:

Ley de Promoción de Eficiencia Energética, Ley N°10.572

Ley de Generación Distribuida con Fuentes Renovables, Ley N°10.604 (Adhesión a la Ley Nacional GD N°27.424)

Ley de Agua Caliente Solar Térmica, Ley N° 10.573

- “Plan Provincial de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PPUREE)”,
- Ley N°10.721 “Promoción y Desarrollo para la Producción y Consumo de Biocombustibles y Bioenergía”.

Esta labor se manifiesta en el último Reporte de Avance de implementación de la ley N°27.424, que ubica a la provincia de Córdoba primera en el ranking nacional de usuarios-generadores y potencia instalada (Economía, 2021).

Siguiendo la propuesta de Tarquino, la provincia toma y trabaja en la ampliación de la Ley N°10.604 sumando el proyecto “Energía distribuida comunitaria integrada a la red eléctrica pública (EDC)”. Para ello, considera al generador comunitario como una persona jurídica responsable de la planta de generación

y los usuarios copropietarios, independientemente del lugar de residencia, como dueños de una fracción de energía generada que será deducida de su consumo. Declara además el desarrollo de 5 proyectos pilotos de 2 MWp mediante esta modalidad (Renovables, 2020). Como ejemplo piloto se cita el parque solar comunitario de la ciudad de Oncativo, donde es posible identificar que la forma jurídica adoptada por el Gobierno implica la sinergia entre los sectores del Cooperativismo y el privado, para regular la Generación de EDC (Cooperativa, 2020). Así, independientemente de la forma legal que se adopte en cada ordenamiento local, todas ellas están comprendidas en un concepto más amplio que las comprende, como son las Comunidades Energéticas Sustentables (CES).

Comunidades Energéticas Sustentables (CES)

Schweiser introduce el concepto y la diferencia entre comunidades sustentables y CES (Schweizer-Ries, 2008). Las primeras promueven la sustentabilidad en sentido amplio tomando todos los aspectos del uso de recursos y reducción de emisiones. Por otro lado, las CES utilizan ES y medidas de uso racional y eficiente de la energía (UREE²) (Moragues, 2011).

2 El término Uso Racional y Eficiente de la Energía (UREE) abarca todas las acciones que se realicen en las diversas etapas del quehacer energético para optimizar su uso, partiendo de los recursos, pasando por los servicios, hasta llegar al nivel de los consumidores. En otras palabras, es el manejo planificado, desde el punto de vista técnico-económico, de la energía requerida para la producción o la prestación de un servicio y que concede especial atención a la protección del medio ambiente.

Las instituciones que receptan las CES, acuerdan que no solo alcanza con el compromiso de registrarse por los siete principios del cooperativismo³ sino que además incorporan los objetivos ambientales de mitigar las consecuencias del cambio climático. Para ello el ciudadano común y la comunidad local son componentes medulares de nuevos modelos asociativos (ResCoop, 2020) en los cuales los ciudadanos poseen y participan conjuntamente en proyectos UREE.

En este trabajo los autores comparten la definición de CES como organizaciones cuyos miembros están fuertemente involucrados en la planificación e implementación de medidas encaminadas al UREE y la introducción de fuentes de energía sustentables en la producción, consumo y/o suministro de energía eléctrica, energía térmica (ej., calefacción/refrigeración), energía mecánica (ej., bombeo) o combustibles (ej., biogás para vehículos o para inyección en el gas natural la red) (Romero-Rubio et al, 2015). Este concepto se complementa incluyendo las llaves para la producción de energía limpia, que son la *descentralización*, *descarbonización*, y *digitalización* (Agung, 2020).

Estos nuevos modelos asociativos involucran generalmente proyectos de escala pequeña, y acorde a su tipo, utilizan generación de fuentes de ES de origen local y realizan diversas actividades como financiamiento de proyectos, venta a socios, creación de su propia red de distribución, o colaboran con ciudadanos, empresas o autoridades locales en eficiencia energética. Hay un grado de evolución impor-

3 Los siete principios cooperativos son: (1) Afiliación voluntaria y abierta, (2) Control democrático de miembros, (3) Participación económica de los miembros, (4) Autonomía e independencia, (5) Educación, capacitación e información, (6) Cooperación entre las cooperativas, (7) Preocupación por la Comunidad.

tante en ellas contemplados en el PAC mencionado anteriormente (Unión Europea, 2019; Client Earth, Rescoop, 2019) - incorporando modernas herramientas digitales que colaboran con la transparencia de las operaciones, la celeridad y reducción de costos, mencionando a modo de ejemplo los contratos y las redes inteligentes.

En este trabajo se propone abordar las CES como una herramienta capaz y efectiva de coadyuvar al logro de los ODS N° 7 y 11, promoviendo la Democracia y el respeto a los derechos humanos y protección del ambiente, ampliando la propuesta (EDC) de la provincia en esta materia.

En este contexto, los objetivos e interrogantes fundamentales que este trabajo de investigación propone responder son:

(1) ¿Cuáles son las barreras y beneficios sociales, económicos y ambientales para la constitución de CES locales en la provincia de Córdoba?

(2) ¿Cuál es el impacto de políticas energéticas estatales y provinciales, orientadas al cumplimiento de los ODS?

(3) ¿Qué recursos energéticos sustentables dispone la provincia para soportar un desarrollo local?

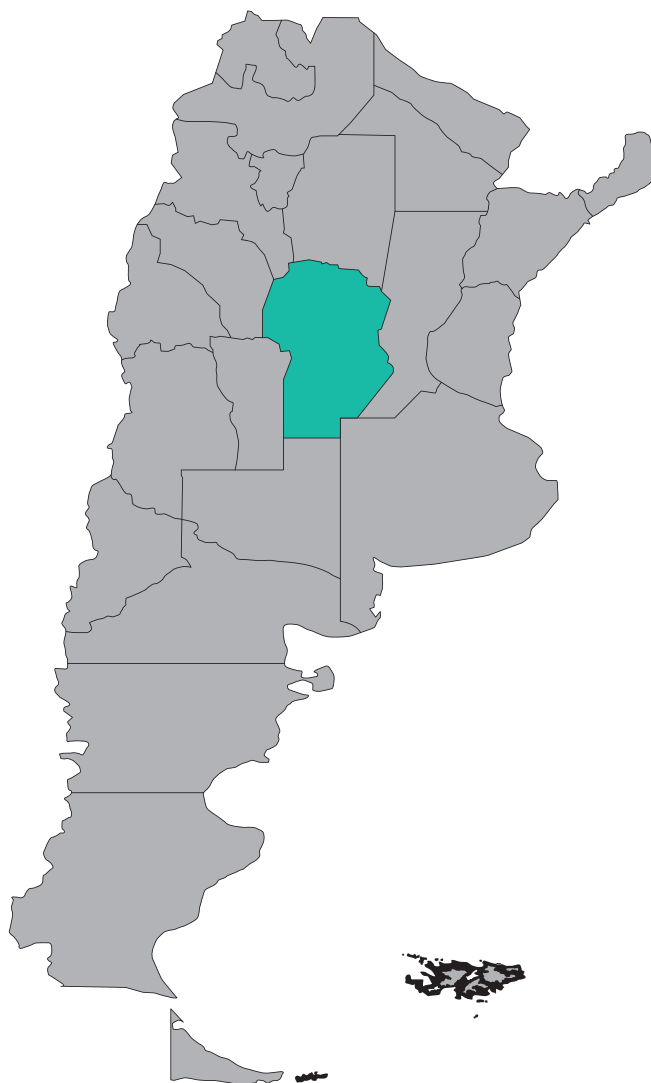
(4) ¿Qué recomendaciones podrían sugerirse a decisores y planificadores sobre la integración de políticas públicas energéticas y ambientales?

MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN

El área de estudio es la provincia de Córdoba, con 165,321 km² de superficie, siendo la quinta provincia en extensión de Argentina (5.94% de su superficie total). De acuerdo al Censo Nacional 2010 (INDEC, 2010), su pobla-

ción es de 3,308,876 habitantes, hecho que la convierte en la segunda provincia más poblada del país. Ésta se encuentra dividida en 26 unidades administrativas, llamadas departamentos. La ubicación de la provincia destacada en verde dentro del país se muestra en la figura 1.

Figura 1. Córdoba, Argentina



Fuente: Elaboración propia

Para responder los interrogantes planteados se utilizan cuatro estrategias:

a) Se organiza y compara bibliografía de avances a nivel de desarrollo de alternativas a los modelos tradicionales de generar y distribuir energía, buscando opciones que sintonicen con los ODS, recabando y evaluando información sobre CES en Europa y Latinoamérica (LATAM).

b) Con el propósito de conocer la interacción de los ciudadanos y demás actores en sus múltiples roles sociales, el impacto en su modo de vida, así como la aversión o conocimiento de ellos sobre nuevas formas de relacionarse comunitariamente que proponen las CES, se confeccionó una amplia encuesta del rol de las Cooperativas Eléctricas de Distribución (CED) en Argentina, asumiendo que esta organización es la que actualmente se asemeja a un *modelo embrionario* de CES.

c) Se analiza el rol e impacto del plan RenovAr (Argentina, 2018), que consiste en un programa de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes sustentables para Argentina, cuyas convocatorias se vienen realizando mediante procesos licitatorios. Además, se examinan algunos resultados publicados por la Secretaría de Energía de la Nación en lo relativo a la injerencia de la ley de GD en nuestro sistema eléctrico.

d) Finalmente, se analizan los datos disponibles sobre los recursos energéticos sustentables en la provincia de Córdoba, con el fin de evaluar la potencialidad de generación energética local.

DESARROLLO

a) Para el análisis y planteo de algunas posibles líneas de acción que aceleren el desarrollo de CES en Córdoba, se consideró adecuado revisar el contexto de diferentes CES en países que presenten un alto grado de desarrollo de las mismas. Entre los países con estas características en Europa se encuentran: Reino Unido, Dinamarca y Alemania. Se seleccionó citar en

este trabajo las CES de: Samsø (Dinamarca), por tratarse de una isla que logró su autoabastecimiento energético en un modelo escalonado ejemplar; y Güssing (Austria) por ser un ejemplo emblemático de un proyecto que generó numerosos beneficios adicionales para la comunidad local. Ambos casos muestran cómo promover un proyecto de ES local exitoso y qué tipo de beneficios añadidos se pueden obtener aplicando modelos de proyecto adecuados (Sáfián, 2014).

En Latinoamérica se citan las CES de: Babilônia, por ser la primera Comunidad Solar de Rio de Janeiro, Brasil (ResCoop, 2020) y Armstrong en Argentina por ser la primera experiencia participativa en la discusión de temas energéticos públicos urbanos, con la alianza de actores locales (políticos, sociales y económicos), la cooperativa eléctrica y académicos (PRIER, 2016).

CES en países de la Unión Europea

Samsø (Dinamarca). La isla danesa de Samsø en Dinamarca, con 4,100 habitantes en 114 km², se convirtió en 10 años en un modelo de autosuficiencia energética: el 100% de su consumo eléctrico y tres cuartas partes de la calefacción provienen de ES. Hoy se dirige hacia la eliminación gradual del uso de combustibles fósiles para el año 2030. Su evolución se describe en tres fases basadas en una línea de tiempo de 1997 a 2050:

- Island 1.0 - La utopía es posible - 1997-2017
- Island 2.0 - Esto es difícil - 2007-2030
- Island 3.0 - Sentido común - 2011-2050

La incorporación de la CES en la isla, se realizó conforme a la intención de la *Samsø Energy Academy* que es proporcionar una perspectiva sostenible más amplia basada en los 17 ODS (Academy, Samsø Energy, 2020).

Enfrentamos una transición energética desde un modelo estructural centralizado y poco eficiente basado en combustibles fósiles y nucleares a otro descentralizado y eficiente basado en energías sustentables.

Güssing (Austria). En los años noventa mediante un programa UREE redujo costos energéticos edilicios a 50%, lo que impulsó la eliminación del uso de combustibles fósiles difíciles de costear en edificios públicos. A partir del uso de biomasa local comenzó la producción de calor y electricidad. En 2007 se erigió como la primera comunidad de la UE en reducir gases de efecto invernadero (GEI) en más del 90%, lo que ayudó a atraer un flujo constante de científicos, políticos y ecoturistas. Un año después, creó un instituto de investigación centrado en la gasificación biológica y térmica, la producción de combustibles de segunda generación y fabricación de paneles solares fotovoltaicos, empleando a 140 personas (Vansintjan, 2015).

Ambos ejemplos se consideran iniciativas exitosas y con características comunes. Son zonas aisladas geográfica y socioeconómicamente, por lo que se centran en las fuentes de energía locales. Dificultades económicas y sociales impulsaron a los gobiernos locales a invertir en un cambio fundamental y a los participantes a crear soluciones innovadoras. El escepticismo de los ciudadanos y los conflictos entre las partes interesadas, se resolvieron con líderes que asu-

mieron roles conciliatorios. Consideraron un plan transparente, detallado y bien comunicado a la población local, elaborado por profesionales. Las formas de propiedad comunitaria, el entorno de regulación de apoyo y los fondos disponibles también jugaron un papel importante en el proceso de desarrollo. Se puede decir que estos aspectos comunes son claves para el éxito de los proyectos locales de ES. Como consecuencia, los beneficios obtenidos también son similares en las dos localidades: alta producción de ES, disminución de GEI, empleo, soluciones innovadoras y ecoturismo.

CES en países de LATAM

Río de Janeiro (Brasil). En el informe de resultados finales de REScoop (ResCoop, 2020), los trabajos de la primera comunidad fotovoltaica de Río de Janeiro - Babilônia - se exponen argumentando que mediante trabajo voluntario colectivo, involucrando a líderes comunitarios y electricistas, nace el proyecto RevoluSolar, donde participan los residentes de la favela y la Asociación de Residentes de Babilônia, así como colaboradores externos. Esta comunidad además de generar energía, informa y educa a la población local sobre los beneficios, aspectos sociales, económicos y medioambientales del uso de la energía solar.

Según el presidente de la asociación, el uso de la energía solar reduce los altos costos de electricidad para familias de bajos ingresos y empodera a las personas que sufren exclusión social desde hace años. Actualmente las favelas de Río de Janeiro demuestran el potencial de la energía solar en áreas de bajos ingresos (Favelas, 2021).

Armstrong (Santa Fe, Argentina). En diciembre de 2016 se firmó el acuerdo entre ciudadanos y organizaciones de la ciudad de Armstrong reunidos en las USINAS DE IDEAS del Proyecto PRIER (Proyecto de Generación Distribuida con ER) (PRIER, 2016) impulsado por la CELAR, INTI y UTN, cuyos objetivos son:

- Desarrollo local y regional que posibilite el progreso económico y el bienestar social, con administración eficiente.
- Gestión de políticas públicas para el desarrollo sustentable.
- Matriz energética diversificada con ES.
- Modelo de GD con un mayor protagonismo de la ciudadanía que incorpore el concepto de usuario-generador.

El proyecto puso a punto una red de GD con ES, mediante una planta fotovoltaica de alrededor de 200 kW en el parque industrial de la ciudad, y la instalación de sistemas de baja potencia (solares fotovoltaicos y aerogeneradores) en distintos emplazamientos residenciales urbanos y espacios públicos.

b) La encuesta se estructuró en 3 bloques, que tienen el objetivo de funcionar como disparadores, ya que la opinión personal de los encuestados es lo más enriquecedor para los objetivos buscados.

Primer bloque: Opinión sobre la Ley N°27.424 con la creación de la figura del usuario-generador, para advertir su potencial está contemplado de acuerdo a los proyectos y objetivos vinculados a los ODS N° 7.

Segundo bloque: Opinión sobre la actualidad y potencial de las CED.

Tercer bloque: Rol de los municipios en la transición energética.

El link de acceso a la encuesta está en la referencia (Anuzis A., 2020).

c) RenovAr. El plan (Argentina, 2018), busca transformar la matriz energética Argentina para cuidar el ambiente, en el marco del Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía, establecido por la ley

La provincia de Córdoba frente a los nuevos desafíos, se constituyó en el primer estado subnacional de América en trabajar por los ODS y procura la transición a un sistema energético confiable, seguro, inclusivo, competitivo y sustentable que promueve la innovación y el desarrollo local.

N° 27.191. Tuvo como impacto inmediato, la adjudicación de 147 proyectos de 4,466 [MW] de potencia a un precio promedio de USD 54.72 [MWh]. La distribución de potencia instalada por tecnología y recurso renovable para el par ordenado (Nación; Córdoba), en orden descendente fue: (2,466; 48) [MW] eólica, (1,732; 12.5) [MW] solar, (158; 12.5) [MW] biomasa, (65; 21.4) [MW] biogás, (32; 1.5) [MW] pequeñas centrales hidroeléctricas, (13; 0) [MW] biogás RS.

Generación distribuida. Desde la sanción de la ley N°27.424 se han introducido cerca de 400 usuario-generadores (Economía, 2021) en el país. La evolución de trámites por: cantidad de usuarios-generadores y reserva de potencia aprobada, potencia instalada y reserva de potencia, y distribución de tipo de usuario-generador, se muestran en la tabla 1, a febrero de 2021. En ella se comparan los resultados porcentuales del país en general con los obtenidos en la provincia de Córdoba:

Tabla 1. Evolución de trámites de usuarios-generadores para GD

	País	Córdoba	Porcentaje
Usuarios-Generadores	389	229	59
Reserva de potencia	307	126	41
Potencia instalada	3,600 [kW]	1907.4 [kW]	53
Reserva de potencia	3,999 [kW]	2,059 [kW]	51

Fuente: Elaboración propia basado en datos de Secretaría de Energía de la Nación

d) En referencia a la demanda eléctrica provincial, el informe anual de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico correspondiente al año 2019 (CAMESA, 2019), indica que la misma fue de 9.9 [TWh/año], mientras que un hogar medio de Córdoba consume 2.8 [MWh/año] aproximadamente. La alta dependencia fósil de la matriz provincial conlleva la emisión de 600 kg de CO₂ por persona por año aproximadamente (Energía, 2016).

Recursos energéticos sustentables en la provincia de Córdoba

En esta sección se considera oportuno discutir entre energía renovable, sustentable y alternativa, para indicar que esta diferencia no se agota en lo semántico.

1) Las **energías renovables** se originan de fuentes naturales, inagotables a escala de tiempo humana, tales como el sol, el viento, el agua o la tierra misma; produciendo energías: solar, eólica, hidráulica, biomasa y geotérmica, respectivamente (SES, 2021).

2) Las **energías alternativas** son aquellas provenientes de fuentes distintas a las tradicionales que son generadas con combustibles fósiles: carbón, petróleo, gas o energía de fisión nuclear.

3) Las **energías sustentables** son aquellas en que los recursos energéticos se utilizan de ma-

nera responsable y eficiente, con el objetivo de prevenir y minimizar los impactos ambientales (IA), promover el UREE y disminuir el consumo de los recursos naturales no renovables (Educar, 2021). Es decir, es sustentable si la suficiencia y permanencia de la disponibilidad de un recurso energético está asegurada, y si el IA sobre la naturaleza de su abastecimiento, transporte y uso, es limitado.

De esta manera, una energía renovable puede no ser sustentable en cuanto el IA devenido de su uso puede no ser controlado, como es el caso de las grandes centrales hidroeléctricas. Otro ejemplo está dado por la quema de madera. Searchinger et al. (Searchinger, 2018) discuten que, a diferencia de los residuos de madera, es probable que la recolección adicional de este recurso solo para quemar aumente el carbono en la atmósfera durante décadas o siglos. Este efecto se debe al hecho de que la madera es un combustible a base de carbono cuya cosecha y uso son ineficientes desde la perspectiva de los GEI.

En este trabajo, se considera el término Energías Sustentables ES, como aquellas que reúnen características de renovabilidad e IA controlable.

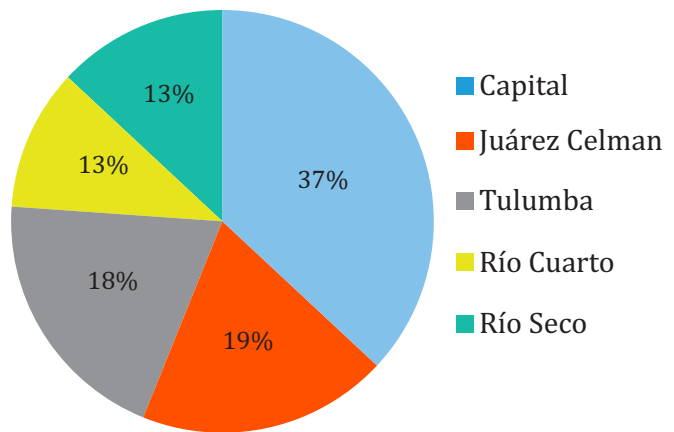
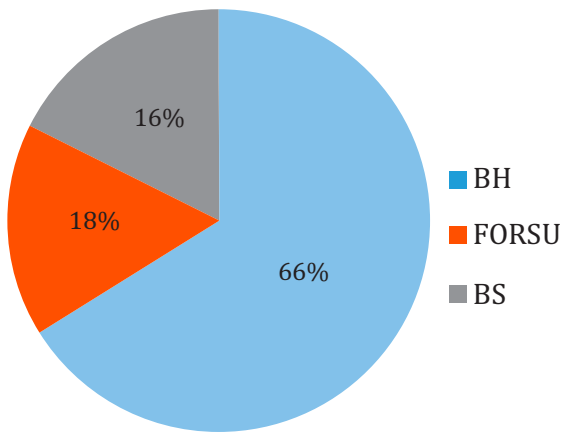
Recurso biomásico: Guido et al. (2019), clasificaron y cuantificaron los recursos biomásicos de la provincia con fines bioenergéticos, por departamento. Siguiendo la clasificación de FAO recolectados con metodología WISDOM, como parte del programa

PROBIOMASA, se discriminaron en las variedades: biomasa húmeda (BH), FORSU (fracción orgánica de residuos sólidos urbanos) y biomasa seca (BS). El potencial bioenergético técnico total de la provincia de Córdoba es de $PET_{Total} = 2.446$ [TWh/año], lo que representa aproximadamente el 25% de la energía eléctrica consumida en la provincia en el año 2018. Del PET_{Total} , el 66.6 % proviene de la BH, el 17.7%

proviene de FORSU y finalmente 15.7 % de la BS, ver figura 2a. El 50 % del PET_{Total} se encuentra concentrado en 5 departamentos: Capital (19.3 %), Juárez Celman (10.0 %), Tulumba (9.3 %), Río Cuarto (6.7 %) y Río Seco (6.5 %), ver figura 2b; siendo la Capital la de mayor disponibilidad de BS y FORSU y el departamento de Río Cuarto es el que presenta la mayor disponibilidad de BH.

Figura 2a). PET_{Total} por tipo de Biomasa

Figura 2b). PET_{Total} por Departamento



Fuente: Elaboración propia

Recurso eólico: Rodríguez et al. (2010) mostraron que la provincia de Córdoba posee un considerable potencial de recursos eólicos, que ascienden a 100 millones de [MWh/año] o más, disponibles en diez departamentos: Gral. San Martín, Tercero Arriba, General Roca, Roque Saenz Peña, Unión, Marcos Juárez, Juárez Celman, San Justo, Río Primero y Río Cuarto. Este último es el departamento con mayor energía disponible: $3.9 \cdot 10^8$ [MWh/año].

Recurso solar: Bocco et al. (2004) mediante aplicación de redes neuronales estimaron la radiación solar para la provincia entre 1.51 y 4.03 [MJ/m²día].

Recurso hídrico: Reyna et al. (2013) destacaron la importancia del potencial hidroeléctrico en pequeña escala como económicamente competitivo respecto a las otras fuentes energéticas renovables y, considerando los costos globales reales, también respecto a las fuentes energéticas tradicionales. Para Córdoba, dos son las escalas más viables actuales: la pequeña (microturbinas), para lugares aislados y apoyo a un sistema distribuido y la escala media a grande en lo que refiere a los sistemas de turbinado/bombeo. Los tradicionales aprovechamientos de turbinado ya han sido realizados donde era factible. Sin embargo, sí es posible considerar al sistema cordobés como posible reservorio de energía para el sistema interconectado.

RESULTADOS

Las CES representan solo uno de los caminos del desarrollo de la GD, las ES y la transición energética en general. Por esto, el espacio legal y normativo para que las CES puedan prosperar no tiene por qué ser adecuado para otro tipo de actores del sector. Este espacio específico tiene que considerar determinadas particularidades de las comunidades energéticas locales tales como: sociales, demográficas, económicas y de recursos energéticos. No por esto puede entenderse como restrictivo ya que otros actores podrán operar en el marco legal y normativo más amplio del sector (IDAE, 2019). En la legislación anglosajona hay experiencias en establecer, para aquellos proyectos innovadores que funcionan de manera piloto, excepciones por tiempo limitado de reglas específicas contemplando las particularidades de la región donde se pretende fomentar el uso de las CES (Britain, 2021).

Barreras y dificultades encontradas en la literatura analizada

De la revisión bibliográfica, se observa que pensar en organizaciones con amplia participación de los ciudadanos con el objetivo de aportar a la lucha contra los desafíos energéticos planteados y generar volumen económico en la ciudad o comuna donde se radican, además de otros beneficios, no están exentas de barreras de distinta índole. En ese sentido la literatura disponible (Romero-Rubio, 2016) sobre este tópico es consistente a la hora de identificar aquellas que se presentan en este tipo de organización, a saber:

- Falta del marco normativo y/o de un grado suficiente de su desarrollo legal,
- Complejidad de procedimientos administrativos,
- Dificultad de acceso a la financiación: falta de confianza de los inversores, alto riesgo real o de percepción del inversor,

- Aplicación del principio del monopolio natural sobre las redes de distribución.
- Poco interés por parte de la ciudadanía,
- Falta de tiempo de dedicación voluntaria,
- Desmotivación de los miembros de la comunidad,
- Dificultad a la hora de acceder al conocimiento experto.

Resultados de la encuesta

Primer bloque: Las respuestas más enriquecedoras, manifiestan que el aporte significativo de esta institución está en el valor que agregan en la comunidad donde funcionan, pero no tendrán impacto significativo en la composición de la matriz eléctrica. Sin embargo, también se rescata que está cercenada la posibilidad de asociarse con otros productores y que en cualquier caso son necesarias regulaciones de orden municipal y provincial que las fomenten.

En cuanto a la conveniencia ambiental y económica se sostuvo que sería más sostenible en el ciclo de vida del proyecto global (ej., menor cantidad de inversores y elementos de protección y maniobra que al cabo de su vida útil deberán ser desechados, además de implicar menores probabilidades de fallas).

En lo relativo a los incentivos, no resultan respuestas innovadoras que alienten la generación de energía o de eficiencia. Las mismas rondan sobre la idea de reestructuración de tarifas y, en lo relativo a los incentivos propuestos por la ley, se considera que son suficientes, pero deberían tener un mecanismo de actualización. Por el contrario, otros especialistas consideran que son inequitativos y que debería existir mayor reconocimiento económico para los generadores. Consideran también que los trámites deberían simplificarse para el prosumidor, además, sin

especificar cuáles son estos escenarios, algunos especialistas advierten que se debe profundizar en aquellos que permitan generar condiciones para un mercado con una modificación real de la matriz eléctrica, tal que sea confiable a largo plazo (ej. 10 años) y a precios competitivos, para que la propia oferta-demanda moldee la realidad de la matriz.

En lo relativo al esfuerzo legislativo para contribuir a la GD, mayormente consideran que es insuficiente debiendo permitir nuevos esquemas asociativos. Por otro lado, son necesarios ajustes en los precios y que estos tengan correlación con el dólar pues los inversores en su mayoría son extranjeros.

Con respecto a la inserción de nuevas tecnologías, consideran que la información obtenida por estas no debe avasallar los derechos individuales.

Segundo bloque: Las respuestas versan consonantes con la idea de un mayor protagonismo de las CED, ya que las mismas poseen cercanía y, recursos originados en otras actividades contempladas en su estatuto, que les permitiría convertirse en un actor en la transición, cuidando de no caer en un mercado monopólico. También se deberían establecer incentivos tales que los retornos de inversión sean en un lapso más conveniente.

Entre los obstáculos que encuentran las CED, se manifiesta que las mismas deben volver a sus orígenes. Las cooperativas deben responder a las demandas de un mundo en crisis, humanitaria, ambiental y económica abordando proyectos de ES que contribuyan a combatir los efectos del cambio climático a la vez de ofrecer seguridad energética y precios asequibles de energía eléctrica de origen renovable. En este sentido, son necesarios mayores incentivos de orden económico y legal para alcanzar este objetivo. Las respuestas particulares sobre las funciones de las CED se enfocan en un marco práctico, si el país desarrolla una política de despegue energético, el cumplimiento de los ODS recaerá en

manos de las fuerzas sociales locales, con una doble función, hacia adentro y hacia afuera.

Indican además que, las CED son sumamente importantes, especialmente en el entramado de pequeños pueblos del interior con un fuerte perfil productivo agroindustrial, donde la multiplicidad de proyectos posibles es muy amplia en cuanto a generación y sus diversos modelos de negocio asociados. La cuestión de la educación y el fomento financiero sobre los proyectos de generación locales, también la consideran central en la figura de responsabilidad social de las cooperativas.

Tercer bloque: En cuanto al rol de los municipios, es unánime la idea – respecto a la transición energética – de que es insuficiente la tarea realizada y que deberían asumir un rol principal en este aspecto, más allá del comprometido en la Red Argentina de Municipios frente al Cambio Climático (RAMCC, 2021).



Foto de Luca Bravo de Unsplash.

DISCUSIÓN

Del plan RenovAr y la generación distribuida

Los resultados mostrados en la tabla 1, muestran a Córdoba como la provincia de mayor desarrollo en GD del país, registrando más del 50% de las instalaciones a nivel nacional. Por otro lado, el análisis de los recursos energéticos indica que la provincia dispone de una ingente cantidad de recursos renovables para generación de ES. Sin embargo, según el Informe N° 5 del Observatorio de la Energía de la Cámara de la Industria Eléctrica de Córdoba (CADIEC, 2021), esta cantidad equivale aproximadamente a 0.5% de la potencia total de los grandes parques fotovoltaicos instalados en Argentina. Cabe analizar que, de no producirse algunas modificaciones, a este ritmo, la sociedad deberá esperar muchas décadas para que la GD muestre una penetración tal que impacte con fuerza en el mercado eléctrico.

Los índices nacionales caracterizan la situación relativa de Argentina a nivel internacional. Para tener una primera aproximación al grado de desarrollo sostenible de las provincias y su posición relativa dentro del país, el PNUD Argentina ha construido un Índice de Desarrollo Sostenible Provincial (IDSP) (PNUD Argentina, 2017). Este índice se compone de variables que apuntan a capturar la dimensión del crecimiento económico (ingreso per cápita y capital humano), la inclusión social (pobreza relativa, empleo formal e informal, salud y educación) y la sostenibilidad ambiental (emisiones de GEI y generación y disposición de residuos). De acuerdo al IDSP computado en 2016, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires encabeza el ranking provincial y a una distancia considerable de las demás provincias, pues presenta los niveles más elevados en las dimensiones de crecimiento económico, inclusión social y sostenibilidad ambiental. Luego se identifica un grupo de provincias cuyo IDSP se encuentra por encima del promedio nacional, compuesto por Chubut,

Mendoza, San Luis y Neuquén. Por debajo del promedio nacional se sitúa un grupo numeroso de provincias, compuesto por Santa Cruz, Entre Ríos, Río Negro, Buenos Aires, Santa Fe, Misiones, San Juan, Tierra del Fuego, Córdoba, Catamarca, La Rioja, Tucumán, Jujuy, Corrientes y Salta. Al final del ranking quedan tres provincias cuya situación es más crítica: Formosa, Chaco y Santiago del Estero.

A nivel nacional, Argentina enfrenta el desafío de mejorar su situación en los rankings mundiales de desarrollo, transformando su gran potencial en mejores resultados. A nivel subnacional, la construcción del IDSP ha permitido constatar - de forma preliminar, dado que se basa en la información estadística actualmente disponible - que el desarrollo sostenible se da de manera heterogénea y desigual en el país.

Profundizando el análisis del plan RenovAr se puede observar que se conformó bajo el concepto de grandes centrales alejadas de los puntos de consumo, los mismos requirieron enormes sumas de dinero en divisa extranjera y garantía de rentabilidad para las empresas adjudicatarias. Ello es manifiesto cuando vemos que del total de emprendimientos el 50% corresponde a inversiones extranjeras con precio de la energía dado en [USD/kWh], y escaso uso de tecnología y producción nacional en la participación de los proyectos.

Desde luego, incorporar energía verde a la matriz energética argentina avanza lentamente en el sentido deseado, pero cabe preguntarse qué tan sostenible es desde el punto de vista económico, pues son proyectos de capital inicial intensivo, con un contrato a largo plazo en dólares (PPA), sobre los cual atentan las inestabilidades económicas propias e intestinas de Argentina (Becker, 2020). Además, las crisis económicas permanentes del país son un obstáculo para el mantenimiento de los parques solares y eólicos que requieren de insumos para su operación y mantenimiento, los cuales deben importarse.

Por otra parte, estos proyectos de gran escala, no involucran a la comunidad local, ni utilizando su mano de obra, ni entregando localmente la energía limpia generada. Tal es el caso actual del parque eólico Madryn I, donde el Intendente manifestó: “los parques eólicos no requieren de mano de obra intensiva y ni dejan regalías para la provincia de Chubut. “Celebramos los parques que se ejecutan, pero queremos que nos dejen al menos energía o la posibilidad de garantizar la provisión de un servicio tan importante”.

Desde este enfoque, las CES se presentan como una opción que no fue considerada en el proceso de transición hacia las ES, pues aunque no están exentas de complejidades propias y externas, ofrecen la posibilidad de ser estables debido a que involucran fuertemente a la sociedad y están arraigadas en la localidad o región donde se establecen, sin que deba garantizarse un precio en dólares por la energía que generan, promueven el desarrollo local y generan empleo y, lo que probablemente sea más importante, concientizan ambientalmente a la población así, por ejemplo como en el caso de la localidad de Güssing y la región se vieron favorecidas como lugar de emplazamiento de “empresas verdes” por mejoras de su imagen empresarial y por la predisposición de la comunidad donde se radican.

En este sentido se considera que fue insuficiente y de baja penetración la ley de GD (Ley N°27.424), mientras que por un lado a los inversores bajo el plan RenovAr se le ofrecen garantías de cobro en dólares, los usuario-generadores deben adquirir los equipos, obtener las autorizaciones de instalación y esperar recuperar lo invertido en un plazo cercano a los 8 años, sin contemplar otras posibilidades asociativas, de financiación y legales que favorezcan la creación de nuevas unidades de negocios.

Esta ley tampoco contempla nuevas modalidades contractuales que incluyan el avance de la digitalización en la gestión de la demanda, o incluso compartir, ceder o vender excedentes de

producción dentro de una CES u otros actores/operadores del mercado. Este hecho expone la inequidad a la hora de definir políticas en el sector, pues el caudal de políticas y dinero público fue orientado a la transición energética de los grandes actores del mercado energético/eléctrico garantizando su rentabilidad, logrando en definitiva que sumaran un módulo rentable de negocios verdes dentro de su estructura empresarial, sin que se vean obligados a realizar transformación alguna en su estructura, misiones o funciones para alcanzar el status declamado. Este procedimiento es de larga data en nuestro sistema político/empresarial, con diferentes matices en distintas áreas, utilizando un término ya conocido en nuestro país, podríamos llamarlo en el asunto que nos ocupa gatopardismo verde, debido a que en la superficie y acompañado por políticas públicas y regulaciones específicas que lo favorecen, presentan la idea de cambio y superación pero solo en la superficie, mientras que estructuralmente nada cambia, dicho de otra manera cambiar para que nada cambie.

Propuestas tomadas del *Clean Energy for All Europeans Legislative Package* para la incorporación de las CES en la legislación argentina

Las nuevas modalidades asociativas llevan en su ADN los siete principios del cooperativismo y un propósito específico que es la utilización de ES, de forma tal que son un vehículo del ciudadano de a pie para participar y accionar en la protección del medio ambiente al mismo tiempo que propicia el desarrollo de su comunidad. En este marco hay muchos elementos a considerar en una legislación local para que incorpore a las CES.

Un valioso aporte es la Directiva (EU) 2018/2001 (RED II) (Unión Europea, 2019). La misma fue objeto de sucesivas modificaciones y actualizaciones permitiendo arribar a un concepto claro y distinto de otras modalidades de organización que también contemplan generación, transporte


y comercialización de ES (ej. *energy sharing*, *renewables self consumption*). El considerando N°26 de la Directiva (EU) 2018/2001 indica los aspectos a tener en cuenta para favorecer el desarrollo de las CES, y garantizar que estas puedan participar en los sistemas de apoyo disponibles en igualdad de condiciones con los grandes participantes. A tal fin, debe trabajarse sobre conceptos como:

- Disponibilidad de información,
- Apoyo técnico y financiero mediante puntos de contacto administrativos únicos,
- Reducción de las exigencias administrativas,
- Inclusión de criterios de licitación centrados en las comunidades,
- Creación de ventanillas de licitación adaptadas a las CES,
- Autorización para que las CES sean remuneradas mediante ayudas directas si cumplen con los requisitos de las pequeñas instalaciones.

En el considerando N°71 avanza sobre los obstáculos de las CES y las acciones contempladas para superarlos. De acuerdo a las características particulares en relación con su tamaño, su estructura de propiedad y el número de proyectos, pueden obstaculizar su competitividad en igualdad de condiciones frente a actores con proyectos o carteras de mayor envergadura. Por consiguiente, cualquiera sea el nombre que se asigne, esta entidad puede ejercer derechos y estar sujeta a obligaciones actuando en nombre propio. Para evitar abusos y garantizar una amplia participación, las CES deben poder conservar su autonomía respecto de los miembros individuales y de otros actores habituales en el mercado que participen como miembros o socios, o que cooperan de otras formas, como por ejemplo mediante la inversión.

También se analizan las complejidades - que podrían ser múltiple en el caso del ordenamiento legal argentino - pues la falta de normas transparentes y de coordinación entre los diferentes organismos de autorización dificulta el despegue de las CES. En ese sentido, remarca que debe orientarse a los solicitantes a lo largo del procedimiento administrativo de solicitud y concesión de permisos; establecen para esto como solución un punto de contacto administrativo único que reducirá la complejidad que tienen los promotores de proyectos y aumentará la eficiencia y la transparencia, en particular, en lo que se refiere a los autoconsumidores de ES y a las CES.

Asimismo, la Directiva 2018/2001 en el Artículo 22, indica a qué sujetos de derecho alcanza, garantías y derechos, de modo que la participación sea amplia, siendo importante destacar que no excluye ni limita la participación del usuario-generador, sino que por el contrario propicia y fomenta la idea de que este participe en igualdad de condiciones con otros actores del escenario energético.



Las crisis económicas permanentes del país son un obstáculo para el mantenimiento de los parques solares y eólicos que requieren de insumos para su operación y mantenimiento, los cuales deben importarse.

Un posible *layout* para su implementación y desarrollo debe reconocer primero el derecho a: a) producir, consumir, almacenar y vender ES, en particular mediante contratos de compra de electricidad renovable; b) compartir, en el seno de la CES, la ES que produzcan; c) acceder a todos los mercados de la energía adecuados tanto directamente como mediante agregación de manera no discriminatoria. Es necesario proporcionar un marco facilitador para el desarrollo de las CES, como lo reconoce la legislación europea citada. Dicho marco estará enfocado en la idea de superar los obstáculos que presentan estas organizaciones y fomentar su aplicación. Para ello debería considerar:

- Eliminar los obstáculos reglamentarios y administrativos injustificados a las CES,
- El gestor de la red de distribución correspondiente debe cooperar con las CES para facilitar las transferencias de energía,
- Las CES deben estar sujetas a procedimientos justos, proporcionados y transparentes, incluidos los procedimientos de registro y de concesión de licencias, y tarifas de la red que reflejen los costos,
- Las CES no recibirán un trato discriminatorio en lo que atañe a sus actividades, derechos y obligaciones como clientes finales, productores, gestores de redes de distribución, suministradores, o en favor de otros participantes en el mercado,
- La participación en las CES accesible a todos los consumidores, incluidos los de hogares con ingresos bajos o vulnerables,
- Estén disponibles instrumentos para facilitar el acceso a la financiación y la información,
- Se proporcionará apoyo reglamentario y de refuerzo de capacidades a las autoridades públicas para propiciar y crear CES, así como para ayudar a las autoridades a participar directamente.

CONCLUSIONES

La provincia de Córdoba por sus profusos recursos renovables y la independencia energética subyacente, se beneficiaría profundamente con la implementación temprana de las CES. Esta situación sugiere recomendaciones a decisores y planificadores que podrían contribuir a una adecuada integración de políticas públicas energéticas y ambientales. Las organizaciones y empresas que operan en el mercado eléctrico como es el caso de las CED y empresas que generan energía con su propia biomasa, se adaptan al marco normativo y posibilidades que ofrece el mercado eléctrico, por lo cual desarrollar un nuevo marco normativo específico para el mercado de ES, que fomente la participación de los ciudadanos en todo el proceso que comprende la generación y comercialización de esta energía, ofrece numerosos aspectos positivos, en el desarrollo de comunidades que pueden ofrecer energía limpia a las redes, fortaleciendo el entramado social mediante la lucha contra la pobreza energética, la concientización para el uso racional de la energía, y la generación de riqueza para sus comunidades.

Este modelo tiene muchas complejidades, como se analizó en este trabajo, sin embargo, los recursos están disponibles en el territorio, tienen un desarrollo conceptual y se fomenta legislativamente en la Comunidad Europea, y no menos importante es una realidad en muchos países, que amplían la base y dan herramientas a sus ciudadanos para que se constituyan en gestores y benefactores de prácticas sustentables acorde a los preceptos de los ODS. ■

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Universidad Nacional de Córdoba por brindar el marco en el cual trabajar los conceptos vertidos en este trabajo.

REFERENCIAS

- Academy, Samsø Energy. (2020). *Academy, Samsø Energy*. <https://energiakademiet.dk/en/>
- Agencia Córdoba Innovar Emprender. (3 de marzo de 2019). *Programa de eficiencia energética y generación distribuida*. <https://innovaryemprendercba.com.ar/eventos/programa-de-eficiencia-energetica-y-generacion-distribuida/>
- Agung, A. A. G., Handayani, R. (2020). Blockchain for smart grid. *Journal of King Saud University Computer and Information Sciences*. doi:10.1016/j.jksuci.2020.01.002
- Anuzis A., R. C. (9 de julio de 2020). *Encuesta sobre transición energética*. https://docs.google.com/forms/d/1oVZ5DmaCvqpt_YcEYEyJ2VVBlAgYli8tCQzVC4h16
- Argentina, M. d. (14 de 11 de 2018). *RenovAr*. <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/renovables/renovar>
- Banco Mundial. (s.f.). <http://documents1.worldbank.org/curated/en/182681528356012036/text/123616-SPANISH-PUBLIC-FODER-II-Project-Paper-Spanish-No-Official-Version.txt>
- Becker, E. (2020). Análisis del mercado eléctrico argentino. *Trabajo de grado de la Licenciatura en Economía*. Bahía Blanca, Buenos Aires, Argentina.
- BID. (2019). *Hacia una visión compartida de la transición energética Argentina al 2050*. Buenos Aires (Argentina): Banco Interamericano de Desarrollo. <http://www.escenariosenergeticos.org/>
- Bocco, M., Ovando, G. y Sayago, S. (2004). X Reunión Argentina y IV Latinoamericana de Agrometeorología. *Estimación de la radiación solar en Córdoba (Argentina) mediante redes neuronales*. Mar del Plata: AADA.
- Britain, O. -t. (26 de Mayo de 2021). Regulatory Sandbox Repository. <https://www.ofgem.gov.uk/publications/regulatory-sandbox-repository>
- CADIEC. (2021). *Cámara de la industria energética de Córdoba*. <https://cadiec.org/>
- CAMMESA. (2019). *Informe anual del MEM 2019*. <https://portalweb.cammesa.com/Pages/PgInformeAnual.aspx>
- CEPAL. (2013). *Hacia un desarrollo inclusivo, el caso de la Argentina*. Santiago de Chile (Chile): Naciones Unidas.
- Chile, Ministerio de Energía. (2021). *Energía 2050, política energética de Chile*. https://energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf
- Client Earth, Rescoop. (2019). *Energy communities under the clean energy package*. Bruselas (Bélgica): RESCoop. <https://www.rescoop.eu/blog/energy-communities-under-the-clean-energy-package>
- Cooperativa, C. (30 de 6 de 2020). *Memoria 2020 balance N° 64*. <http://www.oncativo.net.ar/memoria-balance-cesopol-64.pdf>
- Economía, M. d. (2 de Mayo de 2021). *Generación distribuida en Argentina*. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2019/11/reporte_de_avance_abr_2021_mayo.pdf
- Educar. (2021). *Energías de mi país*. <http://energiasdemi.pais.educ.ar/seguridad-disponibilidad-y-sustentabilidad-de-los-recursos-energeticos/>
- Energía, S. d. (2016). *Datasets*. <http://datos.minem.gob.ar/dataset?q=2016>
- Favelas, O. E. (18 de Junio de 2021). *RioOnWatch*. <https://rioonwatch.org/?p=65592>
- Gobierno de Córdoba. (s.f.). <http://prensa.cba.gov.ar/informacion-general/cordoba-pirmer-estado-subancional-de-america-en-trabajar-por-los-ods/>
- Gobierno de Córdoba. (1 de 10 de 2018). *Prensa*. <https://prensa.cba.gov.ar/informacion-general/cordoba-primer-estado-subnacional-de-america-en-trabajar-por-los-ods/>

- Guido, R. E., Javí, V. M., Rodríguez, R. y Oviedo, O. A. (2019). Mapeo del potencial bioenergético utilizando un sistema de información geográfica en la provincia de Córdoba. *AVERMA*, 7.
- IDAE. (Marzo de 2019). *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía*. https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/guia_para-desarrollo-instrumentos-fomento_comunidades_energeticas_locales_20032019_0.pdf
- INDEC. (2010). *Instituto Nacional de Estadísticas y Censos*. <https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel4-Tema-2-41-135>
- IRENA. (10 de Diciembre de 2019). *América Latina y el Caribe anuncian un nuevo y ambicioso objetivo de energías renovables*. <https://www.irena.org/newsroom/articles/2019/Dec/Latin-America-and-the-Caribbean-Announce-Ambitious-New-Renewables-Target>
- Moragues, J. (2011). *Uso racional y eficiente de la energía (UREE)*. Buenos Aires: Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva de la Nación.
- Naciones Unidas, A. G. (Septiembre de 2015). *Naciones Unidas*. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2015/09/la-asamblea-general-adopta-la-agenda-2030-para-el-desarrollo-sostenible/>
- PNUD Argentina. (2017). <https://www.ar.undp.org/content/argentina/es/home/presscenter/articles/2017/05/12/-c-mo-est-n-la-argentina-y-las-provincias-en-los-rankings-de-desarrollo-.html>
- PRIER. (Diciembre de 2016). *Programa Internacional de Cooperación*. https://iuc.eu/fileadmin/user_upload/Regions/iuc_lac/user_upload/Armstrong_-_Energ%C3%ADa_Distribuida_.pdf
- RAMCC. (2021). *Red argentina de municipio frente al cambio climático*. <https://www.ramcc.net/>
- Renovables, D. d. (2020). *CEC_CIECS*. <http://cec-ciecs.com.ar/wp-content/uploads/2021/05/RenovablesCordoba-2020.pdf>
- ResCoop. (2020). *The energy transition to energy democracy. Power to the people*. Antwerp (Bélgica): De Wrikke.
- Reyna, S., Reyna, T. y Lábaque, María. (2013). La energía hidroeléctrica en Córdoba ante el paradigma ambiental. En C. d. Sociedad, *Matriz de recursos energéticos de la Provincia de Córdoba* (pp. 257). Córdoba: Copiar.
- Rodríguez, C. R., Riso, M., Jiménez Yob, G., Ottogalli, R., Santa Cruz, R., Aisa, S., Jeandrevin, G. and Leiva, E. P. M. (Junio 2010). Analysis of the potential for hydrogen, production in the province of Córdoba from winds resources. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35(11), 5952 - 5956. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.12.101>
- Romero-Rubio, C., Andrés-Díaz, J. R. de. (2015). Sustainable energy communities: a study contrasting Spain and Germany. *Energy Policy*, 85, 397– 409.
- Romero-Rubio, M. C. (2016). *Barreras y oportunidades para el desarrollo de comunidades energéticas sostenibles en España. Estudio comparativo con Estados Unidos y Alemania*. (Tesis Doctoral). Universidad de Málaga, España.
- Sáfián, F. (2014). The Synergies of community ownership, renewable energy production and locality. The cases of Güssing and Samse. *Geographical Locality Studies 2014 Volume 2, Number 1.* , 386 — 410.
- Schweizer-Ries, P. (2008). Energy sustainable communities: Environmental psychological investigations. *Energy Policy*, 36, 4126-4135.
- Searchinger, T. D. (2018). Europe's renewable energy directive poised to harm global forests. *Nature*, 1 - 4. doi: 10.1038/s41467-018-06175-4
- Secretaría de Energía Rep. Argentina. (2020). *Secretaría de Energía*. Buenos Aires. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/reporte_anual_2020_gd.pdf
- SES. (2 de Febrero de 2021). *¿Cuál es la diferencia entre energía renovable, sustentable y alternativa?* Sustainable Energy Sources. <https://www.seslatam.com/novedades/2021/cual-es-la-diferencia-entre-energia-renovable-sustentable-y-alternativa/>

Tarquino, M. (Septiembre 2018). *Harnessing potential for community and cooperative renewable energy schemes in Argentina. An analysis in view of the UK experience.* (MSc Thesis). Londres, Reino Unido: Imperial College London.

Unión Europea. (2019). *Energía limpia para todos los europeos.* Luxemburgo: Oficina de Publicaciones de la Unión Europea.

Vansintjan, D. (Abril de 2015). *The energy transition to energy democracy. Power to the people.* <https://www.rescoop.eu/uploads/rescoop/downloads/REScoop-Energy-Transition-to-Energy-Democracy-English.pdf>



Av. Mariscal Antonio José de Sucre
N58-63 y Fernandez Salvador
Quito - Ecuador

Tel. (+593 2) 2598-122 / 2598-280
/ 2597-995

enerlac@olade.org

