

enerLAC

Revista de
Energía de
Latinoamérica
y el Caribe

Trazabilidad de Hidrógeno Verde utilizando Blockchain

Producción de metanol a pequeña escala a partir de gas natural

**Energy efficiency and environmental productivity:
Analysis of Ecuadorian oil companies**

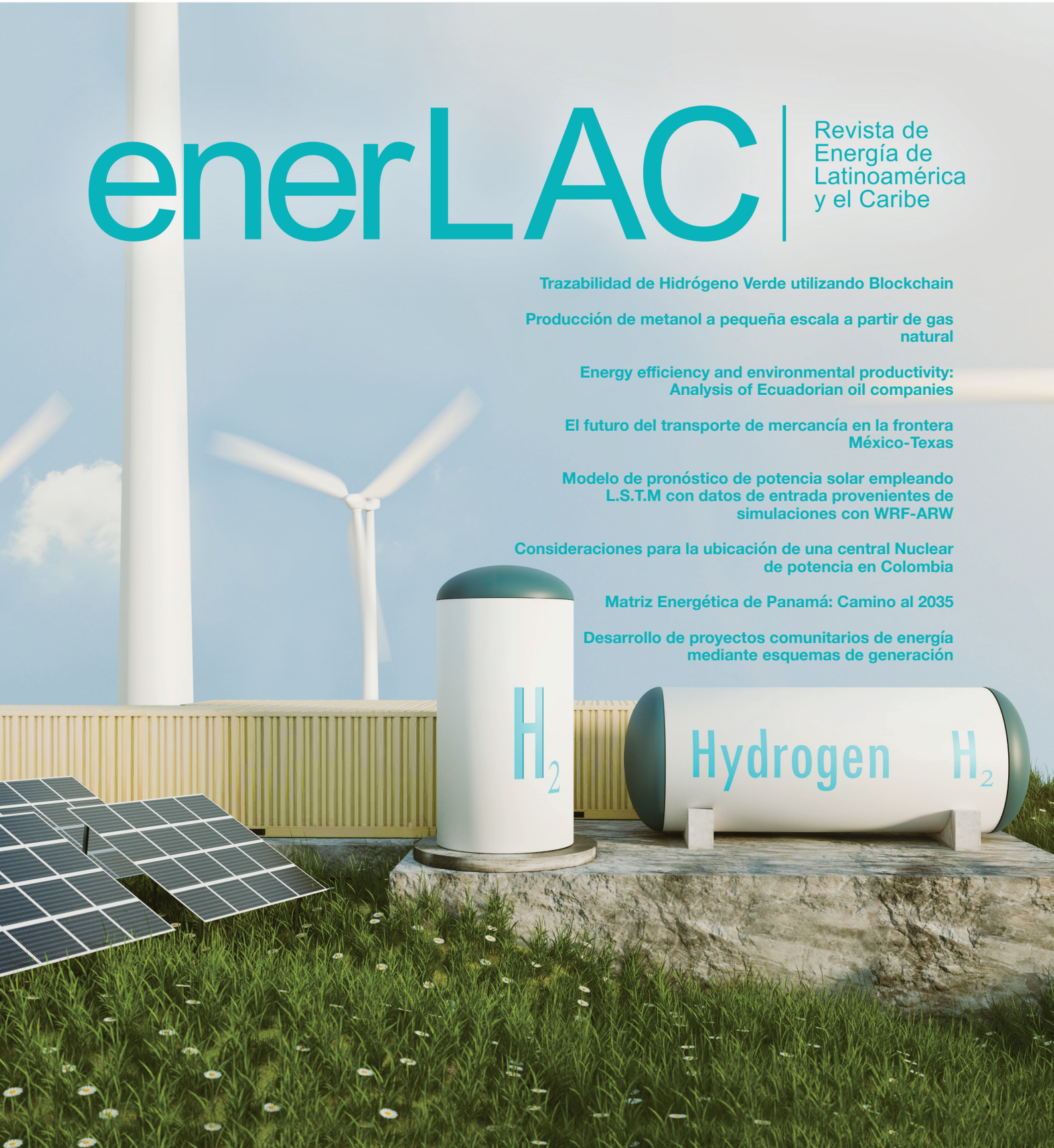
**El futuro del transporte de mercancía en la frontera
México-Texas**

**Modelo de pronóstico de potencia solar empleando
L.S.T.M con datos de entrada provenientes de
simulaciones con WRF-ARW**

**Consideraciones para la ubicación de una central Nuclear
de potencia en Colombia**

Matriz Energética de Panamá: Camino al 2035

**Desarrollo de proyectos comunitarios de energía
mediante esquemas de generación**



COMITÉ EDITORIAL

Andrés Rebolledo Smitmans
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

Andrés Rebolledo Smitmans

DIRECTORES EJECUTIVOS

Pablo Garcés

Marcelo Vega

COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN

Octavio Medina
Consultor independiente

Kerly Cueva
Apoyo técnico

REVISORES

José Javier Alonso Mateos
Universidad Internacional de Valencia

Luis Guerra Flores
OLADE. Ecuador.

Maestra Angie Tatiana Ortega Ramírez
Universidad de América. Colombia.

Fernando Vladimir Jaramillo García
Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí y Universidade da Coruña. Ecuador.

Felipe Eduardo Ulloa Orellana
Consultor internacional en transportes e infraestructuras

Eduardo Adrián Ortigoza Moreno
Facultad Politécnica de la Universidad Nacional de Asunción. Paraguay.

Dr. Ing. Rodrigo Alonso Suárez
Laboratorio de Energía Solar, Universidad de la República. Uruguay.

Luiz Fernando Rosa Mendes
Instituto Federal Fluminense. Brasil.

Fabio García Lucero
OLADE. Ecuador.

Ing. Luis Daniel García Zúñiga
Consultor independiente

Byron Chilibingua Mazon
OLADE. Ecuador.

Emilia Ruggeri
Conicet-UNQ

Mauricio Medinaceli Monrroy
Banco Mundial

Freddy David Escobar Terán
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS-ESPE. Ecuador

INDICE

7	Trazabilidad de Hidrógeno Verde utilizando Blockchain
27	Producción de metanol a pequeña escala a partir de gas natural
49	Energy efficiency and environmental productivity: Analysis of Ecuadorian oil companies
67	El futuro del transporte de mercancía en la frontera México-Texas
87	Modelo de pronóstico de potencia solar empleando L.S.T.M con datos de entrada provenientes de simulaciones con WRF-ARW
101	Consideraciones para la ubicación de una central Nuclear de potencia en Colombia
123	Matriz Energética de Panamá: Camino al 2035
137	Desarrollo de proyectos comunitarios de energía mediante esquemas de generación

EDITORIAL



El 2 de noviembre de 1973, en la ciudad de Lima, Perú, en respuesta ante la primera gran crisis petrolera derivada de las medidas adoptadas por los países árabes productores de petróleo en la guerra de Yom Kipur, los países de América Latina y El Caribe, con el propósito de defender los intereses energéticos de la región, firman el Convenio de Lima, documento constitutivo de la Organización Latinoamericana de Energía – OLADE, marcando así un hecho histórico en la historia energética de ALC.

Este 2023, tras analizar 50 años de existencia institucional, es indudable que OLADE ha desempeñado un papel fundamental en la integración energética regional, contribuyendo al desarrollo sostenible y la seguridad energética de América Latina y el Caribe.

Abordando acciones en todos los ámbitos del sector energético, el trabajo realizado por OLADE, ha sentado las bases para el camino a las transiciones energéticas en la región, adaptándose siempre a las agendas y necesidades de los países y del sector. Un ejemplo visible de dichas transiciones, es la evolución de la matriz primaria de energía regional, misma que hace 50 años estuvo dominada por el petróleo (61%), ahora a2022, esta participación ha decrecido hasta un 32%.

La región avanza en sus procesos de transiciones energéticas a un ritmo acelerado, cifras como: el 95% de la nueva capacidad instalada en generación eléctrica en 2022, fue de origen renovable. Entre la renovable no convencional, se destaca el crecimiento de eólica en un 10% eólica y solar en un 46%.

Estas cifras, y otros indicadores relevantes , pueden ser consultados en la más reciente publicación del Panorama energético de América Latina y el Caribe 2023:

<https://www.olade.org/publicaciones/panorama-energetico-de-america-latina-y-el-caribe-2023/>

La transferencia de conocimiento y la divulgación científica es uno de los ejes históricamente importantes en la labor de OLADE, con varias acciones que permiten compartir conocimiento entre actores del sector energético en la región, entre otras destacadas:

- Programas continuos de capacitación en temas actuales y de gran importancia para el desarrollo de las matrices energéticas de los países de la región;
- Los eventos de intercambio de experiencias y buenas prácticas en temas energéticos, resaltando entre ellos La Semana de la Energía, instancia que se ha constituido en el principal evento regional del sector energético de ALC;
- La Maestría en Transiciones Energéticas organizado conjuntamente con la Universidad Nacional de Rosario y la Asociación de Universidades del Grupo Montevideo, próxima a dar inicio;
- La revista ENERLAC, documento de divulgación científica indexado que permite la publicación de los principales hallazgos e investigación del sector energético de América Latina y el Caribe.

En el cincuentenario de OLADE, seguimos comprometidos a fortalecer estas y otras acciones que contribuyen, de manera decidida en el desarrollo de las capacidades regionales para enfrentar los desafíos actuales y futuros del sector energético.

Gloria Dolores Alvarenga
Directora de Integración Acceso y Seguridad Energética
OLADE

Trazabilidad de Hidrógeno Verde utilizando Blockchain

Traceability of Green Hydrogen using Blockchain

Carlos Ramiro Rodríguez¹, Jorge Díaz², Manuel Humberto Tiglio³, Franco Cerino⁴, Luciano Mori⁵,
Ernesto Esteban Coutsiers⁶, Edison Montoya⁷.

Recibido: 03/09/2023 y Aceptado: /08/09/2023

ENERLAC. Volumen VII. Número 2. Diciembre, 2023

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



7

1.- Universidad Nacional de Córdoba. Argentina Profesor Adjunto Dedicación Exclusiva
ramiro.rodriguez@unc.edu.ar

<https://orcid.org/0000-0003-4512-6398>

2.- ISISTAN Research Institute (CONICET & UNICEN) Profesor Titular, Investigador Principal CONICET
andres.diazpace@isistan.unicen.edu.ar

0000-0002-1765-7872

3.- Universidad Nacional de Córdoba. Argentina Investigador Principal, CONICET
mtiglio@unc.edu.ar

0000-0003-0451-9611

4.- Universidad Nacional de Córdoba. Argentina Becario Doctoral, CONICET

francocerino@gmail.com

0000-0003-2022-0839

5.- lucianomori.cloud DevOps

0009-0001-8965-4224

6.- Calden Consultoría SRL. Universidad Nacional de Salta (UNSa). Argentina Socio Fundador. Doctorando en la UNSa

ecoutsiers@caldenconsultoria.com

0009-0008-6276-6120

7.- BCFort CEO

edison@bcfort.com

0000-0002-9982-8777



Resumen

Este trabajo presenta una discusión de la importancia de trazabilidad de hidrógeno verde utilizando blockchain, y propone un modelo prototípico de un contrato inteligente que se desplegó en las redes Polygon y Algorand. En este desarrollo, se exploran aspectos de certificación y tokenización, que abren interesantes líneas de trabajo y potenciales aplicaciones tecnológicas en base a hidrógeno verde

PALABRAS CLAVE: Hidrógeno verde, trazabilidad, blockchain, tokenización, Ethereum, certificación.

Abstract

This work presents a discussion of the importance of traceability of green hydrogen using blockchain, along with a prototypical model of a smart contract deployed in the Polygon and Algorand networks. In this development, certification and tokenization aspects are explored, which open up interesting lines of future work and potential technology applications around green hydrogen.

KEYWORDS: Green hydrogen, traceability, blockchain, tokenization, Ethereum, certification.

1. INTRODUCCIÓN

El hidrógeno (H₂) tiene una larga y productiva historia en el ámbito de la industria en general y la química en particular. Uno de los primeros usos industriales del H₂ fue en el proceso Haber-Bosch, que se desarrolló a principios del siglo XX y todavía se usa para producir amoníaco para fertilizantes y otras aplicaciones químicas (Kandemir et al., 2013). Sin embargo, el planteo de su posible utilización como vector energético⁷, con aplicaciones en distintos sectores de demanda como transporte, minería, industria manufacturera (producción de aceros, cementos, vidrios, etc.), residencial y pesca, sólo data de dos décadas (Berry & Aceves, 2006; Rifkin, 2002). La penetración en la oferta energética comenzó a tomar tracción, motivada por la inestabilidad del precio internacional de los hidrocarburos, en particular de los derivados del petróleo (NU. CEPAL. Subsede de México, 2009), y por la necesidad desde un punto de vista medioambiental de hallar alternativas sostenibles, entre otras. Recientemente, el acelerado despliegue de las energías renovables ha puesto en marcha una transformación energética global con implicaciones geopolíticas de gran alcance, pronosticando el advenimiento de una nueva era energética que podría remodelar las relaciones entre los estados y las comunidades y generar un nuevo orden de poder, seguridad e independencia energética. Con la urgencia de avanzar hacia sistemas energéticos resilientes, alineados con los imperativos climáticos y de desarrollo establecidos en el Acuerdo de París y la Agenda 2030, el H₂ se identificó mediante un enfoque sin precedentes, dado su rol central en la descarbonización de sectores difíciles de abatir, incluyendo la necesidad de alcanzar la carbono-neutralidad hacia el año 2050 (IRENA, 2022). Sumado a estas fuerzas impulsoras, el conflicto bélico entre los países balcánicos intensifica la búsqueda de alternativas energéticas debido a la presión económica que ejerce el alza en el

costo de los combustibles fósiles y otras materias primas principales (Padinger, 2022).

Como el H₂ se puede producir mediante una variedad de procesos y fuentes de energía, incluida la producción a partir del carbón, gas natural, electrólisis del agua, etc.; no todo camino de obtención del H₂ cumple la exigencia de reducir las emisiones de carbono, (White et al., 2021), (Newborough & Cooley, 2021), situación que condujo al adagio «el H₂ es tan limpio como la fuente que lo produce».

Se espera que la creciente demanda de H₂ limpio y bajo en carbono promueva el comercio internacional entre importadores y exportadores de H₂ (Maggio et al., 2019). Para esto, es crucial aclarar los indicadores de calidad relacionados al origen del H₂, proveyendo una definición precisa del “tipo de H₂” que se comercializa, mediante la implementación de estándares internacionales. La contribución positiva del H₂ al clima y al desarrollo económico se garantizará únicamente con reglas y normas transparentes y creíbles y un sistema coherente que trascienda las fronteras nacionales, regionales y sectoriales. Mediante la cooperación internacional, el mercado emergente del H₂ tiene el potencial de ser tanto descentralizado como inclusivo, con oportunidades para países desarrollados y en desarrollo por igual. En el trabajo de (Liu et al., 2022) se analiza la principal iniciativa de estándares de H₂ en el mundo, junto a los factores claves del estándar global, y se discute cómo establecer estándares cuantitativos y un sistema de evaluación de bajas emisiones de carbono, H₂ limpio e H₂ renovable utilizando el método en China.

El objetivo de este artículo es presentar una discusión de la importancia de la trazabilidad de hidrógeno verde (H₂V), aprovechando para ello la

7.- Un modelo económico energético alternativo al uso de combustibles fósiles en el cual el hidrógeno es considerado como un vector energético más (capaz de almacenar energía de tal manera que esta pueda ser liberada en otro lugar o momento posterior de forma controlada), alternativo a los combustibles fósiles y acoplador de sectores (eléctrico, gas), usado en los cuatro ámbitos fundamentales: energía, transporte, residencial e industria.

tecnología de blockchain, y generar un modelo de contrato inteligente para este propósito. Con esta finalidad se desarrolló una implementación prototipo de un contrato inteligente con tres roles de una cadena simplificada de H2V. Para esto, se modelaron ciertos activos digitales

y sus operaciones bajo la forma de TRUs. Adicionalmente, se exploró un esquema de tokenización. El contrato se desplegó en Polygon y Algorand, y se realizaron estimaciones y pagos de costos de «gas» para dichos sistemas.

2. DESARROLLO

2.1 Hidrógeno

En esta sección se describe la clasificación ambiental del H2, que da lugar al espectro de colores que distingue su procedencia, así como

la cadena de valor del H2 limpio y la necesidad de obtener certificados y garantías de origen.

2.1.1 Clasificación ambiental del hidrógeno:

Para facilitar la descripción, la industria de la energía limpia a menudo clasifica el H2 por colores, como se muestra en la Figura 1. Si bien hay una gran variedad de colores, en este trabajo se describen solamente los términos H2 gris (H2G), H2 azul (H2A), H2 amarillo (H2Am), H2 rosa (H2R) e H2 verde (H2V) (Noussan et al., 2020), en función de su impacto ambiental y procedencia⁸ (Koroneos et al., 2004). Esta clasificación es simple y permite la fácil identificación del tipo de H2. Sin embargo, con este método no se distinguen clara y cuantitativamente los tipos de procesos de producción de H2. Hay que señalar que todos los procesos tienen emisiones asociadas, ya sea en la fase de construcción, transporte, operación o desmantelamiento de las instalaciones donde se obtiene. De aquí la importancia de cuantificar el impacto asociado mediante la metodología de análisis de Ciclo de Vida (ACV) (CertifHy, 2017).

Cuando se compara la procedencia del H2 (gris, azul o verde), se utiliza la aproximación cradle-to-gate (de la cuna a la puerta), que tiene en cuenta todos los impactos del proceso de generación hasta que se entrega al cliente, pero no la aplicación final, ya que se trata exactamente del

mismo producto con las mismas propiedades (Ramón et al., n.d.).

De este modo, el H2G es el generado con recursos fósiles (típicamente reformado de gas natural) con emisiones superiores a 10-11 kgCO₂eq/kgH₂ generado⁹.

El H2A es generado de fuentes no renovables con emisiones menores a 4,37 kgCO₂eq/kgH₂ (36,4 CO₂eq/MJH₂), ya que gran parte de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) se secuestran en el proceso. En el trabajo de (Howarth & Jacobson, 2021) se discute que lejos de ser bajas en carbono, las emisiones de GEI (gases de efecto invernadero) de la producción de H2A son bastante altas, particularmente debido a la liberación de metano fugitivo. Sin embargo, otros autores (Pettersen et al., 2022) analizan la intensidad de GEI del H2A, utilizando datos recientes y aportes de proveedores de tecnología de reforma de gas de última generación. Los datos muestran que las cadenas de valor adecuadamente diseñadas y operadas para el suministro de H2A, con emisiones mínimas del suministro de gas natural y alta captura de carbono en la producción de H2,

11

8.- Geólogos, químicos y expertos en minería están comenzando a entender y descubrir enormes bolsas de hidrógeno confinadas bajo tierra, que buena parte de la comunidad científica desconocía. Se trata del hidrógeno natural o dorado. Sin embargo, dado que su explotación aún no está reglamentada, no se considerará en este trabajo.

9.- El dióxido de carbono equivalente (CO₂eq) es una medida universal utilizada para indicar en términos de CO₂, el equivalente de cada uno de los GEI con respecto a su potencial de calentamiento global.

darán una reducción importante en las emisiones de GEI en el uso final de la energía. La huella de GEI para los usuarios finales basada en el H2A será normalmente entre un 80% y un 90% menor que para el suministro y uso directos de gas natural.

El H2V es generado a partir de fuentes renovables con emisiones menores a 4,37 kgCO₂eq/kgH₂ (36,4 CO₂eq/MJH₂). El concepto de H2V fue creado específicamente para la producción H₂ a partir de electrólisis del agua y mediante electricidad renovable, en clara contraposición al proceso actual de producción a partir de recursos fósiles y con alto impacto ambiental. Se destaca

que durante el proceso de electrólisis del agua no se emite directamente CO₂, ni fósil ni neutro. Como en todas las tecnologías, hay que evaluar las emisiones indirectas en fases de construcción, operación y desmantelamiento de los distintos equipos.

El H₂ electrolítico también puede ser: H₂Am cuando la electricidad utilizada para la electrólisis procede de fuentes mixtas, desde energías renovables hasta combustibles fósiles, o también H₂R cuando la electricidad proviene de energía nuclear. Éste es un tipo de hidrógeno bastante sostenible (Good New Energy, n.d.).

Figura 1. Colores del hidrógeno



Fuente: Sitio web del hidrógeno. <https://energia.gob.es/hidrogeno/Paginas/Index.aspx>

En resumen, una vez definido mediante un ACV, si el H₂ es azul o verde, se procede a clasificarlo en función de la fuente de origen. Si ésta es renovable (por ejemplo, electricidad eólica, biocombustibles, biomasa o solar), se clasifica como verde. Si, por el contrario, la fuente es fósil (por ejemplo, gas natural, carbón, naftas, o electricidad no renovable), éste se clasifica como azul. Ambos son considerados como H₂'s bajos en emisiones, siempre que se demuestre que cumplen los objetivos de emisión. Para conseguir tales objetivos, en el caso del H₂ azul, es necesario el secuestro del CO₂ emitido como subproducto durante un periodo de tiempo significativo. Estas emisiones se clasifican en estándares oficiales en el documento «Estándar y evaluación de H₂ bajo en carbono, H₂ limpio e H₂ renovable» (Liu et al., 2022). No obstante, dado que se utilizan diferentes definiciones de energía renovable (ER) en todo el mundo, esto conduce a

diferentes definiciones de H₂V¹⁰(Sailer et al., 2022), (Velazquez Abad & Dodds, 2020).

De este modo, el H₂V tiene una definición amplia y se han hecho llamados para su estandarización a nivel internacional. En un trabajo reciente (Lubbe et al., 2023) se discute el desarrollo de criterios de sostenibilidad para el H₂V. Estos criterios se basan en la adicionalidad, el uso sostenible del espacio, el desarrollo económico sostenible en los países productores, la sostenibilidad del suministro de agua y las emisiones de GEI. La adicionalidad en el desarrollo sostenible del H₂ se refiere al concepto de que los proyectos o iniciativas relacionados con su producción, uso o implementación deben generar beneficios ambientales o sociales adicionales a los que ocurrirían en ausencia de dichos proyectos. Esta adicionalidad de la

10.- Se hace referencia a esta variabilidad de definiciones porque, por ejemplo, en Brasil el hidrógeno producido a partir de la conversión de Biometano (gas que se obtiene sintéticamente a partir del gas de síntesis o syngas) también se considera de origen renovable y por lo tanto verde.

electricidad podría asegurarse durante un año, mediante la implantación de un sistema basado en «garantías de origen renovables», lo que a su vez también facilitaría la operación de electrolizadores a su tasa de utilización óptima (Pototschnig, 2021). Este requisito es importante para garantizar que la producción de H2V sirva directamente al

objetivo de descarbonización, en lugar de solo agregar ineficiencias al sistema de ER, lo que indirectamente conduce a un aumento de los combustibles fósiles en la combinación energética. Sin embargo, en la práctica es difícil definir y medir la adicionalidad dentro de un sistema energético integrado (Jensterle et al., 2019).

2.1.2 Cadena de valor del H2V:

La cadena de valor se refiere al conjunto de etapas que comprenden la producción, distribución y uso del H2 obtenido a partir de fuentes renovables de energía, como se muestra en la Figura 2. Las principales etapas de la cadena de valor del H2V (Masip Macía et al., 2021) incluyen:

- **Generación de ER:** comprende las fuentes de energía limpia que se utilizan para producir electricidad.
- **Electrólisis:** utiliza la electricidad producida para realizar la electrólisis del agua, obteniéndose H2 puro y oxígeno puro, que se capturan y almacenan.
- **Compresión y almacenamiento:** el H2 se comprime y almacena en tanques especiales, que permiten su transporte y distribución.
- **Transporte:** el H2 se puede transportar

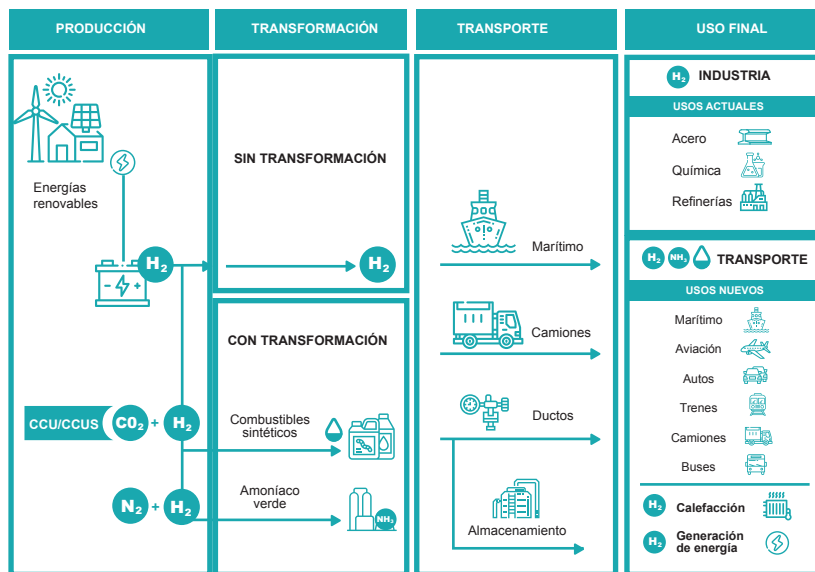
a través de tuberías, camiones cisterna, o barcos, entre otros medios.

- **Uso:** se puede utilizar como combustible para alimentar celdas de combustible (FC), que generan electricidad para alimentar motores eléctricos. También puede utilizarse como materia prima en la producción de diversos productos químicos y materiales (amoníaco, metanol, metano, etc.).
- **Reciclado:** el agua obtenida como subproducto se puede reciclar para volver a la primera etapa del proceso, generando así un ciclo cerrado y sostenible.

En resumen, la cadena de valor del H2V incluye la generación de energía renovable, la electrólisis del agua para producir H2, el almacenamiento y transporte, su uso como combustible o materia prima, y el reciclaje del agua como subproducto.

13

Figura 2. Cadena de Valor del Hidrógeno verde



Basado en el documento IRENA (2020), Green Hydrogen: A guide to policy making, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Los combustibles sintéticos se refieren a una gama de combustibles a base de H2V producidos mediante procesos químicos con una fuente de carbono (CO y CO2 capturados de flujos de

emisiones, fuentes biogénicas o directamente del aire). Incluyen metanol, combustibles para aviones, metano y otros hidrocarburos.

2.1.3 Certificados verdes y Garantías de origen.

Con el objetivo de reducir la huella de carbono, una organización puede recurrir a tres métodos para operar con un porcentaje de ER (Carbon Neutral +, 2022):

- a) Instalar sistemas de ER en su infraestructura.
- b) Adquirir PPAs (Purchase Power Agreements): son contratos entre dos partes, una que genera la electricidad (el vendedor) y otra interesada en comprar la electricidad (el comprador).
- c) Adquirir Certificados de ER (REC: Renewable Energy Certificates): son instrumentos de mercado que determinan los derechos de propiedad de atributos ambientales y sociales de la generación de 1 [MWh] de energía eléctrica renovable.

14

Los RECs no representan la venta de energía eléctrica física, sino los beneficios sociales y ambientales de la ER para que una organización pueda reducir sus emisiones provenientes de energía eléctrica, y promover el crecimiento de la industria de generación de ER.

Así, la organización puede probar que:

- La electricidad consumida proviene de fuentes renovables.
- Está reduciendo sus emisiones de GEI relacionadas con su consumo eléctrico.
- Está contribuyendo a potenciar la industria de ER.

Los electrones inyectados en la red eléctrica son indistinguibles de la fuente; no obstante, aquellos producidos en una central termoeléctrica emiten GEI, al contrario de los producidos en una planta de ER. Esa «no emisión» de GEI es lo que otorga a este tipo de energía atributos ambientales y sociales. Esos atributos de 1 [MWh] se engloban dentro del término Certificado de Energía Renovable.

La International REC Standard (I-RECS) es la entidad que facilita la implementación de un sistema de seguimiento reconocido internacionalmente para la asignación de los atributos ambientales de la

energía. La emisión local de REC que cumple con el estándar I-REC es administrada por una entidad local avalada por las autoridades gubernamentales y grupos de interés. En Argentina, el Instituto Argentino de Normalización y Certificación (IRAM) es la asociación que controla y verifica a las plantas de ER que deciden vender la energía física, por un lado, y la renovabilidad de la energía –el REC– por otro. Actualmente tiene registradas plantas de generación renovable que comercializan certificados de atributos de renovabilidad.

Existe un mercado internacional de REC con designaciones particulares:

- **Europa:** se comercializan los Garantías of Origin (GOs). La norma europea EN16235:2013+A1:2015 define las GOs como certificados emitidos bajo un esquema nacional con el propósito de divulgar y respaldar el etiquetado (BSI, 2015). Los GOs son mecanismos de trazabilidad, mientras que los certificados verdes son documentos que se utilizan como prueba de elegibilidad para los esquemas de apoyo (Sailer et al., 2022; Velazquez Abad & Dodds, 2020).
- **América del Norte:** los certificados son llamados RECs o Green-e.
- **Países asiáticos, africanos, del Medio Oriente y de América Latina** (Argentina, Chile, Colombia, México, Brasil): se comercializan principalmente I-RECs (I-REC Standard - The International REC Standard Foundation, n.d.)
- **Otros países** como Japón, Taiwán y Australia tienen sus propios programas.

Los REC pueden usarse para varios fines. Algunos de ellos incluyen: buscar que el distribuidor de energía indique el porcentaje de su energía que proviene de fuentes renovables, lograr beneficios impositivos o adecuarse a programas voluntarios de reducción de emisiones de GEI. A la hora de analizar cómo pueden establecerse los contratos entre partes de H2V, conviene observar el análogo convencional del gas natural (GN).

2.1.4 Características de los contratos de gas natural.

Los contratos de GN se han convertido en una herramienta clave en la industria energética para asegurar el suministro a largo plazo de esta fuente de energía. Poseen características similares a contratos de otra naturaleza, como por ejemplo cláusulas de fuerza mayor. Sin embargo, existen cláusulas propias que definen claramente la transacción del activo energético. Algunas de las cláusulas típicas (Laub Benavides, 2011), (de Almeida Matos Moraes, 2007) de los contratos de GN son:

2.1.4.1 Cláusula «Take or Pay».

Es una disposición común en los contratos de GN que establece que el comprador debe tomar una cantidad mínima de GN o pagar una multa por no hacerlo. Esto significa que el comprador se compromete a comprar una cantidad mínima de GN, independientemente de si la necesita o no. Si no lo hace, debe pagar una multa por no tomar la cantidad mínima acordada, que suele equivaler a completar el pago por la cantidad acordada. Esta cláusula protege al vendedor, ya que garantiza que el GN producido será comprado, y al comprador, ya que asegura el suministro continuo de gas natural.

2.1.4.2 Cláusula «Carry Forward».

Es otra disposición común en los contratos de GN que permite a las partes reprogramar el suministro de GN en caso de que se produzca un exceso o una deficiencia en el suministro. Si se produce un exceso, el comprador puede solicitar que el exceso se “lleve adelante” y se entregue en un período posterior. Si hay una deficiencia en el suministro, el comprador puede solicitar que se lleve adelante una cantidad igual de GN en un período posterior. Esta cláusula ayuda a garantizar un suministro continuo de GN y a mitigar los riesgos para ambas partes en caso de fluctuaciones en la producción o la demanda. Esta cláusula relaja la cláusula «Take or Pay» y permite en algunos casos viabilizar contrataciones de mayores cantidades; en general favorece al comprador.

2.1.4.3 Cláusula «Price Reopener».

Es una disposición que permite a las partes renegociar el precio del GN en ciertas circunstancias, como cambios significativos en el mercado o en el costo de producción. Esta cláusula se incluye a menudo en contratos de GN de larga duración para permitir a las partes ajustar el precio del GN para que siga siendo competitivo y justo a lo largo del tiempo.

2.1.4.4 Cláusula de «Entrega en Punto de Entrada».

Se refiere al lugar donde se entrega el GN, lo que incluye la especificación del punto de entrega, las especificaciones de calidad del gas y las condiciones de presión y temperatura en el punto de entrega. Esta cláusula es importante para garantizar que el GN entregado cumpla con los estándares requeridos.

2.1.4.5 Cláusula de «Garantía de Capacidad».

Establece que el vendedor garantiza la capacidad del gasoducto para transportar el GN y entregarlo al comprador. Esta cláusula es importante para asegurar que el GN se entregue de manera efectiva y que no se produzcan demoras en la entrega debido a problemas de capacidad en el gasoducto.

En resumen, la elaboración de contratos de GN tiene sus especificidades. A medida que la industria energética evoluciona hacia el H2V, es importante considerar cómo estas cláusulas se pueden aplicar y ajustar para los contratos de este nuevo activo energético.

2.2 Blockchain

En esta sección se introduce la tecnología blockchain y diferentes protocolos que se utilizan en este trabajo, como Ethereum, Polygon y

Algorand, así como nociones de trazabilidad y tokenización que son relevantes para la aplicación realizada.

2.2.1 Fundamentos de blockchain.

La tecnología blockchain puede verse como una base de datos que se actualiza a través de un protocolo de consenso entre pares o nodos de una red, donde cada uno posee una copia de la base de datos. Esta base está caracterizada por propiedades de inmutabilidad, transparencia, neutralidad, descentralización y disponibilidad, que marcan una diferencia respecto a las bases de datos tradicionales y con un control centralizado. Por otro lado, existen dos tipos de redes de blockchain para su clasificación: i) blockchain pública, donde cualquier entidad puede participar del consenso, lectura y escritura de la base de datos, y ii) blockchain privada, donde existen restricciones en estas acciones. Una de las implicancias principales de los protocolos blockchain es que no es necesario un tercero o intermediario de «confianza» para que funcionen, como lo puede ser un banco al momento de realizar transacciones de dinero entre dos clientes. En este trabajo nos enfocamos en redes públicas.

La base de datos de una blockchain está dada por una lista ordenada de bloques que contienen transacciones. Cada bloque está identificado con un «hash», que puede considerarse como un identificador o «huella digital» del bloque. El hash permite mapear un conjunto de datos de entrada de tamaño arbitrario a un dato único de tamaño fijo. Además, cada bloque contiene el hash del bloque predecesor o padre, el cual es utilizado para obtener el hash del nuevo bloque. La secuencia de hashes vinculando a cada bloque con su predecesor crea una cadena de bloques, llegando hasta el denominado «bloque génesis», el primero de la cadena. Esto implica que si algún bloque se modifica, cambia su hash y luego el de todos los bloques subsiguientes, lo cual es fácilmente verificable por la red de pares. También se utilizan reglas de consenso que especifican qué es una transacción válida dentro de la cadena de bloques y un algoritmo de consenso que descentraliza el control de la blockchain. Cada bloque aceptado

por la red se agrega a la base de datos de cada nodo.

En blockchain, una transacción se caracteriza por realizar cambios a un estado global que contiene todos los estados de las cuentas. Existe el concepto de cuentas, que están identificadas públicamente por una dirección. Cada transacción puede tener un costo asociado («fee») para ser asentada en la blockchain, con la finalidad de incentivar a nodos para que validen bloques de transacciones y también para evitar una utilización indiscriminada de la red. En ese caso, para poder proponer una transacción desde una cuenta, ésta debe tener un balance mayor o igual al costo de la misma, y en caso de ser aceptada por la red, se reduce su balance.

Cuando la blockchain está desplegada en una red pública, se utiliza un sistema de incentivos para mantenerla segura. Una idea muy utilizada es que, por cada bloque con transacciones válidas, se incentive al nodo que lo propuso, aumentando su balance. La finalidad de un mecanismo de incentivos es que a un actor le convenga aportar a la red de forma honesta para obtener una ganancia, en lugar de querer perjudicar a otros usuarios por beneficio propio. Además, al sumarse nuevos nodos que aportan a la red, ésta se vuelve más descentralizada y segura.

A continuación, se describen brevemente tres blockchain representativas de la actualidad, que permiten desplegar contratos inteligentes para trazabilidad.

2.2.2 Ethereum.

Ethereum es un protocolo específico de blockchain que tiene la finalidad de crear aplicaciones descentralizadas, transparentes y altamente disponibles. Este protocolo se puede considerar como una máquina de estados determinista, que consiste en un estado del que solamente puede existir una instancia única globalmente accesible (denominada «world state») y una máquina virtual que aplica cambios al mismo a través de transacciones, bajo la tecnología blockchain. Esta máquina virtual toma el nombre de Ethereum Virtual Machine (EVM). Las aplicaciones descentralizadas se especifican a través de un lenguaje de programación, por ejemplo, Solidity que permite escribir contratos inteligentes (Wood, 2014). Un contrato inteligente puede verse como un objeto autónomo que define una «caja» criptográfica, y solo se puede interactuar con estas cajas si ciertas condiciones se cumplen y al definir las se pueden especificar reglas propias para realizar operaciones.

Otro elemento es la noción de cuenta. Una cuenta tiene un balance intrínseco, y está identificada por una dirección única. En Ethereum se pueden distinguir dos tipos de cuentas:

- Controladas por una entidad externa: no tienen asociado un código para la EVM. A

través de este tipo de cuenta, una persona o entidad puede interactuar con la blockchain a través de transacciones. Tiene asociada una llave privada (similar a una contraseña) que sirve para probar la propiedad de la cuenta.

- Objetos autónomos: tienen asociado un código para la EVM que constituye el contrato inteligente. Pueden interactuar con otros objetos autónomos a través de mensajes (Ethereum Whitepaper | Ethereum. Org, n.d.). Además, una cuenta controlada por una entidad externa puede interactuar con el código a través de transacciones.

- Cada transacción, para ser ejecutada en la blockchain, tiene un costo computacional asociado. En Ethereum este costo se mide en una unidad denominada Gas y cada operación tiene un costo fijo asociado. Por ejemplo, enviar una transacción tiene un costo de 21,000 Gas, y la suma de dos números tiene un costo de 3 Gas. Esta unidad es un concepto esencial ya que el fee de una transacción depende de la cantidad de Gas necesaria para ejecutarla. El fee se paga en la divisa nativa de la red, denominada Ether (ETH) y está dado por:

17

$$\text{fee por unidad de Gas} \cdot \text{Gas total de transacción} = \text{fee}, \quad (1)$$

donde

$$\text{fee por unidad de Gas} = \text{Base Fee} + \text{Priority Fee}. \quad (2)$$

Base Fee se ajusta automáticamente dependiendo de la congestión de la red y Priority Fee es establecida por el usuario; es decir, es una comisión entregada al validador (EIP-1559: Fee Market Change for ETH 1.0 Chain, n.d.). Ethereum utiliza un mecanismo de consenso entre nodos denominado Proof of Stake (PoS). Un nodo, para participar como validador, necesita depositar al menos 32 ETH, donde puede proponer y chequear la validez de nuevos bloques y en caso de actuar de forma eficiente y honesta recibirá ETH como recompensa. La propuesta de un bloque se origina en un nodo validador elegido aleatoriamente; y se elige otro grupo de validadores, también aleatoriamente, para avalar que el bloque

en cuestión es válido. Si un validador no participa como designado no obtendrá ganancias, y si actúa de forma deshonesto el colateral depositado puede ser destruido. PoS es una metodología energéticamente más eficiente que el método Proof of Work (PoW), que es el algoritmo de consenso utilizado por Bitcoin y anteriormente por el mismo Ethereum, en el que se necesita un elevado costo computacional (y por ende energético) para validar los bloques mediante minado. Por esta razón, Ethereum suele caracterizarse hoy como una blockchain verde (Ethereum Energy Consumption | ethereum.org. (n.d.)).

2.2.3 Polygon.

Polygon (Polygon Wiki, n.d.) (Polygon MATIC Whitepapers - Whitepaper.io, n.d.) es una blockchain que funciona a partir de un consenso del tipo PoS, tiene su propia criptomoneda denominada MATIC, es compatible con la EVM, y también permite desplegar contratos escritos en Solidity. Se origina como una solución a problemas de escalabilidad que tiene la red de Ethereum, logrando transacciones de forma más rápida (pudiendo llegar a 10,000 transacciones por segundo, comparado a 30 por segundo que soporta Ethereum) y económica. Es una solución de tipo sidechain (Back et al., 2014), ya que es una

blockchain alternativa a una blockchain padre (en este caso, ésta es Ethereum), que funciona a la par de ella. Además, estas dos blockchains pueden interactuar entre sí a través de contratos inteligentes, permitiendo la transferencia de activos entre ellas a través de una solución denominada bridge (Introduction to Blockchain Bridges | Ethereum.Org, n.d.). Un punto desafiante para Polygon, al mejorar la escalabilidad de las transacciones, son aquellos relacionados con seguridad, en comparación con dichos aspectos en Ethereum. Esta situación se conoce en la comunidad como el trilema de blockchain (Hafid et al., 2020).

2.2.4 Algorand.

Algorand (Chen & Micali, 2017) es una blockchain que funciona a través de su propia máquina virtual, denominada Algorand Virtual Machine (AVM), tiene su propio lenguaje de código denominado TEAL y su propia criptomoneda denominada ALGO. Se caracteriza por su bajo costo en las transacciones, por poder proveer un alto valor de 6,000 transacciones por segundo, y por abordar el trilema de blockchain mediante una blockchain altamente segura, escalable y descentralizada, a través del algoritmo de consenso Pure Proof of Stake (PPoS). Algorand también cumple con ser

una blockchain carbono-negativa (Sustainable Blockchain: Estimating the Carbon Footprint of Algorand's Pure Proof-of-Stake | Algorand, n.d.). Su propia máquina virtual (AVM) no es compatible con la EVM. Sin embargo, existe un nuevo protocolo para Algorand que permite desplegar contratos especificados en Solidity, dado por la Fundación Milkomeda (Milkomeda | Algorand Bridge, n.d.), permitiendo al ecosistema de desarrolladores de Solidity poder realizar despliegues en Algorand con mayor facilidad (y manteniendo un único lenguaje).

2.2.5 Trazabilidad de cadenas de suministro con blockchain.

La representación de activos mediante documentos equivalentes que puedan dar fe de un activo y de las operaciones (o cambios de estado) realizadas sobre el mismo, se puede implementar mediante la emisión de certificados o títulos que contengan características de seguridad para su portador (por ejemplo, el tipo de papel, la tinta, sellos especiales, marca de agua y una entidad emisora con buena reputación que los emita, entre otros). Con el advenimiento de las tecnologías informáticas, es posible contar con una representación digital del activo del que se desea dar fe, y registrar su historial en una base de datos. No obstante, uno de los desafíos de este enfoque digital es que se sigue dependiendo de una entidad central que actúe como intermediario entre las partes. Este escenario es entonces atractivo para una implementación basada en blockchain, a fin de conferir al proceso

de trazabilidad las propiedades mencionadas en las secciones anteriores, y particularmente descentralización e inmutabilidad.

Para tratar los activos sobre los cuales se desea realizar trazabilidad, es necesario contar con una representación conceptual de los mismos, y de sus atributos y relaciones. Un modelo de representación para esto es la noción de Traceable Resource Unit (TRU) (Product identification and traceability, 2018). Por ejemplo, un lote de H2V en estado gaseoso puede verse como un TRU particular generado por un productor determinado, y cuando este lote se mueve en la cadena de valor, y se transforma a un estado líquido, puede modelarse un nuevo TRU y vincularlo con el anterior mediante operaciones de cambio de estado. La estrategia básica para implementar trazabilidad sobre blockchain

consiste en definir los TRUs adecuados para el problema, y resguardar sus estados y transiciones mediante una blockchain. Las transacciones válidas a implementar sobre los TRUs (por ejemplo, su creación y evolución en el tiempo) se deben codificar mediante contratos inteligentes. De esta manera, se elimina la necesidad de contar con un ente centralizado, y se incrementa la transparencia

y auditoria de las etapas de generación, almacenamiento y transporte del H2V, entre otras.

Un aspecto novedoso de utilizar una blockchain basada en TRUs de H2V es la posibilidad convertirlos en tokens, y ampliar así las operatorias y aplicaciones.

2.2.6 Tokenización.

La tokenización es el proceso de reemplazar datos confidenciales con símbolos de identificación únicos, llamados tokens, que retienen toda la información esencial sobre los datos sin comprometer su seguridad. Esto permite aprovechar la transparencia y seguridad de una blockchain para dar valor agregado a un activo físico, a partir de la obtención de representación digital de éste. En esta metodología se crean tokens a partir de contratos inteligentes y el activo físico existe como colateral de ellos.

Se puede tomar como ejemplo la tokenización de bonos de carbono (Tokenization of Carbon Credits | A Deep Dive, n.d.). Varios estudios han examinado su potencial impacto en el mercado. Un ejemplo

de aplicación es Agrotoken, (Agrotoken | La Cripto Revolución Del Campo, n.d.), que se encarga de la tokenización de granos para agregar confiabilidad y transparencia a commodities agrarios.

En el caso de blockchains compatibles con la EVM, se utiliza el standard ERC-20, que sirve para definir un standard común para definir tokens indistinguibles entre sí (también denominados tokens fungibles). La implementación debe contener un conjunto de funciones que realicen determinadas acciones como de lectura de información, el número total de tokens creados, el balance de una cuenta, y operaciones relacionadas a transacciones de tokens entre cuentas.

19

3. APLICACIÓN

En esta sección introducimos una implementación prototipo de un contrato inteligente, que abarca los conceptos de trazabilidad y tokenización de H2V, y que pretende mostrar las potencialidades del enfoque, enfatizando las propiedades de inmutabilidad, descentralización y transparencia

que provee la tecnología. Concretamente, se realizó una implementación en Solidity, que fue desplegada en las redes Polygon y Algorand. También se hizo un análisis de los costos de las diversas transacciones involucradas en estas blockchains y en Ethereum mainnet.

3.1 Especificación del contrato inteligente para trazabilidad de H2V

El desarrollo está especificado en un contrato inteligente en Solidity, donde el código es de acceso abierto y está disponible en Github (*HidrogenoVerde · GitHub, n.d.*).

Este enfoque sobre blockchain es utilizado en la actualidad, y provee soluciones a escenarios en cadenas de suministro. Un ejemplo para aplicación en cadenas de suministro está dado por Amazon Web Services (*Blockchain for Supply Chain: Track and Trace, n.d.*).

Para detallar los atributos y respectivos cambios de un lote de hidrógeno se definió una estructura de TRUs para tres posibles roles de una cadena de valor de H2V. Cada vez que el productor elabora un lote del activo, debe crear una instancia de esta estructura utilizando el contrato inteligente provisto. Cada TRU se almacena en una lista denominada «allTRU» que es de carácter público y funciona en una modalidad denominada append-only (sólo pueden agregarse datos, pero no pueden modificarse ni borrarse).

Los datos básicos que contiene un TRU son los siguientes:

- **id:** identificador de un lote de hidrógeno; es único.
- **owner:** lista append-only que contiene los sucesivos propietarios del activo.
- **holder:** lista append-only que guarda los sucesivos portadores del activo.
- **hydrogenType:** color del H2 producido, que puede ser de los tipos verde, amarillo o rosa.
- **assetState:** especifica si el lote contiene Hidrógeno (H2) o Amoníaco (NH3).
- **quantity:** masa total de H2 que contiene el lote.

Para un primer diseño, se identificaron los siguientes actores de la cadena:

- **Productor:** encargado de generar los lotes de H2.
- **Transportista:** encargado de transportar el activo hacia donde se ubica el consumidor.
- **Consumidor:** último eslabón de la cadena, que recibe el producto de parte del transportista, luego de haber comprado el activo, y puede utilizarlo.

Cada uno de estos actores puede interactuar con el contrato inteligente a través de una address que le es asignada al momento del despliegue del contrato en una blockchain. Para realizar una interacción, un actor debe invocar una función del contrato inteligente con la finalidad de leer o escribir datos en la blockchain. Las funciones que posee el contrato inteligente son las siguientes:

- **createTRU:** utilizable por el productor. Se crea un nuevo TRU y se añade a la lista «allTRU». El H2 debe ser de un tipo válido. Puede estar en estado puro (H2) o como Amoníaco (NH3).
- **soldTRU:** utilizable por el productor. Se ejecuta al realizar una venta del lote con índice «lid» en la lista «allTRU» al consumidor. Se asienta que el propietario del lote es el consumidor.
- **sendTRUtransporter:** utilizable por el productor. Se asienta que el lote de H2 que

tiene el índice «id» en la lista «allTRU» se entrega al transportista. Para que la función se ejecute, se debe haber realizado la venta del lote de H2 «id» a un consumidor y éste debe estar en manos del productor.

- **sendTRUconsumer:** utilizable por el transportista. Se ejecuta al entregar el lote al consumidor final, y asienta que el lote 'id' está en manos de éste. En caso de ser H2V, se crea una cantidad de tokens proporcional a la masa total de H2 en el lote y se transfieren al consumidor.

- **utilizeHydrogen:** utilizable por el consumidor. Se asienta que el lote de H2 «id» ha sido consumido.

Todos los tokens asociados al lote de H2 «id» se eliminan, ya que el respaldo asociado deja de existir.

- **getTRUowner:** indica quién es el propietario del lote de H2 con índice «id».

- **getTRUholder:** indica quién posee físicamente el lote de H2 «id».

- **getTRUquantity:** indica la cantidad de TRU creados.

Para la implementación de tokens fungibles se utilizaron las especificaciones del standard ERC-20 dadas por OpenZeppelin (*GitHub - OpenZeppelin/Openzeppelin-Contracts: OpenZeppelin Contracts Is a Library for Secure Smart Contract Development., n.d.*).

3.2 Despliegue en blockchain

Para realizar el despliegue del contrato inteligente es necesario definir una blockchain. Para este trabajo, se realizó una comparación de tres blockchains que funcionan con EVM y soportan el despliegue de contratos en Solidity. En particular, se eligieron las redes Ethereum, Polygon y Algorand.

Como se mencionó anteriormente, al momento de realizar las transacciones en una blockchain, se debe tener en cuenta el costo computacional (gas) necesario para cada operación, ya que éste es proporcional a lo que se pagará por asentar la transacción en la cadena de bloques. Por lo tanto,

es una buena práctica estimar gastos de manera anticipada, y desplegar en redes de prueba para simular las diferentes transacciones sin costos asociados. En este trabajo, se desplegaron y calcularon los gastos de despliegue del contrato inteligente y demás transacciones relacionadas con la escritura en la base de datos, que corresponden al mes de marzo del año 2023 y se obtuvieron utilizando la expresión (1). Se tuvo en cuenta que el costo de despliegue es de 3,553,000 gas y el de las demás transacciones es de entre 20,000 gas y 200,000 gas. Los resultados se resumen en la Tabla 1.

Tabla 1. Costo de transacciones en diferentes blockchain en marzo de 2023.

Blockchain	Costo por unidad de gas	Precio de la criptomoneda	Costo del despliegue	Costo de demás transacciones
Ethereum	55x10 ⁻⁹ Ether	1,561.98 USD	0.195415 Ether (305.23 USD)	0.00275 - 0.011 Ether (17.18 - 4.29 USD)
Polygon	116.71x10 ⁻⁹ MATIC	1.14 USD	0.41467 MATIC (\$0.47 USD)	0.00275 - 0.011 Ether (17.18 - 4.29 USD)
Algorand	60x10 ⁻⁹ ALGO	0.21 USD	0.21318 ALGO (0.045 USD)	0.0012 - 0.012 ALGO (0.00025 - 0.0025 USD)

Fuente: Elaboración propia.

En este caso de estudio, se realizaron despliegues en una red de prueba de Ethereum, Goerli (Goerli Testnet, n.d.) Polygon (Contract Address 0x19f-5b63aadf503d7d0641d9c1b3fbb5fdca19567 | PolygonScan, n.d.) Haga clic o pulse aquí para escribir texto. y Algorand (Contract 0x1a005Ff-18D210E788d1C960142d2f2f8B435e80a - A1 Explorer, n.d.). No se realizó un despliegue en la red de producción de Ethereum (mainnet) debido al alto costo de despliegue del contrato, comparado con Polygon y Algorand.

Para el despliegue del contrato inteligente utilizamos las herramientas Remix (Remix - Ethereum IDE, n.d.) y Metamask (The Crypto Wallet for Defi, Web3 Dapps and NFTs | MetaMask, n.d.). Para el despliegue del contrato inteligente utilizamos las herramientas Remix (Remix - Ethereum IDE, n.d.) y Metamask (The Crypto Wallet for Defi, Web3 Dapps and NFTs | MetaMask, n.d.). Para el caso

de Algorand, también utilizamos la plataforma Chainlist (Chainlist, n.d.) para agregar la red de Milkomeda a Metamask.

Dado que el precio de las criptomonedas puede ser de alta volatilidad, el costo de realizar transacciones puede ser variable a lo largo del tiempo. Este es un aspecto importante para considerar a la hora de implementar un sistema de trazabilidad para H2V que involucre más roles, y mayor cantidad de TRUs y transacciones.

3.3 Sustentabilidad de las blockchains utilizadas

Con respecto a las tecnologías analizadas en este trabajo, Ethereum es una blockchain que ha logrado reducir sustancialmente la energía utilizada para su funcionamiento. En el año 2022 migró del sistema de consenso PoW a PoS (en un evento llamado “The Merge”), lo cual ha sido fundamental para lograr que la huella de carbono de la red se reduzca aproximadamente un 99,992% . Esto se debe a que se utiliza ETH en lugar de energía para proteger la red. Por ejemplo, si se compara el consumo en TWh/año con Bitcoin, este último es 50,000 veces mayor.

Por el lado de Polygon, la red fue beneficiada por el “Merge” de Ethereum, ya que debido a esto ha dejado de emitir 60,000 toneladas de carbono anualmente (*The Merge to Erase 60,000 Tonnes of Polygon’s Carbon Footprint, n.d.*), es decir, un 99.91% del total.

En cuanto a Algorand, se considera una blockchain

eficiente energéticamente debido a su sistema de consenso PPoS y carbono negativo (*Algorand Pledges to Be the Greenest Blockchain With a Carbon-Negative Network Now and in the Future, n.d.*). En cuanto a resultados cuantitativos, un estudio reciente ha estimado emisiones de $8 \cdot 10^{-6}$ kWh por cada transacción (*Sustainable Blockchain: Estimating the Carbon Footprint of Algorand’s Pure Proof-of-Stake, n.d.*).

Existe un estudio comparativo del consumo de las blockchain mencionadas, dado por CCRI (Crypto Carbon Ratings Institute) (*CCRI Indices, n.d.*), y realizado por un grupo de investigación independiente centrado en la auditoría de carbono de proyectos blockchain. Los datos del estudio se resumen en la Tabla 2, donde se puede apreciar que Polygon y Algorand se ubican dentro de las blockchains más ecológicas de la actualidad, por lo cual son elecciones acertadas al utilizar la tecnología blockchain.

Tabla 2. Costo energético y emisiones de las blockchain utilizadas

Blockchain	Consumo eléctrico anualizado	Emisiones de CO2 anualizadas
Ethereum	7,237,177 kWh	2,508 t
Polygon	N/A	45 t
Algorand	441,371 kWh	202 t

Fuente: Elaboración propia.

4. CONCLUSIONES

En el presente trabajo se abordaron escenarios relacionados a la cadena de valor del H2V, y en particular, cómo dar soporte a su trazabilidad a lo largo de la cadena mediante tecnologías blockchain. Por un lado, dado que blockchain se ha aplicado para la trazabilidad de cadenas de suministro, es factible de aplicar en el dominio de H2V. Más allá de las propiedades asociadas a los diseños basados en blockchain, su uso para H2V abre nuevas posibilidades de aplicaciones, típicamente en relación a tokenización.

A fin de materializar nuestra visión, desarrollamos una implementación prototipo de un contrato inteligente con tres roles de una cadena simplificada de H2V. Para esto, modelamos ciertos activos digitales y sus operaciones bajo la forma de TRUs. Adicionalmente, exploramos un esquema de tokenización. Desplegamos este contrato en Polygon y Algorand, y se realizaron estimaciones de costos y posteriores pagos de gas para dichos sistemas.

Asimismo, durante el trabajo identificamos ciertas particularidades de la cadena de H2V, como son cuestiones relacionadas con garantía de origen, certificados verdes, y contratos financieros, que plantean desafíos a la hora de modelarlos e incorporarlos en un sistema de blockchain.

A futuro, se espera escalar el modelo y prototipo actuales con sus análisis correspondientes, contemplando mayor información y realizando extensiones al contrato inteligente. Se planifica

también evaluar un despliegue a mayor escala, y una comparativa contra Ethereum, para contar con datos más realistas de los escenarios, que puedan apoyar la toma de decisiones sobre blockchain e H2V en el contexto de Argentina.

5. AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Daniel Barraco, Hugo Durantini Luca, y Carlos Alberto Peña Montenegro, por discusiones durante este trabajo. Este proyecto ha sido parcialmente financiado por CONICET (Argentina) y Amazon Web Services a través del programa Innova CONICET–AWS: Investigación impulsada por la nube y el programa “AWS Cloud Credit for Research”.

6. REFERENCIAS

Algorand Pledges to be the Greenest Blockchain with a Carbon-Negative Network Now and in the Future. (n.d.). Algorand.

https://algorand.com/resources/algorand-announcements/carbon_negative_announcement

Blockchain for Supply Chain: Track and Trace. (n.d.). Amazon Web Services, Inc. <https://aws.amazon.com/blockchain/blockchain-for-supply-chain-track-and-trace/>

Berry, G. D., & Aceves, S. M. (2006). La Economía del Hidrógeno como Solución al Problema de la Estabilización del Clima Mundial. *Acta Universitaria*, 16(1), 5–14. <https://doi.org/10.15174/AU.2006.192>

Carbon Neutral +. (2022). Certificados de Energía Renovable: qué son y para qué sirven. <https://www.carbonneutralplus.com/que-son-y-para-que-sirven-los-certificados-de-energia-renovable/>. CCRI Indices. (n.d.).

<https://indices.carbon-ratings.com>

CertifHy (2017). CertifHy Definition of Green Hydrogen outcome and scope LCA analysis | FCHObservatory.

<https://www.fchobservatory.eu/observatory/education-and-training/education-materials/certifhy-definition-green-hydrogen-outcome>

Chainlist. (n.d.). <https://chainlist.org/>

Contract Address 0x19f5b63aadf503d7d0641d9c1b3fbb5fdca19567 | PolygonScan, n.d. <https://polygonscan.com/address/0x19f5b63aadf503d7d0641d9c1b3fbb5fdca19567>

Contract 0x1a005Ff18D210E788d1C960142d2f2f8B435e80a - A1 Explorer. (n.d.). <https://explorer-mainnet-algorand-rollup.a1.milkomeda.com/address/0x1a005Ff18D210E788d1C960142d2f2f8B435e80a>

de Almeida Matos Moraes, L. (2007). Consideração de Contratos de Fornecimento de Gás Natural com Cláusulas Take-or-Pay no Planejamento Energético de Médio Prazo. *Métodos Matemáticos Em Energia Instituto Nacional de Matemática Pura e Aplicada- IMPA*.

Del gris al verde, los colores del hidrógeno - Good New Energy. (n.d.). Retrieved March 24, 2023, from <https://goodnewenergy.enagas.es/innovadores/del-gris-al-verde-los-colores-del-hidrogeno/>

Ethereum Whitepaper | ethereum.org. (n.d.). Retrieved March 24, 2023, from <https://ethereum.org/en/whitepaper/>
GitHub - OpenZeppelin/Openzeppelin-Contracts: OpenZeppelin Contracts Is a Library for Secure Smart Contract Development., n.d.) <https://github.com/OpenZeppelin/openzeppelin-contracts/blob/master/contracts/token/ERC20/ERC20.sol>

Goerli Testnet. (n.d.). <https://goerli.net/>

HidrogenoVerde · GitHub, <https://github.com/HidrogenoVerde/App>

I-REC Standard - The International REC Standard Foundation. (n.d.). Retrieved March 23, 2023, from <https://www.irecstandard.org/>

IRENA. (2022). Hoja de ruta de energías renovables para Centroamérica: hacia una transición energética regional. Jensterle, M., Narita, J., Piria, R., Samadi, S., Prantner, M., Crone, K., Siegemund, S., Kan, S., Matsumoto, T., Shibata, Y., & Thesen, J. (2019). The role of clean hydrogen in the future energy systems of Japan and Germany : an analysis of existing mid-century scenarios and an investigation of hydrogen supply chains. <https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/7405>

Kandemir, T., Schuster, M. E., Senyshyn, A., Behrens, M., & Schlögl, R. (2013). The Haber–Bosch Process Revisited: On the Real Structure and Stability of “Ammonia Iron” under Working Conditions. *Angewandte Chemie*

International Edition, 52(48), 12723–12726. <https://doi.org/10.1002/ANIE.201305812>

Koroneos, C., Dompros, A., Roumbas, G., & Moussiopoulos, N. (2004). Life cycle assessment of hydrogen fuel production processes. *International Journal of Hydrogen Energy*, 29(14), 1443–1450. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2004.01.016>

Laub Benavides, A. (2011). Estructura del Negocio del Gas Natural en el Perú. *Derecho & Sociedad*; Núm. 36 (2011). <https://repositorio.pucp.edu.pe/index/handle/123456789/118564>

Liu, W., Wan, Y., Xiong, Y., & Gao, P. (2022). Green hydrogen standard in China: Standard and evaluation of low-carbon hydrogen, clean hydrogen, and renewable hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(58), 24584–24591. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.10.193>

Lubbe, F., Rongé, J., Bosserez, T., & Martens, J. A. (2023). Golden hydrogen. *Current Opinion in Green and Sustainable Chemistry*, 39, 100732. <https://doi.org/10.1016/J.COAGSC.2022.100732>

Maggio, G., Nicita, A., & Squadrito, G. (2019). How the hydrogen production from RES could change energy and fuel markets: A review of recent literature. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(23), 11371–11384. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2019.03.121>

Masip Macía, Y., Rodríguez Machuca, P., Alexander, A., Soto, R., Campos, R. C., Macía, M., Rodríguez, Y. ;, Campos, C., & Green, R. (2021). Green Hydrogen Value Chain in the Sustainability for Port Operations: Case Study in the Region of Valparaiso, Chile. *Sustainability 2021*, Vol. 13, Page 13681, 13(24), 13681. <https://doi.org/10.3390/SU132413681>

Newborough, M., & Cooley, G. (2021). Developments in the global hydrogen market: The spectrum of hydrogen colours. [https://doi.org/10.1016/S1464-2859\(20\)30546-0](https://doi.org/10.1016/S1464-2859(20)30546-0), 2020(11), 16–22. [https://doi.org/10.1016/S1464-2859\(20\)30546-0](https://doi.org/10.1016/S1464-2859(20)30546-0)

Noussan, M., Raimondi, P. P., Scita, R., & Hafner, M. (2020). The Role of Green and Blue Hydrogen in the Energy Transition—A Technological and Geopolitical Perspective. *Sustainability 2021*, Vol. 13, Page 298, 13(1), 298. <https://doi.org/10.3390/SU13010298>

NU. CEPAL. Subsede de México. (2009, June 18). La crisis de los precios del petróleo y su impacto en los países centroamericanos. <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/25972>

Padinger, G. (2022). Cuánto han subido los precios de las materias primas por la guerra. <https://cnnespanol.cnn.com/2022/07/02/precios-materias-primas-guerra-ucrania-orix/>

Cnn.Com/2022/07/02/Precios-Materias-Primas-Guerra-Ucrania-Orix/. <https://cnnespanol.cnn.com/2022/07/02/precios-materias-primas-guerra-ucrania-orix/>

Pototschnig, A. (2021). Renewable hydrogen and the “additionality” requirement: why making it more complex than is needed? European University Institute.

Ramón, J., Teresa, M., Gotzon, A., Guilera, G. J., Tarancón, A., & Torrell, M. (n.d.). 35 Hidrógeno Vector energético de una economía descarbonizada. Remix - Ethereum IDE. (n.d.). <https://remix.ethereum.org/#lang=en&optimize=false&runs=200&evmVersion=null&version=soljson-v0.8.18+commit.87f61d96.js>

Rifkin, J. (2002). La economía del Hidrógeno. Paidós.

Sailer, K., Reinholz, T., Lakeit, K. M., & Crone, K. (2022). Global Harmonisation of Hydrogen Certification. Overview of global regulations and standards for renewable hydrogen.

Sustainable Blockchain: Estimating the Carbon Footprint of Algorand's Pure Proof-of-Stake. (n.d.). Algorand. <https://algorand.com/resources/blog/sustainable-blockchain-calculating-the-carbon-footprint>

The crypto wallet for Defi, Web3 Dapps and NFTs | MetaMask. (n.d.). <https://metamask.io/>

The Merge to Erase 60,000 Tonnes of Polygon's Carbon Footprint. (n.d.). Retrieved September 1, 2023. <https://polygon.technology/blog/the-merge-to-erase-60000-tonnes-of-polygons-carbon-footprint>

Velazquez Abad, A., & Dodds, P. E. (2020). Green hydrogen characterisation initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges. *Energy Policy*, 138, 111300. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2020.111300>

White, L. V., Fazeli, R., Cheng, W., Aisbett, E., Beck, F. J., Baldwin, K. G. H., Howarth, P., & O'Neill, L. (2021).

Towards emissions certification systems for international trade in hydrogen: The policy challenge of defining boundaries for emissions accounting. *Energy*, 215, 119139. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2020.119139>

Wood, G. (2014). Ethereum: A secure decentralised generalised transaction ledger. *Ethereum Project Yellow Paper*, 151(2014), 1-32.

Revisión bibliográfica para la producción de metanol a pequeña escala a partir de gas

Literature Review for Small-Scale Methanol Production from Natural Gas

Marcelo Salvador¹, Andrés Miño²

Recibido: 04/04/2023 y Aceptado: 18/08/2023

ENERLAC. Volumen VII. Número 2. Diciembre, 2023

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



27

1.- Escuela Politécnica Nacional. Ecuador, Jefe del Laboratorio de Operaciones Unitarias, Profesor de la Facultad de Ingeniería Química y Agroindustria, mfsalvadorq@uce.edu.ec

ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-4613-3311>

2.- Universidad Central del Ecuador. Ecuador, Docente, aminoron@gmail.com

ORCID: 0000-0001-8808-2861

Methanol



- Avoid contact with the body of any kind.
- Substances harmful to the fetus or mutagenic.
- If you feel unwell, consult a doctor immediately.
Be especially careful with carcinogens.
- When required, comply with the specifications of each substance.

Resumen

El metanol es una molécula base de la industria petroquímica. Se emplea en la fabricación de productos finales de uso diario. Presenta una importante y creciente aplicación en combustibles. La demanda de metanol en 2022 se estimó en 105,8 millones de toneladas métricas y se prevé un crecimiento del 4,9 % anual en el mediano plazo. La materia prima mayoritariamente empleada para producir metanol es el gas natural. La producción de metanol a partir de gas natural se divide en tres etapas: conversión del gas natural a gas de síntesis, conversión de gas de síntesis a metanol y purificación del metanol. La producción de metanol inferior a 3000 toneladas métricas por día es considerada como pequeña escala. Estos procesos son consolidados y tecnológicamente maduros. Sus principales avances están con el desarrollo de catalizadores que permiten trabajar en condiciones de operación menos severas con mayor selectividad y rendimientos. La disponibilidad de gas natural representa una ventaja competitiva a nivel regional y en producciones a pequeña escala. El Ecuador posee el recurso gas natural con alto potencial de incrementar su producción y reservas. La promoción de la industria petroquímica del metanol apunta a la industrialización del país a partir de sus recursos.

Palabras clave: metanol, gas natural, gas de síntesis, pequeña escala, catalizadores

Abstract

Methanol is a building block for the petrochemical industry. It is widely used for manufacturing daily use products. Methanol also presents an important and growing application as a fuel. The demand for methanol in 2022 was estimated at 105.8 million metric tons and a 4.9 % annual growth in the demand is expected in the medium term. Natural gas is currently the most important raw material for producing methanol. The production of methanol from natural gas requires three main processes: the conversion of natural gas to synthesis gas, the conversion of synthesis gas to methanol, and the purification of methanol. Methanol production of less than 3000 metric tons per day is considered small-scale. These processes are consolidated and technologically mature. The main advances in methanol production are focused on the development of catalysts for working at less severe operating conditions with greater selectivity and yields. The availability of natural gas represents a true competitive advantage at a regional level and in small-scale productions. Ecuador's natural gas reserves represent a potential opportunity for increasing future natural gas production. The momentum of the methanol-based petrochemical industry points towards the industrialization of the country from its resources.

29

Keywords: methanol, natural gas, syngas, small-scale, catalysts.

1. INTRODUCCIÓN

El metanol es considerado como una molécula base, un petroquímico primario o en inglés como un “building block” de la industria petroquímica por la gran cantidad de productos finales que se obtienen a partir de este compuesto.

Adicionalmente, su uso directo tiene una gran aplicación en diferentes industrias como es el caso de los combustibles. La demanda mundial de metanol en el año 2022 se estimó en 105,8 millones de toneladas métricas (tm) y esta demanda en los últimos 5 años se ha incrementado en cerca del 19 %; es decir, aproximadamente un crecimiento cercano al 4 % anual (Methanol Institute, 2023). La perspectiva de crecimiento de la demanda de metanol proyecta una tasa de crecimiento del 4,9 % anual entre los años 2022 a 2027 (Mordor Intelligence, 2023).

El metanol puede ser obtenido a partir de varias materias primas como gas natural, fracciones de petróleo, carbón y también a partir de materias primas renovables, sin embargo, la principal materia prima para la producción de metanol es el gas natural (Basile A. y Dalena F., 2018). El gas natural presenta verdaderas ventajas competitivas en relación con otras materias primas, entre las que se puede mencionar el aspecto tecnológico, el ambiental y sobre todo el aspecto económico (TotalEnergies, 2020).

En el año 2021, la demanda mundial de gas natural para la industria petroquímica se estimó en 334 billones de metros cúbicos (bm³) (Enerdata, 2022) y alrededor del 25 % de esta demanda se empleó para producir metanol y la mayor parte del restante para la producción de amoníaco (International Agency of Energy, 2018).

Así, el gas natural es un recurso que se emplea ampliamente como materia prima de industrias petroquímicas estratégicas de fertilizantes y de metanol, productos petroquímicos de alto valor agregado con importantes demandas y múltiples aplicaciones a nivel industrial (International Agency of Energy, 2018).

En Ecuador, para el año 2022, las reservas probadas de gas natural se estimaron en 3398 millones de metros cúbicos estándar (m³) y la producción de gas natural se estableció en 0,640 millones de metros cúbicos por día (m³/d) (Ministerio de Energía y Recursos Renovables, 2020; San Martín H. y Sáenz M., 2022). La producción ecuatoriana de gas natural proviene en 99,9 % de yacimientos de gas natural y en 0,1 % de gas natural asociado proveniente de la explotación petrolera (EP Petroecuador, 2022).

El gas natural producido es empleado exclusivamente como combustible, el 86 % de la producción de gas natural es empleado para generación eléctrica y el 14 % se emplea en diversas industrias manufactureras en el país en hornos, calderos o generadores (Ministerio de Energía y Recursos no Renovables, 2019). Las políticas gubernamentales apuestan por mejorar la tasa de extracción del gas natural e incrementar sus reservas, proyectando una importante disponibilidad de este recurso en el mediano y largo plazo (EP Petroecuador, 2022; Roca J., 2022). En Ecuador, el metanol es considerablemente demandado en industrias locales de elaboración de solventes, resinas y tableros aglomerados, así, en el año 2021, el volumen de importación de metanol se estimó en 18000 m³ y para el 2022 el volumen de importación se estimó en 23700 m³, lo que representa un crecimiento importante de alrededor del 32 % (SRI, 2020; SRI 2021; Servicio Nacional de Aduana del Ecuador, 2022).

Cabe mencionar que el crecimiento estimado corresponde a los años de la pandemia del Covid-19, sin embargo, se espera que el crecimiento de la demanda de metanol en Ecuador sea acorde a la perspectiva de crecimiento de la demanda mundial de metanol, alrededor del 4 %, según proyecciones hasta el 2030 (Roca J., 2020).

La producción de metanol a partir del gas natural se realiza en tres etapas, la conversión de gas natural a gas de síntesis por reformado al vapor, la conversión de gas de síntesis a metanol y la

purificación del metanol (HIS Chemical, 2015, Basile, A., y Dalena, F.; 2018). Actualmente, estos procesos son considerados maduros y consolidados tecnológicamente.

De igual manera, la industrialización del gas natural hacia metanol requiere de montos de inversión considerables, por lo que una investigación del estado de arte del proceso de producción de metanol a partir de gas natural, enmarcado en pequeña escala sería un primer gran aporte en la promoción de esta industria petroquímica básica. Según la bibliografía aplicada, la producción de metanol inferior a 3000 toneladas métricas por día (tm/d) es considerada como pequeña escala (Sandoval V. y Siles M., 2021). Adicionalmente, la promoción de industrias petroquímicas básicas, como la del metanol, encaminadas a dar mayor valor agregado al recurso gas natural, estimulará la producción y prospección de campos de gas

natural en el litoral ecuatoriano, así como también, la recuperación del gas natural asociado de la explotación petrolera y que es quemado en las teas de los bloques de producción de petróleo (RAISG, 2021).

El artículo desarrolla el estado de arte de producción de metanol a partir de gas natural enmarcado a pequeña escala. Se inicia con la descripción y las principales aplicaciones del metanol. Seguidamente, se aborda la síntesis de metanol, detallando los principios tecnológicos de los procesos químicos involucrados, así como los principales desarrollos de nuevas tecnologías a pequeña escala. Luego, se aborda la purificación del metanol en relación con las especificaciones comerciales que se desea obtener. Se presentan los principales hallazgos de los aspectos económicos en la producción de metanol a pequeña escala y finalmente las conclusiones.

2. METANOL

El metanol, también denominado alcohol metílico, de fórmula química CH_3OH , es un compuesto orgánico líquido incoloro, volátil y tóxico en concentraciones mayores a 100 miligramos por kilogramo (mg/kg) (Copaja, 2018). Entre las principales propiedades físicas del metanol se pueden mencionar temperatura de ebullición de $65\text{ }^\circ\text{C}$, densidad de 811,6 kilogramos por metro cúbico (kg/m^3) a condiciones normales; presión de vapor de 12,3 kPa a $20\text{ }^\circ\text{C}$ y en relación a las propiedades químicas se puede señalar que el metanol es una molécula polar, es completamente soluble en agua, en combustión completa forma dióxido de carbono (CO_2) y agua, mientras que en combustión incompleta a altas temperaturas forma aldehído fórmico y agua (García et al., 2017; ASPENTECH, 2019).

En la industria, entre los principales usos directos, el metanol se emplea como anticongelante, evita la formación de hidratos en las líneas de transporte de gas, como disolvente, se emplea en la fabricación de tintas y de ingredientes farmacéuticos, como combustible, puro o en

combinación con otros combustibles como gasolinas o fueloil (ChemicalSafetyFacts.org, 2022). La transformación química del metanol conduce a productos de gran importancia industrial, entre estos se pueden mencionar al formaldehído, intermediario para la obtención de compuestos uretanos y plásticos de gran aplicación en la industria de la construcción, al ácido acético, empleado en la elaboración del ácido tereftálico para la producción de fibras poliéster y del tereftalato de polietileno, compuestos ampliamente utilizados en la industria textil y en los envases plásticos utilizados por diversas industrias (YPF, 2018; Methanol Institute, 2022). En la Figura 1 se presenta la demanda global de metanol según su uso en el año 2015.

En relación a la aplicación en combustibles, el metanol posee un alto índice de octano, por lo que se emplea directamente en mezcla con gasolinas para incrementar el índice de octano del combustible final, consiguiendo una combustión más eficiente en los motores de combustión interna (Garrow T., 2015).

A partir del metanol también se obtiene el dimetil éter (DME) y el metil terbutil éter (MTBE). El DME es empleado en mezcla con gas licuado de petróleo en aplicaciones de calentamiento y cocción, en mezcla con combustibles empleados para el transporte de vehículos cuyos motores hayan sido modificados y en la generación de energía. El MTBE es utilizado en la mezcla de gasolinas para incrementar el índice de octano del combustible.

Cabe mencionar que actualmente se ha desarrollado un proceso de obtención de gasolinas vía metanol denominado “methanol to gasoline” (HIS Chemical, 2015). La obtención de biodiésel a partir de la transesterificación entre ácidos grasos y metanol es en la actualidad una de las principales aplicaciones del metanol en el sector de combustibles. Los ésteres obtenidos por esta vía con metanol se les denomina “fatty acid methyl ester” (FAME) (Huang P., et al., 2015; HIS Chemical, 2015).

En la Figura 2 se presenta la demanda de metanol a nivel mundial en el sector combustibles estimada en el año 2015 (Alvarado M., 2015).

2.1. Síntesis de metanol

El principal proceso de producción de metanol es el reformado al vapor del gas natural. Sin embargo, el metanol también se puede obtener a partir de la gasificación del carbón o de la oxidación parcial de fracciones de petróleo como nafta, gas licuado de petróleo o fueloil (Basile, A. y Dalena, F., 2018; Dai, J., et al., 2015; Zhao, Z. et al., 2015). A partir de materias primas renovables también es posible obtener metanol empleando residuos de agricultura, residuos sólidos municipales, aguas residuales, electricidad renovable y dióxido de carbono capturado (Huang P., et al., 2015; Ecoticias.com, 2022).

El rendimiento del proceso, es decir, la cantidad de producto que se puede obtener por unidad de materia prima consumida, es uno de los factores

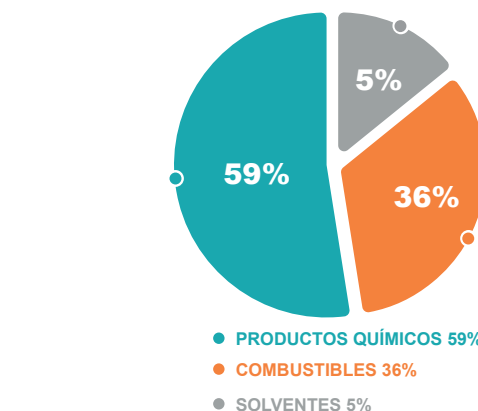


Figura 1. Demanda global del metanol según su uso en 2015 (Alvarado M., 2015).

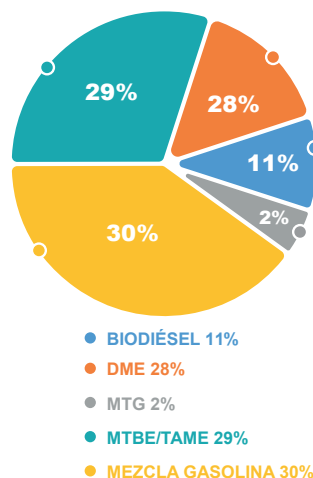


Figura 2. Demanda global de metanol en el sector combustibles (Huang P., et al., 2015). DME: dimetil éter; MTG: proceso de transformación de metanol a gasolina; MTBE: metil terbutil éter; TAME: metil teramil éter.

determinantes para la selección de la ruta de producción, ya que afecta directamente tanto a la materia prima como al consumo de energía del proceso. En el caso del metanol, el mejor rendimiento se obtiene a partir del gas natural, alrededor de 0,4 toneladas métricas de metanol por tonelada métrica de gas natural (International Agency of Energy, 2018; Huang, P., et al., 2015).

La conversión del gas natural a gas de síntesis, en inglés denominado “syngas”, y a partir de este hacia metanol, es la tecnología que se emplea ampliamente en la actualidad a nivel industrial (Blug M., et al., 2014). Por esta vía, la producción de metanol a partir de gas natural se divide en tres grandes etapas. La primera, la conversión del gas natural a gas de síntesis, la segunda,

la conversión de gas de síntesis a metanol, y la tercera, la purificación del metanol (Basile, A. y Dalena, F., 2018).

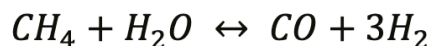
Los procesos de conversión empleados en las dos primeras etapas son catalíticos, es decir, requieren la presencia de catalizadores para favorecer las transformaciones químicas deseadas, mientras que en la tercera etapa se emplean procesos de destilación para eliminar impurezas y alcanzar

la concentración deseada de metanol. También existe un método directo de obtención de metanol a partir de gas natural, evitando la obtención del gas de síntesis como etapa intermedia, sin embargo, es un método menos empleado por presentar menores rendimientos en la obtención del metanol (Ghasemzadeh K. et al., 2018).

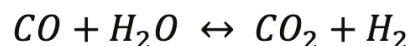
2.1.1. Producción de gas de síntesis a partir de gas natural

El término gas de síntesis se emplea para definir mezclas de hidrógeno y monóxido de carbono en diferentes proporciones, dependiendo de la aplicación final a la que se busca llegar. A partir del gas de síntesis se puede obtener amoníaco, combustibles sintéticos, metanol, aldehídos o también hidrógeno puro para aplicaciones de hidrotratamiento en refinerías o monóxido de carbono puro para la producción de ácidos fórmico o acético (García H., et al., 2017). Los principales procesos de producción de gas de síntesis son el reformado al vapor del gas natural, la oxidación parcial de hidrocarburos pesados y la gasificación del carbón (Wilkinson S.K., et al., 2016; Basile A., et al.; 2015). Actualmente, la mayor parte de gas de síntesis se produce mediante reformado al vapor del gas natural, principalmente por sus condiciones económicas y tecnológicas más favorables (Sehested, J., 2019).

Las principales reacciones, y sus respectivos calores de formación, durante la conversión del metano a gas de síntesis se presentan en las Ecuaciones 1 y 2 (Moulijn, J., et al.; 2013). La reacción del metano con vapor o reformado del metano, Ecuación 1, es altamente endotérmica, requiriendo altas temperaturas operación, industrialmente las temperaturas oscilan entre 730 a 930 °C. La segunda principal reacción, Ecuación 2, es la reacción de desplazamiento del gas de agua, en inglés denominada "Water-Gas Shift Reaction", la cual es una reacción moderadamente exotérmica (Ghasemzadeh K., et al.; 2018).



$$\Delta_{rx}H_{298} = 206 \text{ kJ/mol (1)}$$



$$\Delta_{rx}H_{298} = -41 \text{ kJ/mol (2)}$$

El reformado del metano, Ecuación 1, presenta un incremento en el número de moles de reactivos a productos, indicando que el equilibrio de la reacción se favorece a bajas presiones. Generalmente, las presiones de operación son menores a 30 bar (Zhen X. y Wang Y., 2015). Sin embargo, es común trabajar con altas presiones, entre 50 a 100 bar, para disminuir los costos de compresión del gas de síntesis y reducir el tamaño del reformador. La reacción secundaria o reacción no deseada más perjudicial es la formación de coque en el catalizador, la cual conduce a la desactivación del mismo (Moulijn, J., et al.; 2013).

La composición del gas de síntesis es un parámetro fundamental para la segunda etapa, la conversión de gas de síntesis a metanol, ya que afecta directamente el rendimiento de metanol que se plantea obtener (Blumberg T., et al., 2017). El gas de síntesis utilizado en la síntesis de metanol debe guardar un balance entre la composición del monóxido de carbono, dióxido de carbono e hidrógeno, dicho balance es expresado por el número estequiométrico S o por la relación estequiométrica R que se expresan en las Ecuaciones 3 y 4 respectivamente, donde n representa el número de moles de los componentes en el gas de síntesis (Blumberg, T., et al., 2017).

$$S = \frac{nH_2 - nCO_2}{nCO + nCO_2} \quad (3)$$

$$R = \frac{nH_2}{2nCO + 3nCO_2} \quad (4)$$

Dependiendo de la tecnología de producción del gas de síntesis y de las condiciones de operación, presión y temperatura, el valor de S varía entre valores de 0,8 a 3,0; y los rangos de valores de R, que corresponde a la relación molar de vapor carbono, están entre 2,5 a 5,0 (Blumberg T., et al., 2017).

Reformado al vapor (SMR)

El proceso más utilizado para producciones menores a 3000 tm/d es el reformado al vapor (SMR). La tecnología SMR es la más utilizada en el reformado de gas natural, principalmente por ser una tecnología madura que reduce considerablemente los costos de producción en relación con otras tecnologías (Ameztoy M., 2021) por su alta eficiencia térmica, superior al 80 %, la cual recupera parte de la energía de los efluentes del reformador evitando el uso de hornos de precalentamiento previos a la entrada del reformador (Moulijn, J., et al.; 2013, p. 129) y por la alta relación molar H₂/CO, próxima a 3 (González P., 2017). Varias investigaciones científicas revelan que la producción de metanol por reformado con vapor del gas natural es económicamente viable para plantas de capacidades entre 2500 a 20000 tm/d (Zhang. C., et al., 2017). La producción de gas de síntesis vía reformado tubular por vapor, SMR de un solo paso, es la tecnología más económica y ampliamente utilizada a nivel industrial referida a pequeña escala, con capacidades menores a 2700 tm/d. El mayor licenciante de esta tecnología es la compañía Haldor Topsoe (Blumberg, T., et al., 2017).

El metano reacciona con el vapor sobre catalizadores a base de níquel a temperaturas entre 800 a 1000 °C y presiones entre 20 a 30 bar (Balsutraitis J. y Luiben W., 2015; Bozzano G. y Manenti g., 2016). La relación molar vapor/

carbono está en un rango de 3,0 a 5,0 y el gas de síntesis empleado para obtener metanol por esta vía presenta un valor de módulo S igual a 3, debido a la reacción de cambio de agua a gas que genera un indeseado incremento de hidrógeno (Blumberg, T., et al., 2017), mientras que el valor estequiométrico R varía entre 1,4 a 1,5 debido a la relación hidrógeno/carbono del metano (Blumberg, T., et al., 2017). En la Figura 3 se presenta el esquema simplificado del proceso SMR.

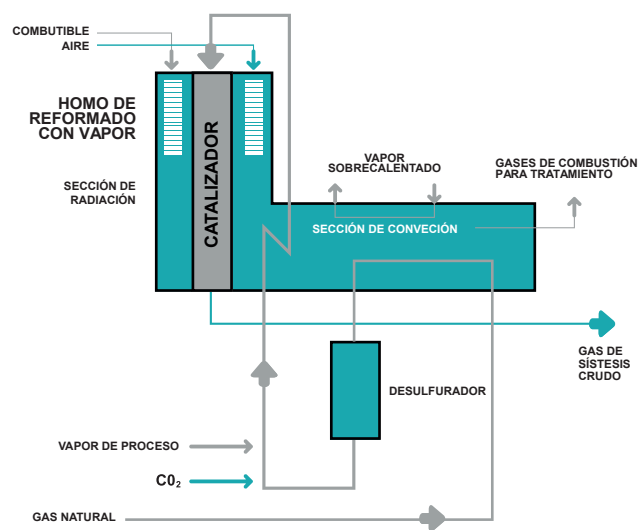


Figura 3.

Esquema simplificado del proceso reformado al vapor del gas natural (SMR) (Moulijn, J., et al.; 2013).

Como se observa en la Figura 3, el gas natural, luego de pasar por el desulfurador, se mezcla con vapor y es precalentado a temperaturas entre 480 a 530 °C previo a la entrada al reactor de reformado. El calor requerido en la reacción de reformado es provisto por la combustión del combustible, generalmente gas natural.

En el horno del reformador, se realiza una operación alotérmica donde la fuente energética corresponde al gas resultante de la operación y el calor se transmite por conducción y radiación por las paredes del reactor, alcanzando temperaturas en el reactor tubular de alrededor de 850 °C (Aasberg-Petersen et al., 2011). A la salida del reactor se obtiene la corriente de gas de síntesis crudo.

El gas de síntesis que sale del reformador podría ser modificado en pasos adicionales como el reformado secundario con el fin de reducir el contenido de monóxido de carbono (Moulijn, J., et al.; 2013).

En el esquema también se observa que el reformador presenta dos secciones, la sección de convección, donde el calor recuperado de los tubos de gases calientes es utilizado para precalentar la corriente de alimentación, así como para generar vapor sobrecalentado, mientras que en la sección de radiación es en donde las reacciones de reformado se desarrollan.

Una mejora de esta tecnología es el uso de un pre reformador adiabático, donde el gas natural, previa remoción de azufre, ingresa en conjunto con hidrocarburos pesados, lo cual contribuye a mejorar la relación carbono/hidrógeno; las condiciones de pre reformado son temperaturas entre 500 a 600 °C y relación molar vapor/carbono entre 2,5 a 5,0; con esto se asegura que todos los hidrocarburos mayores a C2 sean convertidos en metano (Blumberg, T., et al., 2017).

Este pre reformado, además de asegurar la conversión de los hidrocarburos a metano, promueve la mejora de la eficiencia energética en el proceso. Bajo el mismo criterio, se puede mejorar la composición del gas de síntesis con la adición de una corriente de dióxido de carbono previo a la entrada al reactor tubular, esto se evidencia con la corrección del valor estequiométrico S cercano a 2,0 para maximizar la conversión dentro de la síntesis de metanol (Blumberg, T., et al., 2017).

En la tecnología SMR, la composición del gas de síntesis y la eficiencia de conversión del gas natural, están principalmente ligadas a la formación de coque y a la baja conversión del metano. La formación de coque en los sitios activos del catalizador provoca la desactivación de este y el bloqueo en los reactores tubulares dentro del reformador. Para evitar este fenómeno, las condiciones de reformado deben ser revisadas continuamente.

Una posible solución es la adición de exceso de vapor, obteniendo de esta manera valores de

relaciones molares de agua/carbón entre 2,5 a 4,5 (Moulijn, J.; et al.; 2013). La baja conversión de metano implica que la corriente de gas de síntesis crudo contenga metano no convertido, el cual es crucial en el aspecto económico del proceso, por lo que un control preciso de condiciones de presión y temperatura es mandatorio (Moulijn, J., et al.; 2013).

Los sitios activos de los catalizadores empleados en el reformado del metano con vapor constituyen elementos metálicos de transición de la familia VIII B. Estos elementos metálicos presentan gran actividad en el reformado de hidrocarburos con vapor (Aasberg-Petersen et al., 2011). Elementos metálicos como Rh o Ru presentan los mejores desempeños en términos de actividad en el reformado de hidrocarburos con vapor, pero no son competitivos industrialmente por sus altos costos (Aasberg-Petersen et al., 2011). Industrialmente, la tecnología SMR emplea catalizadores a base de níquel como fase activa, depositado en soportes óxidos como Al₂O₃, ZrO₂, MgO (Blumberg T., et al., 2017).

En la Figura 4 se presenta una imagen de microscopía electrónica de un catalizador industrial de reformado de metano con vapor a base de níquel soportado en MgAl₂O₄, en donde se puede observar una gran cantidad de nanopartículas de níquel dispersas en el soporte.

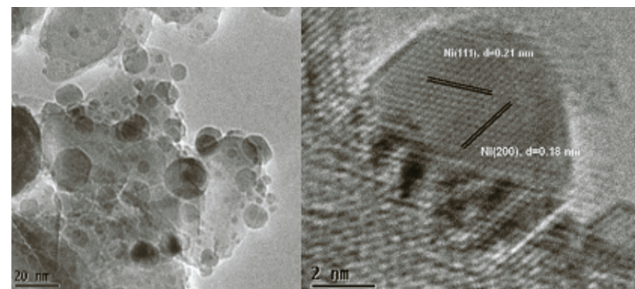


Figura 4. Imagen por microscopía electrónica de un catalizador industrial de reformado de metano con vapor, Ni/MgAl₂O₄ (Aasberg-Petersen K., et al., 2011).

Otras tecnologías

Otras tecnologías también son empleadas para la obtención de gas de síntesis a partir del gas natural, como el reformado auto térmico (ATR), el

reformado combinado (CMR) y el reformado en seco por dióxido de carbono (DMR) (Blumberg T., et al., 2019). La selección de una adecuada tecnología o proceso es esencial para la eficiencia termodinámica y rentabilidad del proceso; así, por ejemplo, la elección y evolución de la unidad de reformado determinan la demanda de combustible que constituye el mayor aporte de los costos variables (Blumberg T., et al., 2019).

La tecnología ATR es utilizada en producción a gran escala con capacidades entre 6000 a 10000 tm/d. Según Aaesberg-Petersen K., et al., esta tecnología podría ser utilizada en plantas cuya producción de metanol son menores a 5000 tm/d, mientras que para un rango intermedio una combinación de reformador tubular y reformador secundario de oxígeno es la vía más recomendada (Blumberg, T., et al., 2017). En esta tecnología se combina la oxidación parcial y el reformado de vapor en un reactor. Las reacciones son efectuadas en condiciones de temperatura entre 950 a 1400 °C y elevada presión entre 30 a 50 bar. El gas de síntesis resultante tiene el valor de módulo S entre 1,0 a 2,0 (Blumberg T., et al., 2019). Las condiciones de operación en el proceso ATR son temperaturas entre 950 a 1050 °C y presiones entre 23 a 28 bar con valores de relación vapor/carbono entre 0,6 a 1,4 (Blumberg, T., et al., 2017).

2.1.2. Producción de metanol a partir de gas de síntesis

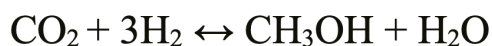
Actualmente, la mayor parte del gas de síntesis empleado para la producción de metanol es producido mediante el reformado al vapor del gas natural. La composición del gas de síntesis y la selección del tipo de reactor son factores decisivos para la producción de metanol. Según la tecnología seleccionada, las condiciones de operación, la composición del sistema reaccional, el tipo de reactor de síntesis, entre las principales, el proceso presentará diferencias significativas en la demanda energética de la unidad de compresión del gas de síntesis y en el diseño y operación de la unidad de destilación (Blumberg T., et al., 2017).

A pesar de que el proceso comercial de síntesis de metanol tiene aproximadamente 100 años, el modelo cinético y el mecanismo de reacción aún

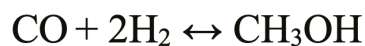
La tecnología CMR une dos tecnologías, SMR en un primer reformado y ATR para el segundo reformado, entre el 55 al 65 % de la conversión es efectuada en el reformador secundario, provocando que el SMR opere a condiciones moderadas generadas por un bajo requerimiento de energía. Esta tecnología es empleada cuando la capacidad de producción sobrepasa 5000 tm/d (Blumberg, T., et al., 2017). Otras alternativas para incrementar la conversión de metanol se basan en el reformado de dos pasos, SMR y ATR, y configuración en paralelo de SMR y DMR (Blumberg T., et al., 2019).

La tecnología DMR por CO₂ es una tecnología pre comercial que tiene muchos incentivos ambientales y económicos. El dióxido de carbono es alimentado al reactor en una relación molar de CO₂/C similar a 1,0, y según el análisis termodinámico se obtienen grandes conversiones con temperaturas mayores a 900 °C y presiones entre 5 a 10 bar; el gas de síntesis resultante tendría un valor de módulo S entre 0,8 a 1,6. Sin embargo, no se ha podido aplicar esta tecnología a escala industrial debido a la baja actividad del catalizador y bajas tasas de conversión (Arora S., y Prasad R., 2016; Blumberg T., et al., 2019).

son discutidos (Bozzano, G., Manenti, F., 2016). Sin embargo, muchos estudios corroboran que el metanol es obtenido por la hidrogenación de los óxidos de carbono, como se observa en las Ecuaciones 5 y 6 (Outi M. y Kauko L., 2018).



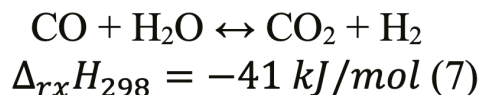
$$\Delta H_{rx}^0 = -90,8 \text{ kJ/mol (5)}$$



$$\Delta H_{rx}^0 = -49,6 \text{ kJ/mol (6)}$$

Las dos reacciones de formación del metanol se acoplan con la reacción de desplazamiento

del gas de agua, Ecuación 7, la cual permite variar la composición del sistema reaccional, incrementando la relación H₂/CO, favoreciendo la formación de metanol (Moulijn, J., et al.; 2013).



del gas de agua, Ecuación 7, la cual permite variar la composición del sistema reaccional, incrementando la relación H₂/CO, favoreciendo la formación de metanol (Moulijn, J., et al.; 2013).

Las reacciones de formación de metanol son exotérmicas con decremento en el número de moles de reactivos a productos. Así, para favorecer el equilibrio termodinámico de la reacción se debe operar a bajas temperaturas y altas presiones. La conversión del dióxido de carbono incrementa con la temperatura como resultado de la reacción reversa de desplazamiento del gas de agua (Moulijn J., et al., 2013). La temperatura de operación en los procesos actuales de producción de metanol oscila entre 200 a 300 °C y las presiones están comprendidas entre 50 a 100 bar (Sehested, J., 2019). La termodinámica muestra también que durante la hidrogenación del monóxido de carbono, alcoholes superiores e hidrocarburos pueden formarse, como etanol, etileno, etano o metano (Moulijn, J., et al.; 2013).

Estos productos secundarios son termodinámicamente más estables que el metanol, por lo que el catalizador que se emplea en el proceso debe ser altamente selectivo. La composición ideal del gas de síntesis para la producción de metanol debe tener una relación molar H₂/CO alrededor de 2 mol/mol. Una relación H₂/CO menor a 2 mol/mol conduce a la formación de productos secundarios, una relación superior resulta en un proceso menos eficiente debido al exceso de hidrógeno presente en el gas de síntesis, el cual debe ser purgado (Moulijn, J.; et al.; 2013).

En la actualidad, los procesos predominantes a nivel industrial son los métodos indirectos de baja presión denominados ICI y Lurgi (Basile, A.

y Dalena, F., 2018). El esquema simplificado del proceso de producción de metanol a partir de gas de síntesis se presenta en la Figura 5, que corresponde a un esquema de baja presión ICI.

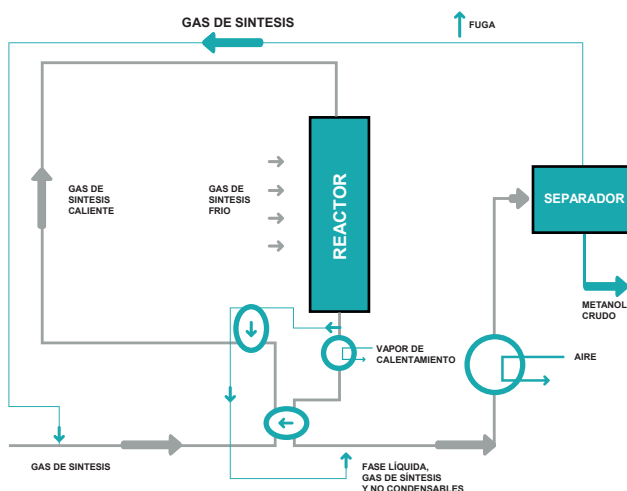


Figura 5.
Esquema simplificado del proceso ICI de producción de metanol a partir del gas de síntesis (Sandoval V. y Siles M., 2021; Moulijn, J., et al.; 2013)

La alimentación del gas de síntesis se mezcla con el gas de síntesis proveniente del lazo de reciclo, la corriente resultante es comprimida y seguidamente precalentada con el efluente del reactor. Una vez precalentada la corriente de gas de síntesis, aproximadamente el 40 % de esta corriente se la somete a un precalentamiento adicional con una parte de la corriente del efluente del reactor, previo al ingreso al reactor. El 60 % restante de la corriente del gas de síntesis ingresa en diferentes alturas del reactor de mediante dispositivos tipo “quench” aprovechando también al gas de síntesis como gas de enfriamiento del reactor. El efluente del reactor es empleado para precalentar la corriente del gas de síntesis y para la generación de vapor de alta presión. Seguidamente, este efluente es enfriado en un intercambiador de calor de aire y enviado a un separador para obtener una fase gaseosa compuesta de gases no condensables y de gas de síntesis, y una fase líquida compuesta de metanol, agua y ciertas impurezas como acetona, etanol, alcoholes superiores, entre otros. A esta corriente líquida se la conoce como metanol crudo, la cual es almacenada previo a la etapa de destilación. La

fase gaseosa que sale del separador pasa al lazo de reciclo. El exceso de hidrógeno, metano y otros inertes de la fase gaseosa son removidos por una purga. La fase gaseosa realiza un lazo de reciclo con la finalidad de incrementar el rendimiento en metanol (Sandoval V. y Siles M., 2021). Todos los procesos comerciales de producción de metanol emplean este lazo de reciclo, dado que esta configuración permite superar las limitaciones de la conversión de equilibrio en condiciones normales de operación del catalizador (English A., et al., 2015). Este sistema de reciclo es posible, puesto que el metanol y el agua pueden ser removidos del lazo de reciclo por condensación en el separador.

Catalizadores empleados en la síntesis del metanol

En los inicios de la producción industrial de metanol se empleaban procesos con altas presiones y catalizadores a base de cromato (Basile, A. y Dalena, F., 2018). Estos catalizadores se activan a altas temperaturas, por lo tanto, la presión de operación tenía que ser muy elevada, entre 250 a 350 bar, para poder alcanzar conversiones aceptables. Estos procesos fueron reemplazados por procesos a bajas presiones y con catalizadores a base de cobre. El desarrollo de los catalizadores que emplean cobre en su formulación ha permitido que estos se activen a menores temperaturas, haciendo posible operar a menores presiones, entre 50 a 100 bar, manteniendo la misma conversión que un proceso clásico. Sin embargo, estos catalizadores muy activos son sensibles a la aglomeración de la fase activa, la cual se incrementa progresivamente con la temperatura (Fichtl, M.B., et al, 2015; Lunkenbein, T., et al., 2016).

El uso de los catalizadores a base de cobre exige que el gas de síntesis no presente impurezas, principalmente azufre, níquel y hierro. Así, las plantas de producción de metanol manejan el principio de envenenamiento preventivo. Este principio se alcanza mediante la purificación del metano antes de la producción del gas de síntesis, así como una etapa adicional de purificación del gas de síntesis antes de su conversión a metanol. La purificación del metano se puede alcanzar principalmente por

procesos de hidrodesulfurización o de sistemas de absorción en lechos de alúmina o carbón (Sehested, J., 2019).

La purificación del gas de síntesis previo al ingreso a la etapa de producción de metanol se realiza con catalizadores de hidrogenación y absorbentes, asegurando la remoción de venenos del catalizador que pudiesen aún persistir (Arora A., et al., 2018). El desarrollo de catalizadores con mayor resistencia a venenos como el azufre son de gran interés industrial, ya que incrementarían la vida útil del catalizador y por consiguiente la frecuencia de cambios de lotes de catalizador en operación disminuiría.

Actualmente, los catalizadores industriales empleados en la elaboración del metanol tienen como metal activo el cobre, como soporte la alúmina y como promotor el óxido de zinc (Rivarolo M., et al., 2016; Laudenschleger D. et al., 2018; Studt F., et al., 2015). Otros promotores también se emplean en la formulación de estos catalizadores como Cr, Mg, Ca, Si, o Zr, los cuales, de manera general, otorgan mayor estabilidad al catalizador. En la Figura 6 se presenta un esquema general de estos catalizadores en estado activo en donde se identifican las nanopartículas de cobre y de óxido de zinc soportadas en la matriz alúmina Al_2O_3 .

En la superficie de las nanopartículas de cobre se realiza la transformación química, en estos sitios se produce la hidrogenación del CO y CO₂ a metanol. La alúmina incrementa la dispersión de las nanopartículas de cobre, elevando el área disponible para la transformación química, pero también actúa previniendo la aglomeración de las nanopartículas de cobre durante el proceso.

El óxido de zinc maximiza la dispersión de las nanopartículas de cobre incrementando la superficie activa y por consiguiente elevando considerablemente la actividad del catalizador. Así, estudios han llegado a determinar que el uso del óxido de zinc como promotor incrementa la actividad entre 3 a 7 veces en comparación al catalizador de cobre sin óxido de zinc (van den Berg, R., et al., 2016).

Nakamura et al., determinaron que la actividad del catalizador aumentó entre 6 a 13 veces cuando

se añadió zinc al catalizador de cobre (Sehested, J., 2019). El óxido de zinc es hasta el momento el promotor más relevante en la formulación de los catalizadores industriales de producción de metanol, esto se debe al aumento de los sitios activos de zinc/cobre para la síntesis de metanol bajo condiciones de reacción a nivel industrial (Sehested, J., 2019; Kuld S., et al., 2016; van den Berg, R., et al, 2016; Nakamura, J., et al., 2017; Kattel, S., et al., 2017).

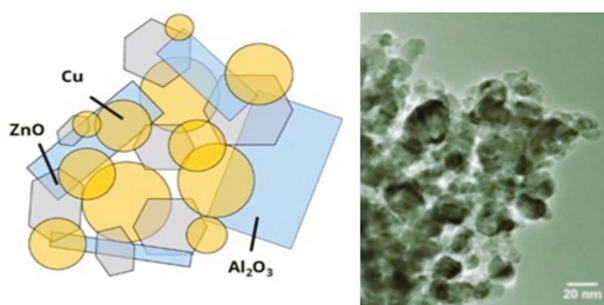


Figura 6. Esquema del catalizador industrial empleado en la síntesis de metanol Cu/ZnO/Al₂O₃ (Kuld, S., 2017).

Estos catalizadores tienen una vida útil de 2 a 4 años y se caracterizan por una disminución en su actividad con el tiempo (Sehested, J., 2019). Para contrarrestar esta disminución de actividad, se realizan modificaciones en las condiciones de operación del proceso, principalmente, ajuste de presión, de temperatura, y/o de flujo de reciclo, sin embargo, las variaciones de estas condiciones de operación generan un incremento importante en los costos energéticos al tratar de mantener la tasa de producción de metanol (Bozzano, G. y Manenti, F., 2016; Fichtl, M.B., et al, 2015).

Actualmente, la investigación científica se encuentra en constante desarrollo de catalizadores que podrían mejorar la eficiencia de producción de metanol desde el punto de vista operativo, ambiental y de costos. Estas investigaciones se han enfocado principalmente en catalizadores a base de óxidos de lantánidos y tierras raras que han demostrado mejorar la estabilidad térmica del catalizador (Catalyst Carriers Market, 2018; Schittkowski, J., et al., 2018; Branco J.B., et al., 2016; Zohour B., et al., 2016; Lam E., et al., 2018; Li C.S., et al., 2015; Jiang X., et al., 2018; Martin O., et al., 2016; Wang J., et al., 2017).

Así, en la literatura científica se encuentran catalizadores de Ni/Ga, MnOx/CoOx, InOx/ZrO₂ y ZnO/ZrO₂ evaluados para la transformación de CO₂/H₂ a metanol (Xu J., et al., 2016).

Reactores usados en la producción de metanol

La característica que marca la diferencia entre los procesos industriales de obtención de metanol es el tipo de reactor. Los reactores industriales empleados en la actualidad son templados, de enfriamiento mediante dispositivos tipo “quench”, adiabáticos, enfriados por tubo, en inglés denominados “tube cooled” y de levantamiento por vapor, en inglés denominados “steam raising” (English A., et al., 2015). Los tipos de reactores difieren entre sí por capacidad, enfriamiento, consumo de energía, estabilidad y fiabilidad (Blumberg T., et al., 2019). En la Figura 7 se presenta los diferentes tipos de reactores empleados en la obtención de metanol.

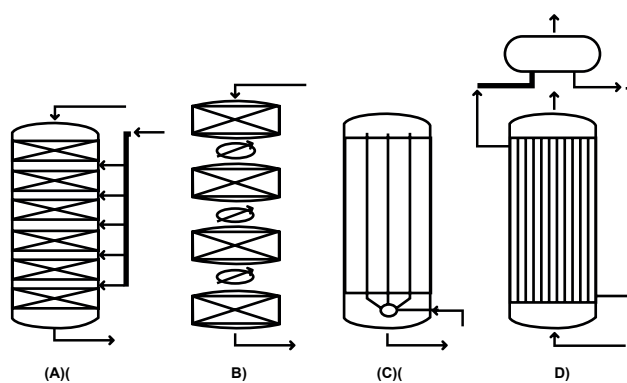


Figura 7. Diferentes tipos de reactores empleados en la obtención de metanol a) tipo “quench” b) adiabático c) enfriado por tubo d) levantamiento de vapor (English A., et al., 2015).

Los reactores tipo “quench” pueden constar de más de 5 lechos catalíticos. En estos reactores una porción de la alimentación ingresa al reactor, la cual atraviesa el primer lecho catalítico, elevando la temperatura de la mezcla metanol producido y gas de síntesis no convertido. A la salida del lecho catalítico, la mezcla es enfriada por la inyección de alimentación fría. Este proceso se repite hasta que toda la alimentación pase por todos los lechos catalíticos (Blumberg T., et al., 2019). Su diseño es simple y pueden ser usados con capacidades de producción mayores a 3000 tm/d. El principal cuidado en este tipo de

reactores es la carga del catalizador en el lecho, de manera a evitar pasajes preferenciales de la mezcla reaccionante, las cuales generan zonas frías y calientes en el lecho catalítico provocando un incremento en la velocidad de desactivación del catalizador (Blumberg T., et al., 2017).

Los rendimientos de metanol para este tipo de reactores oscilan entre 6 a 7 % por paso, implicando grandes relaciones de reciclo en rangos de 4:1 a 5:1 con el fin de mejorar el rendimiento (Blumberg T., et al., 2017). Los reactores adiabáticos usan el enfriamiento indirecto por transferencia de calor para la generación de vapor de alta presión. Los lechos catalíticos pueden ser dispuestos dentro del reactor o en serie con enfriadores externos (Blumberg T., et al., 2017). La concentración de metanol en la corriente de salida para los reactores adiabáticos radiales está entre 3,5 a 5,0 % (García H., et al., 2017).

40

El reactor tubo enfriado funciona como un intercambiador de calor donde el catalizador está dispuesto en el lado de la coraza. El gas de síntesis junto a la corriente de reciclo ingresan por el fondo del reactor a través de los tubos de

intercambio de calor, donde la mezcla gaseosa es calentada por la reacción que tiene lugar en el lecho catalítico. El gas gira en la parte superior de los tubos y baja a través del lecho catalítico. La desventaja de este tipo de reactor es el reducido volumen de catalizador que puede contener. La ruta de reacción por medio de estos reactores promueve una mayor conversión de metanol cercano al 8 % (English A., et al., 2015; Blumberg t., et al., 2017).

En el reactor por levantamiento de vapor, el flujo de gas puede ser radial o axial con la disposición del catalizador en el lado de la coraza o en los tubos. Su operación es casi isotérmica, logrando posicionarse como el reactor con mayor eficiencia termodinámica y bajos volúmenes de catalizador (English A., et al., 2015; Blumberg T., et al., 2017). Así, este tipo de reactores disminuyen picos de temperatura del catalizador, reduciendo la formación de subproductos y aumentando el tiempo de vida útil de los catalizadores (English A., et al., 2015; Blumberg T., et al., 2017). La concentración de metanol en la corriente de salida de este tipo de reactores puede alcanzar hasta un 14 % (García H., et al., 2017).

2.2. Desarrollo de nuevas tecnologías a pequeña escala para la síntesis de metanol

En la actualidad existe una intensa investigación científica para desarrollar otras rutas de obtención de metanol a pequeña escala, por ejemplo, vía reducción electroquímica del dióxido de carbono y oxidación catalítica y no catalítica del metano, sin embargo, todavía son difíciles en implementar a escala industrial debido a la gran barrera energética que se debe vencer para activar el enlace carbono hidrógeno del metano y la alta actividad que tienen los enlaces carbono hidrógeno presentes en la molécula de metanol (Latimer, AA., et al., 2018; Cave, E.R., et al., 2017). El desarrollo de estas tecnologías tiene el potencial de transformar la industria y hacer de las plantas de pequeña escala más atractivas, sin embargo, deben ser todavía investigadas a mayor profundidad para ser escaladas a nivel industrial (Sehested, J., 2019).

Los bajos rendimientos obtenidos hasta el día de hoy en la obtención de metanol por el método de

oxidación directa del metano, son los mayores obstáculos para ser considerado económicamente comercializable (Blumberg T., et al., 2017). Sin embargo, esta tecnología está siendo investigada con la finalidad de obtener conversión completa de metanol en un reactor por simple paso, que podría ser obtenida al romper las limitaciones termodinámicas de la fase gaseosa en equilibrio al emplear metanol condensado. Los óxidos de carbono e hidrógeno son convertidos a metanol condensado en este tipo de reactor, donde se logra obtener más del 95 % de conversión por un simple paso, convirtiendo esta tecnología con enorme potencial a nivel industrial (Sehested, J., 2019).

2.3. Purificación del metanol

El metanol crudo, que corresponde a la corriente líquida que sale del separador, está constituido principalmente de metanol, agua, etanol y acetona, y debe seguir procesos de separación en columnas de destilación para alcanzar el grado de pureza requerido (Blumberg, T., et al., 2017).

De manera general, después de una destilación flash, el metanol crudo puede alcanzar una pureza de hasta 96 % (García et al., 2017). Dependiendo de las especificaciones requeridas del metanol, así como de las consideraciones de consumo de energía, la sección de purificación tiene relación con el número de torres de destilación necesarias a poner en marcha (Othmer K., 2014).

Generalmente, la primera columna de destilación, denominada estabilizadora, es utilizada para remover gases disueltos y productos ligeros como dimetil éter y cetonas. Las siguientes columnas son dispuestas para separar el metanol del agua y de los alcoholes pesados.

En estas columnas los compuestos a separar presentan temperaturas de ebullición cercanas a las del metanol, por lo que se requieren columnas con varios platos (Sehested, J., 2019). En la última columna de destilación el metanol alcanza concentraciones superiores al 99 % (García et al., 2017).

El metanol grado AA es el más producido y se obtiene con el uso de dos o tres columnas de destilación. Las características del metanol AA se presentan en la Tabla 1 (American Society for Testing Materials, 2021). También existen otras calidades y especificaciones de metanol, como es el grado combustible utilizado como componente en mezclas de gasolinas, cuyas especificaciones se muestran en la Tabla 2.

A diferencia del metanol grado AA, el metanol grado combustible solo especifica el contenido máximo de agua (Company Browser, 2005).

Tabla 1. Características del metanol grado AA

Parámetro	Valor
Pureza (%)	99,85
Acidez (ppm) máx.	30
Acetona (ppm) máx.	20
Etanol (ppm) máx.	10
Agua (ppm) máx.	1000
No volátiles (mg/L)	100
Densidad a 20 °C (g/mL)	0,7928

Tabla 2. Características del metanol grado combustible

Parámetro	Valor
Acidez (ppm) máx.	no especificado
Acetona (ppm) máx.	no especificado
Etanol (ppm) máx.	no limitado
Agua (ppm) máx.	500
No volátiles (mg/L)	no limitado
Densidad a 20 °C (g/mL)	0,7928

Para la obtención de metanol grado AA mediante dos columnas de destilación, la primera columna trabaja como columna “topping”, que corresponde a una destilación primaria atmosférica, la segunda columna trabaja como refinadora. Los productos ligeros son removidos en la primera columna y el metanol, agua y alcoholes superiores son fraccionados en la columna de refinación.

En las configuraciones de tres columnas de destilación, una columna es empleada para el proceso topping y las dos columnas restantes son empleadas en el proceso de refinación (Blumberg T., et al., 2019). En esta configuración se observa que una elevada presión es utilizada en la primera columna para permitir el servicio de condensación como servicio de calentamiento para la segunda columna que opera a presión normal. Esta disposición reduce el consumo de energía para la purificación de metanol (Sehested, J., 2019). Se puede elegir la configuración de cuatro columnas de destilación en plantas cuya capacidad supera 5000 tm/d, mientras que el uso de dos a tres columnas de destilación dependerán de las especificaciones de metanol que se desea alcanzar (Company Browser, 2005).

2.4. Aspectos económicos en la producción de metanol relacionados a pequeña escala

La producción industrial de metanol a partir de gas natural es un proceso maduro y consolidado. Alrededor del mundo, el metanol se produce en 90 plantas con capacidades de producción entre 2500 a 10000 toneladas métricas por día (tm/d) (Methanol Institute, 2022) como por ejemplo la planta MO3000 localizada en Omán, cuya producción de metanol es de 3000 tm/d (Ferrostaal, 2015). En los últimos años y en el corto plazo, se prevé que entren en operación nuevas plantas de producción de metanol a partir de gas natural, como por ejemplo el complejo de metanol en Trinidad y Tobago que entró en operación en 2019, la planta de Metanol Pacífico Mexinol en Topolobampo, México, la planta propuesta por Mira Gulf Methanol Corporation que estará en el puerto de Altamira, México, la planta Sherwood Energy Maysky en Rusia (Bnamericas, 2016; Bnamericas, 2023; MGMC, 2023, Roca J., 2020).

El metanol, al ser un “building block” de la industria petroquímica, es vital para los productores producir a bajo precio. En el año 2013, para una planta de 5000 tm/d ubicada en la Costa del Golfo de Estados Unidos y con un precio de gas natural de 3 dólares americanos por millón de BTU (USD/MMBTU), se estimó un costo de producción de metanol en 208 USD/tm, siendo el gas natural el principal componente del costo con aproximadamente el 47 %, seguido de los costos de capital con 22 % (Blug M., et al., 2014).

Evidentemente, el porcentaje del costo del gas natural en el costo de producción está relacionado con los precios del gas natural. Así, para regiones en donde tienen disponibilidad de gas natural a precios reducidos, como por ejemplo en varios países de Medio Oriente o en las zonas de producción de gas de esquisto de los Estados Unidos, presentan importantes ventajas competitivas a nivel regional en la producción de metanol. Por el contrario, zonas en donde el precio del gas natural es elevado, como por ejemplo actualmente en Europa, en donde se ha elevado el precio del gas natural principalmente por el conflicto Rusia-Ucrania, la industria de producción de metanol se verá afectada en su economía (GNL GLOBAL, 2022).

En lo que va del 2023, el precio de la tonelada de metanol a nivel mundial se estima en un promedio de 383,25 USD (Trading Economics, 2023) mientras que para Estados Unidos de Norte América el precio por tonelada de metanol es de 340,00 USD (Investing.com, 2023). En los últimos 5 años, el precio de la tonelada de metanol a nivel mundial ha fluctuado entre valores mínimos de 208,00 USD a valores máximos cercanos a 350,00 USD (Investing.com, 2023). En los años 2019 y 2020 el precio de tonelada de metanol registró los valores más bajos, cercano a 210,00 USD; esto debido a la pandemia del Covid-19, mientras que, en los años 2018, 2022 y lo que va del 2023, los precios de la tonelada oscilan entre 340,00 a 350,00 USD (Investing.com, 2023).

En las últimas décadas, las plantas de producción de metanol han incrementado considerablemente en capacidad, promoviendo la economía de escala y bajos costos de capital. Para el año 2014, en Estados Unidos, se estimó un costo promedio para plantas de metanol de 532 millones de USD/tm/año a gran escala (ADI Analytics, 2014), mientras que, a pequeña escala, el costo promedio fue aproximado en 484 millones USD/tm/año (Blug M., et al., 2014). Las plantas que elaboran metanol a pequeña escala tienen mayores costos de capital, mayor CAPEX por tonelada de metanol producido. Una de las principales ventajas competitivas para las plantas a pequeña escala constituye el acceso a la materia prima, gas natural, a precios reducidos, mejorando considerablemente la economía de este tipo de plantas (ADI Analytics, 2014).

La producción y la purificación del gas de síntesis a partir de gas natural es crucial debido a su efecto en el costo general, que representa entre el 65 al 70 % del costo general de producción de metanol por SMR (Bozzano G. y Manenti F., 2016; Blumberg T., et al., 2019). Dentro de la tecnología propuesta para la obtención de metanol a partir de gas natural, SMR de baja presión, presenta menores costos para producción de hasta 2500 tm/d (Blumberg T., et al., 2017). Sin embargo, sobre esta capacidad, los reformadores de

vapor son de gran tamaño, por lo que son más costosos y no presentarían ventaja económica en economías en escala (Blumberg T., et al., 2019). La posibilidad de combinar tecnologías de obtención de gas de síntesis con la finalidad de disminuir costos de operación en una planta a pequeña escala podría ser una posibilidad. Balsutraitis et al., investigaron el costo anual de producción de metanol en una planta que combina procesos SMR, ATR y DMR para la generación de gas de síntesis, e identificaron que el menor costo es para un sistema combinado de SMR y DMR (2015).

Modificar alguna tecnología conocida para la producción de metanol a pequeña escala con el fin de disminuir el tiempo de recuperación de inversión y otros parámetros económicos debería ser analizado, como presentan Almeland et al., que investigaron una planta de producción de metanol

vía SMR e inyección de dióxido de carbono, y determinaron que el tiempo de recuperación de la inversión fue de 4,9 años y TIR 14,3 (Blumberg T., et al., 2019). Al utilizar dióxido de carbono en la alimentación del proceso se alcanza una selectividad mayor al 99,8 % y una eficiencia energética próxima al 75 % (Ghasemzadeh K. et al., 2016).

El aprovechamiento de la energía que sale del proceso de producción de metanol también es otra alternativa para mejorar la economía de las plantas en pequeña escala. Pellegrini et al., analizaron la factibilidad económica de una planta de elaboración de metanol vía SMR integrado con un ciclo combinado (Blumberg T., et al., 2017). La cogeneración de electricidad permitió incrementar los ingresos y disminuir el tiempo de recuperación de inversión (Blumberg T., et al., 2017).

3. CONCLUSIONES

43

El metanol es un producto de una gran relevancia industrial. Se emplea tanto como intermediario para la fabricación de una gran cantidad de productos finales, así como también en aplicaciones directas. Su demanda mundial en el 2022 se estimó en 105,8 millones de toneladas métricas y el crecimiento de su demanda en los próximos 5 años, se prevé en alrededor del 4,9 %.

El principal proceso de producción de metanol emplea como materia prima el gas natural. Este proceso consiste en tres etapas, la conversión de gas natural a gas de síntesis, la conversión de gas de síntesis a metanol y la purificación del metanol. Actualmente, estos procesos son considerados maduros y consolidados tecnológicamente.

En pequeña escala, producción de metanol menor a 3000 toneladas métricas por día, la conversión de gas natural a gas de síntesis es favorable mediante el proceso de reformado al vapor del gas natural; la conversión de gas de síntesis a metanol es conveniente efectuarle en un reactor por levantamiento de vapor; y, la purificación del metanol es viable con dos columnas de

destilación, la primera como destilación primaria y la segunda como refinadora.

El desarrollo de los catalizadores, tanto en la conversión del gas natural al gas de síntesis como en la conversión de gas de síntesis a metanol, han permitido trabajar en condiciones de operación menos severas, con mayor selectividad y rendimiento en metanol, favoreciendo sustancialmente la economía de estos procesos. De la misma manera, el desarrollo de nuevas tecnologías está íntimamente vinculado a la formulación de catalizadores con mejores desempeños.

En la producción de metanol, el costo del gas natural es el principal componente del costo, representando alrededor del 47 % del costo total. De esta manera, la disponibilidad de gas natural a precios reducidos representa una importante ventaja competitiva a nivel regional y mejora considerablemente la economía de las plantas en pequeña escala.

Este trabajo busca aportar en la promoción de la

industria del metanol como un sector estratégico para el desarrollo industrial del Ecuador, empleando el recurso gas natural como materia prima. En este sentido, busca también estimular la producción y prospección de campos de gas natural en el país, así como la recuperación del gas asociado de la explotación petrolera.

La información presentada en este documento servirá como base para la realización de una ingeniería básica con la finalidad de analizar la factibilidad en implementar una planta de producción de metanol a pequeña escala en territorio ecuatoriano.

4. REFERENCIAS

1. Aasberg-Petersen, K., Dybkjaer, I., Ovesen, C.V., Schjødt, N.C., Sehested, J. y Thomsen S.G., (2011). Natural gas to synthesis gas e Catalysts and catalytic processes. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 3, 423-453
2. ADI Analytics, (2014). Natural gas utilization via small scale methanol technologies,
3. Alvarado, M., (2015). The changing face of the global methanol industry. <https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2016/07/IHS-ChemicalBulletin-Issue3-Alvarado-Jun16.pdf>
4. American Society for Testing Materials, (2021). Specification for methanol (ASTM D-1152/06)
5. Amezttoy, M., (2021). Producción de hidrógeno a partir de reformado a biometano. https://www.comillas.edu/images/catedras/catedra-rafael-marino/proyectos_y_tesis/PFC/Energias%20limpias%20y%20renovables/TFG%20Marcela%20Amezttoy%20Mu%C3%B1oz.pdf
6. Arora, S. y Prasad, R., (2016). An overview on dry reforming of methane: strategies to reduce carbonaceous deactivation of catalysts. *RSC Advances*, 6, 108668–108668
7. Arora, A., Shachit, I., Ishan B. y Faruque H., 2018 (12 de agosto 2022). Optimal Methanol Production via Sorption Enhanced Reaction Process <https://www.osti.gov/servlets/purl/1642403>
8. ASPENTECH, (2019). HYSYS, (V11)
9. Balsutraitis, J. y Luyben, W.L., (2015). Methane conversion to syngas for gas-to-liquids (GTL): is suitable CO₂ reuse via dry methane reforming (DMR) cost competitive with SMR and ATR processes? *ACS Sustain. Chemical Engineering*, 3, 2100–2111.
10. Basile, A., Curcio, S., Bagnato, G., Liguori, S., Jokara, S.M. y Lulianelli, A., (2015). Water gas shift reaction in membrane reactors: theoretical investigation by artificial neural networks model and experimental validation. *Int. J. Hydrogen Energy*, 40, 5897–5906.
11. Basile, A. y Dalena, F., (2018). *Methanol Science and Engineering*. Elsevier.
12. Blug, M., Leker, J. y Pluss, L., Günter, A., (2014). Methanol generation economics. In: Bertau, M., Offermans, H., Plass, L., Schmidt, F., Wernicke, H.J. (Eds.), *Methanol: The Basic Chemical and Energy Feedstock of the Future*. Springer-Verlag,
13. Blumberg, T., Morosuk, T. y Tsatsaronis. G., (2017). Exergy-based evaluation of methanol production from natural gas with CO₂ utilization. *Energy*, 141, 2528-2539
14. Blumberg, T., Tsatsaronis. G. y Morosuk, T., (2019). On the economics of methanol production from natural gas. *Fuel*, 256, 115824
15. Bnamericas, (2016). Complejo de metanol de Trinidad y Tobago iniciaría operaciones 2019, <https://www.bnamericas.com/es/noticias/complejo-de-metanol-de-trinidad-y-tobago-iniciaria-operaciones-en-2019>
16. Bnamericas, (2023). Planta de Metanol Pacífico Mexinol, <https://www.bnamericas.com/es/perfil-proyecto/>

planta-de-metanol-pacifico-mexinol

17. Bozzano, G. y Manenti, F., (2016). Efficient methanol synthesis: Perspectives, technologies and optimization strategies. *Progress in Energy Combustion Science.*, 56 71–105.

18. Branco, J.B., Ferreira, A.C., Goncalves, A.P., Doares, C.O., Almeida Gasche, T., (2016). Synthesis of methanol using copper-f block element bimetallic oxides as catalysts and greenhouse gases (CO₂, CH₄) as feedstock. *Journal of Catalysis*, 341, 24–32.

19. Catalyst Carriers Market, (Julio 2018). Catalyst Carriers Market by Product Type (ceramics, activated carbon, zeolites), shape/composition (sphere, porous, ring, extrudate, honeycomb), end-use industry (oil & gas, chemical manufacturing, automotive), and regional – global forecast to 2023. <https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/catalyst-carrier-market-151293350.html#:~:text=Catalyst%20carriers%20are%20basically%20made,stability%20in%20the%20extraction%20process.>

20. Cave, E.R., Montoya, J.H., Kuhl, K.P., Abram, D.N., Hatsukade, T., Shi, C., Hahn, C., Nørskov, J.K. y Jaramillo, T.F., (2017). Electrochemical CO₂ reduction on Au surfaces: mechanistic aspects regarding the formation of major and minor products. *Phys. Chem. Chem. Phys.*, 19, 15856–15863.

21. ChemicalSafetyFacts, (2022). Metanol. Recuperado <https://www.chemicalsafetyfacts.org/es/metanol/>

22. Company Browser, (2005). Methanol. Uhde GmbH

23. Copaja, M., (2018). Metanol: Toxicidad, regulación y análisis. <https://agqlabs.cl/wp-content/uploads/Metanol-toxicidad-regulacion-y-analisis.pdf>

24. Dai, J., Saayman, J., Grace, J.R. y Ellis, N., (2015). Gasification of woody biomass. *Annu. Rev. Chem. Biomol. Eng.*, 6, 77–99.

25. Ecoticias.com, 2022 (21 de noviembre 2022). Metanol Verde. <https://www.ecoticias.com/energias-renovables/metanol-verde>

26. Enerdata, 2022 (21 noviembre 2022). Anuario estadístico 2022. <https://datos.enerdata.net/gas-natural/produccion-gas-natural-mundial.html>

27. English, A., Brown, J., Rovner, J. y Davies S., (2015). Updated by Staff, Methanol. *Encyclopedia of Chemical Technology*

28. Ep Peroccuador, 2022 (mayo, 2022). Informe estadístico enero – abril 2022.

29. Ferrostaal, 2015 (23 de noviembre 2022). Planta de metanol MO3000. Ferrostaal. <https://www.ferrostaal.com/es/referencias-ferrostaal/planta-de-metanol-mo3000/>

30. Fichtl, M.B., Schlereth, D., Jacobsen, N., Kasatkin, I., Schumann, J., Behrens, M., Schlögl, R. y Hinrichsen, O., (2015). Kinetics of deactivation on Cu/ZnO/Al₂O₃ methanol synthesis catalysts. *Applied. Catalysis. A: General*, 502, 262–270.

31. García, H., Molina E., y Ruiz F., (2017). Producción de Metanol a partir de Gas Natural

32. Garrow, T., (2015). A methanol economy based on renewable resources. *McGill Green Chemistry Journal*. 1, 87.

33. Ghasemzadeh, K., Tilebon, S.M.S. y Basile, A., (2016). Membrane reactors for hydrogen production from biomass derived oxygenates. In: *Membrane Technologies for Biorefining*. Woodhead Publishing,

34. Ghasemzadeh, K., Sadati Tilebon, S. M., Nasirinezhad, M. y Basile A., (2018). Economic Assessment of Methanol Production. *Methanol Science and Engineering*. Elsevier

35. GNL GLOBAL, 2022 (27 de noviembre 2022). Precios del gas en los mercados internacionales esta semana. <https://gnlglobal.com/precios-del-gas-en-los-mercados-internacionales-esta-semana-2/>

36. González P., (2017). Análisis termodinámico y simulación del proceso de producción de gas de síntesis a partir de metano usado CoWO₄ como transportador de oxígeno

37. HIS Chemical (2015). Prospectus, Methanol into Fuels Applications. Special Report Prospectus
38. Huang, P., Ju, H., Tan, S., Wang, H. y Zhao, T., (2015). The future of methanol fuel: an analysis on the feasibility of methanol as an alternative fuel
39. International Agency of Energy, 2018 (25 de octubre 2022). Chemicals. <https://www.iea.org/reports/chemicals>
40. Investing.com, 2023 (14 de marzo 2023), Methanol T2 for RDAM ICIS FUTURES-(M2Tc1). <https://es.investing.com/commodities/methanol-t2-fob-rdam-icis-futures-historical-data>
41. Jiang, X., Wang, X., Nie, X., Koizumi, N., Guo y X., Song, C., (2018). CO₂ hydrogenation to methanol on Pd-Cu bimetallic catalysts: H₂/CO₂ ratio dependence and surface species. *Catalysis Today*, 316, 62–70.
42. Kattel, S., Ramírez, P.J., Chen, J.G., Rodriguez, J.A. y Liu, P., (2017). Response to Comment on “Active sites for CO₂ hydrogenation to methanol on Cu/ZnO catalysts”. *Science*, 357, eaan8210, 1-2
43. Kuld, S., Thorhauge, M., Falsig, H., Elkjær, C., Helveg, S., Chorkendorff, I. y Sehested, J., (2016). Quantifying the promotion of Cu catalysts by ZnO for methanol synthesis. *Science*, 352, 969.
44. Kuld., S., (2017). Methanol catalyst – from nano to mega, Haldor Topsoe. Ceremony of Topsoe PhD scholarship awards
45. Lam, E., Larmier, K., Wolf, P., Tada, S., Safonova, O.V. y Copéret, C., (2018). Isolated Zr Surface Sites on Silica Promote Hydrogenation of CO₂ to CH₃OH in Supported Cu Catalysts. *Journal of American Chemical Society*, 140 (33), 10530–10535.
46. Latimer, A.A., Kakekhani, A., Kulkarni, A.R. y Nørskov, J.K., (2018). *ACS Catalysis*, 8(8), 6894–6907.
47. Laudenschleger, D., Girod, K., Kähler, K., Kaluza, S., Muhler, M. y Schlögl, R., (2018) Methanol Synthesis from Steel Mill Exhaust Gases: Challenges for the Industrial, Cu/ZnO/Al₂O₃ Catalyst. *Chem. Ing. Tech*, 90, 1419–1429.
48. Li, C.-S., Melaet, G., Ralston, W.T., An K., Brooks, C., Ye, Y., Liu, Y.-S, Zhu, J., Guo, J., Alayoglu, S. y Somorjai, G.A., (2015). High-performance hybrid oxide catalyst of manganese and cobalt for low-pressure methanol synthesis. *Nature Chem.*, 6, 6538.
49. Lunkenbein, T., Girgsdies, F., Kandemir, T., Thomas, N., Behrens, M., Schlögl, R. y Frei, E., (2016). Bridging the Time Gap: A Copper/Zinc Oxide/Aluminum Oxide Catalyst for Methanol Synthesis Studied under Industrially Relevant Conditions and Time Scales. *Angewandte Chemie International*, 55, 12708–12712.
50. Martin, O., Martín, A.J., Mondelli, C., Mitchell, S., Segawa, T.F., Hauert, R., Drouilly, C., Curulla-Ferré, D. y Pérez-Ramírez, J., (2016). Indium Oxide as a Superior Catalyst for Methanol Synthesis by CO₂ Hydrogenation. *Angewandte Chemie International*, 55, 6261–6265
51. Methanol Institute, 2022 (10 de abril 2022). The metanol industry. 2019. <https://www.methanol.org/the-methanol-industry/>
52. Methanol Institute, 2023 (25 de marzo 2023). Methanol price and supply/demand. <https://www.methanol.org/methanol-price-supply-demand/>
53. MGMC, 2023 (14 de marzo 2023). <https://www.miragulf.com/es/#projectdescription>
54. Ministerio de Energía y Recursos no Renovables. (2019). Proyecciones de la industria hidrocarburífera petróleo y gas en el Ecuador. <https://docplayer.es/152947961-Ministerio-de-energia-y-recursos-naturales-no-renovables-proyecciones-de-la-industria-hidrocarburifera-petroleo-y-gas-en-el-ecuador.html>
55. Ministerio de Energía y Recursos no Renovables, (2020). Informe anual potencial hidrocarburífero del ecuador. <https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2022/02/Revista-Informe-anual-del-potencial-hidrocarburifero-del-Ecuador-20202.pdf>
56. Mordor Intelligence, 2023 (14 de marzo 2023), Mercado de metanol: crecimiento, tendencias, impacto de covid-19 y pronóstico (2023-2028). <https://www.mordorintelligence.com/es/industry-reports/methanol-market>

57. Moulijn, J.; Makkee M. y Van Diepen A., (2013). *Chemical Process Technology*, Wiley
58. Nakamura, J. Fujitani, T., Kuld, S., Helveg, S., Chorkendorff, I. y Sehested, J., (2017). Comment on “Active sites for CO₂ hydrogenation to methanol on Cu/ZnO catalysts”. *Science*, 357, eaan8074.
59. Othmer, K., (2014). *Encyclopedia of Chemical Technology*
60. Outi, M. y Kauko, L., (2018). *Modeling in Methanol Synthesis*, Methanol Science and Engineering, Elsevier
61. RAISG, 2021 (10 de abril 2022). Sentencia para apagar mecheros en Ecuador enciende debate sobre contaminación y desperdicio de gas asociado. <https://www.raisg.org/es/radar/sentencia-para-apagar-mecheros-en-ecuador-enciende-debate-sobre-contaminacion-y-desperdicio-de-gas-asociado/>
62. Rivarolo, M., Bellotti D., Magistri L. y Massardo A.F., (2016). Feasibility study of methanol production from different renewable sources and thermos economic analysis. *Int. J. Hydrog. Energy*, 41 (4), 2105–2116
63. Roca J., 2020, (14 marzo 2023). Rusia, Irán y EEUU liderarán a nivel mundial las adiciones de capacidad de metanol para 2030. *El periódico de la energía*. <https://elperiodicodelaenergia.com/rusia-iran-y-eeuu-lideraran-a-nivel-mundial-las-adiciones-de-capacidad-de-metanol-para-2030/>
64. Roca, J., 2022 (25 de octubre 2022). Petroecuador avanza en la búsqueda de un socio privado para elevar la producción de gas. <https://elperiodicodelaenergia.com/petroecuador-avanza-en-la-busqueda-de-un-socio-privado-para-elevar-la-produccion-de-gas/>
65. San Martín, H. y Sáenz, M., 2022 (febrero 2022). PETROLEUM RESOURCES MANAGEMENT SYSTEM, PRMS
66. Sandoval, V. y Siles M., (2021). Estudio comparativo del proceso cinético de reformación de metano con vapor de agua para la obtención de gas de síntesis y producción de metanol basado en 5 tecnologías petroquímicas. *Journal boliviano de ciencias*, 17 (50), 113-138 <https://doi.org/10.52428/20758944.v17i50.18>
67. Schittkowski, J., Ruland, H., Laudenschleger, D., Girod, K., Kähler, K., Kaluza, S., Muhler, M., y Schlögl, R., (2018). Methanol Synthesis from Steel Mill Exhaust Gases: Challenges for the Industrial Cu/ZnO/Al₂O₃ Catalyst. *Chem. Ing. Tech.*, 90, 1419–1429.
68. Sehested, J. (2019). Industrial and scientific directions of methanol catalyst development. *Journal of Catalysis*, 371, 368-375
69. Servicio Nacional de Aduana del Ecuador, 2022 (22 junio 2022). <https://www.aduana.gob.ec/importaciones/>
70. SRI, (2020). Listado de Cupos de Alcohol para Importadores 2020.
71. SRI, (2021). Listado de Cupos de Alcohol para Importadores 2021.
72. Studt, F., Behrens, M., Kunkes, E.L., Thomas, N., Zander, S., Tarasov, A., Schumann, J., Frei, E., Varley, J.B, Abild-Pedersen, F., Nørskov, J.K. y Schlögl, R., (2015). The Mechanism of CO and CO₂ Hydrogenation to Methanol over Cu-Based Catalysts. *ChemCatChem*, 7, 1105–1111. 374
73. TotalEnergies, 2020 (29 de marzo del 2022). Aplicaciones industriales del gas natural. <https://www.totalenergies.es/es/pymes/blog/uso-industrial-del-gas-natural>
74. Trading Economics, 2023 (14 de marzo 2023). <https://es.tradingeconomics.com/commodities>
75. van den Berg, R., Prieto, G., Korpershoek, G., van der Wal, L.I., van Bunningen, A.J., Lægsgaard-Jørgensen, S., de Jongh, P.E. y de Jong, K.P., (2016). Structure sensitivity of Cu and CuZn catalysts relevant to industrial methanol synthesis. *Nature Com.*, 7, 1–7
76. Wang, J., Li, G., Li, Z., Tang, C., Feng, Z., An, H., Liu, H., Liu, V. y Li, C. (2017). A highly selective and stable ZnO-ZrO₂ solid solution catalyst for CO₂ hydrogenation to methanol *Sci. Adv.*, 3, e1701290

77. Wilkinson, S.K., Van De Water, L.G.A., Miller, B., Simmons, M.J.H., Stitt, E.H. y Watson, M.J., (2016). Understanding the generation of methanol synthesis and water gas shift activity over copper-based catalysts—a spatially resolved experimental kinetic study using steady and non-steady state operation under CO/CO₂/H₂feeds. *J. Catal.*, 337, 208–220
78. Xu, J., Su, X., Liu, X., Pan, X., Pei, G., Huang, Y., Wang, X., Zhang, T. y Geng, H., (2016). Methanol synthesis from CO₂ and H₂ over Pd/ZnO/Al₂O₃: catalyst structure dependence of methanol selectivity. *Appl. Catal. A Gen.*, 514, 51–59.
79. YPF, 2018 (29 de marzo 2022). Metanol. <https://www.ypf.com/productosyservicios/Paginas/Metanol.aspx>
80. Zhang, C., Jun, K., Gao, R., Kwak, G. y Park, H., (2017). Carbon dioxide utilization in a gas-to-methanol process combined with CO₂/steam-mixed reforming: techno economic analysis. *Fuel*, 190,303-311.
81. Zhao, Z., Lakshminarayanan, N., Swartz, S.L., Arkenberg, G.B., Felix, L.G., Slimane, R.B., Choi, C.C. y Ozkan, U.S., (2015). Characterization of olivine-supported nickel silicate as potential catalysts for tar removal from biomass gasification. *Appl. Catal. A.*, 489, 42–50.
82. Zhen, X. y Wang, Y., (2015). An overview of methanol as an internal combustion engine fuel. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 52, 477–493.
83. Zohour, B., Yilgor, I., Gulgun, M.A., Birer, O., Unal, U., Leidholm, C., Senkan, S., (2016). Discovery of Superior Cu-GaO_x-HoO_y Catalysts for the Reduction of Carbon Dioxide to Methanol at Atmospheric Pressure. *ChemCatChem*, 8, 1464–1469.

Energy efficiency and environmental productivity: Analysis of Ecuadorian oil companies

Karla Arias¹, Maria Colmenarez²

Recibido: 11/04/ 2023 y Aceptado 1/11/2023

ENERLAC. Volumen VII. Número 2. Diciembre, 2023

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



1.- Banco Interamericano de Desarrollo, kariasmarin@iadb.org, Energy Economist Consultant
0000-0003-3653-551X

2.- FLACSO. Ecuador, mgabriela3311@gmail.com

Asistente de Investigación del Centro de Estudios para el Desarrollo y Economía Aplicada



Abstract

This study delves into the imperative to mitigate greenhouse gas emissions within the oil sector by promoting energy efficiency and environmental productivity. Specifically, it investigates the primary drivers influencing efficiency and productivity in private oil companies operating in Ecuador, a key South American oil producer. The overarching research objective is to discern the factors impacting energy efficiency and productivity while considering both polluting and non-polluting aspects of productivity variation.

Our analysis encompasses a sample of 18 Ecuadorian private oil companies, spanning the years 2012-2020. We employ a non-parametric model and the Malmquist index to comprehensively assess energy efficiency and productivity in two distinct scenarios, accounting for both polluting and non-polluting factors.

The study reveals compelling insights into the factors affecting efficiency and productivity within Ecuador's private oil companies. Notably, we observe a significant influence of company size and technological change, particularly among firms employing more polluting inputs in their production processes. Over the study period, on average, companies display limited positive changes in efficiency and productivity, underscoring the need for targeted public policies aimed at reducing energy consumption in these firms. Furthermore, consideration of electricity subsidies may incentivize more efficient and environmentally conscious consumption practices.

This research highlights the pivotal role of energy efficiency and environmental productivity in the oil sector's sustainability efforts. The findings emphasize the necessity for proactive public policies to curb energy consumption within private oil companies in Ecuador, aligning economic growth with environmental responsibility. These insights are invaluable for policymakers and industry stakeholders striving to strike a balance between profitability and ecological stewardship within the Latin American oil industry, with Ecuador serving as a pertinent case study.

Keywords: energy, efficiency, productivity, environmental productivity, oil, companies.

1 INTRODUCTION

52 According to the International Energy Agency, the oil industry contributes to approximately a third of the world's total carbon emissions (IEA 2021). Thus, oil companies must become more efficient and balance pollution mitigation and economic performance. Some studies show the importance of energy efficiency in improving the economic performance of oil companies by reducing costs (Midor, et al. 2021, Yáñez, et al. 2018, Longwell 2002). However, when assessing the energy efficiency of oil companies, most studies have frequently ignored environmental aspects (Hou, et al. 2019, Jung, Kim and Rhee 2001). Therefore, fewer studies are focusing on the environmental performance of oil companies. According to the literature in production economics, environmental productivity refers to the efficient utilization of pollution abatement and how this might influence the costs of alternative production and pollution abatement technologies (Kaneko and Managi 2004). Studies in this field are scarce, and most have been developed in developed countries and Asia.; (see, e.g., Tavana et al. (2019), Wegener and Amin (2019), Sueyoshi and Wang (2014, 2018), Da Silveira et al. (2017), Azedeh et al. (2015), Song et al. (2015), Sueyoshi and Goto (2015), among others). To the author's knowledge, no studies have been developed in which energy efficiency and environmental productivity change in the oil sector is evaluated in Latin America, nor has a specific case study been done on the oil sector in one country in the region. Therefore, the research problem focuses on "How is energy efficiency related to environmental productivity in the Latin American oil sector, and how do these variables impact the economic performance of oil companies in a specific country within the region?"

This study aims to address the gap in the academic literature by examining the relationship between energy efficiency and environmental productivity within the Latin American oil industry and assessing their impact on the profitability of oil companies in a specific context. Furthermore, it seeks to contribute to the knowledge base on industrial-level energy efficiency analysis within a developing nation. Specifically, the research

objective is to investigate the operational dynamics of drivers and barriers influencing energy efficiency in Ecuador's industrial sector. Through empirical investigation, this study will shed light on the resource utilization practices of private oil companies in this South American country, with a particular focus on energy resources. Ultimately, the primary goal is to provide valuable insights that can help oil companies optimize resource usage, enabling them to maximize profits while reducing their environmental emissions.

For this study, it was considered a sample of 18 Ecuadorian private oil companies associated with crude oil extraction and refining activities in Ecuador was considered. Ecuador is the fifth oil producer in South America. In 2019 oil extraction was 193.8 million barrels, of which 40.96 million barrels (21%) were extracted by private companies. Among all industry sectors, the petroleum industry is of particular interest to Ecuador because of its economic and environmental significance. Public and private companies own the oil industry in Ecuador. The public sector plays a more significant role due to more production and higher investment (World Bank 2018). Although, between 2000 and 2006, the sector was led by private investment. A shift in contract agreements in 2011 resulted in a decrease in the investment made by private operators. Oil is also essential for the Ecuadorian energy sector; in 2018, Oil represented 86.9 percent of the national energy supply. According to the Third National Communication on Climate Change and First Biennial Update Report (UNFCCC 2017), in Ecuador, the energy sector produced 37 594 Gg of carbon dioxide equivalent (CO₂e), representing 47 percent of total GHG emissions in 2012. The energy industry is a significant contributor to GHG emissions in the country, especially for the burning of fossil fuels. In 2012 this activity accounted for 36 822.54 Gg (CO₂e), representing 97.95 percent of energy sector emissions.

Based on production value added during 2011-2020, the following sectors had the most significant share in GDP: Manufacture (14.10%),

National trade (10.50%), Agriculture and fishing (9.18%), and Oil and quarrying (8.53%). Also, in the period analyzed, oil exports accounted for 54.83% of total exports, and oil revenues for 30% of overall fiscal income (Central Bank of Ecuador 2021).

To assess environmental efficiency and environmental productivity in Ecuador's oil companies, a non-parametric production model (Tulkens 1993) is applied as a practical approach to evaluating the pollution-adjusted productivity change of Ecuadorian petroleum companies. This method is widely applied in the literature for production analysis (Sueyoshi, Yuan and Goto 2017, Zhou, Ang and Poh 2008). Unlike parametric models, this type does not require explicitly specifying a mathematical form for the production function. Moreover, it allows for assessing the environmental efficiency of multi-inputs and multi outputs production units by relaxing the convexity property of the pollution-generating technologies. To the best of the author's knowledge, no research has been performed in the oil industry field that analyses environmental productivity change considering a pollution-generating production model. Knowing

the prominent drivers of energy efficiency and environmental productivity change is a significant concern in the applied economics literature (Miao, et al. 2019, Shen, Boussemart and Leleu 2017, Valadkhani, Roshdi and Smyth 2016) This chapter displays the main components of the pollution-adjusted productivity variation considering Ecuadorian oil companies. Identifying the primary sources of pollution-adjusted productivity change allows for displaying internal (technological processes, management skills, Etc.) or external (environmental policies, economic context, etc.) constraints that influence productivity variation. The results suggest efficiency and productivity losses relate to energy consumption levels and lack of technical change during the period.

The remainder of this research is structured as follows. Section 2 displays the studies that approach the driver of energy efficiency and the non-parametric models to estimate energy efficiency. The parametric and non-parametric approach is presented in Section 3. The empirical illustration is provided in Section 4. Finally, Section 5 focuses on the discussion and conclusions of this research.

2 LITERATURE REVIEW

2.1.1 Environmental productivity

In a context where natural resources are increasingly constrained, it is important to consider that a company's environmental productivity (EP) is an essential piece of information that companies need to contemplate when they want to improve their performance. It is helpful to review what is meant by the term "productivity." Productivity expresses a relationship between the quantity of goods and services produced by a business, or an economy and the quantity of labor, capital, energy, and other resources needed to produce those goods and services (Finman & Laitner, 2001). Meanwhile, EP involves the analysis of a company's relative efficiency in its use of and impact on natural resources (Wang & Shen, 2016). According to the

literature in production economics, environmental productivity refers to efficient utilization of pollution abatement and how this might influence the costs of alternative production and pollution abatement technologies (Kaneko & Managi, 2004). Studies related to environmental productivity are scarce, and most have focused on developed countries (Beltrán-Esteve, Giménez, & Picazo-Tadeo, 2019) and Asia (Kaneko & Managi, 2004). Most studies reviewed focus on implementing environmental regulation to improve environmental productivity in companies and countries (Wang & Shen, 2016; Dewar, 1984). Also, some of these issues are widely covered over industrial energy efficiency. studies in this field have found that improving

energy efficiency and incorporating energy efficiency technologies have significant benefits on environmental productivity and allows to meet sustainable development goals (Cagno, Worrell, Trianni, & Pugliese, 2013).

2.1.2 Energy Efficiency and environmental productivity

Some studies review the relationship between energy efficiency improvement measures and productivity in the industry. Finman & Laitner (2001) reviewed more than 77 industrial case studies. the authors suggest that energy efficiency investments yield significant non-energy benefits, which are often not calculated. The description of energy-efficient technologies as opportunities for larger productivity improvements has significant implications for re-thinking how we quantify the savings associated with capital investment and the leverage points for promoting energy efficiency but may even challenge methods to use for conventional economic assessments. Blumstein et al. (1980) identifies six kinds of barriers that firms face to achieving industrial energy efficiency: 1) misplaced incentives, meaning the economic gains of obtaining energy efficiency are not always perceived by the decision makers. 2) lack of information. 3) regulation. referring to existing legal framework that conflicts with cost-effective measures. 4) market structure. as for example, the energy efficiency solution is not offered on the market. 5) financing, such as technologies that requires high initial investment. 6) firm's customs, as company practices that generate low energy efficiency performance. However, when assessing

energy efficiency and industry productivity, most studies have frequently ignored environmental aspects to improve productivity (Jung, Kim, & Rhee, 2001). In addition, few studies focus on the environmental performance of oil companies (Hou, et al., 2019).

In the case of developing countries, the adoption of energy efficiency technologies and better practices with clear sustainable goals by firms are rarely explored in the literature. One of the reasons may be the lack of management support, prioritizing growth over environmental protection (Grover & Karplus, 2020). The findings of Karplus, Shen, and Zhang (2020) suggest that companies in China do not usually consider energy efficiency interventions with return periods longer than one year. Energy efficiency efforts are essential in improving processes, minimizing the impacts of oil quality depletion, and achieving sustainable development (Keskin, Dincer, & Dincer, 2020). Affordable clean energy and climate action are among the seventeen sustainable development goals. Energy security and environmental protection have become one of the most important issues on today's international agenda.

2.1.3 Energy efficiency and environmental productivity estimation methods

Knowing the primary sources of efficiency and productivity variation is of particular interest in the economic literature. Non-parametric programming modelings for production analysis are broadly applied to assess these issues. Some studies employed a DEA methodology using linear programming techniques (Boussofiane, Dyson, & Thanassoulis, 1991) to deal with undesirable outputs, such as GHG emissions, which ultimately affect companies' efficiencies. Many approaches have been put forward

to account for this issue, such as parametric output and input distance functions (Färe, Grosskopf, Knox, & Yaisawarng, 1993; Coggins & Swinton, 1996; Hailu & Veeman, 2001; Ho, Dey, & Higson, 2006) and DEA methods (Skevas, Lansink, & Stefanou, 2012; 2014; Serra, Chambers, & Lansink, 2014; Kabata, 2011; Yang, Wei, & Chengzhi, 2009; Ramli, Munisamy, & Arabi, 2013).

Song, Zhang, and Wang (2015) applied the

Network DEA model to divide efficiency scores into two subcategories, thus feeding back more accurate results. In China, production and environmental efficiency changes were evaluated in twenty local oil companies. Sueyoshi and Goto (2015) incorporated Malmquist's index in the environmental assessment of oil companies' studies. Azedeh, Mokhtari, Sharabi, and Zarrin (2015) demonstrated the usability of DEA in studies related to health, safety, and the environment in an oil refinery, improving ergonomic features in

the business. Tavana et al. (2019) defined a fun multi-objective multi-period network DEA model customized to evaluate the dynamic performance of oil refineries in the presence of undesirable outputs. Considering the above, this empirical study proposed a non-convex DEA modelling and a parametric model to analyze oil industry energy efficiency and productivity with undesirable outputs in private companies in Ecuador.

2.2 Methodological Framework

To analyze the issue of energy efficiency and environmental productivity in private oil companies in Ecuador, this research employs a DEA model. DEA is an efficiency evaluation method based on the concept of relative efficiency. There are different types of DEA model such as SMB—DEA model, that is non-radial and non-input or non-output oriented, directly utilizes inputs and outputs to determine the efficiency measurement of DMUs. In line with this study's purpose, the SMB—DEA model with undesirable output is applied to estimate the energy efficiency and environmental productivity of 18 private oil companies in Ecuador. This study only incorporates variables whose values can be changed in a reasonable period by decision-making units (Çelen, 2013),

and that allows for maximizing the benefits of oil extraction and minimizing undesirable outputs. To study and compare the dynamic efficiency of energy productivity among oil companies the Malmquist Productivity Index (MPI) is adopted. The MPI approach assesses the multi-faceted and multi-output environmental impact of time frame changes. This approach is used to account for the change in industry policy efficiency, with the advantage of estimating the functional association between inputs and outputs. The Malmquist and DEA approach are among the most used tools to estimate energy efficiency in industry (Zhou, Ang, & Poh, 2008; Zheng, 2021). These methods are presented in more detail in the following sections.

55

2.2.1. Non-parametric model: DEA model and environmental productivity adjusted Malmquist Index.

This section displays the efficiency evaluation and productivity indices. The DEA method takes an economic system or a production process as an activity, where an entity (a unit) produces a certain number of "productions" by investing a certain number of elements within a limited range (Li, Li, & Wu, 2013). These entities (units) are called decision-making units (DMUs). Many DMUs constitute to be respective evaluation groups. The efficient production frontier is built on evaluating, with each input or output indicator's weight as the variable under the analysis of input and output ratios. In the end, an efficient DMU or an inefficient DMU can be determined according to the distance between this DMU and the efficient

production frontier (Debreu, 1951; Farrell, 1957; Shephard, 1953). These distance functions fully multiple inputs-outputs production processes. The following definition presents the multiplicative distance function (Abad, 2018).

Definition 1.

For any $(x_t, y_t) \in R_+^{n+m}$, where $y_t = (y_t^d, y_t^u) \in R_+^m$, the multiplication adjusted distance function, $D^\phi : R_+^m \rightarrow R \cup \infty$ is defined below:

$$D^\phi(x, y) = \begin{cases} \inf_{\beta \in [0,1]: (\beta^\alpha x_t, \beta^{\gamma^d} y_t^d, \beta^{\gamma^u} y_t^u) \in T} \beta & \text{if } (\beta^\alpha x_t, \beta^{\gamma^d} y_t^d, \beta^{\gamma^u} y_t^u) \in T, \beta > 0 \\ \infty & \text{else} \end{cases}$$

where $\phi = (\alpha, \gamma^d, \gamma^u) \in \{0,1\}^{m^d} \times \{0,1\}^{m^u}$

The multiplicative pollution adjusted function is employed to compute the Malmquist index. According to Nishimizu and Page (1982), this index can be decomposed into technical change (TEC) and technical efficiency change (EC) when examining productivity change. TC was defined as change in the best practice production frontier,

while EC was defined to include all other productivity change, including ‘learning by doing, diffusion of new technological knowledge, improved managerial practice, scale efficiency and so on’.

The next equations display the productivity index for the model:

56

$$MPI = TEC * EC = M(x^{t+1}, y^{t+1}, x^t, y^t) = \frac{D^t(x^{t+1}, y^{t+1})}{D^t(x^t, y^t)} \times \left[\frac{D^{t+1}(x^{t+1}, y^{t+1})}{D^t(x^{t+1}, y^{t+1})} * \frac{D^t(x^t, y^t)}{D^t(x^t, y^t)} \right] \quad (3)$$

If the efficiency changes in $EC_{t,t+1}^\phi$ is greater than 1 then, efficiency progress arises over the periods (t) and (t + 1). Moreover, technological improvement occurs between the periods (t) and (t + 1) when $TC_{t,t+1}^\phi$

Where:

$(x^t, y^t), (x^{t+1}, y^{t+1})$ are outputs and inputs vectors in t and $t + 1$

D^t, D^{t+1} are the distance functions between t and $t + 1$

2.2.2. Parametric model: Panel regression

We investigated the relationship between productivity index and economic variables using a Tobit panel regression model to specify individual DMU effects and cross-section data commonalities (Liu & Liu, 2016). The standard linear model is not appropriate for such analysis, because the predicted values of efficiency scores may lie outside the unit interval. As the accumulation of

scores at unity is a natural consequence of the DEA approach, the Tobit model was employed (Riaño & Larres, 2021).

The relationship between energy practices and oil companies and the efficiency score is described using the model below:

$$MI_{it} = \beta_0 + \beta_1 Energy_{it} + \beta_2 Capital_{it} + \beta_3 Employment_{it} + \beta_4 Emmisions_{it} + \beta_5 Oilproduction_{it} + \varepsilon_{it} \quad (6)$$

Where MI is the dependent variable, representing the scores obtained from the efficiency evaluation. Emissions represents CO2 emissions per capita, introduced in logarithms and Capital in level, measured by the capital to labor ratio. Employment and is the labor, measured in person, and Energy is energy consumption measure in kwts/hour.

2.3 Data in brief

A sample of 18 private oil companies in Ecuador is considered over the period 2011–2020. The data set used in this research is built with the population of registered oil Ecuadorian formal firms, constructed from the balance sheets and financial statements registered on the official website of the Superintendencia de Compañías, Valores y Seguros (SCVS). This information is reported annually directly by firms to the SCVS.

The inputs and outputs selected are used in other DEA studies before for efficiency analysis of energy related industries to assess and monitor technical efficiency performance across a sample of companies, these inputs and outputs are directed related to the production process and have a greater relevance on the enterprises management level (Perreto et al. (2022).. Three inputs are selected: (i) number of formal employees of each company and (ii) net tangible assets (capital stock). Information about the number of legally registered employees (i) is declared by each company. The capital stock (ii) is set as the sum of the real dollar value of buildings, machinery and vehicles by assuming a depreciation of 5, 10, and 20 percent. Precisely, the methodology of Camino-Mogro and Bermudez-Barrezueta (2021) is employed. Hence, the capital stock is valued

considering the gross investment in equipment in year (t), net fixed assets in real value (physical capital in year (t – 1)), a depreciation rate and the price index for equipment at the industry level obtained from the Ecuadorian National Institute of Statistics. And, the energy consumption of firms, measure in kilowatts/hour, that considers the energy consumption of fossil fuels registered by firms in the official statements provided by SCVS. These in-puts permit to produce different outputs. Thus, we consider one desirable output, (iii) number of oil barrels and one undesirable output represented by (iv) CO2 emissions.

The number of extracted barrels of oil (iii) is defined based on the variable “sales” (American dollars) reported in the balance sheets and financial statements registered on the official website of the SCVS. Obviously, we divide it by the price (American dollars/barrel) to obtain the variable “number of extracted barrels of oil”. The reference price (WTI) is considered allowing comparisons with another international research in the same field. The CO2 emissions (tons of CO2 equivalents) (iv) is measured by using the methodology of the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Table 1. Characteristics of inputs and outputs

57

Table 1. Characteristics of inputs and outputs

Variables	Min	Max	Median	S.D.	Mean
Labor	0	6.55	2.30	2.06	2.73
Capital stock (constant)	7.47	18.97	13.26	2.12	13.48
Energy Consumption	8.14	19.85	15.64	2.89	14.89
Oil production	5.95	16.44	12.89	2.30	12.27
CO ₂ emissions	1.31	22.41	8.79	4.93	9.75

Source: Author, Notes: All variables in logarithms

Table 1 presents the descriptive statistics of the variables used in this study. The statistical description of the data set displays variation in the database. The standard deviation (S.D.)

values indicate unbalanced growth of private oil companies in Ecuador over the period 2012-2020.

2.3 Correlation matrix

This table represents the correlation matrix for the input and output variables in the sample. The variables selected as inputs are highly correlated with the outputs conferring validity to our empirical

strategy. The high correlation found also confirms the association between the selected inputs and outputs as statistically significant at 90%.

Table 2. Correlation Matrix

Variables	Energy consumption	Employment	CapitalO	il production	CO ₂
Energy Consumption1					
Employment	0.0285	1			
Capital	0.4267***	0.4442***			
Oil production	0.7483***	0.7483***	0.5080***	1	
CO ₂ emissions	0.2839***	0.1361*	0.2045***	0.5132***	1

Source: Author , Notes: *p<.1, **p<.05, ***p<.01

3 RESULTS

To study energy efficiency for oil companies in Ecuador, this research used the SMB-DEA model to consider for undesirable output. This analysis presents two scenarios. In scenario 1, energy inputs and outputs are involved in the production of good and bad outputs. In contrast, scenario 2 only considers energy input to produce the desirable output. The results of these two scenarios—Technical-factor energy efficiency

(TFEE) and Particular-factor energy efficiency (PFEE) allows a deeper exploration of energy efficiency in extraction incentive industries. Then the Malmquist index productivity is calculated to understand the change in energy productivity across the time period. Additionally, a Tobit panel regression is conducted to analyze the potential drivers of energy efficiency for these Ecuadorian oil firms.

3.1. Analysis of technical-factor energy efficiency (TFEE) and Particular-factor energy efficiency (PFEE)

In a DEA model the companies whose efficiency is 1 or greater than 1 make up the production frontier compared to those whose efficiency is less than 1, which are DEA inefficient. Table 3 reveals that in Scenario 1 (the production function with undesirable and o desirable outputs), only 4 companies showed inefficiency scores. On the other hand, in Scenario 2, 6 firms registered an

energy productivity scores less than one. Thus, these results are consistent with the findings of Wang et al.(2019) and Tachega et al.(2020), who suggest that a production function that integrates energy and traditional economic inputs can increase oil production and reduce CO2 emissions with overall good efficiency score levels.

Table 3. Energy efficiency scores for TFEE and PFEE

	SCENARIO 1	SCENARIO2
AMODAIMI-OIL COMPANY. S.L.	1.091	1.163
ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD.	0.383	1.122
CARLOS PUIG & ASOCIADOS S.A. CIA. DE EXPLORACION DE MINERALES Y SERVICIOS MINEROS	1.813	0.648
COMPAÑIA SUDAMERICANA DE FOSFOROS DEL ECUADOR FOSFOROCOMP S.A.	1.017	1.426
ENAP SIPETROL S.A.	0.53	1.099
EQUIPENINSULA S.A	2.515	1.087
EQUIPO PETROLERO S.A. EQUIPETROL	0.611	0.84
ERINCORP S.A.	1.22	1.096
HILONG OIL SERVICE & ENGINEERING ECUADOR CIA. LTDA.	0.584	0.919
LOGISPETROL SERVICIOS PETROLEROS CIA. LTDA.	1.832	0.825
OVERSEAS PETROLEUM AND INVESTMENT CORPORATION	1.21	1.34
PDVSA ECUADOR S.A.	0.612	0.72
PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.	1.471	1.0
PETROORIENTAL S.A.	0.965	0.97
PETRRORIVA S.A.	1.045	1.129
REPSOL ECUADOR S.A.	0.469	1.49
SAXON ENERGY SERVICES DEL ECUADOR S.A.	1.331	0.72
TECPECUADOR S.A.	1.16	1.034
AVERAGE	1.103	1.037

Source: Author

3.2. Malmquist Index pollution-adjusted productivity

59

The results outlined in the table 4 reveal the PM productivity indices scores and their decompositions over the period 2011-2020. The first column displays the Malmquist index scores

(MC), and the other two columns show the main drivers of the environmental productivity change, namely the technological change (TC) and the efficiency variation components (EC), respectively.

Table 4. Malmquist Index scores for 2012-2020

2012			2013			2014			2015			2016			2017			2018			2019			2020		
MI	EC	TC	MI	EC	TC	MI	EC	TC	MI	EC	TC	MI	EC	TC	MI	EC	TC	MI	EC	TC	MI	EC	TC	MI	EC	TC
0.99	1.03	0.96	0.90	0.94	0.96	0.98	1.00	0.98	1.04	1.00	1.04	0.94	1.00	0.94	1.16	1.00	1.16	1.10	1.00	1.10	1.45	1.04	1.40	1.34	0.98	1.37
0.47	1.00	0.47	0.47	1.08	0.44	0.37	1.01	0.37	0.42	1.00	0.42	0.41	1.00	0.41	0.33	1.00	0.33	0.30	1.00	0.30	0.35	0.99	0.36	0.36	1.02	0.36
2.51	1.00	2.51	2.05	1.00	2.05	2.04	1.00	2.03	1.85	1.00	1.85	1.78	1.00	1.78	1.69	1.00	1.69	1.91	1.00	1.91	1.18	0.89	1.32	1.21	0.93	1.30
1.19	1.00	1.19	1.06	0.98	1.08	0.85	0.97	0.87	1.07	1.00	1.07	0.90	0.99	0.91	0.88	1.00	0.88	0.93	1.00	0.93	1.21	1.11	1.09	1.16	1.08	1.08
0.36	1.00	0.36	0.45	1.02	0.44	0.52	1.01	0.51	0.49	1.00	0.49	0.58	1.01	0.58	0.61	0.98	0.62	0.55	1.00	0.55	0.60	0.96	0.63	0.64	1.00	0.64
2.81	1.00	2.81	2.67	1.00	2.67	2.31	1.01	2.28	2.30	1.00	2.30	2.75	1.00	2.75	2.81	1.02	2.77	2.60	1.00	2.60	1.94	0.95	2.05	2.05	1.00	2.05
0.63	0.89	0.71	0.56	0.87	0.64	0.64	0.88	0.73	0.75	1.00	0.75	0.54	0.95	0.57	0.55	0.94	0.59	0.56	0.93	0.60	0.57	1.06	0.54	0.50	0.93	0.54
1.01	1.02	0.99	1.16	1.09	1.06	1.27	1.13	1.13	1.28	1.00	1.28	1.35	1.06	1.28	1.32	1.07	1.23	1.30	1.07	1.21	1.22	0.92	1.32	1.43	1.08	1.32
0.55	1.04	0.53	0.54	1.00	0.54	0.51	1.00	0.50	0.49	1.00	0.49	0.52	1.00	0.52	0.52	1.00	0.52	0.60	1.00	0.60	0.86	1.15	0.74	0.73	1.00	0.73
2.40	1.06	2.27	2.33	1.05	2.23	2.04	1.00	2.04	1.87	1.00	1.87	1.87	1.00	1.87	1.77	0.98	1.81	1.86	0.91	2.05	0.96	0.77	1.25	1.10	0.91	1.21
1.10	1.00	1.10	0.99	0.91	1.09	1.00	1.00	1.00	1.07	1.00	1.07	1.06	1.00	1.06	1.07	1.02	1.05	1.15	1.10	1.04	1.92	1.30	1.48	1.65	1.09	1.51
0.55	0.99	0.56	0.59	1.10	0.54	0.57	1.00	0.57	0.56	1.00	0.56	0.70	1.00	0.70	0.73	1.00	0.73	0.74	1.00	0.74	0.59	0.99	0.60	0.53	0.88	0.60
1.70	1.01	1.69	1.72	0.98	1.76	2.06	1.00	2.06	2.04	1.00	2.04	1.32	1.00	1.32	1.00	1.00	1.00	1.05	1.00	1.05	1.09	0.95	1.15	1.31	1.15	1.15
0.93	1.00	0.94	0.94	1.01	0.93	0.92	0.98	0.93	0.95	0.99	0.96	0.99	1.00	0.99	0.95	1.00	0.95	0.96	1.00	0.96	1.04	0.98	1.06	1.07	1.00	1.07
1.10	1.01	1.09	1.07	0.98	1.09	1.11	1.02	1.09	1.06	1.01	1.04	1.01	1.00	1.01	1.05	1.00	1.05	1.03	0.99	1.04	0.98	1.08	0.91	0.91	1.00	0.91
0.41	1.00	0.41	0.44	1.03	0.42	0.34	0.99	0.35	0.45	1.00	0.45	0.35	1.00	0.35	0.56	0.98	0.57	0.54	1.01	0.54	0.60	1.01	0.59	0.55	0.94	0.58
1.07	1.00	1.07	1.11	0.99	1.12	1.34	1.01	1.33	1.02	0.99	1.03	0.94	1.00	0.94	1.95	1.02	1.92	1.96	1.00	1.96	1.11	0.67	1.65	1.72	1.06	1.62
0.82	0.94	0.87	0.94	0.96	0.97	0.83	0.99	0.84	1.07	1.00	1.07	1.18	1.00	1.18	0.67	1.00	0.67	0.66	1.00	0.66	1.02	1.41	0.72	0.71	1.00	0.71

Source: Author

3.2.1. Analysis of overall efficiency (MI)

Table 4 reports the average annual PM productivity indices for the 18 oil companies in Ecuador over the analyzed period. In the DEA model, the companies whose efficiency is 1 or greater than 1 make up the production frontier, compared to those whose efficiency is less than 1 which are DEA inefficient. Therefore, the results in Tables 4 for the overall energy efficiency (MI) score showed that more than half of the companies are inefficient during the time frame. The group of companies have an average of energy efficiency score of 1.80. From this group, only 3 companies have a higher Malmquist Index Score than the average. In other words, only three firms perform better than the average. The slowdown in productivity

scores could be linked to firms with higher levels of oil and gas production and CO₂ emissions during the analyzed period, as most firms with low consumption of fossil fuels have a better ratio between output and pollution, and consequently, are more sustainable. On the other hand, the energy efficiency scores for most companies exhibit an important decrease between 2012-2019 as seen in figure 2.1., this period coincides with important reforms in Ecuador referring to private contribution in the oil sector, resulting in lower investment in capital projects and less resources designated for innovation in these companies (World Bank, 2018).

3.2.2. Analysis of technical and efficiency variation changes

60 The mean technical efficiency change (TC) for the 18 companies selected in the period analyzed was - 0,091%, meanwhile there was not a significant scale change (EC) over time. Globally, the results suggest that the energy efficiency performance of the Ecuadorian oil industry is dependent on the technical change in production, but it is important to note:

1. In relation to the overall energy efficiency scores for 2011-2012, 2012-2013 and 2014-2015, most companies presented a drop in the technical and efficiency component scores during the period analyzed. This means that the energy inefficiency of these firms was driven by

less technological advances without any commensurate efficiency improvements in the internal management of the firms.

2. For 2018-2019 the PMI index show marginally reduce and a then a positive boost in 2019-2020, these results suggest that although in 2020 the industry suffered an important reduction in oil production due to the Covid-19 outbreak, the overall energy efficiency and productivity levels were positive affected, and that could be related to the decrease in CO₂ emissions during the period even if there weren't significant technical and energy efficiency change.

3.3. Tobit Panel Regression results

Having obtained the PMI analysis, we want to find the primary economic indicators that affect efficiency scores. The Hausman test³ is employed to choose between the fixed-effect and random-effect model—suitable for the panel regression

analysis. The results indicate the random effect model is more suitable for the panel regression evaluation.

3.- The test proposed by Hausman Invalid source specified. is a chi-square test that determines whether differences are systematic and significant between two estimates. It is mainly used to determine whether an estimator is consistent or whether a variable is relevant or not.

Table 5. Panel regression results

Variables	
Energy consumption	-0.0193* (0.0103)
Employment	-0.138*** (0.0210)
Capital	-0.0139 (0.0175)
Oil production	0.0508** (0.0229)
CO2 emissions	-0.00334 (0.00307)
Observations	180
Number of n	18

Source: Author

Thus, in the next step, we employ the random effect model to measure the impact of the indicators on PMI (Table 5.). Per the analysis, MI has a weak negative correlation with energy consumption at a 10% significance level. And a negative relationship with employment at a 1% significance level. These results suggest that for Ecuador, the energy and industrial efficiency of oil companies depends on their labor strategy and the consumption of fossil fuels in their extractive activities.

4 CONCLUSIONS

The objective of this study was to analyze the main drivers of efficiency and productivity in private oil companies in Ecuador, with a particular focus on energy efficiency and its relationship with environmental factors.

We conducted this analysis using a dataset comprising 18 Ecuadorian oil companies over the period 2011-2020. To evaluate energy efficiency and productivity, we employed a non-parametric model and the Malmquist index, allowing us to assess both pollution-adjusted productivity and the factors contributing to efficiency.

62 Our analysis revealed that more than half of the companies in our study were characterized as inefficient based on the DEA model. The average energy efficiency score of 1.80 underlines the industry-wide challenges in achieving optimal energy efficiency. This trend was particularly notable among companies with higher levels of oil and gas production and associated CO₂ emissions during the analyzed period. In contrast, companies with lower fossil fuel consumption demonstrated a more favorable output-to-pollution ratio, highlighting their greater sustainability in terms of energy efficiency.

The declining energy efficiency scores observed for most companies from 2012 to 2019 coincide with significant reforms in Ecuador's oil sector. These reforms led to reduced investments in capital projects and innovation within these firms, as reported by the World Bank (2018). This suggests that policy shifts can have a substantial impact on energy efficiency levels within the industry.

The Malmquist index scores (MC), when decomposed into technological change (TC) and efficiency variation components (EC), provide valuable insights into the industry's performance. The analysis indicates minimal overall changes in scale over time, emphasizing the industry's dependence on technical advancements in

production to drive energy efficiency improvements. Two critical observations emerge from our findings. During the periods 2011-2012, 2012-2013, and 2014-2015, both technical and efficiency component scores declined. This indicates that energy inefficiency during these periods was primarily driven by a lack of technological progress without corresponding efficiency improvements in internal management.

In 2018-2019, there was a marginal reduction in the PMI index, followed by a positive boost in 2019-2020. This suggests that, despite a significant reduction in oil production due to the Covid-19 outbreak in 2020, energy efficiency and productivity levels improved. This improvement may be attributed to decreased CO₂ emissions, even in the absence of significant technical and energy efficiency changes.

Correlation Analysis: To further understand the factors influencing efficiency scores, we conducted a panel regression analysis using the random effect model. The results indicated a weak negative correlation between energy consumption and MI at a 10% significance level. Additionally, employment displayed a negative relationship with MI at a 1% significance level. This implies that energy and industrial efficiency in Ecuador's oil companies are closely linked to their labor strategies and fossil fuel consumption in extractive activities.

In conclusion, our study has highlighted the formidable energy efficiency challenges faced by Ecuador's oil industry, with significant implications for environmental sustainability and profitability. Policy reforms, technological progress, and internal management practices all play pivotal roles in shaping energy efficiency outcomes. The findings underscore the industry's need for comprehensive management strategies that address both human resources and resource utilization. As the sector navigates evolving challenges, the imperative

to prioritize sustainability and efficiency remains paramount for achieving a harmonious balance between economic growth and environmental responsibility.

5 BIBLIOGRAPHY

Abad, A. (2018). Les enseignements de la micro-économie de la production face aux enjeux environnementaux : étude des productions jointes théorie et applications. Université de Perpignan. Retrieved from <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01963415>.

Azadeh, A., Raoofi, Z., & Zarrin, M. (2015). A multi-objective fuzzy linear programming model for optimization of natural gas supply chain through a greenhouse gas reduction approach. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 26, 702-710. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.05.039>.

Banker, R., & Mairiratta, A. (1986). Piecewise loglinear estimation of efficient production surfaces. *Management Science*, 32(1), 126–135. doi:<https://doi.org/10.1287/mnsc.32.1.126>

Beltrán-Esteve, M., Giménez, V., & Picazo-Tadeo, A. (2019). Environmental productivity in the European Union: A global Luenberger-metafrontier approach. *Science of The Total Environment*, 692, 136-146. doi:<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.07.182>.

Blumstein, C., Krieg, B., Schipper, L., & York, C. (1980). Overcoming social and institutional barriers to energy conservation. *Energy*, 5(4), 355-371. doi:[https://doi.org/10.1016/0360-5442\(80\)90036-5](https://doi.org/10.1016/0360-5442(80)90036-5).

Boussofiene, A., Dyson, R., & Thanassoulis, E. (1991). Applied data envelopment analysis. *European Journal of Operational Research*, 52(1), 1-15. doi:[https://doi.org/10.1016/0377-2217\(91\)90331-O](https://doi.org/10.1016/0377-2217(91)90331-O).

Cagno, E., Worrell, E., Trianni, A., & Pugliese, G. (2013). A novel approach for barriers to industrial energy efficiency. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19, 290-308. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.007>.

Camino-Mogro, S., & Bermudez-Barrezueta, N. (2021). Productivity determinants in the construction sector in emerging country: New evidence from Ecuadorian firms. *Review of Development Economics*, 25(4), 2391–2413. doi:<https://doi.org/10.1111/rode.12771>.

Çelen, A. (2013). Efficiency and productivity (TFP) of the Turkish electricity distribution companies: An application of two-stage (DEA&Tobit) analysis. *Energy Policy*, 63, 300-310. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.09.034>.

Central Bank of Ecuador. (2021). Reporte del Sector Petrolero IV Trimestre de 2021. Technical report. Retrieved from <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ASP202104.pdf>

Coggins, J., & Swinton, J. (1996). The price of pollution: A dual approach to valuing SO₂ allowances. *Journal of Environmental Economics and Management*, 30(1), 58–72. doi:<https://doi.org/10.1006/jeem.1996.0005>.

Da Silveira, P., Callegari, C., Ribas, A., Lucena, A., Portugal-Pereira, J., Koberle, A., . . . Schaeffer, R. (2017). The power of light: Socio-economic and environmental implications of a rural electrification program in Brazil. *Environmental Research Letters*, 12(9). doi:<https://doi.org/10.1088/1748-9326/aa7bdd>

Debreu, G. (1951). The coefficient of resource utilization. *Econometrica*, 19(3), 273–292. doi:<https://doi.org/10.2307/1906814>.

Dewar, R. (1984). Environmental Productivity, Population Regulation, and Carrying Capacity. *American Anthropologist*, 86(3), 601-614. doi:<https://doi.org/10.1525/aa.1984.86.3.02a00040>.

Färe, R., Grosskopf, S., Knox, C., & Yaisawarng, S. (1993). Derivation of shadow prices for undesirable outputs: A distance function approach. *The Review of Economics and Statistics*, 75(2), 374-380. doi:<https://doi.org/10.2307/2327777>.

org/10.2307/2109448

Farrell, M. (1957). The measurement of productive efficiency. *Journal of the Royal Statistical Society*, 120(3), 253–281. doi:<https://doi.org/10.2307/2343100>.

Finman, H., & Laitner, J. (2001). Industry, energy efficiency and productivity improvements. In *Proceedings of the 2001, Summer Study on Energy Efficiency in Industry*. 561-570.

Grover, A., & Karplus, V. (2020). The energy-management nexus in firms : Which practices matter, how much and for whom? doi:<https://doi.org/10.1596/1813-9450-9397>.

Hailu, A., & Veeman, T. (2001). Alternative methods for environmentally adjusted productivity analysis. *Agricultural Economics*, 25(2-3), 211-218. doi:[https://doi.org/10.1016/S0169-5150\(01\)00078-0](https://doi.org/10.1016/S0169-5150(01)00078-0).

Ho, W., Dey, P., & Higson, H. (2006). Multiple criteria decision-making techniques in higher education. *International Journal of Educational Management*, 20(5), 319–337. doi:<https://doi.org/10.1108/09513540610676403>.

Hou, Y., Iqbal, W., Muhammad, G., Iqbal, N., Ahmad, Y., & Fatima, A. (2019). Measuring Energy Efficiency and Environmental Performance: A Case of South Asia. *Processes*, 7(6), 325. doi:<https://doi.org/10.3390/pr7060325>.
IEA. (2020b). *World energy outlook 2020*.

IEA. (2021). *Oil 2021 - Analysis and forecast to 2026 (Technical report)*. Paris: International Energy Agency. Retrieved from https://iea.blob.core.windows.net/assets/1fa45234-bac5-4d89-a532-768960f99d07/Oil_2021-PDF.pdf

64

Jung, E., Kim, J., & Rhee, S. (2001). The measurement of corporate environmental performance and its application to the analysis of efficiency in oil industry. *Journal of Cleaner Production*, 9(6), 551-563. doi:[https://doi.org/10.1016/S0959-6526\(01\)00011-7](https://doi.org/10.1016/S0959-6526(01)00011-7)

Kabata, T. (2011). The US agriculture greenhouse emissions and environmental performance. *Agricultural and Applied Economics Association*, 1–24. doi:<https://doi.org/10.22004/AG.ECON.103427>.

Kaneko, S., & Managi, S. (2004). Environmental Productivity in China. *Economics Bulletin*, 17(2), 1-10.

Karplus, V., Shen, X., & Zhang, D. (2020). Herding cats: Firm non-compliance in China's industrial energy efficiency program. *Energy Journal*, 41(4), 1-30. doi:<https://doi.org/10.5547/01956574.41.4.vkar>

Keskin, A., Dincer, B., & Dincer, C. (2020). Exploring the Impact of Sustainability on Corporate. *Sustainability*, 1-14. Retrieved from file:///C:/Users/CAAP%20BACKUP%201/Downloads/sustainability-12-02346-v2.pdf

Li, L., Li, M., & Wu, C. (2013). Production efficiency evaluation of energy companies based on the improved super-efficiency data envelopment analysis considering undesirable outputs. *Mathematical and Computer Modelling*, 58(5-6), 1057-1067. doi:<https://doi.org/10.1016/j.mcm.2012.07.001>

Liu, X., & Liu, J. (2016). Measurement of low carbon economy efficiency with a three- stage data envelopment analysis: A comparison of the largest twenty CO2 emitting countries. *International Journal of Environmental Research and Public Health*, 13(11), 1116. doi:<https://doi.org/10.3390/ijerph13111116>

Longwell, H. (2002). The future of the oil and gas industry: past approaches, new challenges. *World Energy*, 5(3), 100-104.

Managi, S. (2011). Technology, natural resources and economic growth: Improving the environment for a greener future. Edward Elgar. doi:<https://doi.org/10.4337/9781849807418>.

Miao, Z., Chen, X., Baležentis, T., & Sun, C. (2019). Atmospheric environmental productivity across the provinces of China: Joint decomposition of range adjusted measure and Luenberger productivity indicator. *Energy Policy*, 132, 665-677. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.06.019>

Midor, K., Ivanova, T., Molenda, M., Biały, W., & Zakharov, O. (2021). Aspects of Energy Saving of Oil-Producing Enterprises. *Energies*, 15(1), 259. doi:<https://doi.org/10.3390/en15010259>.

Nishimizu, M., & Page, J. (1982). Total Factor Productivity Growth, Technological Progress and Technical Efficiency Change: Dimensions of Productivity Change in Yugoslavia. *The Economic Journal*, 92(368), 920–936. doi:<https://doi.org/10.2307/2232675>

Perreto, C., Quiroga, F., & Alberto, C. (2022). Análisis de los factores que determinan la eficiencia de los bancos en Argentina. Un análisis DEA en dos etapas. *Contaduría y administración*, 67(1), 375-396. Retrieved from <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=8387472>

Ramli, N., Munisamy, S., & Arabi, B. (2013). Scale directional distance function and its application to the measurement of eco-efficiency in the manufacturing sector. *Annals of Operations Research*, 211(1), 381–398. doi:<https://doi.org/10.1007/s10479-013-1441-1>.

Riaño, C., & Larres, O. (2021). Data envelopment analysis and applications in sustainability. *Ingeniare*, 17(31), 11-19. Retrieved from <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/8686310.pdf>

Serra, T., Chambers, R., & Lansink, A. (2014). Measuring technical and environmental efficiency in a state-contingent technology. *European Journal of Operational Research*, 236(2), 706–717. doi:<https://doi.org/10.1016/J.EJOR.2013.12.037>

Shen, Z., Boussemart, J., & Leleu, H. (2017). Aggregate green productivity growth in OECD's countries. *International Journal of Production Economics*, 189, 30-39. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijpe.2017.04.007>.

Shephard, R. (1953). *Cost and production functions*. Princeton University Press.

Skevas, T., Lansink, A., & Stefanou, S. (2012). Measuring technical efficiency in the presence of pesticide spillovers and production uncertainty: The case of Dutch arable farms. *European Journal of Operational Research*, 223(2), 550–559. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ejor.2012.06.034>.

Skevas, T., Lansink, A., & Stefanou, S. (2014). Pesticide use, environmental spillovers and efficiency: A DEA risk-adjusted efficiency approach applied to Dutch arable farming. *European Journal of Operational Research*, 237(2), 658–664. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ejor.2014.01.046>.

Song, M., Zhang, J., & Wang, S. (2015). Review of the network environmental efficiencies of listed petroleum enterprises in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 65-71. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.050>.

Sueyoshi, T., & Goto, M. (2015). DEA environmental assessment in time horizon: Radial approach for Malmquist index measurement on petroleum companies. *Energy Economics*, 51, 329-345. doi:<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.07.010>

Sueyoshi, T., & Wang, D. (2014). Sustainability development for supply chain management in U.S. petroleum industry by DEA environmental assessment. *Energy Economics*, 46, 360-374. doi:<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.09.022>.

Sueyoshi, T., & Wang, D. (2018). DEA environmental assessment on US petroleum industry: Non-radial approach with translation invariance in time horizon. *Energy Economics*, 72, 276-289. doi:<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.02.003>.

Sueyoshi, T., Yuan, Y., & Goto, M. (2017). A literature study for DEA applied to energy and environment. *Energy Economics*, 62, 104-124. doi:<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.11.006>

Tavana, A., Emami, A., Houshfar, E., Mahmoudzadeh, A., Ashjaee, M., Shoaee, S., . . . Marashi, F. (2019). Toward renewable and sustainable energies perspective in Iran. *Renewable Energy*, 139, 1194-1216. doi:<https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2019.03.022>.

Tulkens, H. (1993). On FDH efficiency analysis: Some methodological issues and applications to retail banking, courts, and urban transit. *Journal of Productivity Analysis*, 4, 183-210. doi:<https://doi.org/10.1007/BF01073473>
UNFCCC. (2017). First biennial update report of Ecuador. United Nations Framework Convention on Climate Change. Retrieved from https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Presentation%7B%5C_%7DEcuador%7B%5C_%7Dfinal.pdf

Valadkhani, A., Roshdi, I., & Smyth, R. (2016). A multiplicative environmental DEA approach to measure efficiency changes in the world's major polluters. *Energy Economics*, 54, 363-375. doi:<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.12.018>.

Wang, Y., & Shen, N. (2016). Environmental regulation and environmental productivity: The case of China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 758-766. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.048>.

Wegener, M., & Amin, G. (2019). Minimizing greenhouse gas emissions using inverse DEA with an application in oil and gas. *Expert Systems with Applications*, 122, 369–375. doi:<https://doi.org/10.1016/J.ESWA.2018.12.058>.
World Bank. (2018). Ecuador - Systematic Country Diagnostic. Technical report. doi:<https://doi.org/10.1596/30052>
Yang, H., Wei, Z., & Chengzhi, L. (2009). Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar-wind power generation system. *Applied Energy*, 86(2), 163-169. doi:<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2008.03.008>.

Yáñez, E., Ramírez, A., Uribe, A., Castillo, E., & Faaij, A. (2018). Unravelling the potential of energy efficiency in the Colombian oil industry. *Journal of Cleaner Production*, 176, 604-628. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.12.085>

Zheng, Z. (2021). Energy efficiency evaluation model based on DEA-SBM-Malmquist index. *Energy Reports*, 7, 397-409. doi:<https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.10.020>.

Zhou, P., Ang, B., & Poh, K. (2008). A survey of data envelopment analysis in energy and environmental studies. *European Journal of Operational Research*, 189(1), 1-18.

El futuro del transporte de mercancía en la frontera México-Texas. El requerimiento de infraestructura para el desarrollo sostenible

The future of freight transportation across the Mexico-Texas border. Infrastructure's requirement for sustainable development

Edgar Roberto Sandoval García¹

Recibido: 13/06/2023 y Aceptado: 22/09/2023

ENERLAC. Volumen VII. Número 2. Diciembre, 2023

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



67

1.- Tecnológico Nacional de México/TES de Cuautitlán Izcalli, edgar.sg@cuautitlan.tecnm.mx
Profesor de Tiempo Completo
<https://orcid.org/0000-0001-7379-1710>



Resumen

Al 2050 se pronostica que el volumen de comercio que cruzará la frontera México-Texas aumente a más del doble respecto del 2019, incrementándose de 194.3 a 517.4 millones de toneladas, siendo la modalidad autotransporte la que más volumen trasladaría con una participación del 44.26%. El objetivo de investigación es analizar los requerimientos de infraestructura que impulsen el desarrollo sostenible del país a través de: crear condiciones para lograr una mejor calidad de vida (derivado de la creación de fuentes de trabajo), con un crecimiento económico sostenido (impacto económico derivado del movimiento de mercancías en la frontera México-Texas) y un menor daño medioambiental (a través de la descarbonización del transporte de carga). La experiencia internacional indica que, incentivar la inversión en infraestructura sostenible, la estandarización de las tecnologías para la digitalización, innovación pública y planeación estratégica de largo plazo, son las medidas a seguir. En específico, para el sector logístico y transporte de carga, el uso de las tecnologías digitales promovería la disminución del impacto ambiental al limitar el crecimiento de las emisiones de CO₂ al 40% entre 2019 y el 2050, la disminución del consumo energético y el aumento de la seguridad del transporte.

PALABRAS CLAVE: Futuro, transporte transfronterizo, desarrollo sostenible, digitalización, emisiones de carbono.

Abstract

69

By 2050, it is forecast that the volume of trade that will cross the Mexico-Texas border will be more than double compared to 2019, increasing from 194.3 to 517.4 million tons, with the freight trucking modality being the one that would move the most volume with a 44.26% share. The research objective of this proposal is to analyze the infrastructure requirements that promote the sustainable development of the country through: creating conditions to achieve a better quality of life (derived from the creation of jobs), with sustained economic growth (economic impact derived from the movement of goods on the Mexico-Texas border) and less environmental damage (through the decarbonization of freight transport). International experience shows that encouraging investment in sustainable infrastructure, standardization of technologies for digitization, public innovation and long-term strategic planning are the measures to follow. Specifically for the logistics and freight transport sector, the use of digital technologies would promote a reduction in environmental impact by limiting the growth of CO₂ emissions by 40% between 2019 and 2050, reducing energy consumption and increasing transport safety.

KEYWORDS: Future, cross-border transportation, sustainable development, digitization, carbon emissions.

1. INTRODUCCIÓN

El saldo del intercambio comercial entre México y Estados Unidos de América (EUA), medido por la suma de exportaciones e importaciones, cerró en los primeros siete meses de 2022 en 449 mil 800 millones de dólares, el mayor nivel desde que hay registros, es decir, 1993 (Carbajal, 2022).

México y los EUA comparten 3,144.7 km de frontera común, de los cuales el estado de Texas y México representan 2,018.1 km (64.2% del total).

Al 2050 se espera que el impacto económico del movimiento de mercancías a través de la frontera se triplique al incrementar de \$343 mil millones de dólares en Producto Interno Bruto (PIB) en 2019 a más de \$1.1 billones de dólares en PIB al 2050. El movimiento de mercancías a través de la frontera entre Texas y México se hace presente a través de todos los estados de EUA y México, e incluye carga transportada por Vehículos Motorizados Comerciales (VMC) o autotransporte de carga, carga ferroviaria, aviación, transporte marítimo y oleoductos. El movimiento de mercancías generó 1.6 millones de puestos de trabajo en EUA y 5.3 millones de puestos de trabajo en México en 2019. Se pronostica que el movimiento de mercancías generará casi 6.5 millones de puestos de trabajo en EUA y 16.4 millones de puestos de trabajo en México al 2050, según datos del Texas Department of Transportation (TxDOT, 2021a).

Este artículo, a través de una amplia revisión documental, pretende entender como el crecimiento del comercio en la frontera México-Texas en el periodo 2019-2050 impactará al desarrollo sostenible regional con impacto nacional, así como reconocer los requerimientos de infraestructura que lo sustenten.

Acorde a la institución TxDOT antes citada, la cantidad de VMC en dirección norte que ha cruzado la frontera México-Texas se ha incrementado notablemente de 2.17 millones en 1996 a 4.6 millones en 2019 y se prevé que aumente a 12.35 millones al 2050. También se pronostica que el volumen de comercio que

cruza la frontera México-Texas aumente a más del doble entre 2019 y 2050, incrementándose de 194.3 millones de toneladas (Mton) a 517.4 Mton, siendo la modalidad VMC la que más volumen transportaría con una participación del 44.26%, seguida de la Red Ferroviaria de Mercancías con 23.8% y el Sistema Marítimo con 21.6%.

En la actualidad, del 100% de las exportaciones mexicanas a Estados Unidos, 77% se hacen vía terrestre, y de ese total, poco más de la mitad, 53%, pasan por Nuevo Laredo, Tamaulipas, ciudad colindante con Laredo, Texas (Gutiérrez, 2022),

Durante el 2019 estuvieron en circulación 1.125 millones de vehículos destinados exclusivamente al transporte de carga, los cuales consumieron el 19.6% de los 1,839 Peta Joules (PJ) de energía requerida por el transporte carretero, siendo el diésel el principal combustible utilizado. En el mismo año, el sector de la industria manufacturera requirió 1,473 PJ, según datos disponibles en la Base de Indicadores de Eficiencia Energética (BIEE, 2022).

De todos los vehículos que circulan por el país, los vehículos a diésel son responsables del 40% de las emisiones de Óxidos de Nitrógeno (NOx), el 87% de la materia particulada de 2.5 micrómetros de diámetro (PM2.5, por sus siglas en inglés) y el 24% del total nacional de emisiones de partículas de carbono negro, compuestos con alto impacto negativo tanto en la salud de la población como en los ecosistemas y el cambio climático (Trujillo, 2019). Además, en conjunto con las emisiones asociadas de dióxido de carbono (CO2) y metano (CH4), provenientes de la combustión del diésel, el autotransporte de carga es una de las principales fuentes del aporte nacional al calentamiento global.

Al igual que sus economías, los países vecinos poseen un nivel de desarrollo diferenciador de carreteras, puentes, puertos y aduanas en sus fronteras. Estas diferencias marcan las pautas del

comercio, como la rapidez del cruce fronterizo, las medidas de seguridad, los procesos administrativos para el registro de la carga, los espacios para la verificación de la misma, los sistemas electrónicos para su monitoreo, entre otras. Las actividades antes mencionadas inciden directamente en los costos de transacción en las aduanas. Dichos costos son mayores en las aduanas fronterizas de México con EUA, tal como lo demuestran los congestionamientos en los cruces fronterizos, afectando negativamente el flujo de mercancías y el desarrollo sostenible de la región (Corrales y Mendoza, 2021).

Ante el inminente aumento de bienes a ser transportados entre la frontera de México y Texas, la insuficiencia para atender las necesidades actuales y los requerimientos de infraestructura de calidad a ser desarrollada en el corto plazo (Corrales y Mendoza, 2021) así como la necesidad de lograr el desarrollo sostenible atendiendo las vinculaciones entre los aspectos social, ecológico y económico del planeta (Gallopín, 2003), un factor clave a tomar en cuenta es el compromiso que México ha pactado de manera voluntaria de reducir 35% sus emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero al año 2030, acorde a publicación del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC, 2022).

Autoridades del transporte del gobierno de Texas, están anticipando que ante un escenario “Sin cambios” al 2050, el tiempo de cruce en los 28 puentes internacionales incrementara más de 1,259% al pasar de 16.9 millones de horas a 229.7 millones de horas (TxDOT, 2021b).

Partiendo de que el desarrollo sostenible apunta claramente a la idea de cambio, de cambio gradual y direccional, en donde lo que debe hacerse sostenible es el proceso de mejoramiento del sistema socio-ecológico, considerando las vinculaciones entre los aspectos social,

ecológico y económico (Gallopín, 2003), el objetivo de esta investigación es analizar los requerimientos de infraestructura que impulsen el desarrollo sostenible del país a través de: crear condiciones para lograr una mejor calidad de vida (a través de la creación de fuentes de trabajo), con un crecimiento económico sostenido (impacto económico derivado del movimiento de mercancías en la frontera México-Texas) y un menor daño medioambiental (a través de la descarbonización del transporte de carga).

La elaboración de este documento parte de la revisión de las tendencias internacionales en cuanto a medidas de descarbonización para el transporte de carga transfronterizo y la infraestructura requerida, lo que permitiría una traducción más efectiva de las ambiciones de descarbonización en acciones y el logro de los objetivos climáticos. Las medidas de descarbonización son seleccionadas del Directorio de Acción Climática en el Transporte, el cual es una herramienta digital desarrollada por el International Transport Forum (2023) con más de 80 medidas de mitigación documentadas.

Posteriormente, en la sección de resultados, se analiza el grado de implementación a nivel país de la infraestructura identificada previamente y requerida en el corto y mediano plazo, esto con base a información publicada por diferentes instituciones gubernamentales, bancos de desarrollo, entre otros.

Finalmente, considerando la definición de infraestructura sostenible de la Comisión Económica de las Naciones Unidas para Asia y el Pacífico (CESAP, 2007), de infraestructura en armonía con la continuación de la sostenibilidad económica y ambiental, se discute el estatus actual de la infraestructura base para el desarrollo sostenible del transporte de mercancía en la frontera México-Texas.

2. DESARROLLO DEL TRABAJO

Ante el crecimiento previsto de empleos generados y el impacto económico en la frontera México-Texas en el periodo 2019-2050, es necesario encontrar las vías adecuadas que impulsen la descarbonización de los diferentes modos de transporte de carga y coadyuvar así al desarrollo sostenible al considerar las vinculaciones entre los aspectos social, ecológico y económico.

Esta investigación se centra en los modos de transporte VCM y ferroviario, al visualizarse una participación de ambos modos cercana al 70% del total de mercancías a transportar al 2050 (44% y 24%, respectivamente).

2.1 Medidas de descarbonización para el transporte de carga transfronterizo

Desde un punto de vista del transporte de carga transfronterizo, la experiencia internacional sugiere las siguientes medidas que soportarían el desarrollo sostenible:

A) Implementación de Sistemas de Transporte Inteligente (STI), los cuales tienen como objetivo proporcionar datos de mejor calidad, relevantes, dinámicos y en tiempo real, recopilados automáticamente sobre el rendimiento de los sistemas de transporte, incluidos los parámetros técnicos, operativos y comerciales. Estos datos se pueden procesar y utilizar para mejorar la gestión y el rendimiento general del sistema de transporte y pueden contribuir a los esfuerzos de reducción de emisiones. El proceso de digitalización implica el desarrollo e implementación de varias tecnologías, que se pueden clasificar en cuatro categorías principales: Internet de las Cosas (IoT, por sus siglas en inglés) y comunicación inalámbrica, computación en la nube y centralización de datos, análisis de big data y automatización, acorde al International Transport Forum (ITF, 2021b).

B) Mayor participación del ferrocarril para servicios de carga. Los ferrocarriles se encuentran entre los modos de transporte más eficientes y menos intensivos en carbono para mover mercancías, en particular en comparación con las vías navegables interiores y las carreteras. Por lo tanto, cambiar la carga de la carretera

al ferrocarril es potencialmente una de las mejores formas de descarbonizar el transporte de carga, especialmente considerando los principales desafíos técnicos, operativos y comerciales de obtener camiones de cero emisiones. Los ferrocarriles electrificados son una tecnología madura, de uso generalizado, con un siglo de existencia.

1. El uso masivo de contenedores ha dado lugar a nuevos patrones operativos intermodales y segmentos de mercado para los ferrocarriles.

2. Respecto a los costos del equipo rodante:

i. Las locomotoras nuevas tienen un promedio de uno a tres millones de euros, dependiendo de la especificación.

ii. Las micro/nano - locomotoras alternativas para aplicaciones de pequeños trenes rápidos pueden costar menos de un millón de euros y podrían usarse para dar servicio a flujos en los que locomotoras más caras y grandes se convierten en un componente excesivo en la base de costos.

iii. Los vagones de ferrocarril nuevos pueden costar entre 50,000 y 150,000 euros (ITF, 2021 a, c).

C) Las interfaces de carga multimodal son nodos en la cadena logística donde los bienes enviados se transfieren entre diferentes modos de transporte. Mejorar estas interfaces permitirá maximizar la eficiencia de las operaciones; por ejemplo, acelerar la transferencia de contenedores o el intercambio de bienes entre modos reduce el tiempo de tránsito asociado con el transporte intermodal. Mejorar las interfaces también puede ayudar a aumentar la capacidad, reducir los costos, aumentar la confiabilidad, emplear el modo correcto para las tareas correctas y disminuir la huella de carbono del transporte de carga. Facilitar la multimodalidad eliminaría los cuellos de botella en el uso de modos menos intensivos en carbono (ferrocarril, marítimo) cuando se adaptan mejor desde una perspectiva ambiental, de capacidad operativa y económica.

3. Las interfaces multimodales tienen tres componentes básicos: físico, información e institucional.

i. Las instalaciones físicas donde se realizan las transferencias de carga son un elemento crítico, sin el cual no existe la multimodalidad. Tener terminales equipadas y modernas (robots y drones), con acceso a las diferentes redes modales, es una condición necesaria de la multimodalidad.

ii. Otra interfaz crítica implica el intercambio de toda la información (comercial, reglamentaria y operativa) necesaria para gestionar el flujo de mercancías, que no necesariamente tiene que estar ubicada en las terminales físicas. Los avances en las Tecnologías de la Información y Computación (TIC) y el IoT, las ventanillas logísticas únicas y las plataformas de datos integradas pueden contribuir a interfaces más fluidas.

iii. También se requiere alineación institucional, entre diferentes agentes y operadores en la cadena de suministro, pero también a un nivel intergubernamental más alto. Este último factor, que involucra a la fragmentación del mercado y las jurisdicciones de las instituciones, ha sido una de las principales barreras para lograr mejores interfaces multimodales.

iv. Finalmente, la sincromodalidad –coordinar la programación de los diferentes servicios modales para minimizar las demoras– es un concepto relevante para fomentar soluciones multimodales y requiere la existencia de terminales multimodales estratégicamente ubicadas (ITF, 2021d).

73

2.2 Resultados

Uno de los temas en común identificado en las tres medidas, antes presentadas, que soportarían el desarrollo sostenible del transporte de carga transfronterizo es el uso de tecnologías de Producción Digital Avanzada (PDA), que son aquellas que han dado lugar al concepto de Industria 4.0 (I4.0), también conocida como Smart Factory, las cuales aprenden mientras operan, adaptando y optimizando continuamente sus propios procesos en consecuencia (Lavopa y Delera, 2021).

De manera global, el principal efecto del uso de las tecnologías PDA ha sido su capacidad de transformar todos los flujos económicos al reducir los costos de transacción y los costos marginales de producción y distribución. La forma de incidir se origina mediante tres mecanismos: la creación de bienes y servicios digitales; la agregación de valor al incorporar lo digital en bienes y servicios en principio no digitales, y el desarrollo de plataformas de producción, intercambio y consumo. De acuerdo con la Comisión

Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL, 2018), la aplicación y uso combinado de las tecnologías PDA han llevado a la masificación de la computación en la nube, al reconocimiento del potencial de la analítica de los grandes datos y a progresos importantes en áreas decisivas del IoT, tales como la domótica, las ciudades y redes inteligentes, y la manufactura digital.

En específico para el sector transporte y la sugerencia de transitar a Sistemas de Transporte Inteligentes (STI), una de las tecnologías PDA clave para su implementación son los Sistemas Ciberfísicos (CPS, por sus siglas en inglés), los cuales se integran por un sistema físico y sus sistemas cibernéticos correspondientes que están estrechamente integrados en todas las escalas y niveles. Los sistemas cibernéticos se fundamentan en una red de tecnologías de recopilación de datos que forman una imagen dinámica y en tiempo real del flujo vehicular a lo largo de un tiempo determinado. Los STI utilizan sensores, sistemas de control y tráfico, analítica de datos e inteligencia artificial para maximizar la capacidad de eficiencia de la red de carreteras (European Commission, 2019).

Otras tecnologías PDA que tienen aplicación en el contexto del transporte de carga son:

a) Automatización y robótica. Su aplicación en las terminales de transferencia modal, como en la operación de barcos, VMC y otros equipos de forma autónoma, permitirá un mejor rendimiento, seguridad y una mejor reactividad para enfrentar cambios puntuales, permitiendo un manejo operacional mucho más eficiente, una reducción de las fallas operacionales así como una reducción importante en los costos totales una vez amortizada la inversión social.

b) Internet de las Cosas (IoT, por sus siglas en inglés). Representa un abanico de oportunidades para hacer más eficientes y rentables los servicios mediante la captura de información en tiempo real que permiten gestionar los activos de forma flexible e incrementar el valor agregado al cliente,

ya sea el seguimiento de los envíos, la optimización de las rutas, el mejoramiento de la entrega de última milla, como también la adaptación de las configuraciones logísticas acordes a las variaciones dinámicas del mercado.

c) Big data. Complemento que analiza la información proveniente de la IoT que genera grandes volúmenes de datos de diferente naturaleza, y que a través de las técnicas informáticas de minería de datos y big data, es posible gestionar y convertir estos datos en información útil para la planificación estratégica y toma de decisiones.

d) Inteligencia Artificial. Sistema de autoaprendizaje con capacidad de replicar habilidades humanas, siendo usado generalmente para tareas que requieren movimientos repetitivos, reemplazando la labor humana por máquinas que operan solas. En el transporte de carga, las principales aplicaciones son la predicción de demanda que permite optimizar la distribución de los productos con el fin de reducir los costos y tiempos de despachos (CEPAL, 2019).

Al ser un conjunto de soluciones tecnológicas de telecomunicaciones y tecnologías de la información para mejorar la operación y seguridad, acorde a Briso (2022) algunas de las características de los Sistemas de Transporte Inteligentes a ser consideradas para entornos ferroviarios y de automoción son:

A. Entorno Ferroviarios

a. Comunicaciones inalámbricas: fundamentales para la operación

b. Enlace de comunicaciones tren a satélite (T2S)

B. Entornos de automoción

a. Comunicaciones entre vehículos y, entre vehículos y sistemas de tráfico.

b. Tipos de Comunicaciones:

- i. V2V: Vehículo a vehículo
- ii. V2I: vehículo a infraestructura
- iii. V2S: satélite, GNSS
- iv. V2X: vehículo a todo

c. Sistemas de comunicaciones

- 1. Comunicaciones de corto rango < 300m: V2V, V2X
- 2. Comunicaciones de rango medio (<10km) (celulares): V2I,
- 3. Comunicaciones de amplio rango (satélite): V2S

2.2.1 Situación actual de las Telecomunicaciones en México

El tráfico de minutos de servicio móvil de telefonía, según datos de la Secretaría de Infraestructura y Transporte (SICT, 2021), ha crecido más de 9 veces entre 2006 y 2020 (Tabla 1).

Tabla 1. Variación de tráfico de minutos de servicio móvil de telefonía y terminales satelitales, 2006-2020

	2006	2020
Tráfico de minutos (millones)	33,082.5	315,895
Terminales satelitales para servicios móviles	14,738	4,270

Fuente: Elaboración propia con base en SICT (2021)

Como se puede apreciar en la tabla 2, la ocupación satelital para el sector transporte es mínimo. Respecto a la capacidad satelital disponible en el país, al 2021 se cuenta con el 29% de los 6,808.0 Mega Hertz de la capacidad total (SICT, 2021).

Tabla 2. Distribución porcentual de la ocupación satelital por sector. Serie anual 2006, 2016 y 2021

Sector / año	2006	2016	2021
Gobierno	8.5	12.4	8.3
Transporte y turismo	-	-	0.4
Industria y comercio	13.1	22.8	40.9
Telecomunicaciones, educativo, bancos y financiero	28	37.2	21.4
Capacidad disponible	50.4	27.6	29

Fuente: Elaboración propia con base en SICT (2021)

Respecto al servicio de internet, al 2021 se tenían 104 millones de líneas de servicio móvil y 22.6 millones de líneas fijas, un crecimiento aproximado de 2 veces respecto al 2014. Así mismo, en 2021 se contaba con una densidad de 83 líneas por cada 100 habitantes y una penetración de 64 accesos por cada 100 hogares.

Si bien, México ya cuenta con una penetración importante en cuanto al número de dispositivos que se conectan a internet, la cobertura geográfica sigue siendo menor al 80% del territorio nacional. Al cierre de 2021 existían 108.8 millones de aparatos móviles conectados a internet, pero alrededor del 30% de la población sigue sin tener acceso (Rodríguez, 2022a).

Ante los futuros requerimientos de mayor ancho de banda, mayor capacidad de transmisión de datos y menor tiempo de espera o latencia, características clave para el funcionamiento óptimo de los Sistemas Inteligentes de Transporte, resulta de interés reconocer el grado de avance de implementación de los sistemas 5G, los cuales, en su conjunto, crearán nuevas oportunidades de acceso inalámbrico para todo tipo de usuarios y diferentes necesidades de comunicación (Briso, 2022).

Recientemente, América Móvil, principal proveedor de servicios de telecomunicaciones en México, anunció que cuenta con la disponibilidad de redes 5G provenientes de una inversión de \$1,800 millones de dólares. Para hacer uso de esta red, pagará al Estado mexicano poco más de 900 millones de pesos anuales por concepto de pago de derechos. Las redes de 5G permitirán navegar a 10 gigabytes por segundo (Gbps), una velocidad 10 veces más rápida que las principales ofertas de fibra óptica del mercado (Rodríguez, 2022b).

Otro actor clave en el despliegue de redes 5G es Telecomunicaciones e Internet para Todos (CFE-TEIT), división de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) empresa del Estado mexicano, la cual ha anunciado que instalará 2,800 antenas de comunicaciones con las que planea conectar a 6.4 millones de personas en 18,364 poblaciones de México (Rodríguez, 2022a).

Al basarse en ondas de radio en el rango de los milímetros los sistemas 5G requerirán de una infraestructura de red totalmente nueva dado su rango de alcance corto, lo que requerirá más estaciones de lo que se tiene actualmente para poder estar conectado en el rango de las torres de radio, ya que al operar en el rango de señal de 28 GHz ofrece un rango máximo de cerca de 500 metros, lo que significa que se requeriría de 1 torre de radio por kilómetro, conectada con fibra de vidrio y con acceso a una fuente de energía eléctrica, lo que podría significar altos costos de implementación. Un estudio realizado por el proveedor Telefónica en Alemania, sugiere que se necesitarían más de 200,000 antenas de comunicaciones para crear una red nacional 5G con un costo estimado de 76 mil millones de euros (DW Shift, 2019).

Al tener México una extensión 5.5 veces la de Alemania, los costos de implementación podrían ser del orden de los 417.4 mil millones de euros (lo que representa construir 93 aeropuertos como el nuevo Aeropuerto Internacional Felipe Ángeles-AIFA, a un tipo de cambio de 19.57 pesos por euro (GOB.MX, 2022)), con un número aproximado de 1.1 millones de antenas de comunicaciones.

Acorde a información publicada por el Instituto Federal de Telecomunicaciones (IFT, 2020), algunos de los principales desafíos para la implementación de redes 5G en el país son:

- La hiperconectividad que acompaña al 5G y la tecnología desarrollada alrededor de ésta supone un enorme reto para los reguladores, quienes deben encargarse de poner a disposición de operadores y usuarios la mayor cantidad de espectro posible y de una manera más expedita, generar las condiciones propicias para obtener un mercado de espectro más dinámico, hacer trámites más ágiles, entre otros.
- Las empresas de telecomunicaciones deben encontrar casos de negocios que justifiquen el cambio de tecnología en el corto plazo; el alto costo del espectro; la

necesidad de invertir en nuevas redes, y el despliegue de infraestructura. Sobre este último punto, existe una importante barrera en las políticas locales relativas al uso de suelo.

- El enfoque de 5G sigue estando en la banda ancha móvil mejorada, en la que la mayoría de los consumidores no están muy interesados. La razón es que 4G-LTE es perfectamente adecuado para la transmisión de video y otras aplicaciones utilizadas en la actualidad. 5G aún no tiene una aplicación atractiva para los consumidores en general.

- El potencial de esta tecnología reside en las aplicaciones, plataformas y sistemas que desarrollen las empresas, para crear/prestar nuevos productos o servicios, y/o generar eficiencias al interior de sus organizaciones. Por ello, el 5G no debe entenderse tan solo como un servicio de Internet de alta velocidad.

- Interoperabilidad de los dispositivos IoT desarrollados por las empresas, ya que los consumidores no están dispuestos a comprar productos que no puedan controlar desde un solo dispositivo.

- En la actualidad existe una problemática derivada de los altos costos del espectro radioeléctrico, por lo cual resulta necesario reducir los montos de los derechos fijados en la Ley Federal de Derechos (LFD) por el uso de este bien de dominio público. Los montos actuales de los derechos por el uso del espectro son, en promedio, superiores a 60% de la mediana internacional. Además, a nivel internacional, la valoración principal del espectro es resultado de una licitación, mientras que los cobros anuales por uso del espectro representan, en promedio, 30% de su valor; en cambio, en México representan, en promedio, el 80% de su valor.

El despliegue de los STI, y la Industria 4.0 en general, requiere una infraestructura digital bien desarrollada. El desarrollo, la disponibilidad, la seguridad y la gobernanza de la infraestructura

digital deben ser una prioridad clave en las políticas de Smart Mobility. Como la vida útil y los requisitos de los usuarios de la infraestructura digital difieren mucho de la infraestructura física y el desarrollo de las infraestructuras no es congruente, se requieren estrategias específicas (pero integradas) para los distintos niveles de la infraestructura de transporte. Esto exige una estrecha cooperación entre las diferentes partes interesadas, ya que los distintos niveles de infraestructura son gestionados por diferentes partes, con responsabilidades compartidas (Schroten y col., 2020).

Ante una lenta consolidación de la Industria 4.0 en México (Nieblas, 2022), estudios comisionados por el CAF-Banco de Desarrollo de América Latina y el International Transport Forum (CAF, 2022; ITF, 2022), sugieren en específico para el sector logístico y transporte de carga las siguientes medidas para el uso de las tecnologías digitales, las cuales promoverían la disminución del impacto ambiental al limitar el crecimiento de las emisiones de CO2 al 40% entre 2019 y el 2050; la disminución del consumo energético; y el aumento de la seguridad del transporte de carga:

- Promoción de la inversión privada, ya que este tipo de proyectos no requieren de incentivos regulatorios o fiscales específicos para su promoción y desarrollo.

- Estandarización de las tecnologías que integran los STI, tales como telecomunicaciones, la electrónica y las TIC y las interfaces entre los modos de transporte. Uno de los propósitos clave de esta directiva es la adopción de las especificaciones necesarias para garantizar la compatibilidad, interoperabilidad y continuidad de la implantación y explotación operativa de los STI.

- Promover tecnología digital para mejorar la utilización de vehículos en el sector del transporte por carretera a través de un uso más efectivo de la capacidad de carga.

- La combinación de una mejor utilización del ferrocarril con una menor cantidad de tiempo de residencia (tiempo que un

contenedor pasa en una instalación como una terminal o puerto entre el momento en que se descarga de una forma de transporte y se retira de la instalación) mediante el intercambio de activos entre sectores, puede fomentar cambios significativos de otros modos de transporte al uso del ferrocarril, creando así oportunidades para reducir las emisiones de CO2.

- Las mejoras digitales no serán suficientes por sí solas, por lo que se necesitan acciones políticas adicionales. y planes estratégicos de largo plazo.

2.2.2 El rol del sistema ferroviario

Si bien al 2050 el ferrocarril de carga se estima tener una participación similar al 2019 del 24% del total de las toneladas a transportar a través de la frontera México-Texas, en realidad su contribución aumentará respecto a la cantidad de toneladas transportadas (Tabla 3) lo que significará un incremento en el número de vagones de carga que cruzaran la frontera de más de 2.5 veces (TxDOT, 2021a).

Tabla 3.

Proyección estimada de participación del ferrocarril de carga, 2019-2050

	2019	2050
Toneladas transportadas (millones)	46.7	123
Millones de vagones	1.02	2.55

Fuente: Elaboración propia con base en TxDOT (2021a)

Actualmente en el Cruce Fronterizo Laredo se encuentra ubicado el Puente de intercambio más grande de Norte América en volumen y valor de carga por ferrocarril. El Puente actualmente opera con 4 ventanas de intercambio, 2 al Norte y 2 al Sur de 6 horas cada una, encontrándose a un 80% de capacidad de intercambio, siendo el único Puerto de entrada a EUA en donde las autoridades binacionales trabajan de manera conjunta para expedir procesos, logrando reducir el tiempo de revisión en aduanas de hasta 20 a 30 minutos por tren, acorde a información publicada por la Asociación Mexicana de Ferrocarriles, A.C. (AMF, 2020).

Respecto al consumo energético del sistema ferroviario de carga, en comparación con el autotransporte, el ferrocarril es un sistema mucho más eficiente al tener la capacidad de transportar 4 veces más tonelada-kilómetro recorrido por cada litro de combustible, según información de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE, n.a.), sólo que al 2021 la edad promedio del equipo tractivo que presta servicio en el país fue de 33.9 años, acorde a información publicada por la Agencia Reguladora del Transporte Ferroviario (ARTF, 2021), edad muy cercana al final de la vida útil para este tipo de modo de transporte (Rodrigue, 2020).

Otros estudios mencionan que, en promedio, los trenes a diésel son ocho veces más eficientes energéticamente que los camiones por tonelada de carga transportada para recorridos de largas distancias. La intensidad de las emisiones de carbono del transporte ferroviario de mercancías es casi diez veces menor que la de los camiones (en toneladas-kilómetro), lo que lo hace una herramienta ideal del desarrollo sostenible. E inclusive, la tracción eléctrica tiene cero emisiones en el punto de uso y puede ser neutral en carbono utilizando fuentes renovables de energía (TxDOT, 2021 a,c)

Durante el 2022, el presidente en funciones del país anunció que durante su administración se pretende rehabilitar más de 2 mil 500 kilómetros de vía ferroviaria para el transporte de pasajeros y carga, en el sureste, centro y occidente del país, mientras que, para el norte y Bajío tendría que ser un proyecto de la nueva administración, esto es después del 2024 (Olivares y Urrutia, 2022).

Respecto a los proyectos de infraestructura de cruce fronterizo, acorde a información disponible del Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S.N.C. (BANOBRAS, 2022) en la administración actual los proyectos en la región México-Texas son

siete, donde sólo dos involucran la construcción de nueva infraestructura y uno se encuentra en estudio de factibilidad. Los cuatro restantes son proyectos de modernización y actualización (Tabla 4).

Tabla 4. Proyectos de infraestructura de cruce transfronterizo considerados en la administración actual

Proyecto	Tipo de participación	Término de vigencia
Modernización, operación, mantenimiento y conservación de los caminos y puentes que integran el paquete noreste, en los estados de Tamaulipas y Nuevo León.	Asociación Público-Privada	21/07/2030
Construcción, operación, mantenimiento, conservación y explotación de la sección mexicana del puente internacional Reynosa-McAllen "Anzaldúas".	APP	26/07/2037
Puente Internacional Río Bravo – Donna. Modernización del puerto fronterizo	Obra Pública	N.D.
Laredo 4/5. Construcción de un nuevo Puente Internacional, para carga y vehículos ligeros	APP	En estudio de factibilidad
Puente Internacional Progreso – Nuevo Progreso	Modernización por parte de los EUA	N.D.
Puente Internacional Ojinaga – Presidio. Construcción de un segundo cuerpo con 2 carriles vehiculares.	Obra Pública	2020
Puente Internacional B&M. Reconversión de puente.	Obra pública	N.D.

Elaboración propia con base a Banobras (2022)

Datos abiertos del presupuesto propuesto por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público para 2023 muestran que el gasto en infraestructura crecerá 74.7% en términos reales, es decir, descontada ya la inflación, siendo la mayor partida de recursos para obra pública la asignada a Petróleos Mexicanos (Pemex), con 63.1%; seguida de Turismo, como a través de la que se realizan las asignaciones para el Tren Maya y que tendrá 16.2% del presupuesto directo a infraestructura. Respecto al presupuesto relacionado a la agilización del transporte, su principal coordinador, la Secretaría de Infraestructura, Comunicaciones y Transportes, sólo recibirá el 7.1% de los recursos para obra pública (Villanueva, 2022).

Recientemente el gobierno federal anunció que busca que el volumen de mercancías e insumos que se movilizan por ferrocarril en el país pase de 26% al 40%, al ser el medio de transporte más barato para el erario y menos contaminante (Alegría, 2023).

Acorde al equipo editorial de TLW (2020), en la actualidad dos son los principales desafíos que el sector ferroviario enfrenta. A partir del segundo trimestre de 2019, existió un aumento en tarifas de concesionarios (de hasta 10%) ante el retiro del subsidio para acreditar el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) de diésel consumido, por lo que algunas de las empresas usuarias del sector ferroviario derivaron carga de los vagones del tren, sobre todo la que se mueve entre los 300 y 400 kilómetros, desplazándose hacia las carreteras y camiones. Así mismo, la ola de inseguridad que impacta al servicio ferroviario. En el primer trimestre de 2019 se reportaron mil 57 robos, 10.5% más que en igual lapso de 2018, según cifras de la propia Agencia Reguladora de Transporte Ferroviario (ARTF). Siendo el robo de autopartes y granos, las actividades ilícitas más frecuentes.

2.2.3 Terminales intermodales de carga o Puertos Secos

Tal como los describen Award, González y Camarero (2015), los puertos secos pueden ser considerados como una continuación de los puertos marítimos, optimizando el acceso a los mismos y permitiendo que tengan un mayor hinterland (al interior de un territorio) como consecuencia del aumento en la accesibilidad que producen, utilizando, de manera coordinada, el medio de transporte más sostenible en cada tramo. Su diseño se propone como solución a los problemas de espacio y exigencias logísticas en el funcionamiento de las cadenas de valor integradas, desahogando los puertos marítimos, al permitir los trámites de despacho de aduanas, los controles de seguridad, el mantenimiento de contenedores y las actividades de maniobra en sus instalaciones. Por otro lado, sirven como infraestructura de consolidación de cargas, consiguiendo economías de escala en origen (cross-docking distribution) y también como medida para atenuar los impactos medioambientales frente a la ampliación de los puertos marítimos.

Al ahorrar tiempo de transporte y reducir los costos logísticos, los Puertos Secos se han multiplicado en el país, ya que de haber sólo dos en el año 2000, en 2005 ya existían 15 operando (Iniesta, 2005), siendo en la actualidad los puertos secos de Monterrey, N.L., Tepeji del Río. Hgo.,

Silao, Gto., y San Luis Potosí, S.L.P., los más importantes por su concentración de servicios (Juárez, 2021).

De acuerdo a información disponible en la plataforma de proyectos de infraestructura liderada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y BANOBRAS (<https://www.proyectosmexico.gob.mx>), en la actual administración no se contempla ningún proyecto nuevo o en proceso relacionado a la modernización o construcción de algún puerto seco o terminal intermodal en territorio nacional.

Dada la relevancia que representa el movimiento de mercancías al año 2050 en la frontera México-Texas y su impacto estimado al crecimiento económico del país, es necesario tener una visión de largo plazo respecto a la infraestructura necesaria que permitiría cumplir las metas proyectadas y los lineamientos del desarrollo sostenible, tema que es pobremente abordado en los planes de desarrollo vigentes a nivel nacional y estatal de las entidades que colindan con el estado de Texas (Chihuahua, Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas).

2.2.4 Nexo Infraestructura y el Desarrollo Sostenible

Acorde a la CEPAL (2022), la región de América Latina y el Caribe (ALC) debe transitar hacia la generación de energías limpias y renovables, que permitan reducir la dependencia de fuentes generadoras de CO₂. Para esto resulta fundamental modernizar los sistemas de transporte de mercancía, hacia sistemas más eficientes en la reducción de emisiones.

Autores, como Bhattacharya y col. (2022), señalan que un aumento importante de la inversión estimula la adopción de los cambios tecnológicos necesarios para incrementar la productividad, al reducir los problemas de coordinación entre empresas que inhiben la incorporación de nuevas

tecnologías. También plantean que el aumento de la inversión debe darse en todas las formas de capital (humano, físico, social y natural) y que se debería aprovechar la actual coyuntura para reconstruir mejor, reemplazando el capital envejecido y contaminante por uno mejor, que permita un desarrollo sostenible, inclusivo y resiliente.

No obstante, el reto de la inversión no solo atañe a la infraestructura. Acorde al autor antes citado, las economías emergentes, excepto en el caso de China, deben incrementar la inversión promedio anual 6.8 puntos porcentuales en menos de una década para atender necesidades vinculadas

al capital humano (salud y seguridad social), la infraestructura, el uso de la tierra y las estrategias de adaptación y resiliencia.

Tabla 5.

Variación necesaria de la inversión para alcanzar el escenario objetivo a 2030

Capital humano	2.5%
Infraestructura sostenible	2.2%
Uso de la tierra, agricultura, naturaleza	1.3%
Adaptación y resiliencia	0.8%
Total	6.8%

Fuente: Bhattacharya y otros (2022)

Si bien el término de “infraestructura sostenible” se define como: infraestructura en armonía con la continuación de la sostenibilidad económica y ambiental, acorde la Comisión Económica de las Naciones Unidas para Asia y el Pacífico (CESAP, 2007), conforme a lo mencionado por Suárez-Alemán y Silva (2020), para garantizar que ésta impacte positivamente en el crecimiento económico, es necesaria una transformación sustancial en la manera en que se construyen las ciudades, se produce y se utiliza la energía, se transportan las personas y bienes, y se utilizan los servicios que ofrece la naturaleza.

En los últimos años, inversionistas de todo el mundo han puesto su atención en los activos reales, es decir, físicos y tangibles, como lo

es la infraestructura. Y, dentro de estos, en los proyectos sostenibles, porque existe cada vez mayor evidencia de que los activos que incorporan criterios de sostenibilidad de forma holística pueden ofrecer mejores rendimientos ajustados al riesgo. Al hablar de oportunidades respecto de estos activos sostenibles, según un estudio realizado por el BID, ALC requiere que se realicen inversiones adicionales por cerca de 2.5 % del PIB, lo que supone una diferencia de aproximadamente 150 mil millones de dólares al año.

Esta brecha genera oportunidades para atraer al capital privado; de hecho, datos del BID indican que la cartera de proyectos de infraestructura sostenible en la región de ALC llegará a los 300 mil millones de dólares en el año 2025, lo cual amplía un abanico de opciones para que inversionistas privados puedan participar en el desarrollo de infraestructura de la región.

Pero, así como hay oportunidades, también hay retos. Según una encuesta de 2018 realizada por el BID a distintos inversionistas, la región de ALC presenta desafíos sustanciales en el financiamiento de infraestructura sostenible. Entre ellos, se pueden mencionar la incertidumbre regulatoria y la corrupción; la ausencia de proyectos bien argumentados que puedan ser financiados, también conocida como ausencia de proyectos “bancables”; la falta de experiencia adecuada en la materia por parte de las instituciones financieras; y, finalmente, la carencia de información sistemática y herramientas para realizar un análisis integral.

81

2.2.5 Transición de un gobierno tradicional a Govtech

La innovación pública se refiere a las acciones que toman los gobiernos para dar solución a los problemas públicos que usualmente son complejos y con un alto grado de incertidumbre. En este sentido, la innovación pública genera transformaciones de valor agregado al interior de la gestión pública y de la sociedad. Dada la problemática principal que aborda este documento

y la necesidad de una dinámica implementación de la I4.0 en el país, una vía paralela de solución es la transición de un Gobierno Tradicional al Govtech, el cual es el ecosistema donde los gobiernos colaboran con startups, scale-ups y MiPymes que utilizan inteligencia de datos, tecnologías digitales y metodologías innovadoras para proveer productos y servicios que resuelven

problemáticas públicas, reconociendo de primera mano las ventajas y retos que implica la transición digital (Zapata, 2021).

Dado el impacto ambiental, económico y social que representa el futuro del transporte de mercancía en la frontera México-Texas a nivel país y los temas prioritarios de desarrollo actuales, del cual la agilización del movimiento de mercancía en la frontera norte no es uno de ellos, es necesario realizar estudios que permitan anticipar e informar a los tomadores de decisión al respecto, tal como el Backasting y sus diferentes vertientes las cuales

hacen referencia al enfoque de los estudios sobre el futuro basado en la creación de escenarios normativos, cuyo punto de partida es el estado final esperado, los cuales han sido utilizados ampliamente para analizar problemas complejos durante un período de tiempo abarcando temas sociales y cambios tecnológicos, teniendo como objetivo principal el crear una estrategia de acción y, al mismo tiempo, identificar quién podría liderar este cambio (Wieliczko, 2017).

3. CONCLUSIONES

Ante la gran oportunidad que representa el futuro del comercio de bienes y servicios en la frontera México-Texas, México debe tener claridad en la ruta de un desarrollo sostenible regional que coadyuve al logro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas. Un actor clave en el logro de la meta es el transporte de carga de mercancías y su descarbonización en el corto y mediano plazo. La experiencia internacional apunta a que la transición a Sistemas de Transporte Inteligente, la mayor participación del ferrocarril y las interfaces de carga intermodal representan una de las mejores opciones a seguir. Un tema en común entre las tres opciones es el uso de tecnologías posibilitadoras de la Industria 4.0, la cual su grado de implementación en el país ha sido lenta, dado el alto nivel de inversión requerido. Si bien el inicio de transición a sistemas 5G ya es una realidad en el país, aún existen amplias oportunidades de desarrollo de proyectos de infraestructura sostenible, entre ellos la necesidad de ampliar y/o construir nuevos puentes internacionales y cruces transfronterizos, y terminales intermodales de carga más efectivas, además de los desafíos de gobernanza previstos. Infraestructura, que al menos en el corto plazo, acorde a la información presentada en este estudio, no está contemplada, poniendo así en riesgo las condicionantes de desarrollo sostenible. Es recomendable acelerar los procesos de innovación pública a través de la transición de un gobierno tradicional a un Govtech, lo cual le permitiría al gobierno

comprender de primera mano las necesidades de digitalización que el actual desarrollo sostenible requiere. Se recomienda realizar, e informar a los tomadores de decisión, estudios sobre el futuro basado en la creación de escenarios normativos, cuyo punto de partida es el estado final esperado. Al visualizarse la transición hacia la digitalización del país en un horizonte de mediano a largo plazo, en el corto plazo, la descarbonización del transporte de carga debería insistir en la eficiencia energética, la productividad de las operaciones logísticas, cambios de comportamiento en la demanda y las políticas públicas que promuevan la obligatoriedad de dichas estrategias.

4. REFERENCIAS

Alegría, A. (19 de febrero de 2023). Más seguro y menos contaminante, el ferrocarril es la mejor opción de carga. Obtenido de La Jornada: <https://www.jornada.com.mx/2023/02/19/economia/015n1eco>

AMF, Asociación Mexicana de Ferrocarriles A.C. (23 de marzo de 2023). Kansas City Southern. Puente internacional Nuevo Laredo. Obtenido de Asociación Mexicana de Ferrocarriles: <https://amf.org.mx/wp-content/uploads/2020/06/Puente%20Internacional%20Nuevo%20Laredo%20-%20KCSM.pdf>.

ARTF, Agencia Reguladora del Transporte Ferroviario (16 de septiembre de 2022). Sistema Nacional de Indicadores Ferroviarios. Obtenido de publicaciones de la SICT: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/702083/Indicadores_Ferrovianos_ARTF_2021_VF.pdf.

Award, S., González, N. y Camarero, A. (15 de septiembre de 2023). Establecimiento de los factores a considerar para determinar la zona de ubicación de un puerto seco y de sus jerarquías a través de un panel DELPHI. Obtenido de la Revista Transporte y Territorio, núm. 13, julio-diciembre, 2015, pp. 100-121.

BANOBRAS, Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S.N.C. (08 de agosto de 2022). Macroproyectos y programas. Cruces fronterizos México-E.U.A. Obtenido de: https://www.proyectosmexico.gob.mx/iniciativas-cruces_fronterizos/.

Bhattacharya, A. y col. (10 de diciembre de 2022). Financing a big investment push in emerging markets and developing economies for sustainable, resilient and inclusive recovery and growth. Obtenido de Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment, London School of Economics and Political Science, and Washington, DC Brookings Institution: <https://www.lse.ac.uk/granthaminstitute/wp-content/uploads/2022/05/Financing-the-big-investment-push-in-emerging-markets-and-developing-economies-for-sustainable-resilient-and-inclusive-recovery-and-growth-1.pdf>.

BIEE, Base de Indicadores de Eficiencia Energética (12 de octubre de 2022). Base de Indicadores de Eficiencia Energética, Comisión Nacional para el Uso Eficiente de Energía. [En línea]. Obtenido de: <https://www.biee-conuee.net/>.

Briso, C. (22 de octubre de 2022). Módulo 1: Introducción, MOOC Comunicaciones 5G: IOT, UAVs y transporte inteligente. Obtenido de Universidad Politécnica de Madrid: <https://miriadax.net/>.

CAF (22 de noviembre de 2022). Hacia el desarrollo de infraestructuras eficientes y sostenibles en América Latina: oportunidades y beneficios de la digitalización para los sectores de la energía eléctrica, la movilidad y la logística. Obtenido de CAF-Banco de Desarrollo de América Latina: <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1799>.

Carbajal, B. (08 de septiembre de 2022). Comercio México-Estados Unidos cierra julio en máximos históricos. Obtenido de La Jornada: <https://www.jornada.com.mx/2022/09/08/economia/019n2eco>

CESAP, Comisión Económica y Social para Asia y el Pacífico (17 de noviembre de 2022). Sustainable infrastructure in Asia: overview and proceedings. Seoul initiative policy forum on sustainable infrastructure. Obtenido de: <https://www.unescap.org/resources/sustainable-infrastructure-asia-overview-and-proceedings-seoul-initiative-policy-forum#>.

CEPAL, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (2018). Datos, algoritmos y políticas: la redefinición del mundo digital (LC/CMSI.6/4), Santiago, 2018.

CEPAL, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (09 de febrero de 2023). Estudio Económico de América Latina y el Caribe. Obtenido de: <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/48077>.

CEPAL, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (13 de septiembre de 2023). La revolución industrial 4.0 y el advenimiento de una logística 4.0. Obtenido de: <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/fcab7fb0-e1cb-4282-8e11-47f124540dd4/content>

CONUEE, Comisión Nacional para el Uso Eficiente de Energía (5 de marzo de 2023). Eficiencia energética en el transporte ferroviario. Obtenido de: <https://www.conuee.gob.mx/transparencia/boletines/transporte/fichastecnicas/ferroviario.pdf>.

Corrales, S. y Mendoza, J., (15 de abril de 2023). Infraestructura de transporte y exportaciones en la frontera norte de México. Obtenido de Revista de Economía-UADY: <https://doi.org/10.33937/reveco.2021.216>.

DW Shift (15 de enero 2023). What is 5G? 5G Network and 5G Phones explained. Obtenido de TechXplainer: <https://www.youtube.com/watch?v=rV2OEnaF8Fs>.

European Commission (22 de enero de 2023). Sistemas ciber físicos. Introducción a la revolución industrial 4.0. Obtenido de INTRO 4.0.: <https://platform.intro40.eu/>

Gallopín, G. (25 de octubre de 2022). Sostenibilidad y desarrollo sostenible: un enfoque sistémico. Obtenido de División de Desarrollo Sostenible y Asentamientos Humanos de la CEPAL: <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/5763>.

GOB.MX (19 de diciembre de 2022). Presupuesto total del AIFA. [En línea]. Disponible en: <https://www.gob.mx/aifa/es/articulos/presupuesto-total-del-aifa>. Fecha de consulta: 19 de noviembre de 2022.

Gutiérrez, J. (15 de abril de 2022). Pasan por Nuevo Laredo 53% de las exportaciones terrestres mexicanas. Obtenido de La Jornada: <https://www.jornada.com.mx/notas/2022/04/15/economia/pasan-por-nuevo-laredo-53-de-las-exportaciones-terrestres-mexicanas/>

INECC, Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (16 de octubre de 2022). Contribución Determinada a Nivel Nacional. Actualización 2022. Obtenido de: https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-11/Mexico_NDC_UNFCCC_update2022_FINAL.pdf.

IFT, Instituto Federal de Telecomunicaciones (2020). Visión y prospectiva de la conectividad 5G. Obtenido de Asesores de presidencia IFT: <https://www.ift.org.mx/sites/default/files/comunicacion-y-medios/otros-documentos/visionyprospectivadelaconectividad5g.pdf>.

ITF, International Transport Forum (2021b). Transport Climate Action Directory – Intelligent Transport Systems (freight) / Capacity increases in rail by automatization and digitalization. Obtenido de: <https://www.itf-oecd.org/policy/intelligent-transport-systems-freight-capacity-increases-rail-automatisation-and>.

ITF, International Transport Forum (2021a, c). Transport Climate Action Directory – Enhanced and expanded rail for freight. Obtenido de: <https://www.itf-oecd.org/policy/enhanced-and-expanded-rail-for-freight>.

ITF, International Transport Forum (2021d). Transport Climate Action Directory – Multimodal freight interfaces. Obtenido de: <https://www.itf-oecd.org/policy/multimodal-freight-interfaces>.

ITF, International Transport Forum (2022). How Digitally driven Operational Improvements Can Reduce Global Freight Emissions. Obtenido de: <https://www.itf-oecd.org/sites/default/files/docs/digital-operation-reduce-freight-emissions.pdf>.

ITF, International Transport Forum (2023). Transport Climate Action Directory. Obtenido de: <https://www.itf-oecd.org/transport-climate-action-directory-measures>

Juárez, C. (26 de noviembre de 2022). Puertos secos: ¿Qué son y cuál es su utilidad? Obtenido de The Logistics World, México: <https://thelogisticworld.com/logistica-y-distribucion/puertos-secos-que-son-y-cual-es-su-utilidad/>.

Lavopa, A. y Delera, M. (18 de marzo de 2023). What is the Fourth Industrial Revolution? Obtenido de Industrial Analytics Platform-UNIDO: <https://iap.unido.org/articles/what-fourth-industrial-revolution>.

Nieblas, M. (15 de diciembre de 2022). Cuando el destino nos alcance... con la industria 4.0. Obtenido de: <https://www2.deloitte.com/mx/es/pages/dnoticias/articulos/desarrollo-de-industria-4-0.html>

Olivares, E. y Urrutia, A. (26 de mayo de 2022). AMLO: este será el año con el mayor ingreso de IED. Obtenido de

La Jornada: <https://www.jornada.com.mx/2022/05/26/economia/019n1eco>

Rodrigue, J. (2020). *The Geography of Transport Systems*, Fifth edition, New York: Routledge, 456 pages, doi.org/10.4324/9780429346323.

Rodríguez, D. (2022a). Así es CFE Telecomunicaciones, la empresa estatal que busca competir con Telcel, AT&T y Telefónica. Obtenido de El País: <https://elpais.com/mexico/economia/2022-09-03/asi-es-cfe-telecomunicaciones-la-empresa-estatal-que-busca-competir-con-telcel-att-y-telefonica.html>

Rodríguez, D. (2022b). La red 5G en 18 ciudades de México: ¿quiénes pueden conectarse? Obtenido de El País: <https://elpais.com/mexico/2022-02-24/la-red-5g-en-18-ciudades-de-mexico-quienes-pueden-conectarse.html>

SICT, Secretaría de Infraestructura, Comunicaciones y Transportes (26 de abril de 2023). Principales estadísticas del Sector Infraestructura, Comunicaciones y Transportes 2021. Obtenido de: http://www.sct.gob.mx/fileadmin/DireccionesGrales/DGP/estadistica/Principales-Estadisticas/PE_2021.pdf.

Schroten, A., Van Grinsven, A., Tol, E., Leestemaker, L., Schackmann, P.P., Vonk-Noordegraaf, D., Van Meijeren, J., Kalisvaart, S. (2020). Research for TRAN Committee – The impact of emerging technologies on the transport system, European Parliament, Policy Department for Structural and Cohesion Policies, Brussels

Suárez-Alemán y A., Silva, M. (2020). *Hacia una infraestructura sostenible mediante asociaciones público-privadas: diagnóstico de la conflictividad ambiental, predial y social, y recomendaciones de actuación para América Latina y Caribe*. INERCO Consultoría Colombia.

TLW, The Logistics World (18 de septiembre de 2023). Desafíos del sector ferroviario en México. Obtenido de: <https://thelogisticsworld.com/historico/desafios-del-sector-ferroviario-en-mexico/>

Trujillo, E. (19 de agosto de 2022). Programa Transporte Limpio. Obtenido de SEMARNAT: <https://www.conuee.gob.mx/transparencia/boletines/transporte/20ForodeEEeT/6.Semarnat.pdf>

TxDOT, Texas Department of Transportation (2021a). Texas-Mexico Border Transportation Master Plan 2021. Rio Grande Valley/Tamaulipas Region Summary. Obtenido de Texas Department of Transportation: <https://www.txdot.gov/government/partnerships/trade-border/btmp.html>.

TxDOT, Texas Department of Transportation (2021b). Texas-Mexico Border Transportation Master Plan 2021. Obtenido de Texas Department of Transportation: <https://www.txdot.gov/government/partnerships/trade-border/btmp.html>

Villanueva, D. (25 de septiembre de 2022). El gasto en obra pública es 62.1% de lo destinado al servicio de la deuda. Obtenido de La Jornada: <https://www.jornada.com.mx/2022/09/25/economia/013n2eco>

Wieliczko, B. (2017). Backcasting as an approach to creating long-term development strategies for the agri-food sector. Proceedings of the International Scientific Conference “Strategies for the Agri-Food Sector and Rural Areas – Dilemmas of Development”, 19-21 June 2017, Licheń Stary, Poland, Multi-Annual Programme 2015–2019 “The Polish and the EU Agricultures 2020+. Challenges, Chances, Threats, Proposals” No. 52.1

Zapata, E. (19 de abril de 2023). Guía de preparación para estrategias Govtech. Obtenido de CAF: <http://scioteca.caf.com/handle/123456789/1783>.

Modelo de pronóstico de potencia solar empleando L.S.T.M. con datos de entrada provenientes de simulaciones con WRF-ARW.

Solar power forecasting model with L.S.T.M. using input data from WRF- ARW simulations.

Victor Silveira¹, Sofia Ortelí², Everton de Almeida³, Gabriel Cazes⁴, Alejandro Gutiérrez⁵

Recibido: 29/06/2023 y Aceptado: 16/10/2023

ENERLAC. Volumen VII. Número 2. Diciembre, 2023

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



87

1.- Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental, Facultad de Ingeniería, UdelaR. Uruguay, Docente grado 1
0000-0002-5021-5515
vsilveira@fing.edu.uy

2.- Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental, Facultad de Ingeniería, UdelaR. Uruguay, Docente grado 1
0000-0002-4533-1677
sofiao@fing.edu.uy

3.- Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental, Facultad de Ingeniería, UdelaR. Uruguay, Estudiante de postgrado, UdelaR.
0009-0008-6842-7154
ealmeida@fing.edu.uy

4.- Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental, Facultad de Ingeniería, UdelaR. Uruguay, Docente grado 4, Profesor agregado.
agcm@fing.edu.uy

5.- Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental, Facultad de Ingeniería, UdelaR. Uruguay, Docente grado 4, Profesor agregado.
0000-0002-0769-3861
aguti@fing.edu.uy



Resumen

Este trabajo describe un modelo de predicción de potencia solar con horizonte de pronóstico de 1 a 72 horas, mediante el acople de un modelo numérico de predicción atmosférica WRF acoplado con redes neuronales LSTM. La predicción de potencia se realiza para las plantas solares de mayor potencia instalada en Uruguay, así como para pronosticar la potencia total generada en el país. Las redes LSTM utilizan como variables de entrada las variables de radiación de onda corta, temperatura a 2 metros y la cantidad de contenido de agua líquida y vapor de agua integrado en el perfil vertical, todas variables simuladas numéricamente con WRF. Se hace uso de la declinación solar como variables adicionales. Los resultados muestran una buena capacidad de pronóstico a corto plazo.

PALABRAS CLAVE: Predicción de Potencia Solar, LSTM, WRF, Modelos Numéricos de Predicción Atmosférica, Datos reales.

Abstract

This paper presents a solar power prediction model with a forecast horizon ranging from 1 to 72 hours by combining a WRF numerical weather prediction model with LSTM neural networks. The power prediction is conducted for the highest installed capacity solar plants in Uruguay, as well as for forecasting the total power generated in the country. The LSTM networks utilize shortwave radiation variables, 2-meter temperature, and the amount of liquid water content and water vapor integrated over the vertical profile as input variables, all simulated numerically with WRF. Solar declination is used as an additional variable. The results demonstrate a strong forecasting capability in short term.

89

KEYWORDS: Solar Power Forecasting, LSTM, WRF, Numerical Weather Prediction Model, Real Data.

1. INTRODUCCIÓN

En [1] se presenta la característica del recurso solar en Uruguay, presentando las características de la variabilidad estacional.

Los operadores del sistema eléctrico deben siempre asegurar el correcto balance entre la producción y el consumo eléctrico. Actualmente, la operación segura y robusta de una red eléctrica necesita los más precisos pronósticos de potencia para lograr minimizar el uso de centrales energéticas de reserva. En el año 2010 es refrendado el plan de políticas energéticas 2005-2030. Este apunta a la independencia energética, así como a promover políticas de eficiencia energética tanto en industrias como en hogares, mediante metas a corto (2015), mediano (2020) y largo plazo (2030) [2]. El impacto de esta nueva política energética se ve reflejado a partir de 2008 con un crecimiento mantenido de la generación eólica y solar fotovoltaica, donde el rol del pronóstico, así como su precisión, se vuelven más y más relevantes [3].

El pronóstico de potencia tanto solar como eólica se han vuelto herramientas operacionales cruciales para la gestión de sistemas eléctricos nacionales, así como regionales. En particular, países como Uruguay, en que presenta una participación del 35.3% en energía eólica y 3.1% en energía solar en la generación total de energía eléctrica del país para el año 2021[4]. En función del horizonte de tiempo se tienen diferentes estrategias de pronóstico que resultan las más convenientes desde el punto de vista del desempeño, en [5] se presentan las herramientas aplicables en función del horizonte temporal y la resolución espacial, en dicho trabajo se destaca que los modelos basados en imágenes satelitales como las desarrolladas [6] pueden llegar a ser útiles hasta 6 horas, de horizonte de pronóstico. En [7] y [8] se presenta el uso de Redes neuronales LSTM (del inglés Long Short-Term Memory) para el pronóstico de la producción de energía fotovoltaica.

Los modelos de mesoescala, así como el Weather Research and Forecasting (WRF) [9], son capaces de pronosticar variables atmosféricas a corto plazo (desde 1 día a 1 una semana de horizonte de pronóstico), mejorando su habilidad de pronóstico mediante el aumento de la resolución horizontal de su dominio. Sin embargo, predecir con precisión la formación, desarrollo y disipación de fenómenos como niebla y stratuscumulus de baja altitud siguen presentando un desafío para los modelos de predicción numérica. En particular, los errores en la predicción de dichas nubes, impacta directamente la calidad del pronóstico de potencia solar [10]. En [11] se presenta el desempeño del pronóstico de la radiación en plano horizontal para un día a futuro en estaciones meteorológicas obtenido a partir del modelo

de mesoescala WRF, siendo el modelo GFS (Global Forecast System) como condiciones iniciales y de borde para su ejecución

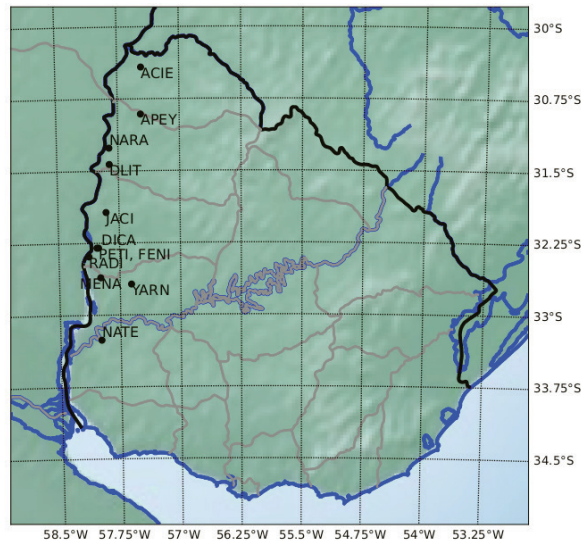
Se han desarrollado modelos de pronóstico de potencia solar con ventana de pronóstico a 24 horas empleando redes neuronales artificiales y datos del European Centre for Medium- Range Weather Forecasts (ECMWF) [12]. En el presente trabajo, serán descritos un modelo operacional con ventana de pronóstico de 1 a 72 horas haciendo uso de Redes neuronales LSTM [13], las cuales presentan la ventaja de hacer uso de la información temporal de las variables de entrada en horas cercanas a las de pronóstico.

2. DESCRIPCIÓN DE LAS PLANTAS SOLARES

Para este trabajo, se consideran doce plantas solares, las cuales son las principales productoras de energía solar en Uruguay. Su localización se

presenta en la figura 1, en gran parte se disponen sobre la región noreste del país, debido a la mayor radiación solar disponible sobre esta región.

Figura 1: Localización geográfica de las principales plantas solares en Uruguay



Fuente: Elaboración propia

En la tabla 1 se presentan cada una de las plantas solares, detallando nombre, potencia instalada, coordenadas y alias, que será utilizado

más adelante por practicidad. La potencia solar instalada suma un total de 223.3 MW

Tabla 1: Descripción de las plantas solares

Planta Solar	Alias	Potencia (MW)	Coordenadas
DICANO	DICA	11.3	32.30 °S 58.03 °W
DEL LITORAL	DLIT	16	31.43 °S 57.86 °W
LA JACINTA	JACI	50	31.93 °S 57.91 °W
EL NARANJAL	NARA	50	31.26 °S 57.86 °W
NATELU	NATE	9.5	33.26 °S 57.99 °W
PETILCORAN	PETI	9.5	32.30 °S 58.01 °W
ARAPEY	APEY	10	30.91 °S 57.47 °W
FENIMA	FENI	9.5	32.30 °S 58.02 °W
MENAFRA	MENA	20	32.61 °S 57.99 °W
YARNEL	YARN	9.5	32.68 °S 57.61 °W
RADITON	RADI	8	32.39 °S 58.13 °W
ALTO CIELO	ALTO	20	30.42 °S 57.46 °W

Fuente: Elaboración propia

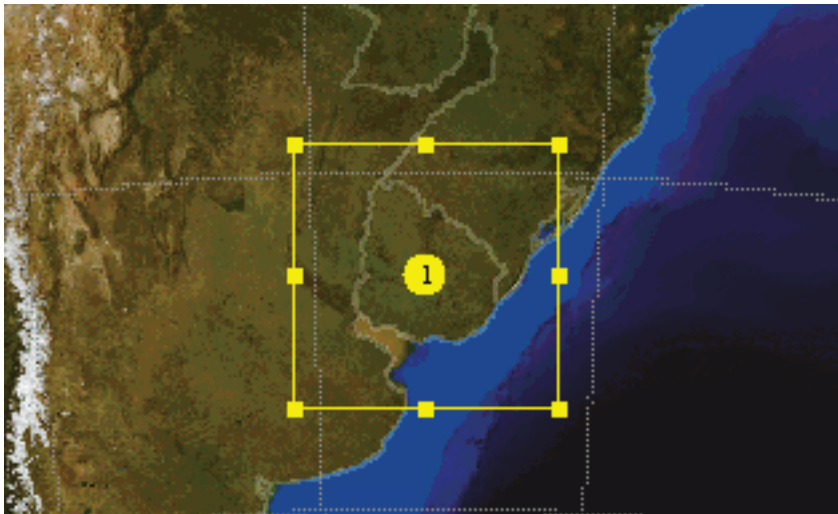
3. SIMULACIÓN GFS-WRF

Las condiciones de borde atmosféricas para la simulación WRF-ARW versión 4.3 (de ahora en más WRF) [14] son obtenidas a partir de datos provenientes de GFS (Global Forecasting System, por sus siglas en inglés) [15], resolución 0.5 grados. Para entrenar las redes LSTM, se emplea una simulación WRF con un horizonte temporal de 24 horas buscando una menor dispersión de las condiciones atmosféricas. Una vez entrenadas, la versión operativa de las redes emplea como datos de entrada WRF con un horizonte temporal de 72 horas, haciendo posible un pronóstico de potencia

a mayor plazo a cambio de mayor incertidumbre de las condiciones atmosféricas. El pronóstico operativo emplea el método EPS, que consiste en 30 simulaciones WRF con condiciones iniciales perturbadas, a diferencia del único escenario atmosférico empleado entrenar las redes.

El dominio de simulación se muestra en la figura 2, este presenta una resolución espacial de 12 km, de 150x150 nodos, centrado en las coordenadas 33.01 °S y 56.15 °W.

Figura 2: Dominio de la simulación



Fuente: Elaboración propia

Todas las simulaciones emplearon 37 niveles verticales de resolución. Las parametrizaciones

empleadas se detallan en la tabla 2:

Tabla 2: Descripción de las parametrizaciones empleadas en la simulación

Parametrización	Modelos empleados
Radiación	RRTM longwave [16] Dudhia shortwave [17] Esquemas de radiación [18]
Microfísica	Lin microphysics [19]
Suelo	Noah land surface model [20]
Cumulus	Kain-Fritsch [21] Cumulus scheme [22]
Capa Límite atmosférica	PL boundary layers scheme Mellor Yamada-Janic TKE scheme [23], [24]

Fuente: Elaboración propia

Las salidas del modelo empleadas para la calibración de las redes fueron la radiación solar neta de onda corta incidente al suelo (swdown), la temperatura a 2 metros de altura (temp.), el contenido de agua líquida (qrain) y el contenido de vapor de agua (qvap) integrados sobre todo el perfil vertical. Se requiere un post-procesamiento para obtener cada una de estas magnitudes sobre cada una de las plantas solares. El procesamiento consiste en una interpolación a partir de los nodos de la malla más cercanos a las coordenadas de la planta especificada.

El método de predicción mediante EPS (Ensembles prediction system por sus siglas en inglés) es usado a menudo para lograr estimar la incertidumbre de los pronósticos, debido a que estos están basados en varias simulaciones del mismo modelo atmosférico variando sutilmente sus condiciones iniciales, derivando en un conjunto de escenarios posibles a futuro [25]. Dada la naturaleza caótica

de la atmósfera terrestre, el método por EPS es confiable para estimar la incertidumbre de las condiciones atmosféricas a futuro.

En este estudio, son empleados los ensembles atmosféricos del modelo GFS de 0.5 grados de resolución. Estos datos son utilizados como condiciones de borde atmosféricas para el modelo WRF, teniendo como salida un total de 30 escenarios diferentes con una resolución horizontal de 12 km. Existen diversas formas de estimar la incertidumbre del pronóstico a partir de sus 30 ensembles, en este trabajo se emplea el promedio de los 30 ensembles como la potencia esperada, y se calcula un intervalo de confianza al 90%. Es decir, a cada uno de los de los 30 escenarios atmosféricos se les aplicará las redes LSTM para pronosticar 30 escenarios posibles de generación fotovoltaica, y luego se le calcula el valor medio e intervalo de confianza para cada hora de pronóstico LSTM.

4. LONG SHORT-TERM MEMORY NETWORKS

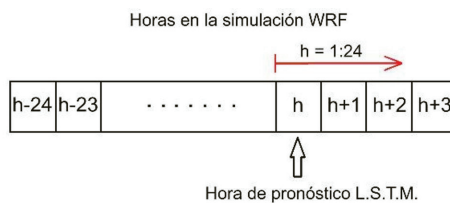
4.1 Variables de entrada

La salida del modelo consiste en la potencia generada por la planta solar para la hora indicada. Para las fases de entrenamiento, validación y test, es necesario aportar la potencia real generada por cada planta solar.

Los datos de entrada de las redes son las variables atmosféricas de mayor relevancia para la generación solar. Estas son la radiación solar de onda corta incidente neta (swdown) — directamente proporcional con la potencia generada—, la temperatura a 2 m de la superficie (temp) —que afecta al rendimiento de los paneles solares—, el contenido de agua líquida (qrain) y gaseosa (qvap) integradas sobre los primeros

1000 m de altura —indicadores de la presencia de nubes—. A su vez, se emplea una variable extra, consistente en la declinación solar, esta variable está completamente determinada por el día y la hora del año. Dada la naturaleza del modelo de inteligencia artificial, es necesario aportar información de la variación temporal de cada una de estas variables. A partir de pruebas con el set de datos de calibración, se obtiene una ventana temporal de 24 horas hacia el pasado y 3 horas hacia el futuro respecto a la hora del pronóstico L.S.T.M, esta ventana se construye para cada una de las variables simuladas con el WRF y se emplea para pronosticar la potencia de la hora h, ver figura 3.

Figura3: Ventana temporal para redes LSTM, set de calibración



Una vez generados los datos de entrada para las redes, se eliminan las entradas correspondientes

a horas nocturnas, tanto para la calibración como para el uso operativo de las mismas.

4.2 Datos de entrenamiento, validación y test

Se disponen datos tanto de potencia generada, así como de variables simuladas mediante WRF para el período 01/09/2018 – 31/07/2022, es decir, 3 años y 11 meses (1430 días). La división de los datos se realiza de la siguiente forma:

Entrenamiento 01/09/2018 - 31/08/2020
 Validación 01/09/2020 – 31/07/2021
 Test 01/08/2021 – 31/07/2022

En la división de datos de entrenamiento y validación, se toma en consideración la naturaleza estacional de los datos. Por este motivo se asignan años completos, evitando posibles sesgos en el pronóstico debido a la falta de información estacional.

Para la preparación de los datos de entrada, se toma en consideración que los datos más apartados de la hora de la inicialización serán cada vez menos precisos debido a las incertidumbres asociadas a las condiciones atmosféricas.

Para generar los datos de entrada de las redes, se le aplica la ventana temporal para todos los días de simulación del set de calibración, mientras que para la variable de salida (potencia fotovoltaica), se emplea la potencia generada por la planta para la hora de pronóstico L.S.T.M.

4.3 Procedimiento de calibración

La calibración del modelo se hace variando los parámetros disponibles para las redes LSTM. Estos son, número de neuronas, cantidad de épocas, ventana temporal, función de pérdidas.

Los datos de validación se emplean para verificar que el modelo no sobre ajuste ni sub- ajuste. Finalmente, el desempeño del modelo se evalúa utilizando los datos de test, donde se calcula el

sesgo (BIAS), error medio absoluto (MAE), la raíz del error cuadrático medio (RMSE) y la correlación (COR).

Los parámetros encontrados que mejoran el desempeño del modelo se disponen en la siguiente tabla, y fueron obtenidos usando el set de calibración para la planta JACI:

Tabla 3: Descripción de los parámetros empleados en las redes LSTM

Loss	MAE	Activation Function	tanh
Neuronas	20	Activation dense	linear
Épocas	70	Horas hacia el pasado	24
Batch size	70	Horas hacia el futuro	3

Fuente: Elaboración propia

5. RESULTADOS DE LA FASE DE TEST Y DISCUSIÓN

5.1 Resultados para plantas individuales

En la tabla 4 se muestran los valores de BIAS, MAE, RMSE y COR obtenidos para cada una de las plantas solares durante el período de test, estimadores normalizados según la potencia nominal de cada planta:

Tabla 4: Resultados de la predicción con los datos test para cada planta sola

Plantas	BIAS [%]	MAE [%]	RMSE [%]	Correlación [%]
ALTO	3.09	8.58	15.1	90.96
APEY	0.93	9.52	15.2	88.55
DICA	0.87	8.75	13.8	88.72
DLIT	0.94	9.26	15.6	88.62
FENI	-0.53	8.81	13.8	88.65
JACI	1.39	11.18	19.3	84.28
MENA	-1.44	10.25	15.9	87.89
NARA	2.7	10.46	17.9	86.37
NATE	0.79	8.15	13.6	90.3
PETI	-2.47	11.53	16.3	84.34
RADI	4.36	11.71	19.7	81.01
YARN	0.69	7.88	13.3	90.96

Fuente: Elaboración propia

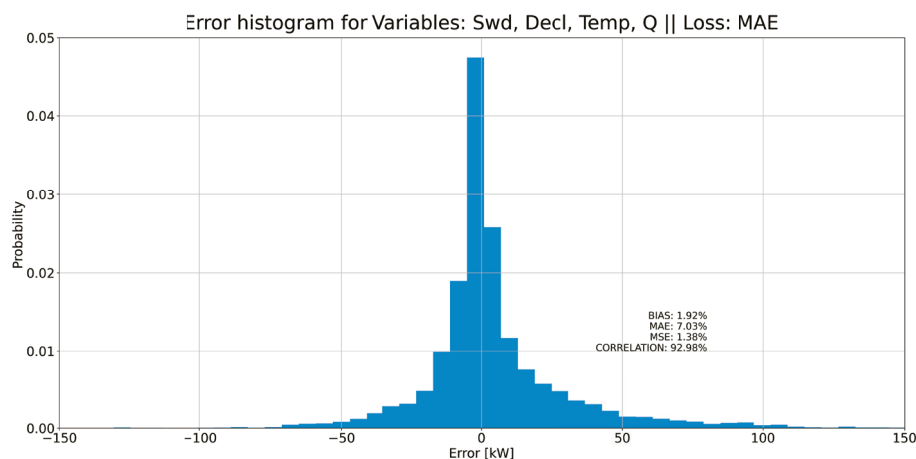
95

5.2 Resultados del pronóstico global

Es relevante a nivel nacional conocer la potencia global generada por todas las principales plantas solares instaladas en el territorio, así como su producción individual. Se pronostica la potencia total generada mediante la suma de la producción

individual de cada planta solar. En la figura 4 se muestra el histograma del error para el período de test, incluyendo los estimadores de error normalizados según la potencia total instalada.

Figura 4: Histograma de error para la suma de la producción de las plantas solares en Uruguay.



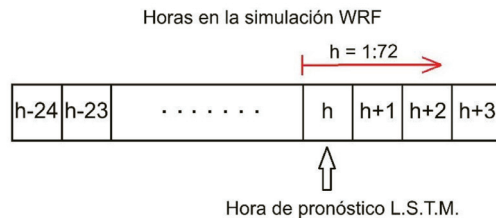
Fuente: Elaboración propia

5.3 Ejecución operativa del modelo calibrado

Una vez calibradas las redes LSTM, se toma un período más reciente para ilustrar su funcionamiento en condiciones operativas para un horizonte de 72 horas, ver figura 5.

Se toma el caso de ejemplo de la planta solar JACI, en la figura 6 se muestra la evolución temporal para el día 24/03/2023.

Figura 5: Ventana temporal para redes LSTM, pronóstico operativo



Fuente: Elaboración propia

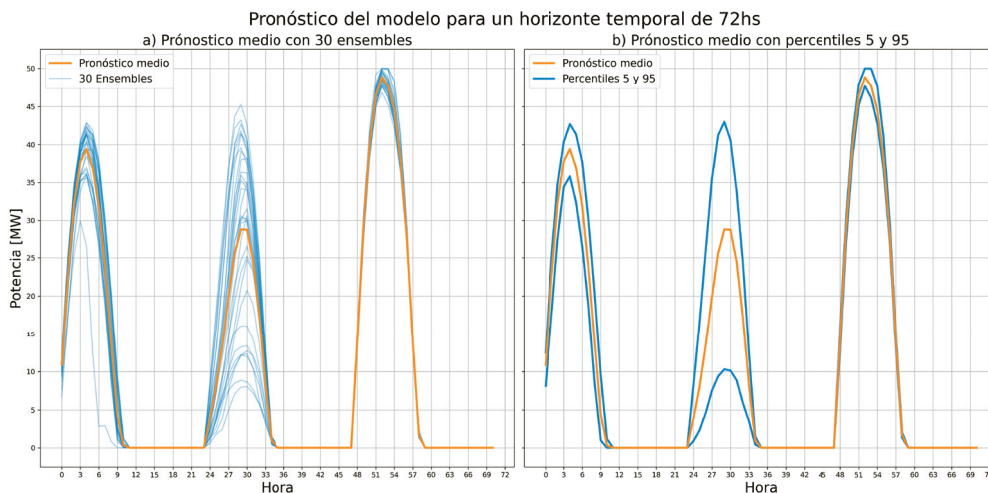
En la figura 6a se observa cada uno de los 30 ensembles generados mediante pequeñas perturbaciones en las condiciones iniciales de la atmósfera. Estos consisten en 30 escenarios atmosféricos diferentes, que brindan la información de la variabilidad atmosférica. Se le aplica la red L.S.T.M. a los mismos de forma de obtener 30 escenarios posibles de potencia en las plantas. Con esta información, se puede brindar, además del valor medio de potencia, su intervalo de confianza.

calcula el intervalo de confianza al 90% a partir de los 30 ensembles. Se puede apreciar el aumento en la dispersión de los resultados para el segundo día de pronóstico, esto refleja la incertidumbre atmosférica respecto a las condiciones de nubosidad del segundo día, afectando la radiación incidente sobre los paneles fotovoltaicos.

Se toma el caso de ejemplo de la planta solar JACI, en la figura 6 se muestra la evolución temporal para el día 24/03/2023.

Por otro lado, se presenta la figura 6b, donde se

Figura 6: Pronóstico operativo para la planta solar JACI para el día 24/03/2023: a) Pronóstico medio en conjunto con los 30 ensembles y b) Pronóstico medio y el percentil 5 y 95 de los ensembles.

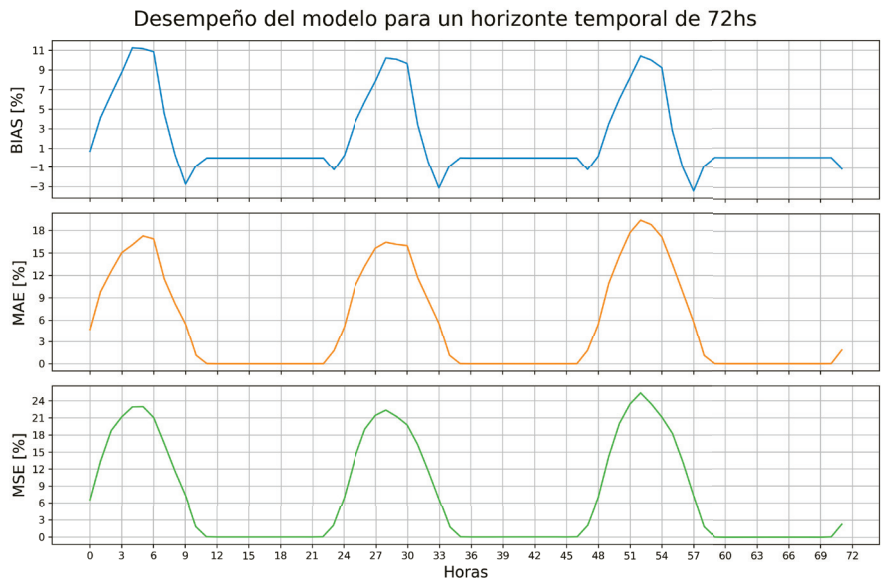


Fuente: Elaboración propia

El error medio absoluto y el sesgo según la hora de pronóstico para la misma planta se presentan en la siguiente figura. El período elegido corresponde al

04/03/2023 – 22/05/2023, valores normalizados según la potencia nominal de la planta.

Figura 7: Desempeño del modelo pronosticando la potencia generada en la planta JACI para un horizonte de 72 horas



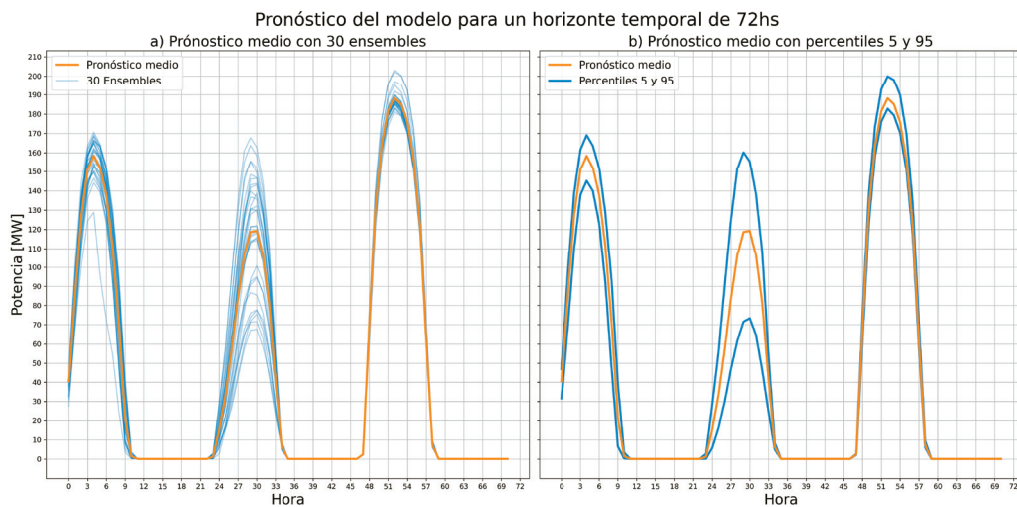
Fuente: Elaboración propia

Se presenta para la potencia generada global la evolución temporal para el día 04/03/2023 para un horizonte de 72 horas en la figura 8, así el error medio absoluto y el sesgo (normalizados

según la potencia total instalada), según la hora de pronóstico durante el período 04/03/2023 – 22/05/2023 en la figura 9.

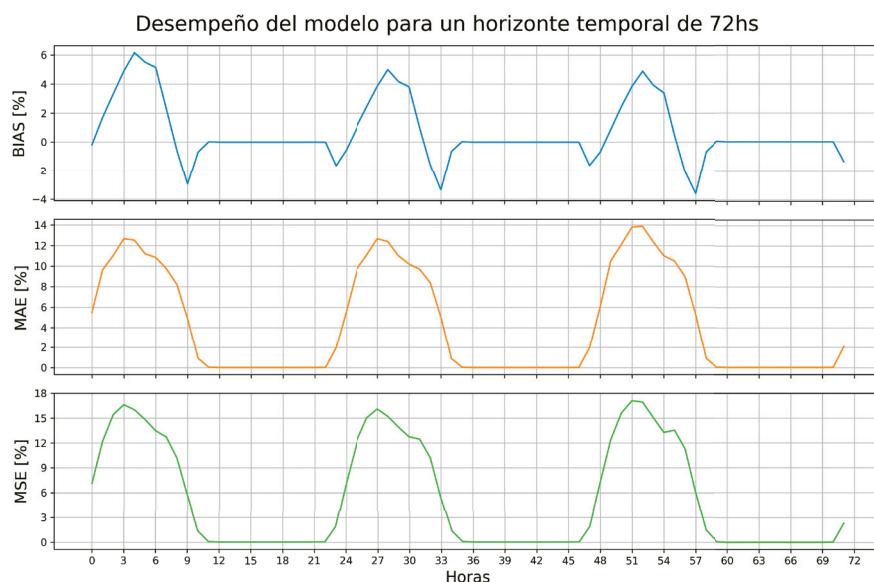
97

Figura 8: Pronóstico operativo para la potencia total instalada para el día 24/03/2023: a) Pronóstico medio en conjunto con los 30 ensambles y b) Pronóstico medio y el percentil 5 y 95 de los ensambles.



Fuente: Elaboración propia

Figura 9: Desempeño del modelo pronosticando la potencia total instalada para un horizonte de 72 horas.



Fuente: Elaboración propia

98

6. CONCLUSIONES

En este trabajo se presenta un modelo de pronóstico de potencia solar generada por las principales plantas solares fotovoltaicas del territorio uruguayo, empleando el modelo de simulación atmosférica, W.R.F.-A.R.W., acoplado con un modelo de inteligencia artificial de pronóstico de series temporales, L.S.T.M.

Se detalla el procedimiento empleado de calibración, así como las variables atmosféricas de mayor relevancia para el pronóstico de potencia solar, así como las parametrizaciones que obtuvieron el mayor desempeño al momento de pronosticar la potencia generada mediante las redes neuronales, haciendo uso de un histórico de 4 años para lograr el cometido.

Mediante el análisis de resultados, se concluye que es posible obtener un pronóstico de potencia

solar con un error medio absoluto de 7.03% y RMSE 11.94% para las primeras 24 horas, calculado solamente durante las horas de en las cuales se percibe radiación solar incidente.

El modelo de pronóstico operativo permite estimar la incertidumbre asociada a las condiciones atmosféricas mediante el uso del sistema de predicción mediante ensembles (EPS), aportando un indicador de la confiabilidad del pronóstico y siendo una información de suma importancia a los operadores de carga del suministro eléctrico.

7. REFERENCIAS

- [1] Abal, G, D'Angelo, M, Cataldo, J y Gutiérrez, A. (2011.). Mapa solar del Uruguay versión 1.0 : Memoria Técnica. Udelar. CSIC.
- [2] Ministerio de Industria Energía y Minería - Dirección Nacional de Energía. (Año de publicación). Políticas Energéticas 2005-2030. MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA (MIEM). (2005). Política Energética Uruguay 2005-2030. Recuperado de <http://www.eficienciaenergetica.gub.uy/documents/20182/22528/Pol%C3%ADtica+Energ%C3%A9tica+2005-2030/841defd5-0b57-43fc-be56-94342af619a0>
- [3] Couto, A., Schimeczek, C., Algarvio, H., Preto, I., Kochems, J., & Santos, T. (2021). New forecast tools to enhance the value of VRE on the electricity markets.
- [4] ADME - Administración del Mercado Eléctrico. (2013). Informe Anual 2021. Administración del Mercado Eléctrico. (2013). ADME. Informe Anual 2021. Recuperado de https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_526/Informe_Anuar_2021.pdf
- [5] Widén J, Carpman N, Castellucci V, Lingfors D, Olauson J, Remouit F, Bergkvist M, Grabbe M, Waters R, Variability assessment and forecasting of renewables: A review for solar, wind, wave and tidal resources, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 44, 2015, 356-375, ISSN 1364-0321.
- [6] Coteloro-Rola, M y Alonso-Suárez, R. (2020.). Pronóstico de la irradiación solar horaria en Uruguay y sur de Brasil utilizando redes neuronales recurrentes. EN: Anales del VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza, Brasil, 26-30 de Octubre de 2020. 11 p.
- [7] Qing, X., & Niu, Y. (2018). Hourly day-ahead solar irradiance prediction using weather forecasts by LSTM. Energy, 148, 461-468. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.177>.
- [8] Lee, W., Kim, K., Park, J., Kim, J., & Kim, Y. (2018). Forecasting Solar Power Using Long-Short Term Memory and Convolutional Neural Networks. IEEE Access, 10.1109/ACCESS.2018.2883330.
- [9] Skamarock, W. C., y coautores. (2008). Description of the Advanced Research WRF Version 3 (Informe Técnico No. NCAR/TN-475+STR).
- [10] Köhler, C., Steiner, A., Saint-Drenan, Y.-M., Ernst, D., Bergmann-Dick, A., Zirkelbach, M., Ben Bouallègue, Z., Metzinger, I., & Ritter, B. (2017). Critical weather situations for renewable energies – part b: Low stratus risk for solar power. Renewable Energy, 101, 794–803.
- [11] Teixeira-Branco, V., Alonso-Suárez, R., Almeida, E., Porrini, C., Gutiérrez, A., & Cazes, G. (2018). Evaluación del pronóstico de irradiación solar diaria en Uruguay utilizando el modelo WRF [Preprint]. Publicado en los Anales del VII Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS), 2018.
- [12] Cornaro, C., Pierro, M., & Bucci, F. (2015). Master optimization process based on neural networks ensemble for 24-h solar irradiance forecast. Solar Energy, 111, 297–312.
- [13] Hochreiter, Sepp & Schmidhuber, Jürgen. (1997). Long Short-term Memory. Neural computation. 9. 1735-80. 10.1162/neco.1997.9.8.1735.
- [14] WRF - Weather Research and Forecasting (WRF) Model. (2022). Skamarock, W. C., & Coautores. (2008). A description of the Advanced Research WRF version 3 (NCAR Tech. Note NCAR/TN-4751STR, 113 pp.). <https://doi.org/10.5065/D68S4MVH>.
- [15] GFS - Global Forecast System. (2022). NOAA Global Forecast System (GFS). (Fecha de acceso). Recuperado de <https://registry.opendata.aws/noaa-gfs-bdp-pds>. NOAA. (2018). Global Forecast System (GFS) [0.5 Deg.]. Disponible en <https://www.ncei.noaa.gov/access/metadata/landing-page/bin/iso?id=gov.noaa.ncdc:C00634> (consultado el 8 de octubre de 2018).

- [16] Mlawer, E. J., Taubman, S. J., Brown, P. D., Iacono, M. J., & Clough, S. A. (1997). Radiative transfer for inhomogeneous atmosphere: RRTM, a validated correlated-k model for the long-wave. *Journal of Geophysical Research*, 102(d14), 16663–16682.
- [17] Lacis, A. A., & Hansen, J. E. (1974). A parameterization for the absorption of solar radiation in the earth's atmosphere. *Journal of Atmospheric Sciences*, 31(1), 118–133.
- [18] Stephens, G. L. (1978). Radiation profiles in extended water clouds. Part II: Parameterization schemes. *Journal of Atmospheric Sciences*, 35(1), 2123–2132.
- [19] Lin, Y.-L., Farley, R. D., & Orville, H. D. (1983). Bulk parameterization of the snow field in a cloud model. *Journal of Climate and Applied Meteorology*, 22, 1065-1092.
- [20] Chen, F., & Dudhia, J. (2001). Coupling an advanced land-surface/hydrology model with the Penn State/NCAR MM5 modeling system. Part I: Model description and implementation. *Monthly Weather Review*, 129(1), 569–585.
- [21] Kain, J. S. (2004). The Kain-Fritsch convective parameterization: An update. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 43(1), 170–181.
- [22] Kain, J. S., & Fritsch, J. M. (1990). A one-dimensional entraining/detraining plume model and its application in convective parameterization. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 47(23), 2784–2802.
- [23] Mellor, Y. T. (1974). A hierarchy of turbulence closure models for planetary boundary layers. *Journal of Atmospheric Science*, 31, 1791–1806.
- 100 [24] Mellor, Y. T. (1982). Development of a turbulence closure model for geophysical fluid problems. *Reviews of Geophysics and Space Physics*, 20, 851–875.
- [25] Sperti, S., Alessandrini, S., & Monache, L. (2016). An application of the ECMWF Ensemble Prediction System for short-term solar power forecasting. *Solar Energy*, 133, 437–450.

Consideraciones para la ubicación de una central nuclear de potencia en Colombia

Considerations for the location of a nuclear power plant in Colombia

Alejandro Restrepo Giraldo¹, Nataly Gómez Garzón²

Recibido: 25/072023 y Aceptado: 16/11/2023

ENERLAC. Volumen VII. Número 2. Diciembre, 2023

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



101

1.- alejandro.restrepo19@udea.edu.co

0000-0002-7811-6252

2.- Solenium S.A.S Ingeniera física

nataly@solenium.co

0009-0003-9683-3364



Resumen

Se estudian criterios relativos a la geografía y determinadas actividades humanas para la selección de sitio de una hipotética planta de energía nuclear en Colombia, de acuerdo a las recomendaciones del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA). Se analiza cada criterio en el contexto particular de la geografía colombiana mediante mapas desplegados en un portal web para su libre consulta. Adicionalmente, se sugieren aspectos particulares para Colombia relacionados a la conservación de la biodiversidad y los ecosistemas. Tomando en cuenta estos criterios, se sugieren dos regiones potenciales para la localización de una planta nuclear en Colombia.

PALABRAS CLAVE: Central nuclear de potencia, selección de sitio, nucleoelectricidad, generación eléctrica, evaluación de riesgo.

Abstract

Criteria related to geography and certain human activities are studied for the site selection of a hypothetical nuclear power plant in Colombia according to the recommendations of the International Atomic Energy Agency (IAEA). Each criterion is analyzed in the particular context of Colombian geography through maps displayed on the web for its free consultation. Additionally, particular aspects for Colombia related to the conservation of biodiversity and ecosystems are suggested. Considering these criteria, two potential regions are suggested for the location of a nuclear plant in Colombia.

103

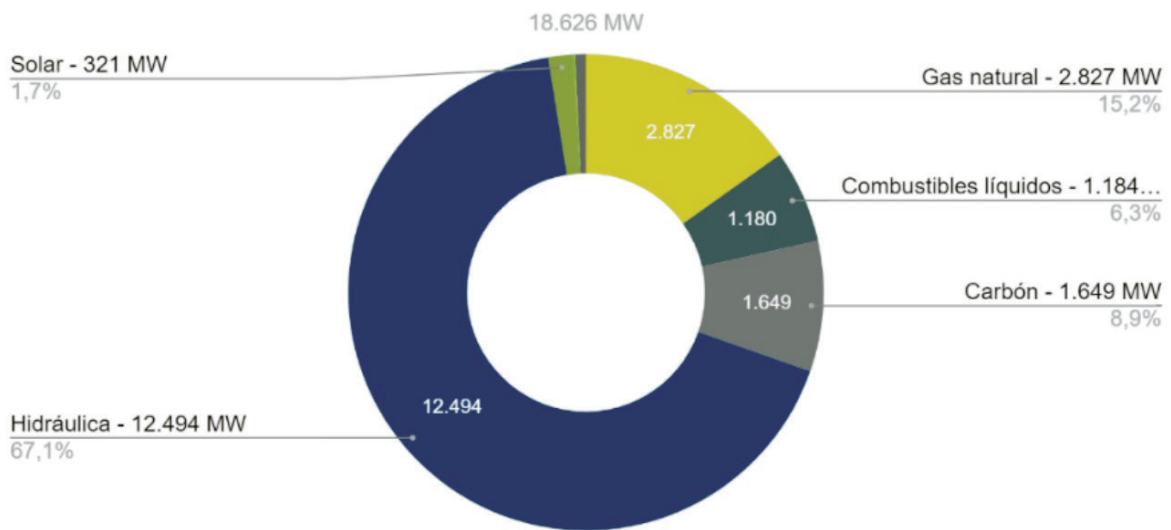
KEYWORDS: Nuclear power plant, site selection, nuclear electricity, electric generation, risk evaluation.

1. INTRODUCCIÓN

En un mundo cada vez más preocupado por la seguridad energética y la mitigación del cambio climático, la nucleoelectricidad se presenta como una opción necesaria para satisfacer la demanda creciente de energía firme y limpia. La alta dependencia de la generación hidroeléctrica,

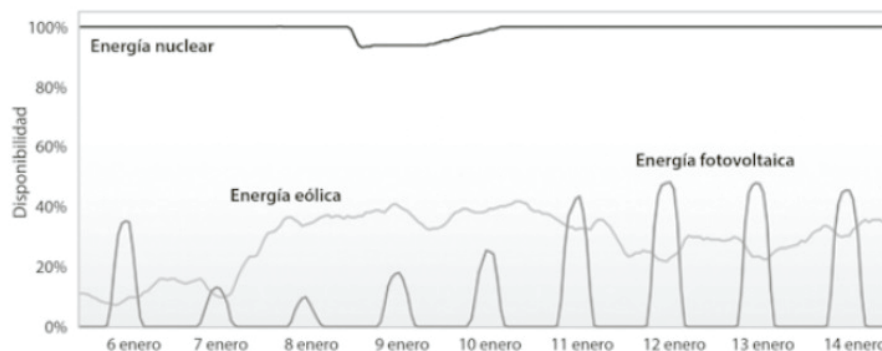
alrededor de 67% de la matriz energética total (UPME, 2023), hace a Colombia vulnerable ante la variabilidad climática y, por tanto, se enfrenta a la necesidad de diversificar su matriz energética. (Ver figura 1).

Figura 1: Matriz eléctrica colombiana en 2022. Tomada de (UPME, 2023).



Aunque la geografía colombiana cuenta con zonas de alta abundancia en fuentes de energía renovable, estas presentan desafíos debido a su suministro variable y su ubicación en territorios alejados de las zonas de alta demanda, lo cual implica el desarrollo de infraestructura adicional para su explotación. Debido a esto que surge la

necesidad de considerar la generación de energía eléctrica de origen nuclear en Colombia, que provea un suministro firme y sin emisiones de gases de efecto invernadero que complemente a las fuentes de energía renovables. Estas características se muestran en la Figura 2.



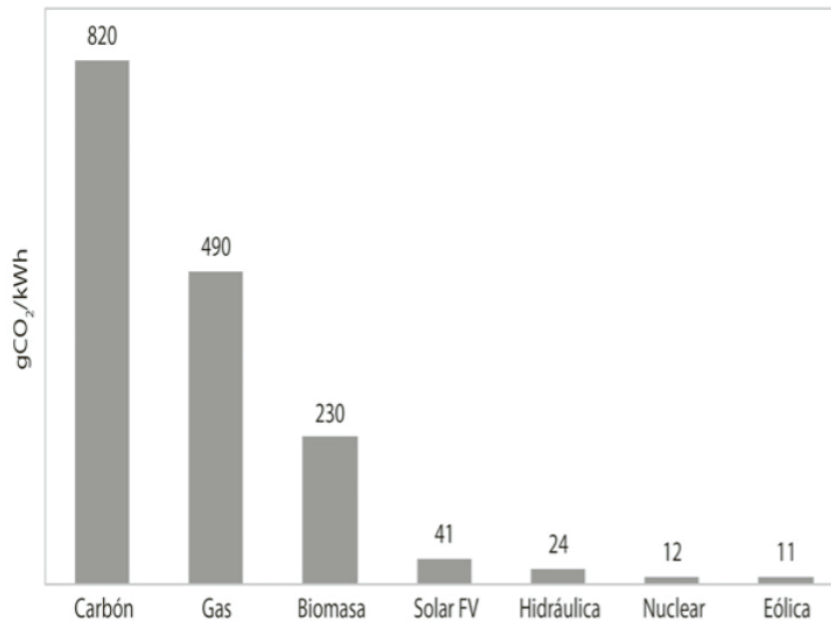


Figura 2: Ventajas de la energía nuclear. Arriba: Disponibilidad de generación solar, eólica y nuclear. Abajo: g CO₂/kWh de diferentes fuentes de generación. Tomadas de (Ordóñez, 2023).

Aunque la localización de una planta nuclear es menos restringida que estas otras fuentes de generación limpia, se deben seguir ciertos estándares respecto a amenazas de origen natural y actividades humanas para la selección de sitio. Estos buscan garantizar la seguridad de los trabajadores, las comunidades circundantes y el medio ambiente en general, minimizando así el riesgo de accidentes. Pensando en la futura incursión de Colombia en la nucleoelectricidad, en este artículo se analizan los aspectos más importantes de acuerdo a recomendaciones en (OIEA 2015, 2012, 2015) y el estudio realizado en (CCHEN, 2018) para determinar las posibles ubicaciones de una planta nuclear en el caso particular de la geografía colombiana.

En la primera sección del artículo se analizan los criterios de exclusión, es decir, las características de una zona que la hacen inapropiada para

albergar una planta nuclear. Además, se abordan los criterios de elusión que son las propiedades de una zona específica que implican una amenaza para la seguridad de una central nuclear, pero cuyos riesgos pueden reducirse mediante la implementación de mecanismos de seguridad adecuados. También se consideran algunos criterios de viabilidad en relación a la infraestructura actual del país. Se proporciona la fuente de información correspondiente a cada uno de los criterios, así como las fechas de última actualización de los datos. Todos estos criterios se analizan y se representan sobre un mapa de Colombia desplegado en un portal web para su libre consulta. En la segunda sección, se utilizan estos criterios para proponer dos regiones potenciales para la ubicación de una planta nuclear.

2. CRITERIOS DE EXCLUSIÓN Y ASPECTOS A CONSIDERAR

En las referencias (OIEA 2015, 2012, 2015) se definen los aspectos a considerar para garantizar la seguridad física de las instalaciones nucleares en relación a amenazas naturales y riesgos debidos a actividades humanas generados de manera accidental. Se definen las zonas de exclusión como aquellos sitios geográficos que por sus características naturales presentan amenazas difíciles de reducir a través de soluciones prácticas de ingeniería y, por tanto, son inaceptables para albergar una instalación nuclear. También se definen las zonas de elusión que se refieren a aquellas localizaciones en las que las amenazas naturales pueden gestionarse mediante soluciones ingenieriles factibles, pero incrementarían los costos debido a los protocolos y la tecnología necesaria a implementar para garantizar la seguridad de las instalaciones. Aquellas zonas que no posean riesgos considerables se denominan como idóneas y el proceso de selección definitivo se realiza mediante una clasificación de acuerdo a la disponibilidad de los recursos necesarios para la operación de la instalación nuclear específica.

Considerando que la instalación nuclear de interés es un reactor de potencia, en esta sección se estudian estos criterios de exclusión para el caso de la geografía colombiana, detallando sobre la obtención y tratamiento de tales datos, los cuales se muestran de manera gráfica en un mapa geográfico de Colombia. Se añaden otros aspectos relevantes para el caso particular de Colombia relativos a la conservación de especies, ecosistemas endémicos y aspectos relacionados a recursos específicos para el funcionamiento de la central nuclear. Este mapa se puede visualizar en la ruta (AUTOR, 2023) en donde se pueden consultar coordenadas geográficas exactas e interactuar con cada uno de los criterios. El mapa fue desarrollado con la API de servicios geográficos HERE y la plataforma Colombia en Mapas del Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC, 2023) fue utilizada como intermediario para la obtención de gran parte de los datos.

2.1 Aspectos de salud, seguridad y protección física:

2.1.1 Tamaño de población:

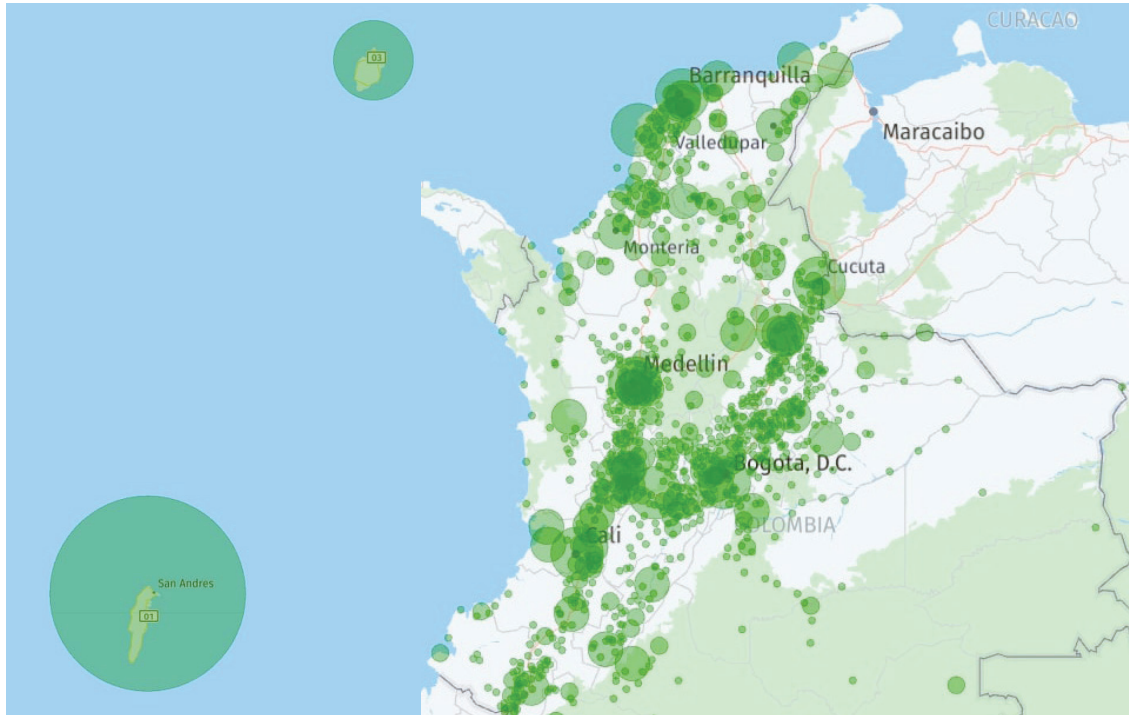
De acuerdo a la referencia (EPRI, 2002), las centrales de generación de electricidad deben encontrarse a cierta distancia mínima de pueblos y ciudades de acuerdo al tamaño de la población. Estos radios de exclusión se muestran en la tabla 1 tomada de (CCHEN, 2018). En la figura 3 se

muestran los radios de exclusión para los pueblos y ciudades registrados en la API GeoNames (GeoNames, 2023) de más de 500 habitantes, contando con 1,054 registros y fecha de corte el año 2023.

Tabla 1. Radios de exclusión en función del tamaño de población.

Tamaño población	Distancia de exclusión [Km]
≤ 25,000	6.5
entre 25,000 y 100,000	16
entre 100,000 y 500,000	32.2
500,000 ≤	48.3

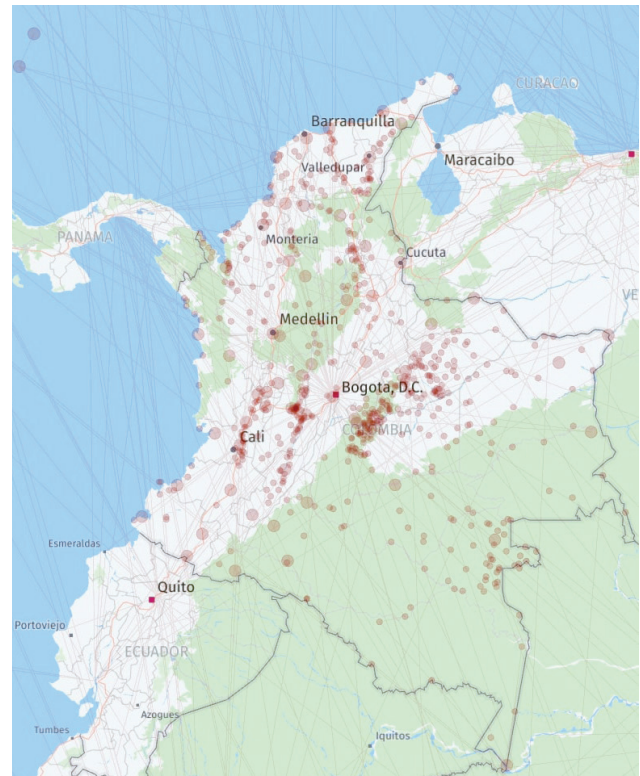
Figura 3: Zonas de exclusión por tamaño de población.



2.1.2 Aeropuertos y rutas aéreas:

Los datos de este aspecto fueron obtenidos de la API OpenFlights (OpenFlights, 2023) con fecha de corte del 2017. Se consideraron todos los aeropuertos de Colombia registrados en esta base de datos, sumando 660 en total. Para los aeropuertos de la red primaria se traza una zona de exclusión de 16 km de radio y para los demás de 8 km (NRC, 2014). También se consideran las aerovías, por lo cual se grafican las rutas aéreas salientes y entrantes a aeropuertos en Colombia y rutas internacionales sobre el espacio aéreo colombiano con fecha de corte del 2014. Para estas no se tiene en cuenta la curvatura de la tierra debido a la relativamente corta longitud de las trayectorias sobre el territorio nacional, por lo cual deben tomarse como aproximaciones y no como exactas. Este criterio se muestra en la figura 4.

Figura 4: Zonas de exclusión por aeropuertos y aerovías sobre el territorio colombiano.

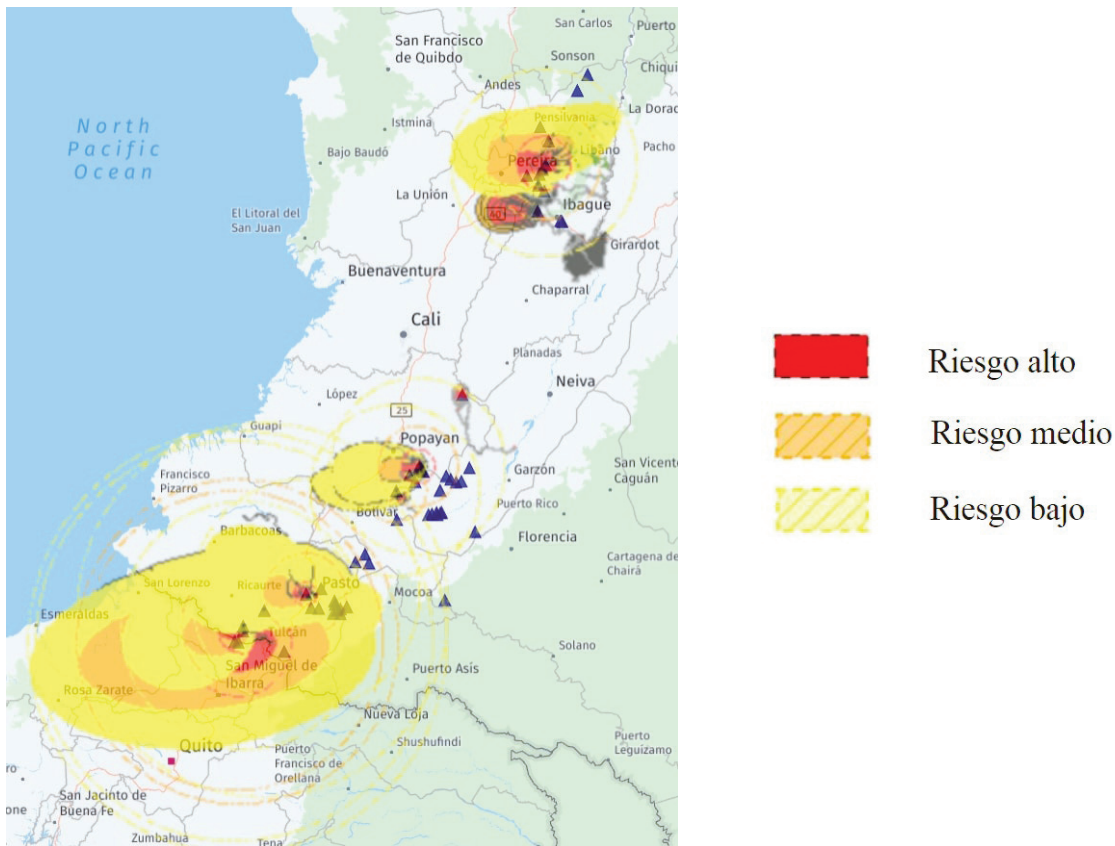


2.1.3 Volcanes y riesgo por caída de piroclásticos:

Estos comprenden amenazas debidas principalmente a flujos de lava, caídas de piroclásticos, avalanchas y lahares. Los datos de la localización de volcanes y los riesgos por actividad volcánica se obtuvieron del Servicio Geológico Colombiano (SGC) con fecha de corte del año 2017 de la petición (SGC, 2023). La zonificación del riesgo se clasifica mediante los

colores rojo que indican amenaza alta, naranja amenaza media y amarillo amenaza baja, cada uno con especificaciones sobre el tipo de amenaza y acumulaciones de piroclásticos, las cuales se pueden detallar, por ejemplo en (SGC, 2015). Este aspecto se muestra en la figura 5.

Figura 5: Volcanes y riesgo por actividad volcánica.



2.1.4 Sismicidad:

La sismicidad no es un criterio de exclusión, puesto que incluso países con actividad sísmica alta como Japón y México generan energía eléctrica de origen nuclear. Este aspecto debe considerarse para implementar los mecanismos necesarios en la puesta en marcha de una central nuclear con el fin de minimizar los riesgos y garantizar la seguridad física de las instalaciones ante eventos

sísmicos. Los datos fueron obtenidos del SGC con fecha de corte el año 2020 y se muestran en la figura 6 en donde las zonas de actividad sísmica clasificadas como alta, media y baja se relacionan con los colores rojo, amarillo y verde respectivamente.

Figura 6: Actividad sísmica de Colombia.



2.1.5 Fallas geológicas:

Para este criterio se deben analizar ciertas características de la falla geológica como su longitud, profundidad, evidencia de movimientos, deformaciones o dislocaciones de naturaleza recurrente e influencia sobre las fallas cercanas para ser clasificadas como fallas capaces (IAEA, 2019) y representar una amenaza a la integridad de la instalación nuclear. Para este trabajo no se detallan estos aspectos, lo cual requiere un estudio posterior más detallado, solo se añaden al mapa todas las fallas geológicas registradas en las bases de datos del SGC con fecha de corte el año 2018 y las cuales pueden observarse en la figura 7.

Figura 7: Fallas geológicas de Colombia.

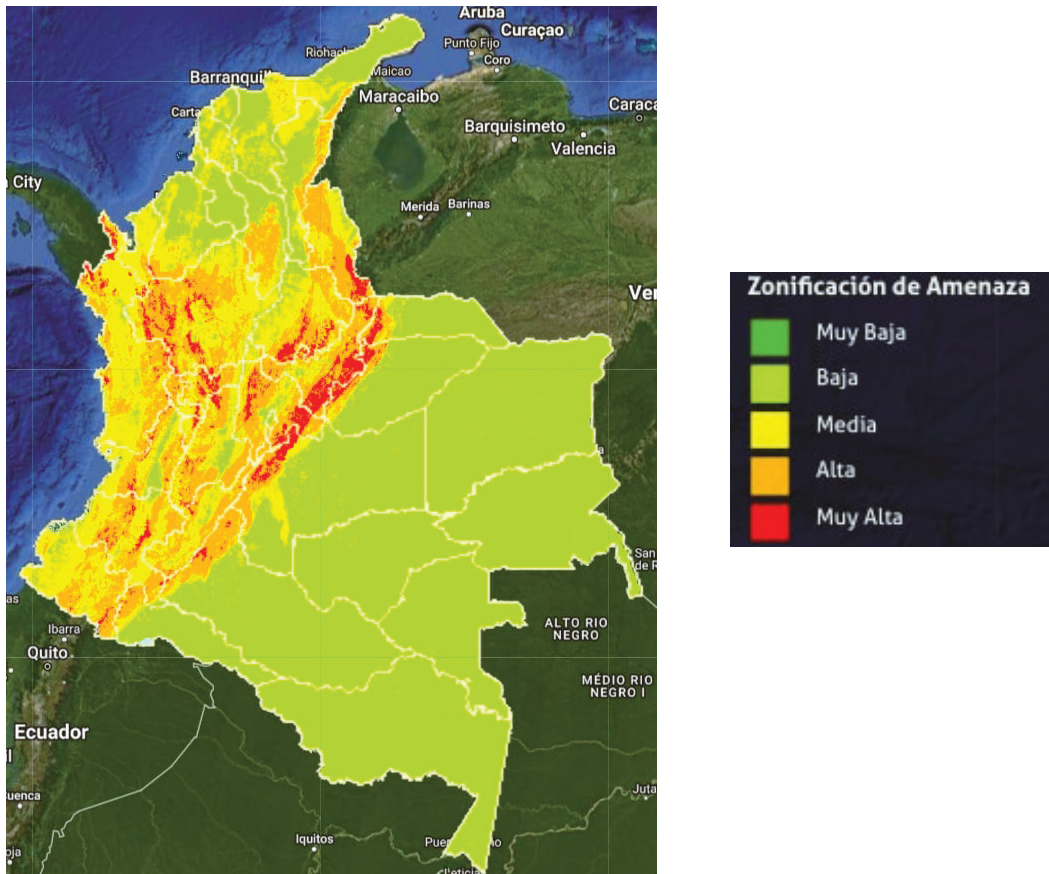


2.1.6 Riesgo por remoción en masa:

Este aspecto no se implementó en el mapa de los autores, por tanto, se referencia el proveído por el SGC en el Sistema de Información de Movimientos en Masa (SIMMA) (SIMMA, 2023). Se consideran

como zonas de exclusión las regiones coloreadas de rojo y naranja identificadas como amenaza alta y muy alta de remoción de masa. Este se puede observar en la figura 8.

Figura 8: Riesgo por remoción en masa.



2.1.7 Focos de incendios forestales:

Los incendios forestales tienen el potencial para afectar la seguridad de las instalaciones del reactor nuclear y su conexión a la red eléctrica, como ya se ha reportado en (CNEA, 2023). Se identifican los focos de incendios forestales mostrados

en la figura 9. Los datos fueron obtenidos del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) con fecha de corte el año 2019.

Figura 9: Focos de incendios forestales.



111

2.1.8 Riesgo de inundaciones:

Los riesgos por inundaciones debidos a causas naturales o artificiales deben ser considerados. En el mapa se muestran registros de inundaciones con profundidad aproximada de 5.70 m por causas naturales en tiempo de retorno de 50 años, es decir, igualables o superables estadísticamente una vez cada 50 años. Estos datos se obtuvieron del IDEAM con fecha de corte el año 2019. Se requiere un estudio más detallado de las posibles afectaciones generadas por actividades industriales o energéticas sobre el recurso hídrico de la planta nuclear, con el fin de evitar situaciones de riesgo como la generada por el conflicto Ucrania-Rusia en la central de Zaporizhzhia debido a la destrucción de la hidroeléctrica de Nova Kakhovka (IAEA, 2023).

Figura 10: Registros de inundaciones con profundidad aproximada de 5.70 m por causas naturales en tiempo de retorno de 50 años.



2.1.9 Riesgo de tsunamis:

De manera similar al riesgo por inundaciones debe considerarse el riesgo por tsunamis. Muchas centrales nucleares en el mundo se refrigeran con el agua del mar, pero es necesario la evaluación de los riesgos y la implementación de mecanismos de seguridad para afrontar posibles situaciones

como la presentada en el accidente de Fukushima en 2011 (IAEA, 2015). Las zonas expuestas a este fenómeno hidrometeorológico se muestran en la figura 11 de la cual los datos fueron obtenidos del SGC con fecha de corte de 2021.

Figura 11: Zonas expuestas a afectaciones por tsunamis.



2.2 Aspectos sociales y económicos:

2.2.1 Resguardos indígenas:

Debido a la presencia de los pueblos indígenas en Colombia, deben considerarse sus reclamaciones sobre la tierra, respetando sus territorios y resguardos ocupados actualmente. En principio se consideran como zonas de exclusión los resguardos indígenas legalizados, aunque no se descartan posibles acuerdos. Los datos fueron obtenidos de la Agencia Nacional de Tierras (ANT) y se muestran en la figura 12.

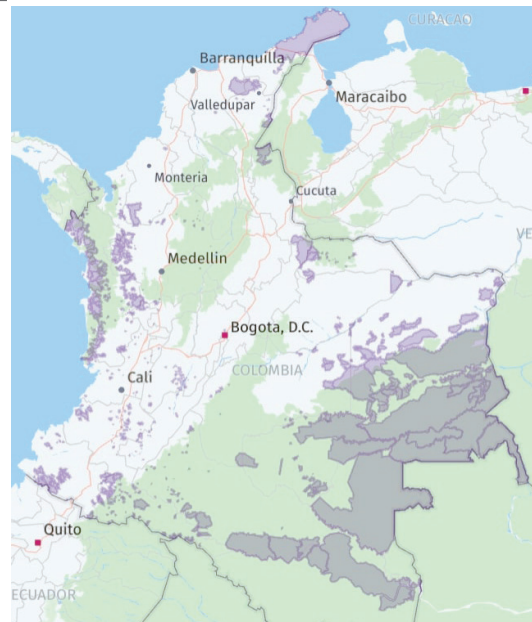


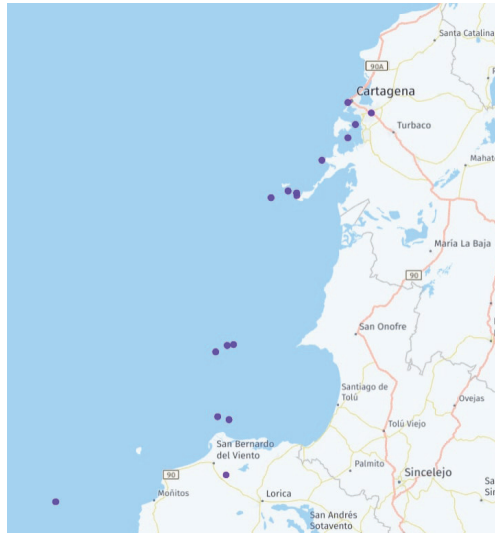
Figura 12: Resguardos indígenas legalizados.

2.2.2 Lugares turísticos y patrimonios de la humanidad:

Debido a la percepción de riesgo y el hecho de que una planta nuclear se asocia a la industria y tecnología, esto puede afectar negativamente la actividad turística local que generalmente busca garantizar espacios tranquilos y cercanos a la naturaleza. En el mapa se señalan los principales

100 sitios turísticos y los 9 sitios patrimonio de la humanidad de Colombia. En la figura 13, se destacan únicamente los puntos turísticos cercanos a la ciudad de Cartagena, mientras que en otras regiones del mapa se marcan los restantes puntos de interés turístico.

Figura 13: Focos turísticos y patrimonio de la humanidad en las cercanías de la ciudad de Cartagena.



2.2.3 Zonas y distritos militares:

La actividad militar se considera como una actividad peligrosa por naturaleza y deben considerarse los emplazamientos militares para la localización de la central nuclear. Estos se muestran en la figura 14 para la ciudad de Bogotá, cuyos datos fueron obtenidos de (Ejército Nacional de Colombia, 2023).

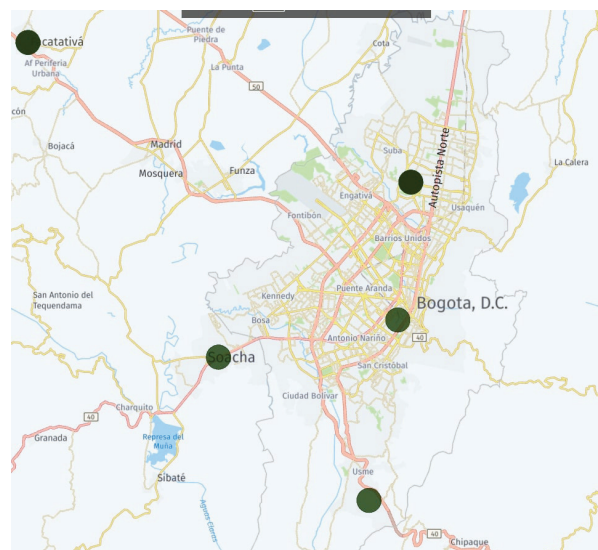


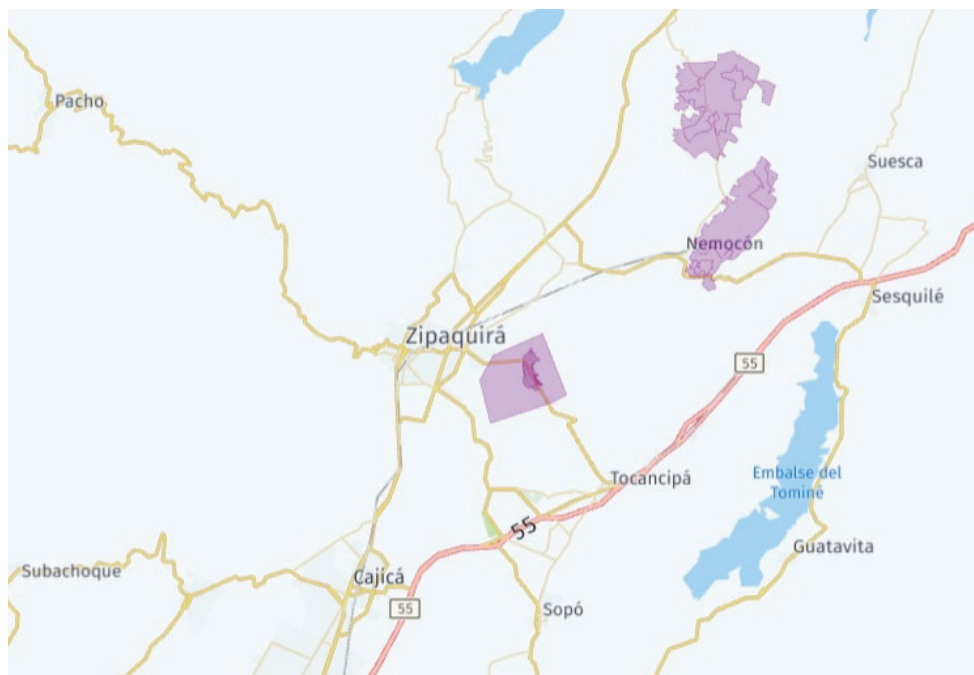
Figura 14: Zonas y distritos militares en las cercanías de la ciudad de Bogotá.

2.2.4 Sitios arqueológicos:

Debido a la presencia de los pueblos indígenas desde hace miles de años en el territorio colombiano, existen yacimientos arqueológicos remanentes de sus asentamientos y actividades, los cuales son valiosos para el entendimiento de las costumbres y formas de vida de estos los

pueblos originarios. Tales localizaciones deben ser tratadas como zonas de exclusión. Estas zonas fueron implementadas en el mapa y un ejemplo de su visualización se muestra en la figura 15.

Figura 15: Zonas arqueológicas protegidas en las cercanías de Zipaquirá.



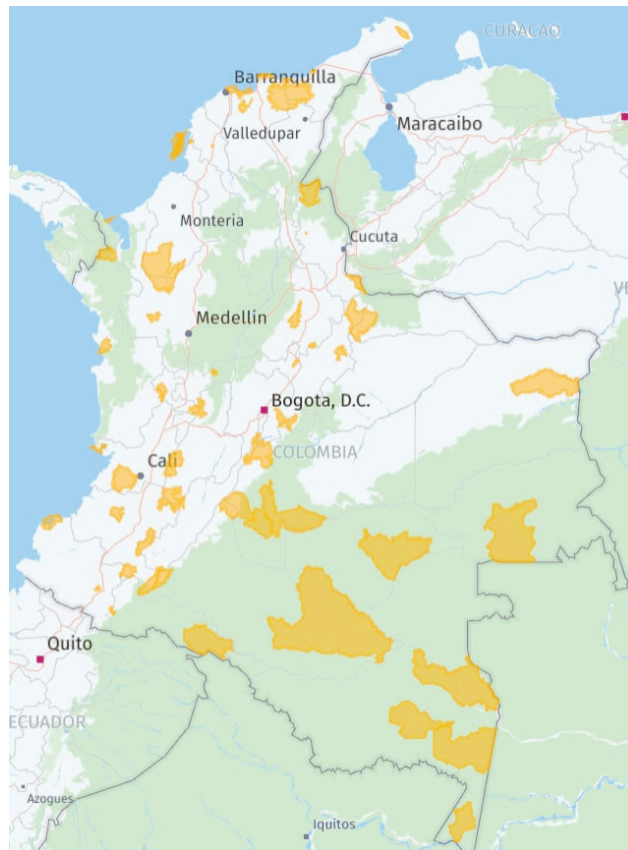
2.3 Aspectos ambientales:

2.3.1 Parques nacionales naturales:

En este criterio se consideran las reservas naturales, áreas naturales únicas, santuarios de flora, santuarios de fauna y vías parques nacionales. Debido a su propósito para con la conservación de la riqueza natural de Colombia se consideran como zonas de exclusión. Los

datos fueron obtenidos de la entidad Parques Nacionales Naturales de Colombia (PNN) con fecha de corte del 2017 y se observan en la figura 16.

Figura 16: Reservas naturales, áreas naturales únicas, santuarios de flora, santuarios de fauna y vías parques nacionales.



2.3.2 Áreas importantes para la conservación de especies de aves:

Debido a que Colombia es el país con mayor diversidad de especies de aves, contando con 1,954 especies, un 20% del total global (WWF, 2023), es necesario que las actividades industriales y energéticas en general no afecten los ecosistemas importantes para su proliferación. En la figura 17 se señalan las zonas importantes para su conservación de las especies de aves cuyos datos fueron obtenidos del Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt (IAvH) con fecha de corte de 2015.

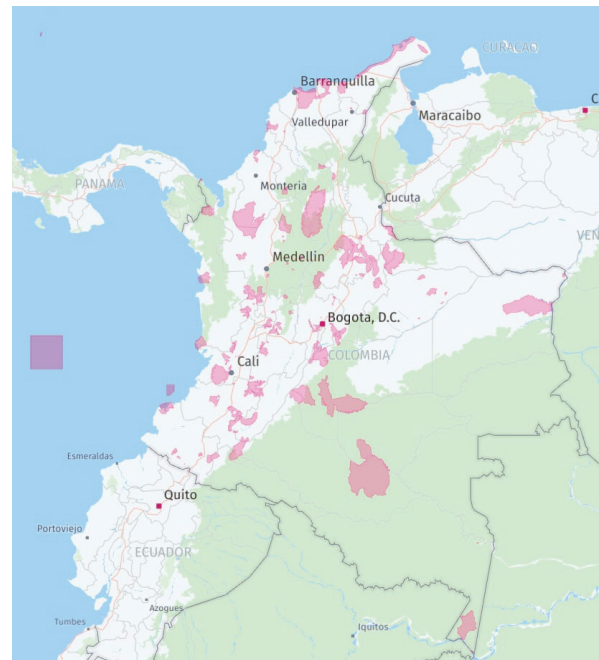


Figura 17: Zonas importantes para la conservación de las especies de aves.

2.3.3 Complejos de páramos:

Los páramos son esenciales para Colombia debido a su papel en la regulación hídrica y su biodiversidad única, por lo cual se consideran como zonas de exclusión para cualquier actividad

energética o industrial. Los complejos de páramos se muestran en la figura 18, los datos fueron obtenidos de IAvH con fecha de corte de 2014.

Figura 18: Complejos de páramos de Colombia.



2.3.4 Prioridades de conservación nacional CONPES 3680:

En el documento de CONPES 3680 (CONPES, 2010) el cual establece los lineamientos para las áreas protegidas de Colombia y se sugiere la creación de nuevas áreas protegidas con el

propósito de conservar ecosistemas únicos. Estas se muestran en la figura 19, cuyos datos fueron obtenidos de PNN con fecha de corte 2020.

Figura 19: Prioridades de conservación Nacional CONPES 3680.



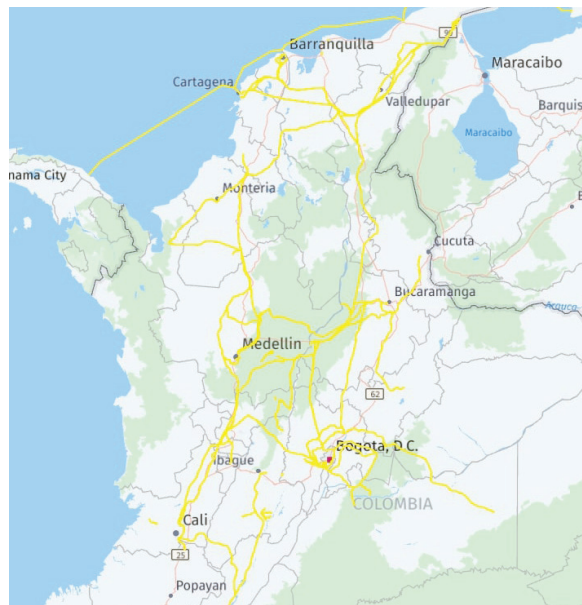
2.4 Aspectos ingenieriles y costos:

2.4.1 Líneas licenciadas de transmisión eléctrica:

La planta nuclear debe conectarse a la red de transmisión eléctrica y localizarse preferiblemente en las cercanías de una línea para evitar costos adicionales. La figura 20 muestra las líneas licenciadas de transmisión eléctrica existentes al año 2020 obtenidas de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA). Debido a los plazos

de puesta en marcha de las centrales nucleares (IAEA, 2015), un análisis más detallado consistiría en la evaluación respecto a las proyecciones de la expansión de la red eléctrica para el 2033 de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) (UPME, 2023) asumiendo la realización oportuna de estos proyectos.

Figura 20: Líneas licenciadas de transmisión eléctrica a 2020.

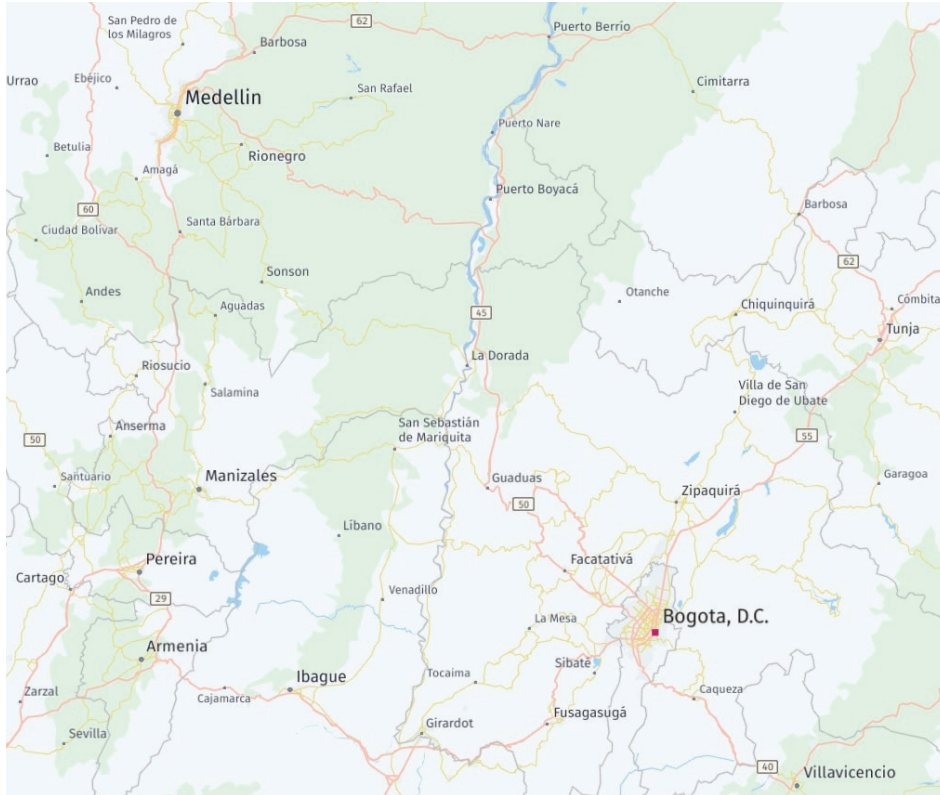


2.4.2 Red vial:

Las redes viales e infraestructura de transporte son importantes para la accesibilidad a la localización de la central durante su construcción y en un hipotético caso de accidente, de manera

que se pueda reaccionar rápida y efectivamente. Esta infraestructura se señala en el propio mapa de la API de HERE. En la figura 21 se muestran por ejemplo las vías entre Medellín y Bogotá.

Figura 21: Red vial entre Medellín y Bogotá.



2.4.3 Fuentes hídricas:

La presencia de una fuente hídrica con un caudal disponible constante de acuerdo a la potencia del reactor es esencial para el funcionamiento de los sistemas de refrigeración. Esta puede provenir del mar, un río o lago, por lo cual se deben analizar los cuerpos de agua disponibles en la selección de sitio. Estos se muestran en el mapa de la API de HERE con un color azul, tal como en la figura 22 se muestra por ejemplo el río Magdalena.

Figura 22: Representación de los cuerpos de agua en el mapa. En este ejemplo se muestra el río Magdalena.



3. ANÁLISIS DE ZONAS VIABLES

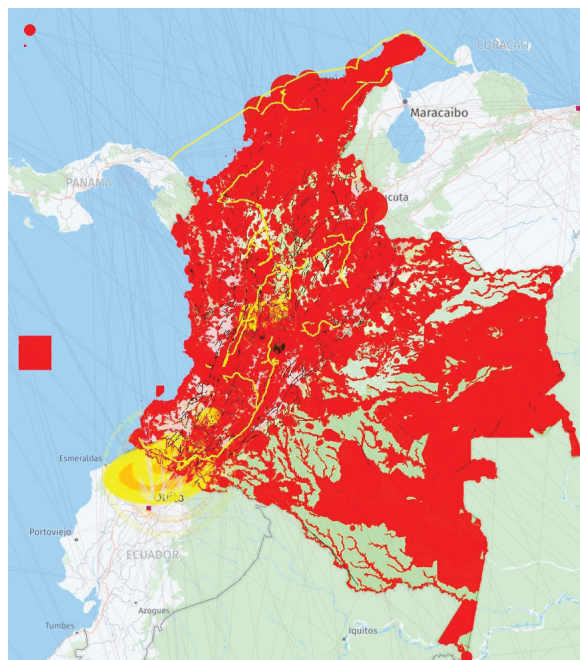
Considerando todos los aspectos mencionados en la sección 2, se genera el mapa mostrado en la figura 23. En esta se destacan dos regiones por estar libres de aspectos geográficos, económicos, sociales y ambientales que pudiesen amenazar a la seguridad de la hipotética planta nuclear o afectar las actividades humanas allí. Adicionalmente, se encuentran relativamente cerca de las zonas de alta demanda energética y de las líneas de transmisión eléctrica. Estas son la región occidental de la Orinoquía y la región andina norte, señaladas en la figura 24.

La primera zona sugerida cuenta con las características:

1. Sismicidad baja.
2. Localizaciones con ausencia de aspectos amenazantes de origen geológico e hidrometeorológico.

3. Riesgo por remoción en masa bajo.
4. Ausencia de reservas naturales y resguardos indígenas.
5. Ausencia de fallas geológicas.
6. Cercanía a la red nacional de transmisión eléctrica.
7. Accesibilidad mediante la ruta nacional 40.
8. Recursos hídricos provenientes de los ríos Meta y Manacaías.
9. Baja densidad poblacional.
10. Ausencia de centrales hidroeléctricas.

Figura 23: Mapa incluyendo todos los criterios considerados, excepto riesgo por remoción en masa y zonas de interés arqueológico.

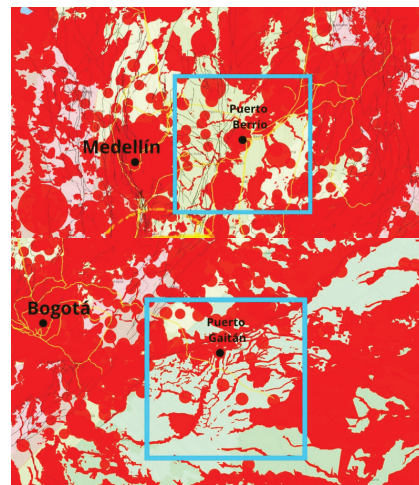


La segunda zona sugerida cuenta con las ventajas:

1. Sismicidad media.
2. Localizaciones con ausencia de aspectos amenazantes de origen geológico e hidrometeorológico.
3. Riesgo por remoción en masa medio.
4. Ausencia de reservas naturales y resguardos indígenas.
5. Cercanía a la red nacional de transmisión eléctrica.
6. Accesibilidad mediante las rutas nacionales 62 y 45.
7. Recurso hídrico proveniente del río Magdalena.
8. Ausencia de centrales hidroeléctricas.

Un estudio más profundo requeriría analizar los suelos y vientos de estas regiones de Colombia de acuerdo a las recomendaciones en (OIEA 2015, 2012, 2015) para determinar, en caso de un accidente, el movimiento de material radiactivo escapado. Es también necesario un análisis más detallado sobre los caudales de las fuentes hídricas, lo cual limitaría la potencia posible del reactor y las zonas de turismo ecológico presentes en estas regiones.

Figura 24: Regiones con potencial para albergar una central nuclear.



4. CONCLUSIONES

Se analizaron los aspectos sugeridos por el OIEA para garantizar la seguridad física de una hipotética planta nuclear en Colombia relativos a la geografía y determinadas actividades humanas en el territorio. Mediante la creación de un mapa en donde se señalan estos criterios, se postulan dos zonas para la localización de una central nuclear relativamente libres de amenazas naturales y viables por la presencia de recursos hídricos, accesibilidad e infraestructura para la transmisión de energía eléctrica.

A la espera de la incursión de Colombia en la nucleoelectricidad, se aporta a la gestación de este proyecto mediante sugerencias y análisis de los aspectos más importantes para la selección de sitio. Si bien este estudio no es definitivo, introduce de manera general los criterios a considerar e invita a continuar la discusión mediante análisis más detallados, de manera que se tomen decisiones más

informadas y responsables durante este proceso.

Como aspectos a mejorar se mencionan la implementación de bases de datos más confiables y actualizadas respecto a los criterios de población y rutas aéreas, preferiblemente provenientes de entidades gubernamentales. Respecto al criterio de riesgo por remoción en masa que se deja como un mapa externo, se espera incluir en el mapa desarrollado para futuras actualizaciones. Se propone como perspectiva el análisis más detallado de las zonas sugeridas en aspectos socioeconómicos, análisis de suelos y vientos. Otra característica que no fue cubierta es la del conflicto armado, el cual en un panorama optimista se espera que no obstaculice el desarrollo energético del país en cuanto a la generación de origen nuclear.

5. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen el apoyo y la iniciativa de la empresa Solenium S.A.S. por promover la energía nuclear desde el sector privado, sin el cual no hubiera surgido este proyecto. De igual manera agradecemos a la Universidad de Antioquia y a los académicos allí por promover programas educativos e investigaciones en torno a la nucleoelectricidad. Finalmente y no menos importante, agradecemos a nuestras respectivas familias por su apoyo incondicional y constante en nuestras carreras.

121

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Comisión Chilena de Energía Nuclear (CCHEN). (2018). Consideraciones para el Emplazamiento de una Central Nuclear de Potencia (CNP) en Chile. Estudios CCHEN. <https://www.cchen.cl/pdf/informes2018/Informe%20Final%20de%20Emplazamiento%20ODENP%202018.pdf>

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2023). Plan energético nacional (PEN) 2022-2052.

Ordóñez, M. F. (2023). Nucleares: Sí, por favor: Por qué la energía nuclear es la Energía del Futuro. Ediciones Deusto.

Consejo Nacional de Política Económica y Social República de Colombia (CONPES). (2010). Documento Conpes 3680. Lineamientos para la consolidación del sistema nacional de áreas protegidas. <http://cpps.dyndns.info/cpps-docs-web/planaccion/biblioteca/pordinario/Colombia/sinap.pdf>

Electric Power Research Institute (EPRI). (2002). Siting Guide: Site Selection and Evaluation Criteria for an Early Site Permit Application.

Focos de incendio en cercanía al Complejo Nuclear Atucha, Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA). <https://www.argentina.gob.ar/arn/focos-de-incendio-en-cercania-al-complejo-nuclear-atucha>

GeoNames geographical database. (26 junio 2023). <https://www.geonames.org>

International Atomic Energy Agency (IAEA). (2019). Site Evaluation for Nuclear Installations. IAEA Safety Standards, Specific Safety Requirements No. SSR-1. https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/P1837_web.pdf

International Atomic Energy Agency (IAEA). (2015). Milestones in the Development of a National Infrastructure for Nuclear Power. IAEA Nuclear Energy Series Publications, IAEA Nuclear Energy Series No. NG-G-3.1 (Rev. 1). https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1704_web.pdf

International Atomic Energy Agency (IAEA). (2015). The Fukushima Daiichi Accident. Report by the Director General. <https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1710-ReportByTheDG-Web.pdf>

International Atomic Energy Agency (IAEA). (2012). Managing Siting Activities for Nuclear Power Plants. IAEA Nuclear Energy Series Publications No. NG-T-3.7. https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/P1565_web.pdf

International Atomic Energy Agency (IAEA). (2015). Site Survey and Site Selection for Nuclear Installations. IAEA Safety Standards, Specific Safety Guide No. SSG-35. <https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1690Web-41934783.pdf>

IAEA Director General Statement on Situation in Ukraine, International Atomic Energy Agency (IAEA). <https://www.iaea.org/nuclear-safety-and-security-in-ukraine>

Mapa amenaza Volcán Nevado del Ruíz, Servicio Geológico Colombiano (SGC). (2015). <https://www2.sgc.gov.co/sgc/volcanes/VolcanNevadoRuiz/Paginas/Mapa-amenaza.aspx>

OpenFlights Airport, airline and route database. (26 junio 2023). <https://openflights.org/data.html>

Amenaza volcánica SGC. (26 junio 2023).

https://srvags.sgc.gov.co/arcgis/rest/services/Amenaza_Volcanica/Amenaza_Volcanica/MapServer/export?bbox=-82.59019660585712%2C+-1.8136980652597394%2C+-72.67901651118181%2C+8.097482029415563&bboxSR=&layers=show%3A1%2C2%2C3%2C5%2C6%2C7%2C8%2C10%2C11%2C12%2C17%2C18%2C19%2C21%2C22%2C23%2C25%2C26%2C27%2C28%2C30%2C31%2C32%2C33%2C35%2C36%2C38%2C40%2C41%2C42%2C43%2C44%2C46%2C47%2C48%2C50%2C51%2C53%2C54%2C55%2C56&layerDefs=&size=600%2C600&imageSR=102100&format=png&transparent=true&dpi=100&time=&layerTimeOptions=&dynamicLayers=&gdbVersion=&mapScale=&rotation=&f=image

Colombia en mapas, Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC). (26 junio 2023). <https://www.colombiaenmapas.gov.co>

Focos de incendio en cercanía al Complejo Nuclear Atucha, Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA). [En línea]. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/arn/focos-de-incendio-en-cercania-al-complejo-nuclear-atucha>

IAEA Director General Statement on Situation in Ukraine, International Atomic Energy Agency (IAEA). [En línea]. Disponible en: <https://www.iaea.org/nuclear-safety-and-security-in-ukraine>

Mapa amenaza Volcán Nevado del Ruíz, Servicio Geológico Colombiano (SGC), 2015. [En línea]. Disponible en: <https://www2.sgc.gov.co/sgc/volcanes/VolcanNevadoRuiz/Paginas/Mapa-amenaza.aspx>

Sistema de Información de Movimientos en Masa (SIMMA), Servicio Geológico Colombiano (SGC). [En línea]. Disponible en: <https://simma.sgc.gov.co>, Accedido el: 26 junio 2023.

AUTOR, Zonas de exclusión para una central nuclear de potencia en Colombia. [En línea]. Disponible en: <https://planta-nuclear-colombia.onrender.com>, Accedido el: 26 junio 2023.

Zonas y distritos militares ejército nacional. [En línea]. Disponible en: <https://www.datos.gov.co/Seguridad-y-Defensa/ZONAS-Y-DISTRITOS-MILITARES-EJERCITO-NACIONAL/jpus-ug29>

Matriz Energética de Panamá: Camino al 2035

Panama's Energy Matrix: Road to 2035

Nicanor Ayala¹

Recibido: 29/03/2023 y Aceptado: 15/01/2024
ENERLAC. Volumen VII. Número 2. Diciembre, 2023
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522(digital)



123



Resumen

Aspectos ambientales, políticos, sociales, económicos y de seguridad del suministro, están impulsando la transformación energética, a nivel internacional, hacia un mayor uso de las fuentes renovables de energía. Panamá, como parte de su Estrategia Energética Nacional, ha propuesto una mayor utilización de estas fuentes de energía en un proceso de diversificación de la matriz energética. Tecnologías como la eólica, solar, y más a largo plazo, la del hidrógeno verde, constituyen las principales líneas estratégicas. El presente trabajo explora algunos de los efectos a mediano plazo de: (i) la utilización de vehículos eléctricos en Panamá y (ii) el autoconsumo eléctrico en sectores como el Residencial, Comercial y Gobierno, estimando de manera global las variaciones en los consumos de energía, las emisiones de gases de efecto invernadero y las importaciones energéticas.

PALABRAS CLAVE: Central nuclear de potencia, selección de sitio, nucleoelectricidad, generación eléctrica, evaluación de riesgo.

Abstract

Environmental, political, social, economic, and the supply's security, are driving the energy transformation, at an international level, to a greater use of renewable energy sources. As part of its National Energy Strategy, Panama has proposed a greater usage of these energy sources in a diversification process of the energy matrix. The major strategic paths are composed by technologies such as wind and solar energy, and eventually green hydrogen. The following paper explores the medium-term effects of: (i) the use of electric vehicles in Panama and ii) electric self-consumption in Residential, Commercial and Government sectors, with a global estimate of the variations in energy consumption, emission of greenhouse gases, and energy imports.

KEYWORDS: energy, environment, electric vehicles, self-consumption, wind energy, solar energy.

1. INTRODUCCIÓN

Como parte de las políticas tendientes a la diversificación de la matriz energética y de la reducción de las emisiones de GEI en Panamá, las autoridades energéticas han planteado, entre sus líneas de acción, la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica[1] y la Estrategia Nacional de Generación Distribuida[2], que busca crear las condiciones propicias que, por un lado, promuevan la sustitución de los vehículos que utilizan combustibles fósiles, por vehículos eléctricos y, por el otro, impulsen la generación distribuida, como alternativa para que los clientes finales puedan generar parte o todos sus requerimientos eléctricos.

Con ello, se realizó este ejercicio prospectivo buscando identificar los posibles efectos de las

transformaciones que se han planteado en las estrategias energéticas nacionales en aspectos relacionados a: la dependencia energética, la utilización de las fuentes renovables, la generación eléctrica y, en particular, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

En escenarios como los planteados, las fuentes renovables de energía tendrán una participación creciente en la matriz energética, no sólo de Panamá, sino en plano internacional. Como consecuencia del incremento de los requerimientos de infraestructura energética renovable, se realiza un estimado de la acumulación de dicha infraestructura una vez ha cumplido con su vida útil.

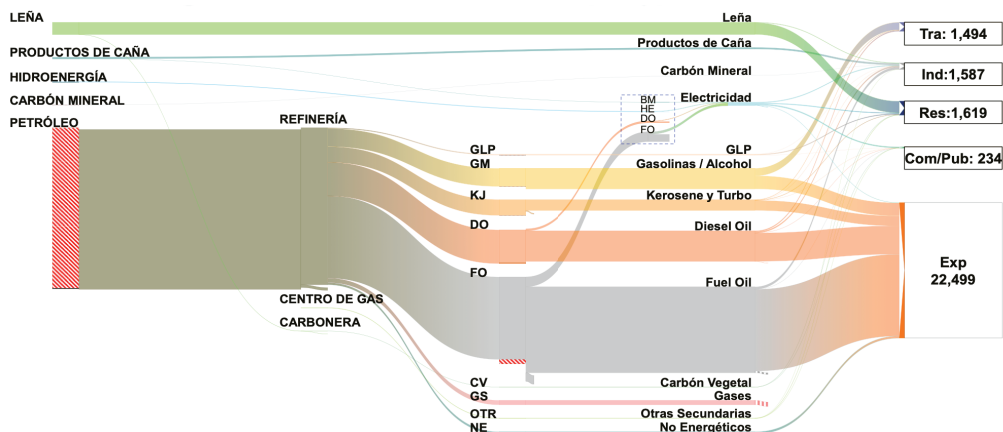
126

2. MATRIZ ENERGÉTICA

Los gráficos 1 y 2 muestran los cambios que se han observado en la matriz energética de Panamá, de los últimos cincuenta años, pasando de un país donde el petróleo y sus derivados tenían una mayor presencia en el mercado de combustible, principalmente el de exportación, a un país que ha llevado a cabo cambios estructurales para dar cabida a fuentes energéticas y tecnologías que aseguren el suministro energético del país, procurando que éste se logre a costos competitivos

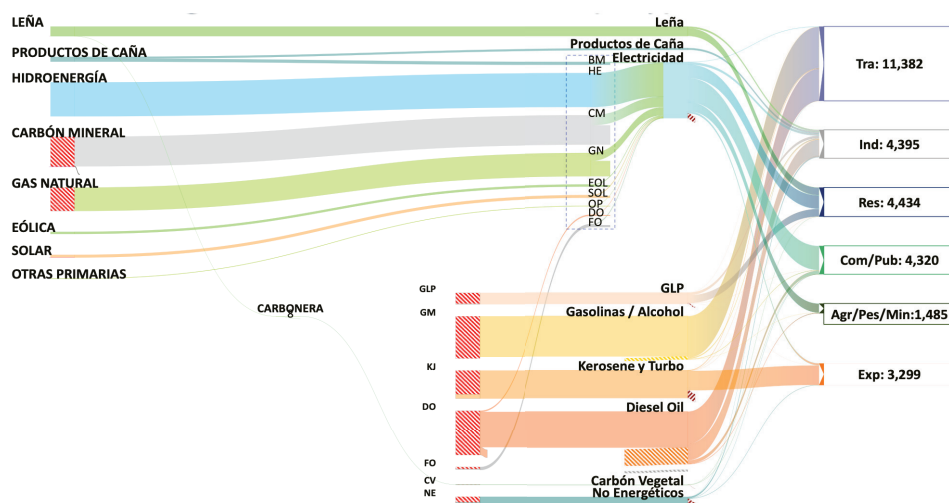
y con los menores impactos al ambiente. A lo largo de estos años, las transformaciones tecnológicas, económicas y demográficas han incidido en los esquemas de consumo de los distintos sectores socioeconómico del país, modificando sus requerimientos energéticos. Sectores como el Comercio/Gobierno y el Transporte presentan un crecimiento energético más acentuado, donde sus demandas crecieron en el año 2021 más de 18 y 7 veces,

Gráfico 1: Balance Energético Nacional Panamá, 1970 (kbp)



Fuente: Elaboración propia con cifras del Balance Nacional de Energía [3]

Gráfico 2: Balance Energético Nacional Panamá, 2021 (kbep)



Fuente: Elaboración propia con cifras del Balance Nacional de Energía [3]

respectivamente, la demanda registrada en 1970. Desde el punto de vista de la oferta energética, destaca el crecimiento de la infraestructura de generación, donde en los años 70's las termoeléctricas (diesel/fuel oil) jugaban un rol preponderante en la producción eléctrica. Actualmente, se cuenta con un parque de

generación diversificado, con una presencia hidráulica importante y en la que se han integrado tecnologías, como la eólica (2013), solar fotovoltaica (2014) y el gas natural (2018), que participan en la producción de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

127

Tabla 1: Renovabilidad (%)

	Índice de Renovabilidad		Índice de Renovabilidad de la Generación Eléctrica	
	2015	2020	2015	2020
Paraguay	70.93	69.33	100.00	100.00
Costa Rica	51.99	51.57	98.99	99.79
El Salvador	29.40	32.01	56.22	84.48
Brasil	41.65	49.57	74.21	83.17
Colombia	24.16	25.60	68.02	73.23
Panamá	23.60	24.90	65.21	64.85
Chile	25.90	28.34	42.38	46.67
Argentina	10.04	10.49	29.50	27.62
República Dominicana	11.85	19.11	8.14	15.33
Jamaica	10.15	7.16	6.04	12.77
México	7.79	10.66	16.54	22.15

Fuente: Estadísticas Energéticas de América Latina y El Caribe, OLADE [4]

Con ello se ha logrado una generación eléctrica con un alto componente renovable, que en promedio se encuentra por encima del 60%. En efecto, las fuentes renovables de energía han mantenido su presencia en la matriz energética del país; aunque con la penetración de los

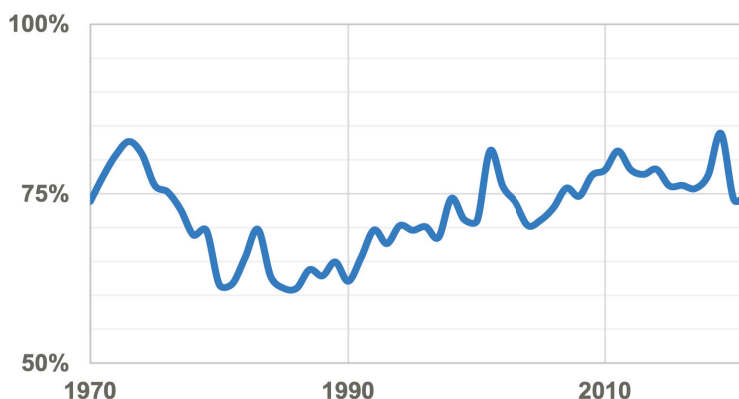
combustibles fósiles y bajo condiciones de bajos aportes hidráulicos, esta contribución de las renovables se ve reducida ocasionalmente. En la Tabla 1 se presenta, para algunos de los países de América Latina y el Caribe, la relación entre el total de energías renovables dentro de la oferta

total de energía (Índice de Renovabilidad) y el de la participación de las energías renovables dentro la generación eléctrica total (Índice de Renovabilidad de la Generación Eléctrica); mostrando en el período 2015-2020 pocos cambios en ambos indicadores, para el caso de Panamá.

Las importaciones dentro de la oferta total energética de un país varían en función de los recursos y reservas energéticas que se disponga, siendo necesario recurrir a las compras externas

para cubrir la totalidad o parte de sus requerimientos internos. La dependencia energética, medida como el total de sus importaciones, descontando las exportaciones en proporción a la oferta total, es un indicador que permite observar el peso que tienen las importaciones en el suministro energético, así como lo vulnerable que podría ser a la volatilidad de los mercados energéticos internacionales, no solo en cuanto a sus precios, sino también a su disponibilidad.

Gráfico 3: Panamá, Dependencia Energética



Fuente: Elaborado con información del Balance Nacional de Energía 1970-2021 [3]

Las importaciones de energía han tenido una participación creciente en la oferta energética de Panamá (Gráfico 3). En el año 2019 éstas superaron la de los años anteriores, siendo el gas natural, el carbón y los derivados del petróleo las principales fuentes de energía importadas para complementar las necesidades energéticas del país; aunque en los años 2020 y 2021, producto de la pandemia, se produjo una contracción de la demanda energética nacional, principalmente en el Sector Transporte y, consecuentemente, se requirieron menores importaciones de energía.

Bajo las condiciones políticas, económicas, sociales y ambientales de los últimos años, la transición energética hacia fuentes renovables ha pasado de ser una opción para algunos países y se ha transformado en una necesidad que procure asegurar un mínimo de los requerimientos de energía y diluir lo más posible la volatilidad de los precios internacionales de los carburantes, o bien,

la dependencia de una única fuente de suministro, lo que consecuentemente tiene efectos directos en la reducción de las emisiones de GEI.

Entre 1970 y 2019, el consumo de energía per cápita de Panamá se incrementó de 3.3 hasta 6.0 bep/hab-año y ello se vio reflejado en los volúmenes de emisiones de GEI. A partir de los coeficientes medios de emisión de GEI de OLADE[5] se estimó el CO₂ liberado al ambiente a lo largo de la cadena energética, los cuales pasan de 3 Mton en 1970 a 14 Mton en 2019 y 12 Mton en el 2021. En particular, la generación de energía eléctrica hasta el año 2000 tenía emisiones de CO₂ por debajo de 1.5 Mton; sin embargo, en el año 2019, con una mayor participación de la generación térmica a base de carbón y gas natural, estas emisiones superaron los 5 Mton. El Sector Transporte se ubica como la actividad que genera los mayores volúmenes de CO₂, representando alrededor del 38% de las emisiones.

Las gasolinas y el diésel son las fuentes de energía que tienen una mayor incidencia en las emisiones de CO2. El diésel, que es utilizado no solo en el transporte, sino también en la industria, el comercio y la generación de energía eléctrica, cuadruplicó su contribución a las emisiones de

GEI en los últimos 30 años. El fuel oil, destinado principalmente a la generación de electricidad, ha mantenido estable sus emisiones, aunque se prevé, que al igual que el diésel, disminuya su participación en la generación eléctrica en el corto y mediano plazo.

3. ESCENARIO BASE 2024-2035

A partir de la información de los Balances Energéticos Nacionales (1970-2021) de Panamá, así como también de la información histórica del producto interno bruto nacional (PIB)[6] y de la población total del país[7], se elaboró un modelo de proyección para cada una de las fuentes de energía que se consumen en los distintos sectores socioeconómicos. De acuerdo a períodos específicos seleccionados de la base

de datos histórica, el modelo está conformado por: (i) ecuaciones econométricas, en donde son determinados los parámetros que conforman cada una de las ecuaciones resultantes (a: constante; b: elasticidad PIB y d: elasticidad población) y (ii) y ecuaciones lineales que reflejan la tasa de crecimiento histórica. Tales modelos econométricos y lineales son del tipo:

- $Energía_t = a PIB_t^b$
- $Energía_t = a POB_t^d$
- $Energía_t = a PIB_t^b POB_t^d$
- $Energía_t = Energía_{t-1} * (1 + tasa\ de\ crecimiento)$

129

Para efectos de elaborar el Escenario Base 2024-2035, la proyección de la población tomó en consideración la tasa de crecimiento media mostrada en los años recientes (1.7%), en tanto que con el PIB, se asumieron tasas de crecimiento pre-pandemia (4-6%), las cuales permitieron realizar la proyección de cada una de las fuentes de energía utilizadas en el sector transporte, industria, residencial, comercio, gobierno, agro y pesca, construcción y no energéticos.

Esta proyección de energía se realizó bajo dos modalidades:

1. Proyectando el consumo total sectorial hasta el año 2035 y aplicando la misma estructura de consumo por fuente del año 2021, con lo cual se estimó, para cada año, el consumo de cada una de las fuentes primarias y secundarias de energía.
2. Proyectando de manera individual cada una de las fuentes de energía hasta el año horizonte.

En el caso de a las fuentes primarias y secundarias de energía utilizadas en la generación eléctrica, se planteó un modelo simplificado que utiliza herramientas de programación lineal, el cual fue ajustado de acuerdo a los resultados del Plan Indicativo de Generación elaborado por ETESA[8]. Este modelo, que no pretende elaborar un plan de expansión de la generación eléctrica, se utilizó solo como una referencia para estimar de manera agregada, por tipo de tecnología, las posibles adiciones a la capacidad instalada de generación, en cada uno de los escenarios considerados y con ello, determinar los volúmenes de generación necesarios para cumplir con los requerimientos eléctricos proyectados anualmente.

A partir de la proyección de la demanda y de la oferta eléctrica se realizó una estimación de las principales variables que conforman el Balance Energético Nacional (BEN), incluyendo producción, importación, exportación y transformación, tanto de las fuentes primarias, como de las fuentes secundarias de energía utilizadas en Panamá,

con la finalidad de construir una proyección anual del BEN en el período 2024-2035.

De los resultados obtenidos en este escenario, en el 2035 el gas natural utilizado en la generación eléctrica del SIN, tiene una evolución creciente en la producción eléctrica, incrementando en más del triple el volumen utilizado, respecto al registrado en 2021, dando evidencias de que esta fuente de energía podría jugar un rol importante en la generación de electricidad en el corto-mediano plazo. Adicionalmente, las fuentes renovables de energía, como la eólica y solar, también tendrán un crecimiento sostenido en el parque de generación, aunque estas opciones, a diferencia de las centrales térmicas, no aportan potencia firme al sistema.

En este escenario no se consideró ningún proceso de sustitución entre fuentes de energía y, en términos generales, el crecimiento de la demanda a lo largo del período mostró un comportamiento tendencial. Ello permitió estimar algunos de los parámetros asociados a la matriz energética y a las emisiones de GEI, que ayudaron a establecer órdenes de magnitud y variaciones respecto al año 2021.

El Sector Transporte tiene un peso importante en el consumo energético de un país, promediando alrededor del 40% en Latinoamérica. En Panamá esta actividad ha mostrado una tendencia creciente respecto al el consumo total de energía, con una media de 35% en los años 70's, superando el 44% en los años recientes y manteniéndose en

este mismo nivel hasta finales del período de análisis, de acuerdo a los resultados del Escenario Base. De igual forma, la electricidad, que aparece como una nueva fuente de energía utilizada en el transporte, producto de la operación del Metro, en el año 2021 representó alrededor del 0.4% del consumo total de la energía consumida en este sector; manteniéndose esta participación a lo largo del período de estudio. Consecuentemente, conforme a los resultados de este escenario, la actividad del transporte continuará siendo el sector con mayores requerimientos de energía respecto la demanda total nacional, manteniendo una participación alrededor del 44% en el período 2023-2035, y dentro de este sector, las gasolinas y el diésel seguirían siendo las principales fuentes de energía utilizadas.

De los resultados también se evidencia el peso de las importaciones en la oferta total de energía, el que podría oscilar alrededor del 81%, que comparado con el 75% del año 2021, reflejaría el efecto de una mayor participación de combustibles fósiles en la matriz energética nacional.

En cuanto a las emisiones de CO₂, se llegarían a superar los 20 tCO₂eq, siendo el Sector Transporte responsable de emisiones que estarían por encima del 40% debido a los consumos de diésel y gasolina; mientras que en la generación eléctrica se observa un incremento a lo largo del período, pasando de 33% a 37% del total de las emisiones; siendo el gas natural y carbón las fuentes no renovables utilizadas en esta actividad.

4. ESCENARIO VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Conforme al planteamiento de la Secretaría Nacional de Energía de impulsar la movilidad eléctrica, se elaboró un escenario que explora los efectos que podrían observarse, tanto en la matriz energética, como en lo relativo a la generación de GEI. De acuerdo a estas líneas de política energética, las instituciones públicas del Gobierno Nacional reemplazarán la flota administrativa para lograr un mínimo de V.E. de 25% en el 2027 y 40% en el 2030. Asimismo, se propone un proceso de reemplazo del transporte

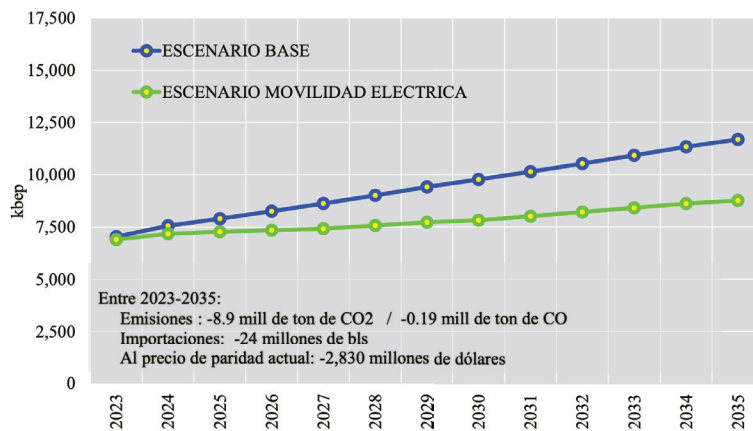
público colectivo y selectivo para llegar a un porcentaje mínimo de 20% en el 2027 y 33% en el 2030[9]. Tomando en consideración estos objetivos, se realizó una simulación asumiendo que la electricidad sustituirá de manera progresiva el consumo de gasolina, que representaría, en el año 2030 y 2035, el 20% y 25% del consumo total. Para tal efecto, se asumió que el transporte a gasolina, con un recorrido promedio de 35 km por galón, sería sustituido por vehículos eléctricos con un recorrido medio de 6 km/kWh, los cuales

realizarían la recarga de sus baterías con energía eléctrica que sería suministrada completamente a través del Sistema Integrado Nacional (SIN).

Producto de esta sustitución, en el año 2035 la incidencia del transporte en el consumo total de energía, se podría reducir de 44%, que se obtuvo en el Escenario Base, a 41%. En efecto, el consumo de gasolina se ve disminuido de acuerdo a las hipótesis planteadas, representando volúmenes equivalentes en las importaciones de más de 24 millones de barriles a lo largo de este período, los cuales, valorados con el precio

de paridad actual de la gasolina de 95 octanos y 91 octanos[10], podría rondar alrededor de los 2,800 millones de dólares a lo largo del periodo 2024-2035 (Gráfico 4). Si bien el volumen total de gasolina disminuye, como consecuencia de su sustitución por electricidad, el mayor consumo de gas natural en la generación de energía eléctrica se podría incrementar. Con estas variaciones en los consumos de combustible, la dependencia energética de Panamá en el año 2035 se ve mejorada, situándose en alrededor de 80%, comparada con el 81% del Escenario Base.

Gráfico 4: Demanda de gasolina

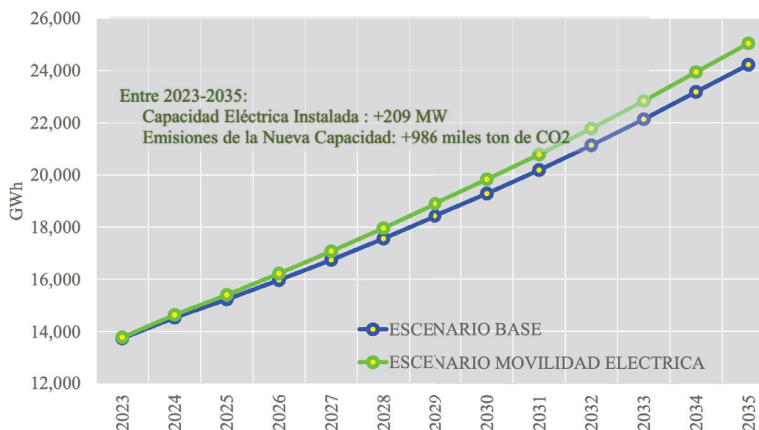


Fuente: Elaboración propia

El incremento en la demanda de energía eléctrica requerida para la recarga de las baterías de los vehículos constituirá una nueva demanda el mercado eléctrico nacional (Gráfico 5), la que podría superar los 5.8 GWh a lo largo del período, provocando el adelanto del inicio de operación de algunos de los proyectos

de generación contemplados en el Escenario Base. Consecuentemente, en este escenario se observa un consumo adicional del gas natural en la generación para satisfacer, junto con el resto de las centrales, la energía eléctrica que demandarán los V.E.

Gráfico 5: Demanda total de electricidad



Fuente: Elaboración propia

En términos de las emisiones de GEI, la reducción de la gasolina utilizada en el transporte, provocaría una disminución de CO₂ que rondaría los 8 Mton a lo largo del período de análisis, y aunque una mayor generación eléctrica a base de centrales térmicas causaría un incremento de emisiones, en alrededor a 1 Mton, dando como resultado un beneficio neto de alrededor de 7 Mton.

Bajo las condiciones y supuestos de este escenario, al año 2035 podría haber en circulación más de 200,000 vehículos eléctricos: Entre los años 2030 y 2040, sus baterías ya habrán cumplido su vida útil y requerirán ser reemplazadas; llegando a un total acumulado que podría sobrepasar las 390,000 baterías. Ello requerirá la preparación de esquemas de reciclaje que permita de manera efectiva la recuperación de los principales elementos que conforman las baterías, como el litio, cobalto y níquel, entre otros.

132 Estadísticas Energéticas. - Actualmente las ventas de combustible en las estaciones de servicio constituyen una fuente de datos estadísticos que permiten conocer, no sólo los volúmenes totales de combustible requeridos en el país, sino también de su ubicación geográfica y de su distribución temporal. Dicha información estadística, asociada

a los requerimientos energéticos del Sector Transporte, permite realizar distintos tipos de estudios y análisis operativos, económicos, prospectivos, etc., que a nivel nacional ayudan, entre otros, con el proceso de planificación energética. Con la incorporación de vehículos eléctricos, podría ocurrir una pérdida de calidad de la información estadística en este sector. Muchos de los vehículos tendrán la opción de realizar su recarga eléctrica en estaciones dedicadas a estos servicios, donde tales consumos serían medidos, registrados y clasificados como una “venta a vehículos eléctricos”, con lo cual las estadísticas energéticas nacionales podrán contar con la información de los requerimientos eléctricos de los vehículos que utilizan estos servicios. No obstante, otra parte de los vehículos eléctricos tendrán la opción de realizar su recarga en sus propios domicilios (Residenciales, Comerciales, etc.) sin que necesariamente sea reportado un consumo eléctrico del transporte. Por el contrario, estas recargas domiciliarias vendrían a incrementar los consumos habituales de estos clientes, enviando una señal no clara de cuál parte del consumo eléctrico total corresponde a la propia actividad del domicilio y cuál a la del transporte.

5. ESCENARIO GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Por la accesibilidad y por la reducción de sus costos, la tecnología fotovoltaica ha tenido una fuerte penetración en los años recientes bajo la figura de Autoconsumo en los distintos sectores socioeconómicos del país. En junio del 2020, Panamá ya contaba con más de 1,000 instalaciones de autoconsumo a nivel nacional, con una capacidad instalada que superaba los 40 MW[11].

En líneas con las tendencias mundiales, el Gobierno Nacional ha establecido, dentro de su política energética, una Estrategia Nacional de Generación Distribuida, que procura generar beneficios ambientales, así como una mayor participación de los clientes finales en la producción de energía eléctrica a través de esta figura. En su previsión de crecimiento, la SNE

estima que la capacidad instalada de Generación Distribuida podría estar en el 2030 entre 250 y 950 MW [2] dependiendo del escenario que sea considerado.

El Autoconsumo se podría llevar a cabo bajo dos esquemas de operación:

- Net Billing, a través del cual la toda energía consumida de la Red es pagada por el cliente, de acuerdo a la tarifa regulada y toda la energía que ha sido inyectada a la Red es cobrada por el cliente al precio mayorista de la electricidad.
- Net Metering, en donde en horas del día, si el Autoconsumidor tiene excedentes de energía, los puede

inyectar a la Red. Al finalizar cada período se realiza un balance neto de toda la energía consumida de la Red y la energía inyectada a la Red (Neto = Retiro - Inyecciones). Si los retiros de energía son mayores a las inyecciones, el cliente paga la diferencia al precio de la tarifa regulada; por el contrario, si las inyecciones son mayores a los retiros, el cliente, bajo determinadas condiciones, recibirá un pago por esta diferencia, la que es valorada al precio medio de la energía mayorista[12], lo que podría representar un beneficio para el cliente. Como resultado, bajo este esquema, si la energía inyectada a la Red es igual o mayor a la energía que ha sido consumida de la Red, el cliente pagaría cero por el servicio eléctrico, obviando los costos que corresponden en la cadena de suministro eléctrico.

Partiendo del Escenario Base se asumió una sustitución de energía eléctrica requerida de la Red del SIN, por energía de Autoconsumo fotovoltaico, la cual de manera progresiva llegaría en el año 2035 al 10% del total de la energía eléctrica consumida en el Sector Residencial y en el Sector Comercial-Gobierno.

De los resultados obtenidos se observa que al final del periodo podrían existir cerca de 1,200 MW en sistemas fotovoltaicos operando en el país, de los cuales alrededor de 35% serían sistemas Residenciales y el resto Comercial y Gobierno. Este crecimiento del Autoconsumo podría suponer una disminución de la generación eléctrica demandada del SIN, lo que podría superar los 10,000 GWh en el período 2024-2035, suponiendo menores:

- emisiones de CO₂, las cuales se reducirían en más de 2 millones de toneladas en el periodo 2024-2035.
- requerimientos de combustible importando para estos fines, como el gas natural, lo que, desde el punto de vista de la dependencia energética, se observa una leve disminución respecto al Escenario Base en alrededor del 2%.

El crecimiento del Autoconsumo planteado en este escenario requeriría en el año 2035 tener en operación más de 3.5 millones de paneles fotovoltaicos operando en el país. Asumiendo una vida útil de 25 años, a mediados de la década de los 40's se podrían estar generando grandes volúmenes de paneles que habrán cumplido con su vida útil, por lo que también será necesario establecer mecanismos para la recolección, manejo y reciclaje de los equipos obsoletos. Estas, sin lugar a duda, serán una fuente de materiales y elementos que podrán ser rescatados, como el cobre, aluminio y plata, entre otros.

Energía Omitida. – La energía producida por los equipos de Autoconsumo cuentan con medidores bidireccionales que registran toda la energía que es inyectada y toda la energía que es consumida de la red eléctrica; permitiendo realizar los balances de energía para efectos de los cobros o pagos correspondientes al servicio eléctrico. Sin embargo, la producción bruta total generada por el equipo de Autoconsumo no necesariamente se encuentra medida. Si este fuese el caso, se podrían presentar algunos inconvenientes:

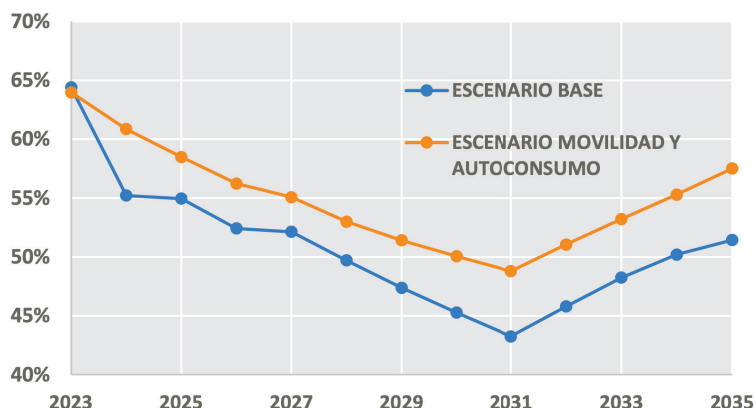
- Al igual como ocurriría en el Sector Transporte, se podría generar una pérdida de calidad de la información estadística, ya que no se sabría el consumo real de los Autogeneradores.
- Cada cliente que toma la opción de Autoconsumo, se transforma en una disminución en el consumo de energía eléctrica y de una disminución de la demanda en las horas de punta, que registran las empresas de comercialización, distribución, transmisión y generación, además del operador del sistema, lo que causaría una distorsión en los datos estadísticos utilizados para llevar a cabo la operación del mercado, o bien, la expansión de los sistemas eléctricos.
- Toda la infraestructura eléctrica debería estar preparada para atender la demanda de energía y de potencia, incluso en una situación extrema, como la de un día de alta nubosidad, o bien, la de un eclipse solar.

6. ESCENARIO AGREGADO

Este Escenario toma en cuenta de manera simultánea la movilidad eléctrica y el Autoconsumo fotovoltaico. Entre las principales diferencias

que resultan de comparar el Escenario Base y el Escenario Agregado, se observa:

Gráfico 6: Generación eléctrica renovable



Fuente: Elaboración propia

- La energía eléctrica generada con fuentes renovables de energía, muestra una disminución a lo largo del período analizado, por una mayor presencia de la generación térmica; aunque en los últimos años, con la incorporación de generación eléctrica renovable, se logra revertir esta tendencia. No obstante, en el año 2035 se podrían registrar valores por debajo de las cifras estimadas en 2023 (Gráfico 6). En el Escenario Base, el Índice de Renovabilidad de la Generación Eléctrica, cercano al 65% en el año 2022, terminó con un poco menos del 52% en el 2035, en tanto que en el Escenario Agregado, se logra retrasar la pérdida de la renovabilidad, terminando por encima del 57%, en el 2035.

- La mayor parte de la energía eléctrica tomada de la red para la recarga de las baterías de los vehículos es compensada por la disminución de los requerimientos de energía que se producen con el Autoconsumo fotovoltaico.

- Producto de un menor consumo de gasolina y de una menor generación térmica, las emisiones de CO2 se reducen,

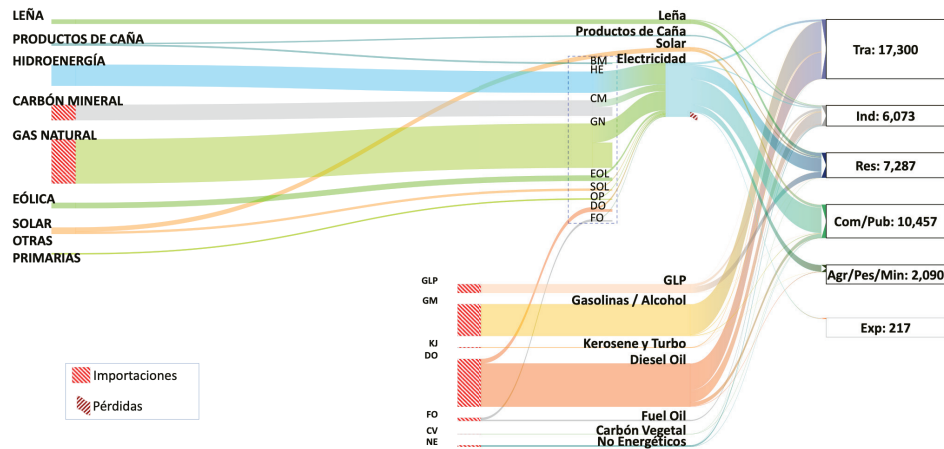
en conjunto, alrededor de 10 millones de toneladas a lo largo del período de análisis.

- Las importaciones de gasolina en el transporte y el gas natural utilizado en la generación de energía eléctrica mostrarían una disminución en el período de estudio. En el año 2035, el resultado de este escenario muestra una reducción de la dependencia energética alrededor de 77%, comparado con el 81% que resultó en escenario base. Se evidencia que la penetración de los V.E y el Autoconsumo jugará un rol importante en la reducción de la dependencia energética.

- Si bien el Sector Transporte continuará siendo el principal consumidor de energía, al final del período, en este escenario se observa una disminución en su participación relativa al consumo total y una energía eléctrica con una participación creciente.

- Con lo anterior, la matriz energética del año 2035 podría estar conformada de acuerdo al Gráfico 7.

Gráfico 7: Balance Energético Nacional, Panamá 2035 (kbep)



Fuente: Elaboración propia

7. CONCLUSIONES

1. Los resultados aquí presentados corresponden a un ensayo que busca identificar órdenes de magnitud de las principales transformaciones que podrían presentarse en el corto-mediano plazo en el mercado energético de Panamá con la utilización de los vehículos eléctricos y el autoconsumo eléctrico.

2. Junto con la mitigación de las emisiones de GEI y la menor exposición a volatilidad de los precios de los energéticos tradicionales, la reducción de la dependencia energética debe constituirse en una de las líneas de acción de la transformación de la matriz energética de los países.

3. La reducción de las importaciones de combustibles y la disminución de las emisiones de CO₂ son los efectos inmediatos de la electrificación del transporte, aunque sería necesario incrementar la capacidad de generación eléctrica del SIN para abastecer la recarga de las baterías. El actual modelo de transporte sustentado en el uso de combustibles fósiles se está transformando y en el corto-mediano plazo podría iniciar una fase de declinación. Países de la Unión Europea han propuesto el 2035 como fecha límite para el uso de vehículos a combustible, dando paso a la electrificación del transporte.

4. La generación distribuida también muestra efectos positivos, tanto en la reducción de los GEI, como en la reducción de los requerimientos de generación eléctrica en el SIN. No obstante, sería necesario revisar el esquema de Net-Metering empleado en la operación del Autoconsumo eléctrico.

5. Con la evolución que podrían tener tanto el Autoconsumo, como el incremento de vehículos eléctricos, será complicado dar un seguimiento estadístico a los consumos de energía sectorial, lo que dificultaría los procesos de planificación de la oferta energética nacional y de diseños de estrategias.

6. Como consecuencia del incremento de la infraestructura energética renovable, la demanda de elementos necesarios para su fabricación también se verá incrementada, haciendo que países con recursos, reservas y capacidad de producción entren a jugar un rol importante en la cadena de las energías renovables. De los escenarios presentados, con más de 200,000 V.E. en circulación y más de 3.5 millones de paneles fotovoltaicos operando en el 2035, es de esperarse que una vez vayan cumpliendo con su vida útil éstos sean reemplazados con equipos nuevos y se generen considerables cantidades de

residuos. Ello requerirá la creación de estrategias y normas nacionales, tendientes a establecer metodologías, protocolos y procedimientos para que de manera ordenada se realice la recolección de estos materiales, con miras a recuperar la mayor parte de los elementos (litio, cobalto, níquel, neodimio, etc.) que tengan valor en el mercado, así como la disposición final, con

el menor impacto ambiental, del resto de sus elementos. Las energías renovables requieren de elementos no renovables. Será necesario reforzar los aspectos ambientales que permitan hacer frente a los grandes volúmenes de equipos que han cumplido con su vida útil, y que facilite el proceso de reciclaje a gran escala.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica. Secretaría Nacional de Energía. Panamá. 2019. Resolución de Gabinete 103, de 28 de octubre de 2019. Panamá.
https://www.gacetaoficial.gob.pa/pdfTemp/28892_A/75497.pdf

[2] Estrategia Nacional de Generación Distribuida. Secretaría Nacional de Energía de Panamá, 24 septiembre 2021. Gaceta Oficial Digital.
https://www.gacetaoficial.gob.pa/pdfTemp/29384/GacetaNo_29384_20210927.pdf

[3] Balance Energético (Serie histórica). Secretaría de Energía. República de Panamá.
<http://www.energia.gob.pa/?mdocs-file=3233>

[4] OLADE, Estadísticas Energéticas de América Latina y el Caribe, app-versión 1.0.2 (2011-11-12)

[5] Manual de Estadísticas Energéticas. 2011. Organización Latinoamericana de Energía. OLADE.
<https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0179.pdf>

[6] PIB (US\$ a precios constantes de 2010). Banco Mundial.
<http://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.KD>

[7] Población, total. Banco Mundial.
<http://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.TOTL>

[8] ETESA, Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2020–2034, Tomo II, Plan Indicativo de Generación
https://www.etsa.com.pa/documentos/Tomo_II__Plan_Indicativo_de_Generacin_2020__2034.pdf

[9] Ley 295, de 25 de abril de 2020, que incentiva la movilidad eléctrica en el transporte terrestre. Gaceta Oficial. Panamá.
https://www.gacetaoficial.gob.pa/pdfTemp/29523_A/91344.pdf

[10] Secretaría Nacional de Energía, Histórico de Precios de Paridad de Importación
<http://www.energia.gob.pa/?mdocs-file=7310>

[11] Radiografía de la generación distribuida solar en Panamá - Energía Estratégica, 3 de febrero/2021
<https://www.energiaestrategica.com/radiografia-de-la-generacion-distribuida-solar-en-panama/>

[12] Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, agosto 2016. ASEP
https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/proc_autoconsumo/proc_autoconsumo_2020.pdf

Desarrollo de proyectos comunitarios de energía mediante esquemas de generación distribuida en Iberoamérica

Development of community energy projects through distributed generation schemes in Iberoamerica

Mariana C. Jiménez Martínez¹, Juan Manuel España Forero², Juanita Giraldo Quiroz³,
Ana María Ramírez Tovar⁴

Recibido: 21/04/2023 y Aceptado: 16/01/2024
ENERLAC. Volumen VII. Número 2. Diciembre, 2023
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522(digital)



137

1.-Fundació Institut de Recerca en Energia de Catalunya (IREC). España.

Investigadora mcjimenez@irec.cat

<https://orcid.org/0000-0002-2224-6955>

2.- Universidad EIA. Colombia Director de la Iniciativa de Energía Transactiva para Colombia y profesor de cátedra.

juan.espana@eia.edu.co

<https://orcid.org/0000-0002-4083-3715>

3.- Universidad EIA. Colombia Investigadora de la Iniciativa de Energía Transactiva para Colombia.

juanita.giraldo1@eia.edu.co

<https://orcid.org/0009-0009-2533-1221>

4.- Universidad EIA. Colombia Investigadora de la Iniciativa de Energía Transactiva para Colombia.

ana.ramirez68@eia.edu.co

<https://orcid.org/0000-0001-8695-702X>



Resumen

Globalmente, se observa una tendencia hacia el empoderamiento de los ciudadanos y su incorporación activa al proceso de transición energética a través del desarrollo de proyectos comunitarios de energía. Las alternativas disponibles para su implementación varían según el entorno regulatorio, social y económico de cada país. Este artículo estudia la implementación de proyectos comunitarios de energía a través de esquemas de generación distribuida presentes en cuatro países iberoamericanos: Brasil, Colombia, España y México. Para esto se describe la regulación vigente y se presentan casos de estudio con ejemplos representativos dentro de cada contexto. Como resultado de esta evaluación y análisis comparativo, se destaca la importancia de los esquemas de autoconsumo colectivo como una alternativa eficiente de repartir los beneficios económicos de un sistema distribuido entre varios usuarios, fomentando así el desarrollo de proyectos energéticos comunitarios que aporten beneficios económicos, sociales y ambientales en la región. Esta necesidad de fortalecer la regulación es especialmente importante para la región de América Latina, donde pocos mercados cuentan ya con una normativa específica para autoconsumo colectivo, y su utilización ha sido menos estudiada que en otras regiones como Europa.

PALABRAS CLAVE: Transición Energética, Proyectos Comunitarios de Energía, Generación Distribuida, Autoconsumo Colectivo, Iberoamérica.

Abstract

139

Globally, there is an observable trend towards citizens' empowerment and their active involvement in the energy transition through the development of energy community projects. The available options for their implementation depend on each country's economic, social and regulatory conditions. This article studies the use of distributed generation schemes for the development of energy community projects in four Iberoamerican countries: Brazil, Colombia, Mexico and Spain. To do so, the national regulations currently applied to distributed generation is summarized and one representative case study is analyzed for each country. As a result of this evaluation and comparative analysis, the importance of counting with rules for collective self-consumption agreements is pointed out as an efficient alternative to distribute the benefits of distributed generation to several users, promoting the implementation of energy community projects that bring economic, environmental and social benefits to the region. The need to incorporate collective-self consumption is particularly relevant for Latin America, in which few countries have rules already in place for this scheme, and their implementation has been less studied than in other regions such as Europe.

KEYWORDS: Energy Transition, Community Energy Projects, Distributed Generation, Collective Self-Consumption, Iberoamerica.

1. INTRODUCCIÓN

Motivados por los acuerdos climáticos y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, diversos países buscan impulsar la transformación del sector energético hacia fuentes sustentables de energía mediante estrategias como la incorporación de nuevos agentes en los mercados eléctricos, incluidos los usuarios finales. En esta línea, los proyectos comunitarios de energía surgen como un mecanismo para empoderar a los usuarios en la transición energética y motivarlos a generar, almacenar y gestionar energía producida localmente a través de fuentes renovables o de bajas emisiones. En consecuencia, el papel de los proyectos comunitarios de energía ha sido estudiado en la literatura como un componente clave para la transición energética (Leonhardt et al, 2022).

Los proyectos comunitarios de energía pueden entenderse como aquellos proyectos enfocados en el suministro y consumo sustentable de la energía, donde las comunidades (en el sitio de influencia del proyecto) mantienen un alto grado de control y propiedad y se benefician directamente del mismo (Seyfang et al. 2013). Recientemente, otros autores como Leonhardt et al. (2022) han extendido esta definición para incluir a los proyectos de energía a escala distribuida con una alta participación local, así como a proyectos locales de energías con particular énfasis en aquellos basados en energías renovables. Bajo esta definición extendida, el entorno regulatorio aplicable a la Generación Distribuida (GD) resulta clave para la promoción de este tipo de proyectos. Dentro de la GD, existen diversos modelos para la incorporación de más de un usuario a un proyecto de generación eléctrica, estos son la generación bajo tenencia compartida (a través de asociaciones o cooperativas), el Auto Consumo Colectivo (ACC), las micro-redes, o las plantas virtuales de generación (Arbeille et al., 2020). El ACC puede entenderse como el intercambio de energía entre prosumidores a través de un arreglo mercantil (Capper et al., 2022). Es decir, que el intercambio de energía entre los miembros del

esquema colectivo puede darse no solo de forma física sino virtual. A diferencia de una micro-red, definida como una red autónoma, en el ACC tanto los usuarios como el generador se encuentran conectados a las redes públicas de distribución y realizan intercambios de energía a través de estas (Arbeille et al., 2020). Dentro de los esquemas de ACC es frecuente la compensación de energía mediante mecanismos típicamente aplicables a la GD como la medición neta (net metering) o la facturación neta (net billing). La primera tratándose de una compensación directa entre la energía generada y consumida, mientras que la segunda implica la valoración a precio de mercado de la energía inyectada a la red (IRENA, 2019).

Considerando las definiciones de Seyfang et al. (2013) y Leonhardt et al. (2022), un proyecto comunitario puede conformarse bajo alguno o una combinación de los modelos anteriormente mencionados. Un ejemplo sería un proyecto de ACC gestionado a través de una cooperativa (tenencia compartida). No obstante, también pueden existir proyectos desarrollados bajo estos modelos que no se consideren comunitarios al no contar, por ejemplo, con el grado de control o participación local requerido para ello.

Dentro de la región iberoamericana, los esquemas de tenencia compartida, particularmente a través de cooperativas, han tomado relevancia en los últimos años como lo evidencia el creciente número de cooperativas de energía actualmente en operación en España y Portugal, y la publicación de guías para su desarrollo en países como Brasil (GIZ, DGRV, OCB, 2018) o México (Ithaca Environmental, 2020). Asimismo, existe un interés creciente en los esquemas de ACC, aunque este sigue siendo incipiente en el caso de América Latina, donde solo Brasil y Chile cuentan con una normativa específica. En España y Portugal, este esquema se encuentra vigente como sucede en todos los países miembros de la UE, región donde se concentra la gran mayoría de proyectos desarrollados bajo este modelo (Arbeille et al., 2020).

En este artículo, se propone abordar la información disponible sobre el marco regulatorio aplicable a la GD en cuatro países iberoamericanos – Brasil, Colombia, España, México – poniendo especial énfasis en las normas relevantes para la formación de proyectos comunitarios de energía. Asimismo, se presentan ejemplos de proyectos representativos desarrollados dentro de este contexto, cuyas principales características son resumidas en la Tabla 1 y serán detalladas en las siguientes secciones. La información sobre los casos de estudio es obtenida de fuentes de información públicas, cuyas referencias podrán

ser consultadas a lo largo del texto, así como directamente de los gestores del proyecto, con quienes los autores colaboran en diversas iniciativas. Todos los casos presentados se consideran proyectos comunitarios al contar con un alto grado de participación local. No obstante, presentan diferencias significativas en su estructuración, destacando la utilización de esquemas de ACC en los casos de Brasil y España.

Tabla 1. Principales características de los proyectos representativos analizados

VariableB	Brasil	Colombia	España	México
Contexto	Urbano	Urbano	Rural	Rural
Beneficiarios	Hogares.	Hogares.	Hogares, edificios públicos y estación de carga eléctrica	Comunidad agrícola (ejidos), empresas privadas.
Otros actores	Organización sin fines de lucro.	Empresas privadas, instituciones académicas.	Empresas privadas.	Empresas privadas, instituciones públicas, entidades financieras.
Tecnologías	Solar PV	Solar PV	Solar PV	Solar PV
Estructura	Cooperativa	Comunidad solar.	Comunidad vecinal	Fideicomiso
Esquema reparto de beneficios	ACC.	Sistema de monedas virtuales (tokens).	ACC.	Pagos a través del fideicomiso y un vehículo de propósito especial.

Fuente: Elaboración propia

2. CASOS DE ESTUDIO

2. Casos de estudio

2.1 Brasil

La figura de GD de energía renovable ha estado contemplada en la regulación brasileña desde 2010, aunque no fue hasta la emisión de la Resolução Normativa ANEEL N° 482 DE 2012 donde se establecieron las condiciones generales para el acceso de estos generadores a un mecanismo de compensación de energía eléctrica. Los generadores distribuidos se dividen en dos categorías de acuerdo a su potencia instalada: Microgeneración Distribuida para potencias instaladas inferiores o iguales a 75 kW; y Minigeneración Distribuida para potencias mayores a 75 kW y menores a 3 MW tratándose de fuentes hídricas o 5MW para cogeneración y otras renovables. En ambos casos, los generadores deben conectarse a la red de distribución a través de instalaciones de unidades consumidoras.

Inicialmente, la Micro y Minigeneración Distribuida se restringían a compensar la energía entre un generador y un único punto de consumo. No obstante, la Resolução Normativa ANEEL N° 687 de 2015 permitió la incorporación de distintos puntos de consumo a través del Autoconsumo a Distancia, la Generación Compartida a través de consorcios o cooperativas, y la Generación en Condominios. Dado que el Autoconsumo a Distancia requiere que todos los puntos de consumo pertenezcan a la misma persona, este esquema no se considera relevante para el desarrollo de proyectos comunitarios de energía. Bajo estas figuras, la energía generada es compensada con la consumida mediante un sistema de medición neta. Para efectuar la compensación entre varios usuarios, es necesario que estos definan, bajo libre criterio y de común acuerdo, un porcentaje de energía que deberá ser asignado a cada uno. Estos coeficientes son notificados a la compañía distribuidora quien lleva a cabo la compensación correspondiente. El porcentaje asignado es fijo para todos los períodos de facturación, aunque puede modificarse posteriormente, previa notificación al distribuidor (ANEEL, 2016).

Es posible incorporar a usuarios de distintos grupos tarifarios, considerando algunas particularidades. Específicamente, la compensación en los grupos de tarifas sin diferenciación horaria se realiza entre toda la energía inyectada a la red y toda la energía consumida dentro de un mismo período de facturación. En cambio, para los grupos con tarifas horarias, la energía deberá compensarse primero entre el total de energía inyectada y consumida dentro de un mismo periodo horario (pico, intermedio, base). Posteriormente, los remanentes de energía podrán compensarse en otro periodo horario dentro del mismo ciclo de facturación, utilizando un factor de ajuste. Los remanentes podrán ser compensados en períodos posteriores hasta por 60 meses tras su generación (ANEEL, 2016).

El esquema de Generación Compartida permite la asociación de un grupo de consumidores cuyas unidades de consumo (puntos de medición y consumo de energía) están dentro de una misma área de concesión – es decir, que son atendidos por una misma empresa distribuidora de energía – y que reciben energía de un sistema de Micro o Minigeneración ubicado en un punto diferente a las unidades de consumo. Un requisito clave para que los usuarios accedan al mecanismo de generación compartida, es que formen parte de un consorcio o cooperativa (ANEEL, 2016).

En este sentido, la normativa brasileña considera a las cooperativas de energía como un grupo de al menos 20 personas físicas que producen su propia energía, distribuida en forma de créditos en kilowatt-hora en la factura de la luz entre los socios, en porcentajes previamente aprobados por todos los miembros de la cooperativa, denominados cooperantes (ANEEL, 2015; GIZ, DGRV, OCB, 2018). Por su parte, los grupos de empresas o entidades destinadas a propiciar el acceso a bienes o servicios básicos (personas jurídicas) que deseen usar la generación compartida, deberán formar parte de un consorcio.

La generación en condominios aplica únicamente para usuarios dentro de condominios residenciales y comerciales, tanto verticales como horizontales. Estos pueden instalar un generador distribuido y compartir los créditos producidos entre los miembros del condominio. Todas las unidades de consumo deben estar en la misma propiedad o ser vecinas directas (es decir, sin que los separe ninguna vía pública). En este caso, los usuarios no deberán conformar una asociación o cooperativa para acceder al esquema de compensación de energía, pero su conformación está delimitada a una ubicación específica.

2.1.1 Cooperativa de energía solar en una favela:

Fundada el 16 de enero de 2021, la cooperativa Percila e Lúcio ubicada en las favelas Babilônia y Chapéu Mangueira en Río de Janeiro es la primera cooperativa de energía solar operando en una favela de Brasil. Esta iniciativa surgió como respuesta al incremento en los precios de la energía observado de 2011 a 2015, año en el que nació Revolusolar, una organización sin fines de lucro que ofrece soluciones solares a las comunidades y ha acompañado a los miembros de la cooperativa en la implementación y gestión del proyecto.

La Cooperativa Percila e Lúcio agrupa a 33 usuarios residenciales y provee como único servicio el autoconsumo de energía eléctrica. El sistema de GD consiste en una planta solar fotovoltaica con potencia 26 kWp, es decir, Microgeneración Distribuida, instalada en el tejado de la Asociación de Residentes de Babilônia. El activo es propiedad de Revolusolar, mientras que

La regulación para GD ha atravesado una serie de modificaciones que afectan a los proyectos desarrollados bajo esta figura, destacando la Resolução Normativa ANEEL N° 1059 de 2023. En ella se establece un cobro gradual por el uso de las redes de distribución, a través de una tarifa que será aplicada sobre la energía inyectada por todos los nuevos generadores distribuidos que se conecten a la red tras su entrada en vigencia. Se espera que este cambio tenga un impacto en la economía de los proyectos de GD compartida, afectando su rentabilidad.

la cooperativa mantiene un contrato de renta para el aprovechamiento de este. La energía es repartida en partes iguales entre los cooperantes bajo el mecanismo de compensación de energía aplicable dentro a la generación compartida. Como parte de los acuerdos de formación de la cooperativa, sus miembros han acordado destinar el 50% de los ahorros percibidos por cada uno a solventar los gastos administrativos de la cooperativa, así como el mantenimiento y una eventual ampliación del sistema fotovoltaico actual. Dentro de su funcionamiento, la cooperativa incluye reuniones mensuales entre sus asociados, un comité de sostenibilidad y una dirección encargada de los procesos administrativos y organizacionales. Adicionalmente, a la generación de energía, dentro de la cooperativa realiza otros proyectos de interés comunitario tal como talleres educativos (Revolusolar, 2021).

2.2 Colombia

En 2018, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) expidió la Resolución CREG 030 de 2018, por la cual se regulan las actividades de Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE), Autogeneración a Gran Escala (AGGE) y la Generación Distribuida (GD) en el Sistema Interconectado Nacional. Dichos esquemas permiten la participación de los usuarios en el mercado energético generando energía de

forma distribuida. Esta normativa fue actualizada posteriormente por la Resolución CREG 174 de 2021.

La figura de AGPE contempla la generación de energía eléctrica para atender las necesidades energéticas propias de un único usuario, mediante sistemas con capacidades inferiores a 1 MW. En el caso de AGGE, el límite máximo de

potencia instalada es de 5 MW (Resolución CREG 174 de 2021). Los AGPE utilizan un modelo de contraprestación híbrido entre la medición y facturación neta. Para AGPE con potencia nominal inferior a 100 kW, las exportaciones de energía son permutadas con las importaciones de energía que se realizan durante un período de facturación mensual y se deduce únicamente el costo de comercialización. Cuando la exportación es mayor a la importación, estos excedentes son vendidos a la red al precio horario de bolsa de energía del mercado mayorista. Para AGPE superior a 100 kW y AGGE, la remuneración de los excedentes es a precio de bolsa. Por lo tanto, los AGPE menores a 100 kW obtienen mayores beneficios, ya que las exportaciones son remuneradas con una tarifa que corresponde aproximadamente al 90% del costo unitario de las importaciones.

144 El Generador Distribuido contempla la generación de energía eléctrica en un punto cercano a los centros de consumo y conectado a un sistema de distribución local. En este caso toda la energía es inyectada a la red y no se permite el autoconsumo directo. Su capacidad instalada máxima es de 1 MW (Resolución CREG 174 de 2021). Dicha energía es remunerada al precio de bolsa del mercado mayorista, más beneficios que corresponden a un monto reconocido por la contribución del GD en la red de distribución al cual esté conectada el generador, debido a su ubicación cercana a los centros de consumo. Este beneficio es el 50% del costo de pérdidas del sistema (componente de la tarifa) que puede ser un 25% adicional sobre el precio de bolsa. Un requisito importante para un GD es que debe ser representado por una persona jurídica que además debe tener la figura de Empresa de Servicios Públicos (ESP).

El mecanismo de remuneración utilizado por los AGPE, ha motivado y favorecido su despliegue en los últimos años debido a los beneficios económicos y ahorros que pueden obtener los usuarios con capacidad instalada menor a 100 kW. En la actualidad, se estima que hay 2682 AGPE operativos en el país, con una capacidad instalada total de 57,47 MW (XM, 2023). Por el contrario, los únicos dos Generadores Distribuidos operativos están ubicados en el proyecto piloto de

Comunidad Solar La Estrecha – El Salvador, que se presenta en este artículo como caso de estudio. Lo anterior, a pesar de que la regulación para ambas figuras fue emitida de forma simultánea.

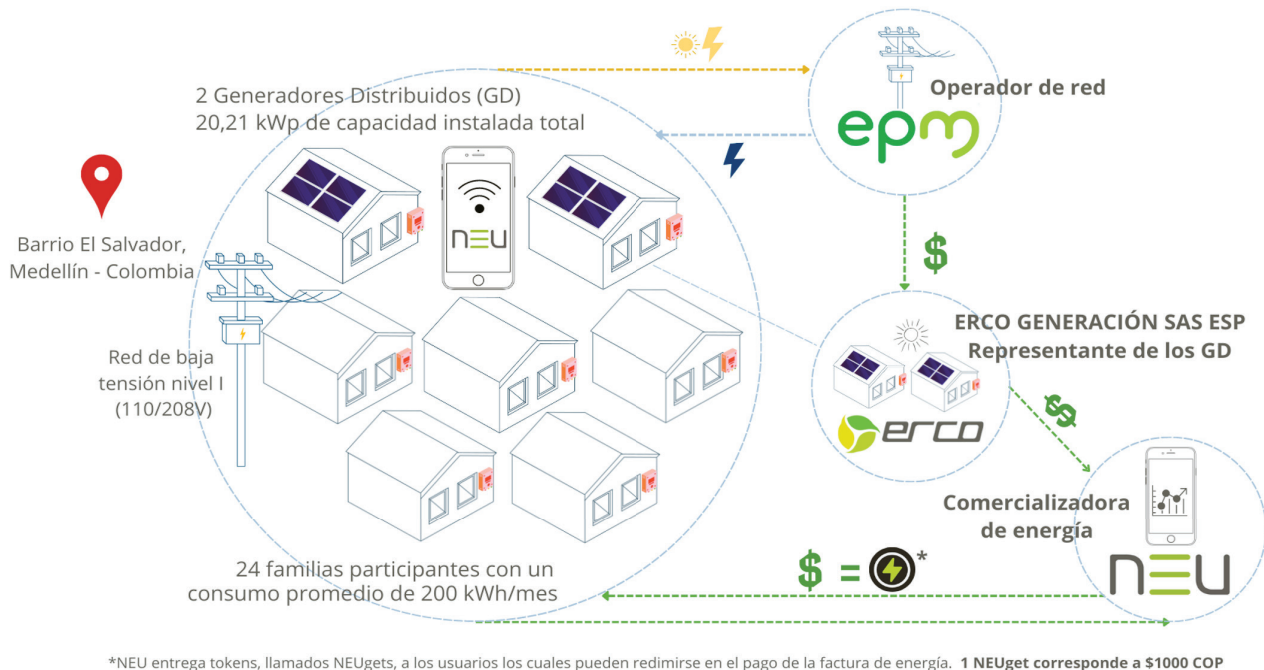
Al día de hoy, la figura de Generador Distribuido es la única opción viable en Colombia para desarrollar proyectos de energía comunitarios, ya que permite que toda la energía sea vendida a la red y que los beneficios económicos puedan repartirse equitativamente entre los miembros de un proyecto comunitario, a diferencia del AGPE donde el sistema debe vincularse a un único usuario. No obstante, el requerimiento de ser representado por una ESP es una barrera para el desarrollo de proyectos comunitarios bajo la figura de Generador Distribuido, dado que estas entidades tienen responsabilidades legales que requieren mayor experticia para su gestión y manejo, limitando a los usuarios finales de implementar y operar un proyecto de este tipo sin ayuda de un agente externo.

2.2.1 Comunidad de energía solar en un barrio urbano:

La Iniciativa de Energía Transactiva, perteneciente a la Universidad EIA impulsa la formación de la Comunidad Solar La Estrecha – El Salvador en el barrio El Salvador dentro de la ciudad de Medellín, el primer piloto de su tipo. Esta iniciativa se desarrolla en alianza con EPM, empresa de servicios públicos

que genera, distribuye y comercializa energía; NEU Energy comercializadora privada de energía, ERCO Energía, empresa privada de energía solar, y su filial ERCO Generación, empresa de servicios públicos que genera energía (Figura 2).

Figura 2. Funcionamiento Comunidad Solar La Estrecha – El Salvador



145

Fuente: Elaboración propia con información de Transactive Energy Colombia.

El piloto consiste en un proyecto de comunidad energética conectado a la red, donde todos los participantes son usuarios residenciales pertenecientes a un nivel socioeconómico medio-bajo. En los tejados de tres usuarios de la comunidad, se instalaron dos sistemas solares fotovoltaicos con capacidad de 6 kWp y 14 kWp. Para la instalación del sistema más grande, dos de los usuarios comparten sus tejados. Se estima que estos sistemas generen en conjunto 2100 kWh/mes.

Las ganancias obtenidas por la venta de la energía se repartirán en partes iguales entre las 24 familias participantes a través de un sistema de tokens digitales – que podría considerarse un tipo de moneda virtual llamada NeuGet con valor

de \$ 1.000 COP – gestionado por NEU Energy. Los usuarios podrán redimir estos tokens para el pago de su factura de energía percibiendo el ahorro. La generación de energía de los sistemas corresponde a un 40% del consumo que tienen los participantes en el mes, sin embargo, en términos económicos se proyecta que los usuarios tendrán ahorros mensuales aproximados del 10% sobre su factura debido a la diferencia tarifaria entre la energía vendida por los generadores y la energía consumida por los usuarios.

Para solventar el requisito de que los Generadores Distribuidos sean representados por una ESP, ERCO Generación actúa como representante de los activos. De esta forma se evitó que los usuarios participantes tuvieran que conformar una entidad

legal de este tipo para operar la comunidad solar. Para trasladar los beneficios asociados a la generación solar de los sistemas distribuidos se implementó el siguiente esquema:

- a) ERCO Generación vende la energía inyectada por los sistemas solares a la red.
- b) La empresa comercializadora, NEU Energy, recibe la contraprestación generada por la venta de energía y lo transforma en tokens, que son transferidos a los usuarios bajo un esquema de fidelización de clientes.
- c) Los usuarios utilizan sus tokens para descontar el coste de sus facturas eléctricas.

Para acceder a este beneficio y formar parte de la Comunidad Solar, se requirió que todos los usuarios designaran a NEU Energy como su

empresa comercializadora de energía mediante un procedimiento de cambio de comercializador. A cada uno de los participantes se le instaló un medidor inteligente que permitiera obtener datos acerca de sus consumos y ser visualizados por ellos a través de la plataforma digital de NEU Energy.

Es importante resaltar que el rol de las ESP asociadas con el proyecto hace parte de sus responsabilidades estipuladas en el convenio de participación. Estas empresas no reciben una remuneración económica adicional debido a que se trata de una iniciativa académica. Esta particularidad podría convertirse en una barrera para la replicación de este esquema en otras regiones del país.

2.3 España

En la regulación española, la figura de Instalación Próxima podría considerarse símil a la GD. Este concepto se define en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica (RD 244/2019), donde se indica que para ser considerado como una Instalación Próxima, el equipo o los equipos de generación deberán cumplir con alguno de los siguientes requisitos: i) estar conectados a la red interior de los consumidores asociados o estar unidos a esta por línea directa, ii) estar conectados a las redes de baja tensión derivadas del mismo centro de transformación, iii) estar ubicadas a menos de 500 metros de todos los usuarios, o iv) estar en la misma referencia catastral que los consumos. Para plantas fotovoltaicas instaladas en cubiertas, suelo industrial y estructuras artificiales destinadas a otros usos (e.g. techos en estacionamientos), la máxima distancia permitida entre equipo de generación y usuarios es de 2,000 metros (Real Decreto-ley 20/2022).

Dentro del RD 244/2019 se define al ACC como “el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica provenientes de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.” Mediante este esquema, la regulación española permite asociar a distintos

usuarios a un equipo de generación a través de un contrato donde se asigna, mediante común acuerdo, un porcentaje de la energía generada a cada miembro. Este porcentaje es utilizado para repartir los beneficios económicos generados e inyectados a la red bajo dos modalidades: venta total (Modalidad con Excedentes No Acogidos a Compensación Simplificada) o a través de un esquema híbrido entre la medición y facturación neta (Modalidad con Excedentes Acogidos a Compensación Simplificada). Existe también la posibilidad del autoconsumo compartido sin excedentes, que podría considerarse una micro-red, por lo que queda fuera del alcance de este artículo.

Por su parte, bajo el Mecanismo de Compensación Simplificada, los usuarios pueden descontar la energía generada que tienen asignada de la energía que hayan consumido, realizando un balance energético de forma horaria. En aquellas horas donde la energía generada asignada sea menor a la demandada (déficit de consumo), el usuario pagará el coste correspondiente por cada kilowatt-hora adicional consumido al precio acordado con el comercializador. Por el contrario, si la energía generada ha sido mayor a la demandada (energía excedente), el usuario recibirá un valor económico por cada kilowatt-

hora no consumido. Esta bolsa económica puede utilizarse dentro del mismo período de facturación para compensar los costes generados durante las horas con déficit de consumo.

La normativa establece que el precio de compra de la energía que puede descontarse con la generación asignada siempre tendrá un mayor valor que el asignado a la energía excedente. El precio de compra será dictado por el comercializador de acuerdo a su estrategia de negocios, tal como el precio de venta. En caso de que al terminar el período de facturación existan excedentes no compensados, estos no podrán ser utilizados en períodos posteriores o liquidados al usuario. Debe tenerse en cuenta, que únicamente es posible compensar los costes de la factura asociados al consumo de energía, y no otros conceptos como los costes asociados a la potencia contratada o el alquiler del medidor.

La figura de ACC no impone un límite respecto al número o tipo de usuarios que pueden asociarse.

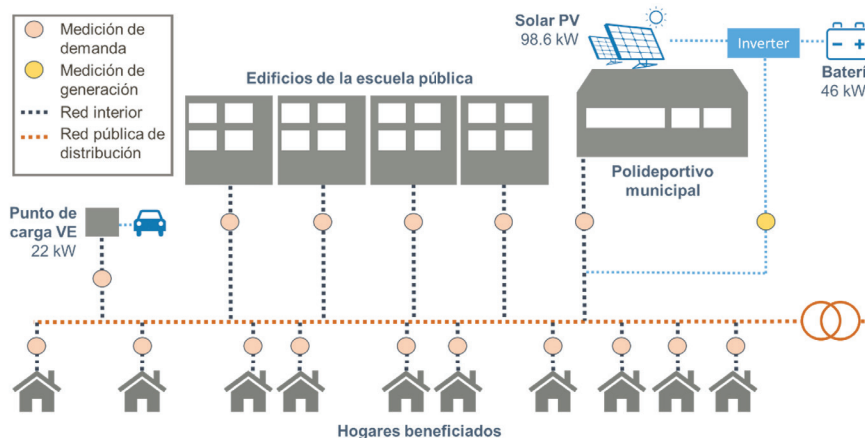
No obstante, para acogerse al mecanismo de compensación simplificada es necesario cumplir con requisitos adicionales al criterio de proximidad, incluyendo que los equipos de generación sean de tipo renovable y la potencia total de las instalaciones de producción asociadas sea igual o menor a 100 kWp. Asimismo, es necesario que el equipo de generación se encuentre interconectado a la red interior de al menos uno de los usuarios. Bajo la Modalidad con Excedentes No Acogidos a Compensación Simplificada, no existen restricciones de ningún tipo respecto al tipo o tamaño de la instalación o el punto de interconexión. Únicamente deberán cumplirse con los criterios de proximidad. En este caso, los ingresos generados por la venta de energía al mercado son repartidos entre los miembros usando los coeficientes de reparto asignados. El coste asociado al consumo eléctrico es medido y cubierto de forma independiente para cada usuario.

2.3.1 Comunidad vecinal de energía en un municipio rural:

ManzaEnergía es una comunidad energética ubicada en el municipio de Manzanares el Real, Madrid. La comunidad es uno de los seis pilotos que forman parte de LIGHTNESS (s.f.), un proyecto financiado por la Unión Europea que promueve la creación de comunidades energéticas mediante la generación de conocimiento y el desarrollo de distintas herramientas para el empoderamiento de los ciudadanos, y la venta e intercambio de

energía generada mediante fuentes renovables de energía. La formación y gestión de la comunidad energética es apoyada por el gobierno municipal y dos empresas privadas (R2M Spain Solutions y TRAZA) con experiencia en proyectos comunitarios y energías renovables. Las personas y entidades que forman parte de esta comunidad se organizan a través de una asociación civil.

Figura 1. Esquema simplificado del proyecto de comunidad energética en Manzanares el Real



Fuente: Elaboración propia con información de ManzaEnergía (2023).

En su primera fase, el piloto contempla la instalación de un sistema fotovoltaico de 98.64 kWp y una batería de 46 kWh en el tejado del centro polideportivo municipal (Figura 1). La energía generada es distribuida entre el polideportivo, la escuela pública local, y 10 familias en situación de vulnerabilidad económica a través del sistema de compensación simplificada explicada con anterioridad. Adicionalmente, se espera que el

sistema suministre electricidad a una estación de carga rápida de vehículos eléctricos (22 kW). Este proyecto también contempla la instalación de una oficina energética de asesoramiento y la promoción de proyectos de eficiencia energética en los edificios públicos participantes. Adicionalmente, existen planes para extender su alcance mediante nuevos proyectos de generación colectiva o la provisión de otros servicios energéticos.

2.4 México

En México existen dos tipos de suministradores de energía: Suministradores de Servicios Básicos y Suministradores de Servicios Calificados. El primer tipo es el encargado de servir a los Usuarios de Suministro Básico (con demanda menor a 1 MW), mientras que el resto son Usuarios de Servicios Calificados. Por ahora, el único Suministrador de Servicios Básicos operando en México es Comisión Federal de Electricidad a través de una rama dedicada específicamente a este servicio, mientras que para febrero 2023 existían 53 Suministradores de Servicios Calificados operando en el mercado (CENACE, 2023).

La regulación mexicana permite el desarrollo de proyectos de GD a través de la figura del Generador Exento, que, en la Ley de la Industria Eléctrica, se define como aquellos generadores con potencia instalada menor a 0.5 MW y que están interconectados a un circuito de distribución con una alta concentración de centros de carga. Esta figura permite el desarrollo de proyectos de generación de energía con conexión a las redes públicas de distribución con una menor carga regulatoria asociada. La normativa aplicable a estos proyectos se delimita en las Disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida (DACG de Generación Distribuida), incluyendo los mecanismos de contraprestación disponibles.

Para los generadores exentos asociados a Usuarios de Suministro Básico existen tres mecanismos de compensación contemplados

en las DACG de Generación Distribuida: Medición Neta, Facturación Neta y Venta Total. Dichos sistemas deberán firmar un contrato con un Suministrador de Servicios Básicos en el mercado eléctrico, quien tiene la obligación de representarlos, indicando el esquema de contraprestación aplicable.

Para los sistemas distribuidos asociados a Usuarios de Suministro Calificado, la representación en el mercado deberá correr a cargo de un Suministrador de Servicios Calificados (ICM & UKPACT, 2022). En este caso, el precio a pagar por la energía inyectada a la red será decidida según la estrategia comercial del suministrador, pudiendo ser liquidada, por ejemplo, a precio marginal (precio spot) o a un precio fijo a través de un contrato de compraventa conocido como PPA (Power Purchase Agreement en inglés).

El sistema eléctrico mexicano está dividido en tres sistemas independientes (Sistema de Baja California, Sistema de Baja California Sur, y Sistema Interconectado Nacional), que a su vez se dividen en zonas y nodos. Los precios marginales dentro del mercado eléctrico mexicano son definidos para cada zona y nodo, considerando la sumatoria de los precios de generación, pérdidas y congestiones del sistema. El precio de generación es el mismo para todas las zonas y nodos del sistema, y se define de acuerdo a la demanda y el coste de la generación disponible para satisfacerla. No obstante, los precios de pérdidas y congestión son diferentes para cada nodo o zona. Para los proyectos de GD, esto implica que su rentabilidad podría variar de una ubicación a otra, ya que los precios que los Suministradores Calificados pagan a los Generadores Exentos

suele tener relación con el precio de mercado al que pueden acceder sus usuarios.

Por último, cabe notar que, aunque no existe un esquema de ACC vigente en México, existe una propuesta en discusión para su implementación. Esta normativa permitiría a más de un usuario asociarse a un proyecto de GD mediante la implementación de coeficientes de reparto, como sucede en Brasil o España. Para usuarios en baja tensión, la propuesta contempla la aplicación de los mismos esquemas de contraprestación que

a nivel individual. No obstante, para usuarios en media tensión, el esquema de medición neta sería sustituido por un esquema similar al utilizado en España. Aunque la propuesta es un paso hacia la facilitación de proyectos de ACC, impone algunos requisitos que podrían ser barreras para su desarrollo, por ejemplo, el requerimiento de que todos los usuarios tengan la misma tarifa contratada.

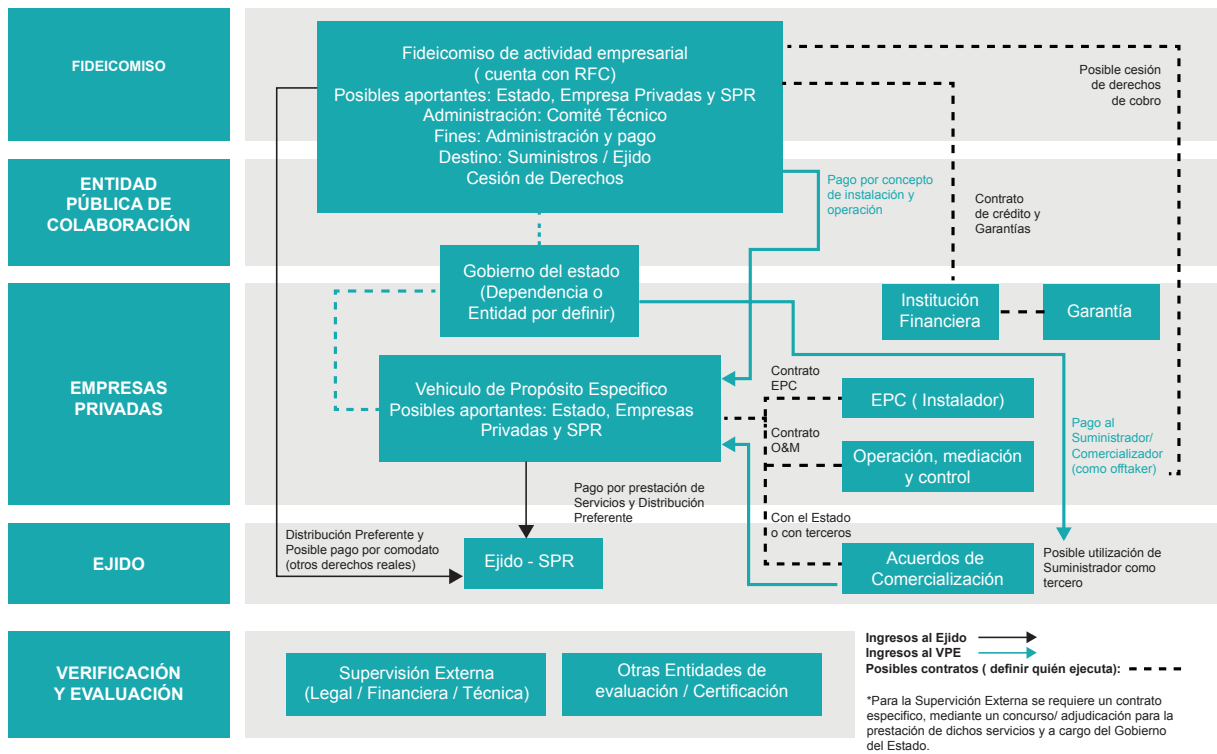
2.4.1 Proyectos comunitarios de energía en zonas agrícolas bajo tenencia compartida:

El concepto de Ejido Solar es una propuesta desarrollada por la Iniciativa Climática de México (ICM) con apoyo del programa UKPACT en México para integrar proyectos energéticos en comunidades agrarias (ICM & UKPACT, 2022). De acuerdo con la Ley Agraria, un núcleo agrario es un ejido o comunidad constituido legalmente mediante resolución agraria administrativa, resolución jurisdiccional o acuerdo de voluntades. En México hay más de 30,000 núcleos agrarios distribuidos en todas las regiones del país, 92% de los cuales son ejidos. Estos son figuras clave dentro de la estructura social mexicana, pues sustentan el modo de vida de un gran número de familias. Asimismo, el ejido es una figura con larga tradición en la sociedad mexicana, puesto que tiene raíces históricas que se remontan a otras figuras de propiedad comunitaria de las épocas colonial y prehispánica (Candelas, 2019).

La gestión del proyecto se realizaría a través de un fideicomiso como se muestra en la Figura 3, donde la comunidad ejidal tendría preferencia frente a los demás aportantes o accionistas. De igual manera, se requeriría la implementación de un Vehículo de Propósito Específico que se encargaría del desarrollo, construcción, operación, mantenimiento y comercialización del proyecto, y sería titular de los activos en representación del ejido. Las ganancias generadas por esta venta de energía retornarán al ejido, quien podría repartirlo entre los ejidatarios o utilizarlo para algún fin común que haya sido decidido por la asamblea de

ejidatarios. Alternativamente, en ejidos con usos de energía que los categorice como Usuarios Calificados, estos podrían ser los receptores de la energía generada por el proyecto (ICM & UKPACT, 2022).

Figura 3. Modelo de gobernanza propuesto para el Ejido Solar mediante un fideicomiso



Fuente: Elaborado por Deloitte Legal para el Proyecto Ejido Solar (ICM & UKPACT, 2022).

Dentro del sistema ejidatario, existen procesos de toma de decisiones que contemplan la participación comunitaria, tal como la existencia de una asamblea ejidal que es núcleo de los procesos de toma de decisiones sobre actividades que impacten al ejido. De acuerdo con la legislación mexicana, las tierras ejidales pueden ser objeto de cualquier contrato de asociación o aprovechamiento, siempre y cuando se cuente con la previa aprobación de la asamblea de ejidatarios y con el acuerdo de los correspondientes ejidatarios titulares (ICM & UKPACT, 2022). Aprovechando esta particularidad, la propuesta de Ejido Solar propone el desarrollo de proyectos de GD propiedad de comunidades ejidales que vendan la energía en modalidad de Generador Exento a un Suministrador de Servicios Calificados, quien, a su vez, venderá la energía a un Usuario Calificado a través de un contrato PPA (ICM & UKPACT, 2022).

Un Ejido Solar supone la utilización de 0.65 hectáreas de tierra clasificadas como propiedad ejidal y cuyo uso no comprometa las actividades agrícolas del ejido. Asimismo, propone considerar parámetros sociales tal como el índice de marginación o rezago, de forma que los proyectos beneficien a poblaciones vulnerables. ICM propone la instalación de sistemas fotovoltaicos con potencia instalada de 497.5 kW-DC, de forma que puedan ser considerados como Generadores Exentos (ICM & UKPACT, 2022). El financiamiento del sistema se lleva a cabo mediante una combinación de inversión de recursos financieros, subvenciones o fondos no recuperables, y esquemas de crédito. De momento se encuentran en desarrollo dos pilotos de ejidos solares en la comunidad agraria San Juan de los Potreros, Jalisco y en el ejido El Chupadero, Guanajuato (ICM, 2022).

3. DISCUSIÓN

Los casos de estudio analizados son muestra del gran interés que existe hacia el desarrollo de proyectos comunitarios en Iberoamérica. No obstante, las alternativas disponibles para su desarrollo se encuentran limitadas por el entorno regulatorio del país. Dentro de los casos analizados, destaca la posibilidad de desarrollar proyectos comunitarios a través de esquemas de ACC en España y Brasil. En México, una regulación similar se encuentra en discusión, lo que podría ser indicativo de una tendencia hacia el desarrollo de esquemas similares en la región. La principal ventaja de los esquemas de ACC es que simplifican la implementación de los proyectos comunitarios de energía al tener reglas claras para la repartición de energía, limitando el número de variables sobre las que deben decidir los usuarios, facilitando los procesos de decisión y agilizando el desarrollo de los proyectos. Más aún, una vez en marcha, los usuarios reciben los beneficios directamente en su factura, dado que el mecanismo de compensación es aplicado directamente por

la distribuidora y comercializadora eléctrica. Esta facilidad permite que estos proyectos requieran de un menor número de actores externos para su puesta en marcha. Aun así, se observa que en proyectos pioneros como los presentados para Brasil y España, existen actores con experiencia técnica que acompaña a los usuarios en la implementación y gestión del proyecto. Este es el caso de Revolusolar en la cooperativa Percila e Lúcio (Brasil) y R2M Spain Solutions y Traza Energía en la comunidad energética ManzaEnergía (España).

Por otro lado, la aplicación de mecanismos de compensación, donde la energía generada es valorada al mismo precio de compra, beneficia la rentabilidad económica de los proyectos. Sin embargo, la normativa suele incluir una serie de restricciones para limitar su uso a generadores que utilicen fuentes de energía limpias y que se encuentren dentro de ciertos límites de capacidad tal como se indica en la Tabla 2.

151

Tabla 2. . Variables técnico-regulatorias para esquemas de ACC en Brasil y España

Variable	Brasil	España
Mecanismo de compensación.	Medición neta.	<ul style="list-style-type: none"> • Venta total. • Mecanismo de Compensación Simplificada (híbrido entre medición y facturación neta).
Tecnologías	Renovables y cogeneración.	Solo renovables pueden acceder al Mecanismo de Compensación Simplificada.
Potencia máxima	<ul style="list-style-type: none"> • 3 MW para generadores hídricos. • 5 MW para otras renovables 	Solo unidades con potencia inferior a 100 kW pueden acceder al Mecanismo de Compensación Simplificada.
Tipo de usuario	<ul style="list-style-type: none"> • Personas físicas que formen parte de una cooperativa. • Personas jurídicas que formen parte de un consorcio. • Diferentes usuarios ubicados dentro de un mismo condominio. 	Sin restricciones
Restricciones geográficas	Misma área de concesión para el servicio de distribución eléctrica.	<ul style="list-style-type: none"> • Misma red interior o unidos por línea directa. • Conectados a redes de baja tensión derivadas del mismo centro de transformación. • Generación con distancia máxima de 500 metros para todos los usuarios (2,000 metros tratándose de solar PV en tejados reaprovechados). • Misma referencia catastral que los consumos

Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, se observa el uso de salvaguardas regulatorias que fomenten un uso eficiente o la recuperación de costes de operación de las redes de distribución. En el caso de Brasil, esto se hace a través de una tarifa por uso de red que es aplicada sobre la energía inyectada a la red por la GD. En España, el mecanismo de compensación simplificada se aplica de forma horaria, dando un mayor valor económico a aquella energía que es generada a la misma hora del consumo. Asimismo, no contempla el pago de excedentes no compensados. Este modelo fomenta el autoconsumo directo, así como el dimensionamiento óptimo de los sistemas de generación y la utilización de equipos para la gestión de la demanda o el almacenamiento de energía, lo que repercute positivamente en la gestión de las redes de distribución. No obstante, su aplicación requiere la utilización de medidores inteligentes con capacidad de registrar los flujos de energía al menos en escala horaria.

152 En aquellos países donde el uso de esquemas de ACC no es viable al no ser una actividad regulada, los proyectos comunitarios se desarrollan mediante la implementación de modelos financieros innovadores que aseguren una repartición justa de los beneficios económicos generados entre los usuarios asociados al proyecto. Tanto en el caso colombiano como mexicano, la implementación exitosa de estos modelos requiere la participación de distintos actores adicionales a los beneficiarios, lo que añade complejidad a su desarrollo.

En el caso colombiano, el reparto de los beneficios generados por el sistema distribuido es realizado mediante un sistema de tokens que son gestionados por una empresa comercializadora. Como se explicó anteriormente, es requisito contar con la participación de una Empresa de Servicios Públicos que actúe como representante del Generador Distribuido ante el mercado. En el proyecto piloto analizado, este rol es efectuado por la empresa ERCO, cuya participación es posible por tratarse de una iniciativa con fines de investigación. No obstante, la replicación de este modelo en otros contextos sería difícil, dado que no existe un beneficio económico directo para la empresa que cubra este rol.

Por su parte, el concepto de Ejido Solar en México plantea que los beneficios generados por el sistema distribuido sean retornados a la comunidad agraria a través de dos figuras administrativas: Fideicomiso y Vehículo de Propósito Específico. En este caso, la participación de figuras adicionales a la comunidad ejidal es principalmente requerida para asegurar el financiamiento del proyecto. Aunque esto requiere cierta complejidad, este modelo no resulta ajeno al contexto ejidal, dado que su utilización es usual para otro tipo de actividades económicas con participación de los grupos agrarios. Contrario a los otros casos de estudio, los ingresos generados por el Ejido Solar no son necesariamente utilizados para el pago de las facturas energéticas de los miembros, sino que pueden utilizarse para financiar otros proyectos o actividades de interés comunitario.

Pese a las diferencias en el modelo de desarrollo utilizado, existen también puntos en común entre los casos de estudio, como es la utilización de sistemas fotovoltaicos como tecnología de preferencia. Esto debido a que esta tecnología ofrece un diseño modular y de fácil instalación cuando se compara con otras tecnologías renovables. Además, ofrece costos nivelados de energía competitivos para la región, gracias a la disminución en costes de inversión experimentados en los últimos años y los niveles de radiación solar disponible en los países analizados. Asimismo, es destacable la fuerte dimensión social de los proyectos, por ejemplo, mediante la inclusión de personas en situación de vulnerabilidad económica, o la provisión de servicios adicionales a la comunidad como talleres educativos o información energética.

4. CONCLUSIONES

Se observa un interés creciente en el desarrollo de proyectos comunitarios de energía en la región iberoamericana, lo cual es evidenciado por los proyectos representativos estudiados en este artículo y que han sido impulsados por diversos actores – instituciones públicas, academia, empresas privadas, personas físicas – en contextos tanto urbanos como rurales. Asimismo, es destacable la promoción de proyectos pilotos y herramientas informativas para el fomento de proyectos comunitarios de energía a través de diversas iniciativas, como se observó en los casos de Colombia, España y México.

El uso de esquemas de ACC con mecanismos para la compensación de energía facilita la implementación de proyectos comunitarios de energía, dado que es una forma directa y relativamente sencilla de repartir los beneficios de un sistema de GD entre distintos usuarios. No obstante, en etapas tempranas de la regulación, el acompañamiento de otros actores con experiencia en el desarrollo y gestión de proyectos de energía parece ser un elemento en la implementación exitosa de estas iniciativas.

Asimismo, es destacable que los esquemas de compensación de energía analizados en Brasil y España ofrecen beneficios económicos a los usuarios finales. Sin embargo, estos también implementan una serie de restricciones que limitan su uso a un cierto tipo de sistemas que cumplen con características técnicas específicas, destacando el uso de tecnologías limpias y límites máximos de potencia. Por otro lado. Se observa la implementación de salvaguardas regulatorias para fomentar un uso eficiente y ordenado de las redes de distribución. Empero, la implementación de

mecanismos como el utilizado en España requiere del uso extendido de medidores inteligentes, lo cual aún representa una barrera tecnológica para la región de América Latina.

Por último, es positivo destacar que la falta de esquemas de ACC no evita el desarrollo de proyectos comunitarios en la región, pero añade complicaciones que pudieran evitar su replicación en diferentes contextos. Asimismo, el uso de mecanismos financieros más complejos requiere de un mayor número de actores que acompañen a los usuarios en el desarrollo de los proyectos. Aunque esto no es negativo per se, esta mayor complejidad puede limitar o restringir la participación activa de las comunidades locales, e incrementa el riesgo de diluir los beneficios que llegan directamente a los usuarios finales, poniendo en riesgo el enfoque comunitario del proyecto.

5. AGRADECIMIENTOS

El proyecto LIGHTNESS, donde colabora XXXX, ha recibido apoyo del programa Horizon H2020 de investigación e innovación de la Unión Europea a través del convenio Núm. 953020.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANEEL. (2016). Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica. Brasília: ANEEL.
- Arbeille, J., Benhamou, J., Martyniuck, S., Dieme, F. B., Chomette, J. C., & Julien, E. (2020). Collective Self Consumption Projects: The Lever to Unlock Access to Local Renewable Electricity. París: ENEA.
- Capper, T., Gorbacheva, A., Mustafa, M. A., Bahloul, M., Schwidtal, J. M., Chitchyan, R., Andoni, M., Robu, V., Montakhabi, M., Scott, I., Francis, C., Mbavarira, T., España, J.M., & Kiesling, L. (2022). Peer-to-peer, community self-consumption, and transactive energy: A systematic literature review of local energy market models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 162, 112403.
- CENACE. (2023). Participantes del Mercado con contrato vigente. Reporte mensual: febrero 2023. Ciudad de México: CENACE – Área Pública del Sistema de Información del Mercado.
- 154 Candelas, R. (2019). La relevancia de los ejidos y las comunidades rurales en la estructura social de México. Ciudad de México: Centro de Estudios Sociales y de Opinión Pública.
- GIZ, DGRV, OCB. (2018). Cooperativas de energía. GUIA DE CONSTITUIÇÃO DE COOPERATIVAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA. Brasília. doi:ISBN: 978-85-00000-00-0
- Resolución [Comisión Reguladora de Energía, México] por la que expide las disposiciones administrativas de carácter general los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida. 07 de marzo de 2023. https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5474790&fecha=07/03/2017#gsc.tab=0
- ICM (2022). Ejido Solar. <https://www.iniciativaclimatica.org/ejidosolar/>
- ICM, UKPACT. (2022). Ejido Solar - Manual de Replicabilidad. Ciudad de México: ICM, UKPACT.
- IRENA. (2019). Net Billing Schemes – Innovation Landscape Brief. Abu Dhabi: IRENA.
- Ithaca Environmental. (2020). Guía: Cooperativas de energía sustentable en México. Ciudad de México: GIZ, DGRV.
- Leonhardt, R., Noble, B., Poelzer, G., Fitzpatrick, P., Belcher, K., & Holdmann, G. (2022). Advancing local energy transitions: A global review of government instruments supporting community energy. *Energy Research & Social Science*, 83, 102350.
- Ley de la Industria Eléctrica. Diario Oficial de la Federación (México). 11 de agosto de 2014. https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014#gsc.tab=0
- LIGHTNESS. (s.f.). ManzaEnergía, Spain. <https://www.lightness-project.eu/pilot-sites/manza-energia-spain/>
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado (España), 83, 6 de abril de 2019
- Resolução Normativa ANEEL Nº 482 DE 2012 [Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Brasil]. 17 de abril de 2012.

Resolução Normativa ANEEL Nº 687 de 2015. [Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Brasil]. 24 de noviembre de 2015.

Resolução Normativa ANEEL Nº 1059 de 2023. [Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Brasil]. 02 de febrero de 2023.

Resolución CREG 030 de 2018 [Comisión de Regulación de Energía y Gas, Gobierno de Colombia]. Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. 6 de febrero de 2018.

Resolución CREG 174 de 2021 [Comisión de Regulación de Energía y Gas, Gobierno de Colombia]. Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. 7 de octubre de 2021.

Seyfang, G., Park, J. J., & Smith, A. (2013). A thousand flowers blooming? An examination of community energy in the UK. *Energy policy*, 61, 977-989.

Revolusolar. (2021). 1º Trimestre 2021. Relatório de Atividades e Impactos. <https://revolusolar.org.br/wp-content/uploads/2021/05/Relatorio-1T21.pdf>

Seyfang, G., Park, J. J., & Smith, A. (2013). A thousand flowers blooming? An examination of community energy in the UK. *Energy policy*, 61, 977-989

XM. (31 de marzo de 2023). Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE). <https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Informes/AGPE.aspx>

enerLAC

Revista de
Energía de
Latinoamérica
y el Caribe

enerLAC

Revista de
Energía de
Latinoamérica
y el Caribe



Asociación de Universidades
GRUPO MONTEVIDEO

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