

# enerLAC

Revista de  
Energía de  
Latinoamérica  
y el Caribe

Integración  
ciencia-política  
desarrollo eólico  
Uruguay

Indicadores  
eficiencia energética  
transporte de carga  
en México

Utilización y  
competitividad  
gas natural  
Perú

Compared Legal  
Analysis of Illegal  
Oil Bunkering  
in Mexico, Colombia  
and Nigeria

Generación Distribuida  
y Microrredes Eléctricas  
en América Latina y  
El Caribe



---

## COMITÉ EDITORIAL

Alfonso Blanco  
SECRETARIO EJECUTIVO DE OLADE

Pablo Garcés  
ASESOR TÉCNICO DE OLADE

Marcelo Vega  
COORDINADOR DE LA COMISIÓN ACADÉMICA DE LA  
ASOCIACIÓN DE UNIVERSIDADES GRUPO MONTEVIDEO  
(AUGM)

---

## COORDINADORES DE LA EDICIÓN

DIRECTOR GENERAL  
Alfonso Blanco

DIRECTORES EJECUTIVOS  
Pablo Garcés  
Marcelo Vega

COORDINADORA DE PRODUCCIÓN  
Blanca Guanocunga. Bibliotecaria OLADE

---

## COLABORADORES

Raquel Atiaja. *Técnica de Área Informática OLADE*

Ana María Arroyo. *Diseño y diagramación*

---

## REVISORES

José Javier Alonso Mateos.  
*Universidad Internacional de Valencia. España.*

José Cataldo.  
*Universidad de la República (UDELAR). Uruguay.*

José Córdor.  
*Universidad Central del Ecuador (UCE). Ecuador.*

Pedro Díaz Fustier. *Universidad Tecnológica de la Habana,  
Facultad de Ingeniería Eléctrica. Cuba.*

Henry Espada Romero. *Gobierno Autónomo Departamental  
De Chuquisaca (GADCH). Bolivia.*

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

Francisco Macías Aguilera.  
*Universidad de Guanajuato. México.*

Ojilve Ramón Medrano Pérez. *Consejo Nacional de Ciencia  
y Tecnología (CONACyT). Centro del Cambio Global y la  
Sustentabilidad (CCGS). México.*

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

Ramiro Rodríguez.  
*Universidad Nacional de Córdoba. Argentina.*

---

© Copyright Organización Latinoamericana de Energía  
(OLADE) 2019. Todos los derechos reservados.

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

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

Página web Revista ENERLAC: <http://enerlac.olade.org>  
Página web OLADE: [www.olade.org](http://www.olade.org)  
Mail ENERLAC: [enerlac@olade.org](mailto:enerlac@olade.org)

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

Fotografías de la portada y contraportada licenciada por  
Ingram Image.

## NOTA DE RESPONSABILIDAD DE CONTENIDO

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





# OLADE: LOGROS INSTITUCIONALES EN BENEFICIO A PAÍSES MIEMBROS

“ Entre los logros institucionales se destaca la renovada presencia de OLADE en el concierto energético mundial, avalado por más de 50 convenios de cooperación estratégicos sectoriales suscritos y la participación en importantes foros mundiales relacionados a energía. ”

Este diciembre de 2019 se cumple el período trienal de gestión de la Organización Latinoamericana de Energía – OLADE liderado por Alfonso Blanco, Secretario Ejecutivo, elegido en 2017 con la presentación de un plan de trabajo compuesto por 5 ejes de acción:

- 1) Institucional, financiero y organizacional del organismo;
- 2) Fortalecimiento de los sistemas de información;
- 3) Complementariedad energética, integración regional y representatividad internacional de la Organización;
- 4) Fortalecimiento de las capacidades técnicas y apoyo a políticas sectoriales de los Países Miembros; y
- 5) Seguridad de suministro, acceso y la energía sostenible.

En la evaluación casa adentro y presentada en la Reunión de Ministros, celebrada en noviembre de 2019, las metas planteadas en la mayoría de los ejes fueron ampliamente conseguidas, beneficiando directamente al sector energético de los Países Miembros, respondiendo de manera efectiva a sus necesidades en épocas de profundo cambio de sus matrices energéticas y la búsqueda de satisfacer las necesidades de sus pobladores.

Entre los logros institucionales se destaca la renovada presencia de la Organización en el concierto energético mundial, logro ampliamente reconocido y avalado por los más de 50 convenios de cooperación estratégicos sectoriales suscritos y la presencia de representantes del Organismo en altos foros mundiales relacionados con la energía.

En este período se ha medido el aporte en especie de OLADE a sus Países Miembros (beneficios/aporte), tomando en cuenta los rubros de: asistencias técnicas; proyectos regionales y subregionales; estudios regionales, subregionales y nacionales; fortalecimiento de capacidades; acceso a sistemas de información; y herramientas de planificación. El cálculo determina que en el período 2017 - 2019 el valor de aporte en especie fue, en promedio, de 3,7 veces superior a la contribución recibida. El análisis por subregiones muestra que el aporte de OLADE es 4,2 veces para el Caribe; 5,2 veces para América Central; 0,83 veces para México; y 3,9 veces para América del Sur.

Respecto a la difusión del conocimiento, dentro del eje de fortalecimiento de capacidades técnicas, se destaca el importante logro en el acercamiento a la academia reflejado en la suscripción de 17 convenios de cooperación con universidades de América Latina y El Caribe y de fuera de la región. Este importante acercamiento ha permitido poner a disposición a la Revista ENERLAC como medio de difusión de resultados de investigaciones y trabajos científicos de carácter técnico del sector energético de América

Latina y el Caribe, elaborados por académicos e investigadores pertenecientes a instituciones vinculadas con el sector de los 27 Países Miembros de la Organización.

“ En el período 2017-2019 el valor de aporte en especie de OLADE a sus Países Miembros fue, en promedio, de 3,7 veces superior a la contribución recibida. ”

ENERLAC presenta su volumen III, No.2 del 2019, constituyéndose en otra de las metas cumplidas de la Organización. Meta alcanzada con el decidido apoyo de la Asociación de Universidades del Grupo Montevideo (AUGM), que congrega a 36 universidades públicas de Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay.

En el siguiente período de gestión continuaremos con el esfuerzo de brindar a la comunidad energética una revista de calidad, abierta a la necesidad de divulgación del conocimiento en la materia.



Mayor información sobre los resultados de la gestión 2017 - 2019 de OLADE puede consultarse en el siguiente enlace: [https://www.youtube.com/watch?v=fFzAwA\\_tYPY](https://www.youtube.com/watch?v=fFzAwA_tYPY)

Pablo Garcés

**Asesor Técnico**

# ÍNDICE



**p.8**

**INTEGRACIÓN CIENCIA-POLÍTICA EN EL  
DESARROLLO EÓLICO DE URUGUAY:  
APORTES A LA PLANIFICACIÓN**

**AMBIENTAL**, Rafael Bernardi, Lucía Arimón,  
Leticia D'Ambrosio, Alvar Carranza.

**p.26**

**INDICADORES DE EFICIENCIA  
ENERGÉTICA DEL TRANSPORTE DE  
CARGA POR CARRETERA PARA EL  
DESARROLLO DE UNA POLÍTICA  
INTEGRAL DE TRANSPORTE EN MÉXICO,**  
Edgar Roberto Sandoval García, Yasuhiro  
Matsumoto Kuwabara, Juan Carlos Pedraza Reyna



**p.44**

**¿ES REALMENTE APROVECHADO  
EL GAS NATURAL EN EL PERÚ?  
ESTUDIO DE SU UTILIZACIÓN  
Y COMPETITIVIDAD,**

Francisco Daniel Porles Ochoa.



**p.72**

**COMPARED LEGAL ANALYSIS OF ILLEGAL  
OIL BUNKERING IN MEXICO, COLOMBIA  
AND NIGERIA,**

José Ricardo Sánchez Martínez.



**p.88**

**NUEVO PARADIGMA DE LOS SISTEMAS  
ELÉCTRICOS: GENERACIÓN DISTRIBUIDA  
Y MICRORREDES ELÉCTRICAS. UN VÍNCULO  
DE ACCESIBILIDAD A LA ELECTRICIDAD EN  
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE,**

Luis Ángel Paredes Tapia, Benjamín Rodolfo Serrano,  
Marcelo Gustavo Molina.



# INTEGRACIÓN CIENCIA-POLÍTICA EN EL DESARROLLO EÓLICO DE URUGUAY: APORTES A LA PLANIFICACIÓN AMBIENTAL

Rafael Bernardi<sup>1</sup>, Lucía Arimón<sup>2</sup>, Leticia D'Ambrosio<sup>3</sup>, Alvar Carranza<sup>4</sup>

Recibido: 30/09/2019 y Aceptado: 21/11/2019  
ENERLAC. Volumen III. Número 2. Diciembre, 2019 (8-25).





1 Ingeniero Hidráulico-Ambiental por la Universidad de la República (Uruguay). Doctor en Ciencias Ambientales por la Universidad de Wageningen (Holanda). Profesor Adjunto en el Centro Universitario de la Región Este de la Universidad de la República (Uruguay). Estuvo a cargo de la gestión del Programa de Energía Eólica del Uruguay desde PNUD Uruguay. [bernardirafael@gmail.com](mailto:bernardirafael@gmail.com)

2 Magíster en Antropología Aplicada. Ayudante del proyecto “Políticas Públicas. Las Ciencias Medioambientales y la Interfaz Ciencia-Política Nacional: Diagnóstico y Perspectivas”. [arimonlucia@gmail.com](mailto:arimonlucia@gmail.com)

3 Doctora en Antropología Social del Instituto de Altos Estudios Sociales (IDAES) de la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM). Profesora Adjunta del Centro Universitario de la Región Este de la Universidad de la República (Uruguay). [treboles@gmail.com](mailto:treboles@gmail.com)

4 Doctor en Ciencias Biológicas. Profesor Agregado del Departamento de Ecología y Gestión Ambiental del Centro Universitario de la Región Este de la Universidad de la República (Uruguay). [alvardoc@fcien.edu.uy](mailto:alvardoc@fcien.edu.uy)

## RESUMEN

Uruguay ha sido exitoso en la incorporación de energía eólica en la matriz eléctrica. Las interfaces ciencia-política (ICP) son ámbitos que permiten la integración del conocimiento científico-técnico en la toma de decisiones y han sido determinantes en este proceso. Analizamos la estructura y el funcionamiento de las ICP con énfasis en las Ciencias Ambientales en relación a la efectividad de integración de conocimiento en la toma de decisiones. Se identificaron numerosos ámbitos de diálogo entre instituciones científico-técnicas y los tomadores de decisión, que fueron fundamentales para el desarrollo de la energía eólica. Sin embargo, en el caso de las políticas ambientales la existencia de las ICP per se no aseguró su implementación efectiva. Esto puede estar relacionado con los procesos sociales de construcción de los valores ambientales y territoriales en juego, así como por la falta de experiencia a nivel país en la implementación de instrumentos ambientales estratégicos en un horizonte temporal reducido de incorporación de eólica. Se sugiere que la implementación temprana de instrumentos de planificación ambiental y territorial que incorporen las ICP, así como el desarrollo de modelos de toma de decisiones democrático-pragmáticos puede contribuir a una mejor integración de las políticas energéticas y las ambientales.

**Palabras clave:** Transición Energética, Energía Eólica, Interface Ciencia-política, Ciencias Medio-ambientales, Uruguay.

## ABSTRACT

*Uruguay has been successful in the incorporation of wind energy in the electricity matrix. Science-policy interfaces (SPI) allow the integration of scientific and technical knowledge in decision-making and have been decisive in this process. We analyze the structure and operation of the SPI with an emphasis on environmental sciences and their effectiveness in integrating knowledge in decision-making. We identified numerous*

*interfaces that led to a dialogue between scientific-technical institutions and decision makers. These were fundamental for the development of wind energy. However, in the case of environmental policies, the existence of ICPs per se did not ensure their effective implementation. This may be related to the social processes of construction of environmental and territorial values at stake, as well as the lack of experience at the country level in the implementation of strategic environmental instruments in a reduced time horizon of wind incorporation. It is suggested that the early implementation of environmental and territorial planning instruments that incorporate SPIs, as well as the development of democratic-pragmatic decision-making models can contribute to a better integration of energy and environmental policies.*

**Keywords:** Energy Transition, Windpower, Science-policy Interphase, Environmental Sciences, Uruguay.



## INTRODUCCIÓN

Las políticas públicas pueden concebirse como el conjunto de acciones (e.g. proyectos u otras actividades) que un Estado diseña y gestiona a través de un gobierno y una administración pública en relación con una cuestión que concita la atención, interés o movilización de otros actores de la sociedad civil, pero también como las acciones que se omiten, manifestando así una determinada modalidad de intervención del Estado (Oszlak & O'Donnell, 1981; Graglia, 2012). En particular, tradicionalmente, las políticas públicas relacionadas al uso de recursos naturales involucran una valoración de riesgos y beneficios por parte de los tomadores de decisión, y ha estado tradicionalmente basada en análisis sectoriales (Heal & Ascher, 1995), en los cuales se suelen priorizar algunas dimensiones económicas y sociales. Sin embargo, el deterioro en las condiciones ambientales como consecuencia de la implementación de estas políticas también puede afectar a estas dimensiones en alguna escala espacial o temporal. Desde algunos sectores de la comunidad científica y de la sociedad se ha enfatizado la necesidad de dar mayor consideración a los aspectos ambientales, que suelen no ser incluidos en el análisis de costo-beneficio (Lyytimäki, Söderman & Turnpenny, 2015; Söderbaum, 2006). Sin embargo, la forma en que las problemáticas ambientales son consideradas durante el proceso de toma de decisiones depende de distintos factores. Estos incluyen visiones o valoraciones diferentes y/o falta de conocimiento sobre las consecuencias ambientales de las decisiones (e.g. problemática local de calidad de agua en fuentes para consumo humano o de cambio climático a nivel global).

Asimismo, la complejidad de las problemáticas ambientales ha dejado en evidencia las limitaciones de los instrumentos particulares de gestión o regulación ambiental y la necesidad de generar abordajes desde la planificación con un enfoque más integral y estratégico (Janicke & Jorgens, 1998). A nivel internacional, ejemplos

de esto son la Agenda 21 y, más recientemente, los compromisos nacionales establecidos en el Acuerdo de París y los Objetivos de Desarrollo Sustentable. En este contexto, la interfaz Ciencia-Política (ICP) debería idealmente proveer la mejor información científica disponible para la toma de decisiones informadas, abarcando múltiples dimensiones del sistema socio-ecológico y trascendiendo las visiones disciplinares y/o sectoriales. En tal sentido, las ICP pueden definirse en términos generales como procesos sociales que proveen espacios para el relacionamiento entre científicos y otros actores en el proceso de formulación de políticas, y que permiten el intercambio, la co-evolución y la construcción conjunta de conocimiento con el objetivo de enriquecer la toma de decisiones (van den Hove, 2007). Las mismas pueden tomar la forma de estructuras formales, pero también ámbitos como talleres conjuntos, discusión de agendas de investigación e incluso conversaciones interpersonales. Esta caracterización de las ICP incluye elementos comparables al concepto de las "comunidades de políticas" (Zahariadis & Allen, 1995), donde los especialistas interactúan y generan ideas en redes informales de funcionarios, académicos e investigadores que participan del desarrollo de propuestas en un sector de políticas públicas determinado. A nivel global, algunas ICP establecidas recientemente como forma de mejorar la conexión entre ciencia y política en el contexto de problemáticas medioambientales, incluyen el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC), la iniciativa sobre Economía de los Ecosistemas y la Biodiversidad (EEB), la Plataforma Intergubernamental de Biodiversidad y Servicios Ecosistémicos (IPBES) o el Órgano Subsidiario de Asesoramiento Científico, Técnico y Tecnológico (SBSTTA) del Convenio sobre la Diversidad Biológica (CDB). En particular, el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC) ha sido una ICP altamente exitosa y sus informes han evidenciado que es muy probable que los altos niveles de gases de efecto invernadero (GEI) hayan causado el calentamiento global y cambiado el clima de la Tierra durante el último medio siglo con serios

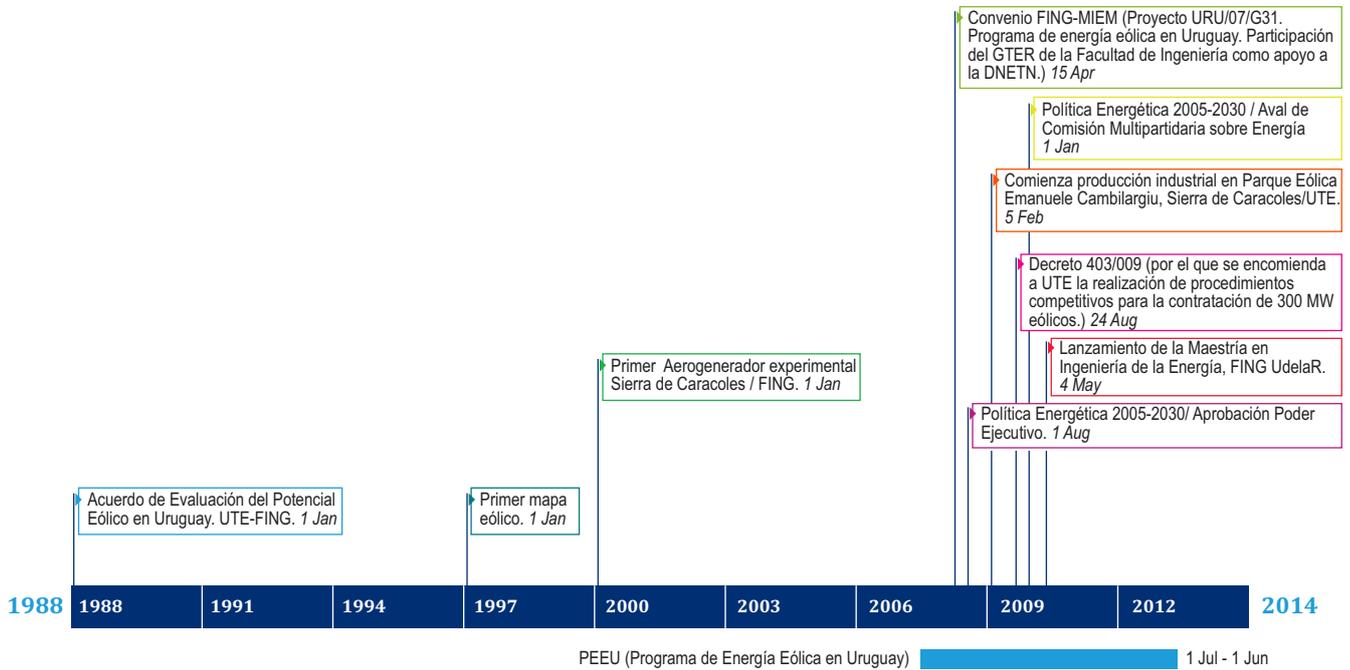
impactos en las personas y ecosistemas (IPCC, 2014). Se estima que actualmente el petróleo, el gas natural y el carbón dan cuenta del 88% del consumo energético de la humanidad. El uso de estos combustibles fósiles genera impactos negativos a nivel geopolítico, económico y ambiental, como el cambio climático, la contaminación del aire y la contaminación del agua. Adicionalmente, y a pesar de que se cree que las reservas de carbón son enormes, se estima que los recursos de petróleo y gas convencionales se agotarán en aproximadamente 50 años a las tasas de consumo actuales (EIA, 2017). Si bien persisten debates sobre estos puntos debido a la expansión de reservas por nuevas tecnologías (e.g. Güntner, 2019) y se han visto algunos notables retrocesos (como es el caso de la política actual de Estados Unidos o Brasil), basados en el cuestionamiento a la pertinencia de políticas de cambio climático, existe un consenso general sobre la necesidad de una transición hacia fuentes más sostenibles de energía, fuertemente influenciado por el discurso científico-técnico.

**La exitosa incorporación de la energía eólica en Uruguay estuvo caracterizada por una fuerte interacción entre el ámbito académico y las instituciones del Estado.**

En línea con estos cambios, los desarrollos de políticas de energía limpia han avanzado en diversos países. Un caso destacable es el de Uruguay, en el que las fuentes renovables constituyeron en 2017 el 98% de la matriz de

generación eléctrica, incluyendo un aporte de 19% de fuentes de biomasa y 26% de eólica (Ministerio de Industria, Energía y Minería [MIEM], 2017; Oficina de Planeamiento y Presupuesto [OPP], 2019). Esto último ha contribuido a que actualmente Uruguay se sitúe en segundo lugar en el mundo en penetración eólica (Presidencia de la República, 2019). Estos avances se enmarcaron en la “Política Energética 2005-2030” de Uruguay, que fue aprobada en 2008 por el Poder Ejecutivo y ratificada en 2010 por la Comisión Multipartidaria de Energía a nivel parlamentario. Dicha Política brinda los lineamientos generales a seguir en materia energética a corto, mediano y largo plazo. Se trata de un instrumento de planificación estratégica que integra diversos objetivos, enmarcados en la idea integral de que es necesario diversificar la matriz energética, orientándola más y más hacia las fuentes autóctonas y preferentemente renovables. Sostienen estos lineamientos seis aspectos, enunciados en el preámbulo del documento, entre los que destacan a los efectos de esta investigación los aspectos ético y medioambiental: “...El cuarto aspecto es ético: el 92% de la energía primaria consumida mundialmente no es renovable; la humanidad está gastando en un par de siglos lo que a la naturaleza le llevó millones de años desarrollar, por lo que su uso debe realizarse de manera responsable. El quinto aspecto es el medioambiental: la producción y el uso de la energía son los principales responsables de las emisiones humanas de dióxido de carbono, el de mayor impacto sobre el cambio climático global (el 60% de las emisiones humanas de dióxido de carbono se generan durante la producción y el uso de la energía”. (MIEM, s.f.). En este marco se desarrolló el Programa de Energía Eólica del Uruguay (en adelante PEEU), un programa con financiamiento internacional del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) que nace con el objetivo de “crear las condiciones favorables e incentivar el proceso de inserción de la energía eólica en el país desde un abordaje multidisciplinario, de modo de alcanzar el objetivo de contribuir a la mitigación de emisión de gases de efecto invernadero”.

Figura 1. Línea de tiempo de los principales hitos asociados al desarrollo de la Energía Eólica en Uruguay.



El PEEU apoyó el desarrollo y la expansión de la energía eólica en el país y fue el principal instrumento de implementación de la política pública en energía eólica. Funcionó entre 2007 y 2013 (Figura 1), a partir de un proyecto elaborado en conjunto por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y el Estado Uruguayo. El programa también tuvo una etapa extensa de preparación, a partir de una propuesta inicial lo que permitió actividades tempranas, incluyendo estudios que definieron la instalación del primer parque eólico (20MW) de la empresa energética nacional, la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE).

En este sentido, es de nuestro interés analizar la estructura y el funcionamiento de las ICP durante la implementación del Programa y de las políticas de energía eólica en general. Se parte del supuesto de que la consideración del conocimiento científico sobre aspectos medioambientales

(e.g. impactos sobre funcionamiento de los ecosistemas o la biodiversidad) enriquece el proceso de toma de decisión, reduce impactos ambientales y conflictos sociales y permite generar políticas de desarrollo sostenible, y que las ICP constituyen un ámbito efectivo para que el sistema político incorpore estas consideraciones. Se entiende que, en una mirada integral, el análisis podría ampliarse en términos similares para considerar aspectos sociales y de equidad en la generación de políticas. Las preguntas fundamentales de investigación son: ¿Cómo es considerado el conocimiento científico-técnico sobre la dimensión ambiental durante los procesos políticos que llevan a la formulación de políticas públicas? ¿Cuáles son las interfaces en las que este conocimiento es incorporado? ¿Logran estos ámbitos abordar efectivamente los problemas ambientales? ¿Es posible generar resultados de políticas más deseables a partir de la incorporación del conocimiento científico-técnico?

## ESTRATEGIA Y MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN

Para responder a las preguntas arriba planteadas, se procedió en primera instancia a la reconstrucción del proceso histórico que culmina con la implementación del PEUU y la expansión de la generación eólica en el país. Esta etapa incluyó la recopilación de información sobre el proceso de formulación y la identificación de informantes calificados, en particular personal técnico y académico que participó del proceso de elaboración de las políticas y decisores políticos que la aprobaron. En base a esta identificación, se realizaron diez entrevistas semi-estructuradas cuyos actores fueron seleccionados de manera de cubrir una variedad de situaciones, actores en diferentes roles técnicos e institucionales, cubriendo diferentes percepciones y categorizaciones acerca del tema estudiado. A partir de esta información se identificaron instituciones, ámbitos o espacios que potencialmente tuvieran el rol de ICP y se analizaron en detalle, valorándose según los relatos de las experiencias de quienes participaron en el proceso.

Se utilizó el marco de análisis del proceso de políticas (Clark, 2002), para analizar los procesos de decisión que llevaron a la implementación de las políticas ambientales orientadas a abordar los problemas de naturaleza biofísica, considerando asimismo las características del Proceso social en el cual se insertaron estos procesos. Se consideraron también estos procesos a la luz de diferentes modelos de decisión (Habermas, 1968). Finalmente, se evaluó el éxito de las políticas en el abordaje de los aspectos ambientales y en particular en relación al rol de las ICP. Esta valoración incluye críticas o limitaciones identificadas por los actores que participaron de los procesos desde distintas perspectivas y fueron relevantes para el proceso de formulación de estas políticas. A la luz de estos análisis, se realizan algunas apreciaciones sobre potenciales mejoras al proceso de políticas mediante el diseño de ICP más efectivas.



## RESULTADOS

### Las ICP en el desarrollo eólico en Uruguay

En el caso uruguayo, las ICP fueron centrales al desarrollo eólico y un ejemplo notable de integración entre conocimiento científico-académico en una transición tecnológica (Ardanche et al., 2017). En particular, fue preponderante el papel de la ICP en relación al conocimiento relativo a la disponibilidad del recurso eólico y otros aspectos técnicos claves para la incorporación de la energía eólica en la matriz energética nacional. Esta contribución permitió establecer capacidades para aprovechar un contexto físico y económico propicio para el desarrollo eólico.

Uruguay posee abundantes vientos y el rápido desarrollo de la energía eólica estuvo ligado a una coyuntura económica muy favorable. La conjunción de altos precios del petróleo y de bajos precios de generadores a nivel internacional, producto de un excedente de equipos por la crisis europea de 2008 (Ardanche et al. 2017) originó, a través de contratos a mediano plazo con los generadores eólicos, precios más convenientes que la alternativa fósil

basada en centrales térmicas, dado los precios de petróleo de la época. Sin embargo, la coyuntura económica favorable no hubiera sido suficiente para generar esta transición tecnológica. Hizo falta el establecimiento de un marco habilitador que resolviera las no pocas restricciones o “barreras” que impedían o limitaban potenciales avances. Estas barreras fueron objeto de análisis durante la elaboración del PEEU (PNUD, 2007) que las categorizó como barreras de políticas; de capacidades y modelos de negocios; de información; y de tecnologías, las cuales brindan además un adecuado marco para analizar el funcionamiento de las ICP.

A partir de la reconstrucción del proceso histórico, se identificaron numerosos ámbitos, actividades, espacios o eventos en los cuales es posible pensar que la información científica pueda haberse integrado de manera efectiva en el proceso político, o que al menos haya existido

un diálogo entre instituciones científico-técnicas y los tomadores de decisión (Tabla 1). Se incluye una categorización de las ICP en función de la importancia de la interacción entre ciencia y política. Su composición es heterogénea: incluye desde estructuras permanentes o semi-permanentes hasta eventos puntuales. Se incluye por ejemplo el Fondo Sectorial de Energía, que se creó por resolución del Directorio de la Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII) de fecha 1° de octubre de 2008 con el objetivo de promover las actividades de investigación, desarrollo e innovación en el área de energía y se constituyó a través de aportes económicos de la ANII, UTE, la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP) y la Dirección Nacional de Energía (DNE) del MIEM. Es por lo tanto, un ámbito de articulación entre las necesidades de los organismos estatales de gestión y el sistema científico-tecnológico nacional.

Tabla 1. Ámbitos de interacción ciencia-política identificados.

Actividad	Organiza	Contenido	Actores	Nivel de Interacción Ciencia Política	Fecha
Mesa de la Energía	Comisión Social Consultiva, UdelaR.	Canal de comunicación que la Universidad de la República abre con la sociedad a los efectos de poner al servicio de la misma sus capacidades	Gremiales, Asociaciones empresariales, Cooperativismo, Partidos políticos, Asoc. Estudiantes, Universidad de la República	Alto	2003-2004
Convenio entre Universidad de la República y Ministerio de Industria, Energía y Minería	FING (Facultad de Ingeniería)-UDELAR (Universidad de la República), MIEM (Ministerio de Industria, Energía y Minería)	Apoyo del Grupo de trabajo en Energías Renovables (GTER) de la Facultad de Ingeniería al PEEU	FING-UDELAR, MIEM	Alto	15 de abril de 2008
Primer Encuentro entre Actores de la Energía Eólica en Uruguay	PEEU - DNE y la Cámara de Industrias del Uruguay (CIU).	Exposiciones y talleres sobre aspectos normativos y estratégico-comerciales, asociativos y financieros, y aspectos tecnológicos	Sector público / Sector privado (Industria, Entidades financieras, etc.)	Medio	21 de abril de 2009

Actividad	Organiza	Contenido	Actores	Nivel de Interacción Ciencia Política	Fecha
Eval. Ambiental Estratégica sobre la Política Energética 2005 -2030	PEEU, DNE, Equipo consultor	Evaluación de los cuatro ejes de la Política Energética con un enfoque estratégico	PEEU, MIEM, consultores	Medio	Junio 2010
Ciclo de Eventos Informativos Sobre Emprendimientos Eólicos	PEEU, AUDEE, UTE	Información e intercambio sobre situación del sector eólico	PEEU, AUDEE, UTE, sociedad civil, actores locales	Bajo	abril-junio de 2011
Convenio de Zonificación Eólica del Departamento de Maldonado	IDM (Intendencia de Maldonado), UDELAR	Contribuir a la planificación territorial del Departamento de Maldonado con respecto a los parques eólicos	IDM, UDELAR	Alto	2010-2014
Mesa Redonda “Historia, Presente y Futuro de la Generación de Energía Eólica en Uruguay”	UTE, FING, UDELAR, ANII	Jornada de intercambio de saberes y perspectivas	UDELAR, FING, UTE, público interesado	Medio	3 de septiembre de 2014
Primer Seminario – Taller: Incorporación de Pronósticos de Generación Eólica y Solar a la Operación del Sistema Eléctrico	Administración del Mercado Eléctrico (ADME) con apoyo del Banco de desarrollo de América Latina (CAF)	Interacción entre los grupos de investigación y operadores de los sistemas eléctricos de la región	UDELAR, ADME, UTE, investigadores de Argentina y Brasil	Alta	4 y 5 de agosto de 2016
Fondo Sectorial de Energía	UTE, ANCAP, MIEM, ANII	Promover las actividades de investigación, desarrollo e innovación en el área de energía	UTE, ANCAP, MIEM, ANII, Investigadores	Alto	2017
Segundo Seminario – Taller: Incorporación de Pronósticos de Generación Eólica y Solar a la Operación del Sistema Eléctrico	ADME, PRONOS, con apoyo de CAF	Presentación de resultados de PRONOS	UDELAR, PRONOS	Alto	8 de mayo de 2017
Lanzamiento del Centro de Formación en Operación y Mantenimiento en Energías Renovables (Cefomer)	Instituto Técnico Regional Centro-Sur – UTEC	Centro de formación para formadores, capacitación de operarios de centrales de generación	MTSS (Ministerio de Trabajo y Seguridad Social), MIEM, INEFOP (Instituto Nacional de Empleo y Formación Profesional), actores vinculados al tema	Bajo	9 de agosto de 2018

Algunos autores (e.g. Ardanche et.al., 2017, Bergós et al., 2019) coinciden en que las ICP resultaron fundamentales para el desarrollo eólico en Uruguay. Su aporte fue muy relevante tanto a nivel general, en la integración de visiones de desarrollo del sector en los niveles de definición de políticas, como en la remoción de barreras, particularmente de capacidades, de información y de tecnologías, donde la integración del conocimiento en la toma de decisiones fue base para la estrategia de desarrollo de la energía eólica. En efecto, existió en sectores políticos del gobierno el convencimiento sobre la importancia del desarrollo endógeno asociado a la energía de fuentes autóctonas. Esto se planteaba tanto desde una visión de soberanía energética como de desarrollo económico a través de la generación de conocimiento y tecnología asociado a la energía eólica, lo que permitió alinear prioridades económicas y políticas con la agenda de reducción de emisiones a partir de la generación de energía limpia. La articulación entre la academia y el ámbito político se consolida cuando los cargos de director de la DNETN y el presidente de UTE son ocupados por actores de origen académico. Esta circunstancia contribuyó a profundizar la articulación de academia y gobierno, resultando en un “nicho virtuoso” (Ardanche et al., 2017) y permitió salvar además las múltiples barreras de capacidades, información y técnicas a través de la integración de conocimiento. En definitiva, la rápida expansión eólica estuvo estructuralmente basada en interfaces ciencia-política muy fuertes.

Esta interfaz entre la política y la ciencia se gesta en un proceso de más larga data. El PEEU permitió continuar esfuerzos previos, como destaca la Facultad de Ingeniería en su página web: “Asimismo, el desarrollo eólico se ha basado en el conocimiento generado en la Facultad de Ingeniería (FING) de la Universidad de la República (UdelaR) a lo largo de décadas de investigación sobre las características del viento, la tecnología necesaria para explotarlo, las regiones más adecuadas, los problemas de interconexión con la red eléctrica y la interacción con el sistema energético. También en esta

institución se formaron los técnicos que lideraron la incorporación de la energía eólica a la matriz energética del país” (Facultad de Ingeniería, 2016). En su etapa embrionaria, el desarrollo de la energía eólica en Uruguay estuvo ligado al desarrollo de capacidades de investigación en la FING. Estas resultaron en la inauguración del primer generador eólico público de 150KW en el año 2000 en el Cerro de los Caracoles y las primeras iniciativas en captar financiamiento internacional y, luego de varios años, en la implementación del PEEU.

**La existencia de las ICP *per se* fue menos exitosa en la implementación de instrumentos ambiental de carácter estratégico, como el Ordenamiento Territorial o la Evaluación Ambiental Estratégica.**

El impulso brindado por las nuevas autoridades lleva a que en 2008 se consoliden los cargos del PEEU con técnicos con experiencia en temas energéticos. Se consolidó un Comité Directivo integrado por la DNE, la UTE, el MVOTMA y el PNUD. Además, se concretó un convenio de monto significativo en el que el PEEU financió a la UdelaR para abordar los vacíos de información que enfrentaba el desarrollo eólico. En relación a las barreras de capacidades, el proyecto financió la integración de ingenieros a la UTE. Estos recibían capacitación en la UdelaR y respondían a la dirección del proyecto sita en el MIEM, lo que resultó una forma práctica y concreta de transferir conocimiento, generar capacidades en la UTE y a la vez mejorar coordinaciones interinstitucionales.

Esto contribuyó a cambiar el paradigma predominante en la agencia energética nacional, que estaba basado en el desarrollo histórico de la hidráulica. El conocimiento acerca de las potencialidades de la energía eólica era limitado; esta se consideraba “poco firme” debido a oscilaciones de alta frecuencia características de los cambios rápidos en los vientos, mientras que se contaba con una larga experiencia institucional sobre la energía hidráulica, que se veía como más confiable. Por otra parte, la fuerte componente técnico-científica de las autoridades y técnicos participantes en la implementación de la política facilitó además la búsqueda de asesoramiento de alto nivel, como por ejemplo de empresas extranjeras, y que permitió abordar las problemáticas de despacho y generación asociadas a niveles muy altos de penetración eólica para los cuales existían pocos antecedentes a nivel internacional en aquel momento.

### **El salto eólico y las políticas ambientales**

Acompañando el proceso de desarrollo eólico en el país, fue identificada la necesidad de generar diversos instrumentos para considerar los impactos ambientales. Algunos de ellos, como la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA), fueron implementados y están hoy vigentes, mientras que los instrumentos de carácter más estratégico, como son la Evaluación Ambiental Estratégica y los instrumentos de zonificación u ordenamiento territorial (OT) no fueron aplicados en general.

Uruguay no poseía un marco regulatorio ambiental específico para regular y orientar la rápida expansión eólica. Esta carencia estuvo identificada como una de las barreras de políticas en el análisis durante la formulación del PEEU. Si bien el PEEU era un instrumento de políticas explícitamente vinculado al cambio climático, en aspectos ambientales locales y territoriales el desarrollo e implementación de políticas tuvo más limitantes. La evaluación final del PEEU realizada por el PNUD destaca “(...la ausencia de un Marco Normativo Ambiental que le hace falta desarrollar a la DINAMA (Dirección Nacional del

Medio Ambiente) y que no ha ido de la mano con el desarrollo eólico. Desde el programa se intentó hacer algo (...) Esta deficiencia es probablemente una de las principales barreras para el desarrollo de Energía Eólica.” (Rodríguez, 2013: 110). El mismo documento señala que “Se elaboró una Evaluación Ambiental Estratégica para el sector energía que requiere de mayor profundización por parte de la DINAMA en lo referente a energía eólica.” (Rodríguez, 2013). De hecho, existieron algunos conflictos puntuales en sitios de parques eólicos, así como conflictos de coexistencia con áreas protegidas o de actividad turística importante (e.g. Departamentos de Lavalleja o Maldonado) y controversias sobre los impactos en el paisaje (situaciones que fueron mencionadas por actores del medio académico que participaron especialmente en los inicios del proceso), a la vez que los impactos cumulativos sobre avifauna y mamíferos voladores a nivel nacional todavía no son conocidos.

Los parques eólicos estaban contemplados en Evaluación de Impacto Ambiental para plantas de energía mayores a 10 MW. En 2015 se aprueba la Guía para la Instalación y Operación de Parques Eólicos, mientras que los primeros parques de gran porte comienzan a operar en 2014, lo que generó dificultades en las primeras autorizaciones. Más allá de estos casos, el procedimiento es hoy parte de la gobernanza ambiental del país. La elaboración de las guías involucró discusiones y participación de diversos colectivos, y contribuyó a fortalecer el marco regulatorio ambiental. Sin embargo, las evaluaciones de impacto presentan limitaciones a la hora de considerar los potenciales aspectos cumulativos sobre biodiversidad en el territorio, la pérdida de valor paisajístico a nivel regional, o afectaciones para el desarrollo de la población existente en las zonas aledañas a los parques eólicos. Tampoco son el instrumento más idóneo para decidir sobre priorización de usos del territorio. Esto hubiera sin duda requerido herramientas de mayor escala y un abordaje estratégico que permitieran incorporar aspectos socioeconómicos, territoriales, paisajísticos, y de biodiversidad.

Para abordar estas problemáticas se generaron algunos instrumentos, pero tuvieron poco éxito en su aplicación. El PEEU financió la elaboración de un instrumento innovador para Uruguay, como la primera Evaluación Ambiental Estratégica del país, realizada a la Política Energética a través de la conformación de un equipo de consultores. Esta evaluación se realizó para toda la política energética. Sin embargo, no existió un desarrollo normativo a partir de los aspectos ambientales identificados en la evaluación o una posterior profundización de los aspectos eólicos.

En cuanto a instrumentos de ordenamiento territorial, el Gobierno Departamental de Maldonado trabajó en conjunto con la UdelaR, con apoyo de la Dirección Nacional de Ordenamiento Territorial, para la realización de un instrumento de ordenamiento territorial de los parques eólicos en el departamento, aunque nunca fue aprobado como normativa departamental. Este fue un trabajo detallado que implicó una fuerte interacción entre ámbitos de gobierno departamental y académicos, lo que fue destacado por parte de los profesionales intervinientes en el proceso desde la academia y el Gobierno Departamental.

Para analizar las razones del éxito relativo de las diferentes interfaces en la generación de políticas, clasificamos (Tabla 2) los problemas ambientales y las oportunidades relacionados con la energía eólica en tres categorías: de contenido biofísico, de proceso social y de proceso de decisión (Clark et al. 2009). Esta clasificación permite entender la incidencia de las ICPs y los diferentes ámbitos relacionados con los procesos de decisión en la solución de los problemas ambientales planteados. Como fue mencionado anteriormente, durante el proceso de diseño de la política, el conocimiento para la aplicación de tecnologías de energía eólica fue clave para su desarrollo; tanto en sus aspectos de conocimiento técnico como en su rol de brindar capacidad a las instituciones y la empresa nacional encargada del sector eléctrico. En este caso, y en relación a aspectos técnicos y operativos, la generación de conocimiento que informa a la política surge de la propia institución generadora de conocimiento y desarrollo tecnológico (FING). Se puede interpretar que esta fue la razón por la cual esta interfaz ciencia política fue exitosa, ya que resulta fundamental para el desarrollo de la política. Sin embargo, estos mismos objetivos tienen en su concepción a una interfaz con la academia y previamente un desarrollo académico particular.

Tabla 2. Problemas y oportunidades ambientales clasificados en aspectos biofísicos, proceso social y proceso de decisión.

ASPECTOS BIOFÍSICOS	PROCESO SOCIAL	PROCESO DE DECISIÓN
Emisiones del sector de generación de energía eléctrica.	Coincidencia a nivel del sistema político.	Basado en acuerdos intrapartidarios, política energética.
Impactos en sitio y ecosistemas.	Alineación entre objetivos políticos (independencia energética, desarrollo económico) y ambientales.	Interfaces ciencia-políticas tempranas.
Impactos en aves y mamíferos voladores.	Divergencias entre actores institucionales (UTE-MIEM-UDELAR).	Desarrollos técnicos a través de acuerdos con instituciones académicas y técnicas.
Impactos paisajísticos	Diferencias sobre los valores paisajísticos.	Regulaciones de EIA posteriores a primeras autorizaciones.
Impactos de caminería y obras.	Conflictos por vecindad.	Falta de instrumentos de ordenamiento territorial a nivel nacional.
Impactos sobre luz y <i>flickering</i> .	Conflictos por usos excluyentes del territorio (competencia con turismo).	Incipiente instrumento de Evaluación Ambiental. Estratégica no tuvo incidencia.
Impactos lumínicos nocturnos.		Desfasaje entre MIEM y MVOTMA.
		Incipientes instrumentos de ordenamiento territorial departamentales.
		Debilidades de gestión a nivel departamental.

El éxito de esta interfaz consistió en generar conocimiento para la implementación de una solución tecnológica (la instalación de una red de parques de aerogeneradores) para la extracción de energía del viento. Si bien esto presentó complejidades de diversa índole, asociadas sobre todo a los aspectos biofísicos (sensu Clark 2009), estas pudieron ser salvadas, posiblemente porque existía cierto consenso social y político a nivel general en cuanto a los objetivos de incorporación de eólica que permitió generar procesos de toma de decisiones tales como la construcción de la política energética y la implementación del PEEU (*decision-making process*), que a su vez contribuyeron a consolidar aún más los procesos sociales (*social process*) (por ejemplo a la interna de UTE) que permitieron avanzar y superar los objetivos de generación eólica.

**Integrar las consideraciones ambientales en las políticas sectoriales demanda tiempo y requiere de la participación de los diferentes actores para lograr construir acuerdos en las visiones y valoraciones.**

Por otra parte, existieron limitaciones en el abordaje de los aspectos ambientales y socio-territoriales locales. Estos aspectos han sido indicados como “debilidades” en este proceso (Ardanche et al., 2017; Rodríguez, 2013). Efectivamente, se observan diferencias en el establecimiento y el éxito de las ICPs formales que pueden atribuirse a su utilidad percibida en el proceso de incorporación de energía eólica, pero también a diferencias de aceptación y valoración

en relación a los impactos. Un ejemplo de ello son las consideraciones sobre impactos paisajísticos, aspecto que se beneficiaría de la construcción de procesos sociales de consenso. En cambio, existía consenso entre las instituciones impulsoras de la política que identifican en etapas tempranas la falta de información sobre tecnologías y potencial eólico disponible para los privados y las instituciones públicas como una barrera para la generación eólica. Más aún, el propio proceso planificado de generación de energía eólica surge de la interacción entre organismos académicos (la Facultad de Ingeniería) e instituciones del Estado (La Dirección de Energía y la UTE), y se potencia con la incorporación de profesionales académicos en posiciones de decisión en el Estado (Ardanche et al. 2017). Esta interfaz se mantiene a través de acuerdos formales de generación de información y de formación de recursos humanos y resulta en un modelo exitoso de ICP, pudiendo asimilarse al rol de los llamados “emprendedores de política” sensu Kingdon (1995).

La incorporación de aspectos territoriales y de impactos ambientales locales siguió una trayectoria diferente, probablemente debido a que su incorporación no fue percibida como un aspecto central en el desarrollo de la eólica desde el inicio y que algunas de las problemáticas socio-ambientales en relación a la energía eólica no fueron vistas como impedimentos para su desarrollo. Por otra parte, la elaboración de las reglamentaciones específicas en el marco de la EIA parece indicar que ese instrumento se consideró suficiente para dar respuesta a los impactos locales. Puede haber influido en este aspecto el hecho de que la eólica se presentaba como una alternativa ambientalmente sustentable a la generación tradicional basada en combustibles fósiles, con impactos ambientales netos positivos, una percepción que fue mencionada por diversos actores del proceso.

Si bien la existencia del marco regulatorio de la EIA para centrales de energía sentaba las bases para la aplicación del instrumento a los parques eólicos, las herramientas estratégicas más inte-

gradas tuvieron menos éxito en su aplicación. Es relevante preguntarse cómo el establecimiento de ICP podría haber facilitado estos procesos. Por una parte, la EAE realizada en el marco del PEEU se llevó a cabo en forma posterior a la formulación de las políticas eólicas y estuvo a cargo de un equipo de consultores. El involucramiento de las instituciones encargadas (DINAMA y DNE) fue menor y la intervención de instituciones científicas o académicas, o participación de actores sociales, fue limitada. De haberse generado instrumentos de Evaluación Ambiental Estratégica en etapas tempranas podrían haberse excluido las zonas más vulnerables a los impactos ambientales, con un costo de oportunidad relativamente menor. Aunque los primeros mapas eólicos situaban los mayores potenciales en zonas de serranías de alto valor paisajístico, estudios posteriores de potencial eólico evidenciaron que Uruguay tiene un alto potencial eólico a lo largo de su territorio, lo que habilita a la instalación de centrales eólicas en amplias zonas del territorio.

En cuanto a los instrumentos de OT, si bien las reglamentaciones nacionales llaman a considerar la compatibilidad de la generación eólica con otras actividades (Ley 19.525), no existen instrumentos específicos para estas actividades a nivel nacional. Las regulaciones departamentales con respecto a la instalación de parques establecen procesos de autorización por parte de las Juntas Departamentales, lo que puede requerir estudios en cada caso, pero estas se limitan en general a definir distancias mínimas a zonas ocupadas por centros poblados, infraestructura, bosques u otros tipos de usos del suelo. No es hasta que surgen conflictos de uso del territorio, en particular en zonas de alto valor turístico del departamento de Maldonado, que se establece una interfaz para abordar específicamente los aspectos de ordenamiento territorial en relación a impactos paisajísticos y ambientales a nivel del departamento. Este convenio contó con financiamiento de la DINOT (Dirección Nacional de Ordenamiento Territorial) e implicó un trabajo sostenido entre la UdelaR (incluyendo las facultades de Ingenie-

ría, Arquitectura y el CURE) y el equipo de ordenamiento territorial de la Intendencia de Maldonado, quien demandaba el estudio. Esto derivó en una propuesta de zonificación territorial que podría haber sido adoptada como instrumento por parte de la Intendencia de Maldonado. Sin embargo, las recomendaciones de OT no fueron aprobadas por la junta departamental y quedaron descartadas luego de que asumiera un nuevo gobierno departamental que en general desestimó estos instrumentos. De hecho, existen casos de parques totalizando 100MW que se instalaron a pocos metros del punto más alto del Uruguay, una zona de valor paisajístico indudable, aunque se describen en el estudio de impacto ambiental como zonas alejadas y de baja densidad poblacional. En estos casos, sin embargo, hay en general pocos focos de conflictos por proximidad, aunque pueden generarse conflictos a futuro con actividades de conservación o desarrollo turístico. Casos como este probablemente hubieran quedado excluidos de haber entrado en vigor la propuesta de ordenamiento propuesta en el marco del convenio entre la Universidad y la Intendencia de Maldonado.

## DISCUSIÓN

Pueden existir múltiples razones que expliquen los diferentes niveles de éxito en la incorporación de los instrumentos de evaluación y planificación socio-ambientales al marco regulatorio. Es frecuente que estos instrumentos se desestimen ante la percepción de que son un impedimento para el desarrollo de las políticas. ¿Es posible que en este caso los instrumentos de políticas ambientales fueran vistos como una limitante significativa para el desarrollo eólico? Sin duda algunas regiones del territorio hubieran quedado excluidas de existir instrumentos de OT a nivel nacional o departamental. Sin embargo, el establecimiento temprano de una interfaz hubiera permitido generar localizaciones alternativas sin haber limitado de forma significativa el potencial de generación de energía a nivel nacional. Esto hubiera podido abordar aspectos socioculturales

y paisajísticos, así como aquellos sobre las poblaciones de aves y mamíferos voladores, excluyendo zonas ambiental o paisajísticamente sensibles, a la vez que discriminar zonas de alto potencial turístico.

Las limitaciones en la aplicación del instrumento de Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) pudieron estar condicionadas por la falta de experiencia en el país en cuanto al uso de la herramienta (fue el primer caso de intento de aplicación) y a una llegada tardía al proceso de toma de decisiones de estos instrumentos, percibidos además como no fundamentales al desarrollo de la eólica, frente a la urgencia de consolidar el desarrollo eólico en una ventana de oportunidad económica relativamente reducida. Los procesos de generación de herramientas específicas, como las de ordenamiento territorial que permitan limitar los impactos, implican etapas de construcción que pueden no “llegar a tiempo” en relación a los procesos de política. Existía la urgencia de poder materializar los contratos y los parques rápidamente, para aprovechar la “ventana de oportunidad” producto de la coyuntura económica internacional. Sumado a esto, la instalación de un parque requiere acceso a sitios para establecer una serie de medidas de viento in situ que suele insumir al menos seis meses, con lo que pudo haberse generado un desfase entre la necesidad de aprobación de los proyectos en sitios que ya poseían series de datos por parte de la autoridad nacional de energía en un contexto de demoras o faltas de instrumentos para abordar los impactos ambientales.

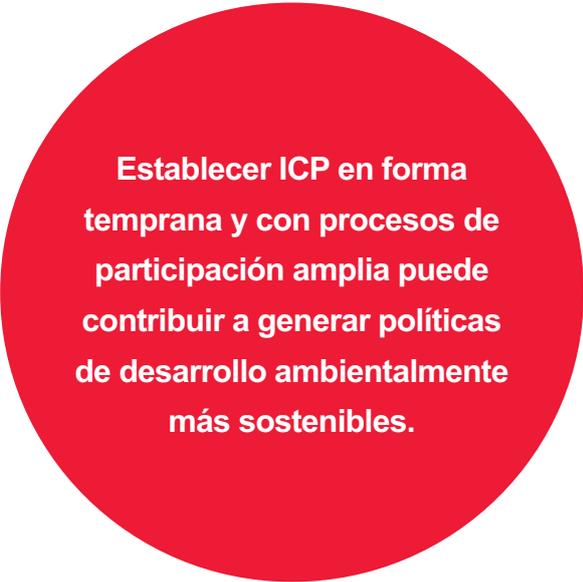
La temporalidad política también puede ser un factor a considerar en relación a los cambios de gobierno. El desarrollo de instrumentos de ordenamiento territorial en Maldonado se realizó a través de una ICP donde la Universidad de la República, a través de múltiples abordajes disciplinarios (ingeniería, arquitectura y urbanismo, gestión ambiental) proveía de asesoramiento al gobierno departamental para la elaboración de los instrumentos de OT. En este caso, el desarrollo de instrumentos que

respondieran a las necesidades de los gobiernos locales implicó un proceso de interacción fluido entre técnicos del gobierno departamental y de la academia, pero requirió plazos que no lograron aprobar nuevos instrumentos con anterioridad a un cambio de gobierno sin demasiado interés en los instrumentos de planificación territorial. En este contexto, la falta de acuerdos sobre valores ambientales y paisajísticos puede también explicar las razones por las que algunos de estos instrumentos no prosperaron. Es decir, no pareció haber un convencimiento temprano a nivel político de que el impacto paisajístico podía ser de gran relevancia, existiendo visiones alternativas sobre el valor de un paisaje con presencia de aerogeneradores.

La construcción de estos valores es esencial. Nuevos conflictos, como es el caso del conflicto por la instalación de parques eólicos en un Área Natural Protegida, en Paso Centurión, departamento de Cerro Largo (Bergós et. al., 2019), enfatizan la necesidad de elaboración de estos instrumentos y para ello el fortalecimiento de espacios que puedan conjugar visiones sobre su uso. Analizar estos procesos a partir de los modelos de decisión puede contribuir a entender formas de mejorar su contribución a la generación de políticas más efectivas. Habermas (1968) distingue tres modelos: decisionista (pura elección política), tecnocrático (elección basada en el conocimiento objetivo de las limitaciones y los hechos conocidos por los expertos) y democrático-pragmático (elección que incorpora visiones de los tomadores de decisión, la sociedad civil y los científicos).

El caso de la energía eólica en Uruguay y su evolución en el tiempo ilustra precisamente el potencial impacto positivo de las interfaces y la aplicación de estos modelos en la definición de valores conjuntos. Las visiones negativas sobre la eólica estaban fuertemente ancladas en UTE. Es en la etapa del PEEU cuando se logra un sincretismo que podría llegar a entenderse como una ICP entre la UTE, la UdelaR y la Dirección Nacional de Energía, en que la incorporación e

intercambio de conocimiento permite a su vez generar cambios en las visiones de las personas que conforman las instituciones. El PEEU facilita además la incorporación de sectores de la sociedad civil, por ejemplo, el sector privado a través del apoyo a la formación de lo que es hoy la Asociación Uruguaya de Energías Renovables (AUDER). Si bien el proceso se puede ver en una primera lectura con centralidad en aspectos decisionistas (la formulación del Plan Nacional de Energía se da en el ámbito del Poder Ejecutivo) y en aspectos tecnocráticos (por la interacción fuerte entre el poder político y el académico), se encuentran elementos de modelos pragmático-democráticos, tanto en los acuerdos interpartidarios de energía, que fueron la base del Plan Energético, en la generación de ámbitos de decisión interinstitucionales o en el apoyo a las organizaciones no gubernamentales que fueron definitorios para el desarrollo de la política.



**Establecer ICP en forma temprana y con procesos de participación amplia puede contribuir a generar políticas de desarrollo ambientalmente más sostenibles.**

## CONCLUSIONES

La expansión eólica en Uruguay superó las previsiones más optimistas en un plazo relativamente corto. La energía eólica es también vista favorablemente desde tiendas ambientales. Esto sin duda influyó en la capacidad de

generar instrumentos de política ambiental que acompañaran esta expansión. Si bien es posible pensar que los instrumentos ambientales pueden ser desestimados por verse como un “freno” a las políticas de desarrollo, de nuestro análisis se desprende que las ICP pueden impactar positivamente en la formulación de políticas al construir procesos sociales informados y visiones conjuntas entre los actores. Sin embargo, esto requiere que estas interfaces se incorporen en el proceso de formulación de políticas de forma temprana, por el tiempo necesario para el involucramiento e intercambio entre los actores de forma de construir acuerdos sobre los resultados más deseables.

En el caso bajo estudio, la aplicación exitosa del conocimiento científico relativo a aspectos ambientales y territoriales presentó mayores dificultades que otros aspectos. Esta dificultad estuvo probablemente asociada a la falta de acuerdo en el proceso social sobre, por ejemplo, los valores paisajísticos y ecológicos. Así, se puede citar la discrepancia de diversos actores académicos y políticos sobre la valoración de los impactos paisajísticos de los molinos, lo que podría explicar la falta de avance en la zonificación a nivel departamental o nacional. Si bien estos aspectos se contemplan en las EIA, éstas presentan debilidades propias de analizar localmente aspectos que deben ser considerados a escalas mayores (por ejemplo priorizando zonas para uso preferencial turístico o los relacionados con rutas migratorias) a través de instrumentos más amplios como el Ordenamiento Territorial o las Evaluaciones Ambientales Estratégicas.

Los procesos analizados muestran la necesidad de fortalecer instrumentos y marcos de planificación ambientales en etapas tempranas de nuevos planes o programas productivos, y la validez de las ICPs como ámbitos de construcción de soluciones técnicas, así como algunas recomendaciones para generar ICP más efectivas. Por ejemplo, un ordenamiento territorial temprano podría haber incorporado estas prioridades

sin generar grandes limitaciones en términos de factores de capacidad dado que el territorio presenta múltiples alternativas de localización para parques con buen potencial eólico. Sin embargo, no es posible afirmar que la existencia de mayor o mejor información disponible para la toma de decisiones como parte integral en la formulación de las políticas pueda haber sido exitosa en reducir impactos ambientales. El éxito de estos instrumentos dependerá de la existencia de procesos sociales que generen cierto consenso sobre los valores socio-ambientales. Una visión más reciente de las ICP implica el tránsito hacia un modelo democrático-pragmático de toma de decisión, incorporando diferentes visiones que permitan que estos ámbitos generen construcción de consensos sobre las políticas socialmente más deseables sumando el conocimiento científico-académico y las diferentes valoraciones sociales.

*Este trabajo es un producto del Proyecto CSIC I+D "Políticas públicas, las ciencias medioambientales y la interfaz cienciapolítica nacional: diagnóstico y perspectivas", financiado por la Comisión Sectorial de Investigación Científica (CSIC) de la Universidad de la República del Uruguay (UdelaR). Agradecemos especialmente a R. Tejera, A. Soutullo, A. Cordera y P. Limongi por sus valiosos aportes y comentarios en todo el proceso de investigación, así como los aportes de P. Caldeiro, N. Castromán, J. Cataldo, D. Collazo, A. Gutiérrez, J. Hourcade, R. Lucas, A. Nario, V. Pastore, D. Pérez, J. Sciandro y N. Zaldúa. Agradecemos especialmente a los técnicos y expertos entrevistados y a los organismos que facilitaron el acceso a la información.*

## REFERENCIAS

- Ardanche, M., Bianco, M. Cohanoff, S. Contreras, M. Goñi, L. Simón, & Sutz, J. (2017). The power of wind: An analysis of a Uruguayan dialogue regarding an energy policy. *Science and Public Policy* 45:351-360.
- Bergós, L., Chouhy, M., Garay, A., Gaucher, L., Grattarola, F., Perazza, G., Santos, C., Taks, J. (2019). Ambiente, conocimiento y sociedad. Participación social, conocimiento experto y conflictos ambientales sobre uso del suelo, energía y biodiversidad en Paso Centurión (Cerro Largo, Uruguay). Informe final- CSIC – Convocatoria Proyectos I+D 2016. Inédito. 177-182.
- Clark, S.G. (2002). *The policy process: A practical guide for natural resource professionals*. Yale University Press.
- Clark S.G., Cherney, D.N., Angulo, I., Bernardi, R., Moran-Cahusac, C. (2009). A Problem-oriented overview of management policy for Podocarpus National Park, Ecuador, *Journal of Sustainable Forestry*, 28:6-7, 663-679
- DNE-MIEM. (s/f). Política energética 2005-2030. Disponible en: <http://www.eficienciaenergetica.gub.uy> [Consultado el 25-9-2019]
- EIA. (2017). Monthly energy review: Energy information administration. <https://www.eia.gov>
- Facultad de Ingeniería, Universidad de la República. (FING-UdelaR) (2016). La apuesta por la energía eólica en la última década. Recuperado de: <https://www.fing.edu.uy> [Consultado el 25-9-2019]
- Facultad de Ingeniería, Universidad de la República y Ministerio de Industria, Energía y Minería. (FING-UdelaR, MIEM) (2008). Convenio de participación del GTER de la Facultad de Ingeniería como apoyo a la DNE, MIEM. Recuperado en: <https://www.colibri.udelar.edu.uy> [Consultado el 25-9-2019]
- Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Intendencia Departamental de Maldonado. (FING-UdelaR, IDM) (2011). Convenio de actividad específica. Zonificación eólica del Departamento de Maldonado. Recuperado en: <http://www.universidad.edu.uy>

- Graglia, J.E., (2012). En la búsqueda del bien común. Manual de políticas públicas. Buenos Aires. Asociación Civil Estudios Populares (ACEP) / Fundación Konrad Adenauer (KAS) Argentina.
- Güntner, J. H. (2019). How do oil producers respond to giant oil field discoveries? *Energy Economics*, 80, 59-74.)
- Habermas, J. (1973 [1968]). *La technique et la science comme idéologie*. Paris: Gallimard.
- Healy, R.G. & Ascher, W. (1995). Knowledge in the policy process: incorporating new environmental information in natural resources policy making. *Policy Sciences* 28, no. 1 1-19.
- Jänicke, M. and H. Jörgens. (1998). National environmental policy planning in OECD countries: Preliminary lessons from cross-national comparisons. *Environmental Politics* 7:27-54.
- Kingdon, J.W. (1995). *Agendas, Alternatives, and Public Policy*. New York, EE. UU. Harper Collins College Publishers.
- Lyytimäki J, Söderman T & Turnpenny J. (2015). Knowledge Brokerage at the Science-Policy Interface: New perspectives on tools for policy appraisal. *Environmental Science and Policy* 51: 313-315.
- Ministerio de Industrias, Energía y Minería. (MIEM) (s.f.). Política energética 2005-2030. Recuperado en: <http://www.eficienciaenergetica.gub.uy> [Consultado el 25-9-2019].
- Ministerio de Industrias, Energía y Minería. (MIEM). (2017). Balance energético nacional 2017. Recuperado en: <https://ben.miem.gub.uy>
- OPP. (2019). Presente y futuro de las energías renovables en Uruguay. Oficina de Planeamiento y Presupuesto, Montevideo.
- Oszlak, O. & O'Donnell, G. (1981). Estado y políticas estatales en América Latina: hacia una estrategia de investigación. Centro de Estudios de Estado y Sociedad (CEDES), Buenos Aires.
- OPP. (2019). Presente y futuro de las energías renovables en Uruguay. Oficina de Planeamiento y Presupuesto, Montevideo.
- Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC). (2014). Cambio climático 2014: Informe de síntesis. Contribución de los Grupos de trabajo I, II y III al Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. Pachauri, R.K. & Meyer, L.A. (eds.). IPCC, Ginebra.
- Presidencia de la República. (2019). Avance en energías renovables ubica a Uruguay en los primeros lugares en la materia en el mundo. Recuperado en: <https://www.presidencia.gub.uy>
- Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). (2007). Proyecto URU/05/G31 Programa de energía eólica en Uruguay (PEEU) Propuesta de Proyecto de Tamaño Mediano. Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, Montevideo.
- Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). (2007). Programa de energía eólica en Uruguay (PEEU) Propuesta de Proyecto de Tamaño Mediano. Fondo para el Medio Ambiente Mundial. UNDP, Montevideo.
- Rodríguez, H. (2013). Evaluación final del Programa de energía eólica del Uruguay, Informe final (versión 2.0). Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (UNDP). Montevideo.
- Söderbaum P. (2006). Democracy and sustainable development-what is the alternative to cost-benefit analysis? *Integrated Environmental Assessment and Management: An International Journal* 2: 182-190.
- URUGUAY XXI. (2017). Uruguay, a la vanguardia en la utilización de energías renovables. Recuperado en: <https://www.uruguayxxi.gub.uy>
- Van den Hove, S. (2007). A rationale for science-policy interfaces. *Futures* 39, 807-826.
- Zahariadis, N., Allen, C.S. (1995). Ideas, networks, and policy streams: Privatization in Britain and Germany. *Policy Studies Review*, 14(1-2), 71-98.

# INDICADORES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA DEL TRANSPORTE DE CARGA POR CARRETERA PARA EL DESARROLLO DE UNA POLÍTICA INTEGRAL DE TRANSPORTE EN MÉXICO

Edgar Roberto Sandoval García<sup>1</sup>, Yasuhiro Matsumoto Kuwabara<sup>2</sup>, Juan Carlos Pedraza Reyna<sup>3</sup>

Recibido: 04/09/2019 y Aceptado: 08/11/2019  
ENERLAC. Volumen III. Número 2. Diciembre, 2019 (26-43).



1 Doctor en Ciencias en Desarrollo Científico y Tecnológico para la Sociedad, Programa Transdisciplinario. Candidato al Sistema Nacional de Investigadores, CONACYT (2018-2020). Profesor de tiempo completo con perfil deseable acorde a Secretaría de Educación Pública - Tecnológico Nacional de México (2018-2020). Adscrito a la División de Ingeniería en Logística-TESCI. Experiencia profesional de más de diez años en la industria química nacional. [rsandovalvg75@tesci.edu.mx](mailto:rsandovalvg75@tesci.edu.mx)

2 Ingeniero en Comunicaciones y Electrónica de la ESIME-IPN, México. Doctor en Ciencias por la Universidad de Osaka, Japón (1990). Profesor titular del Departamento de Ingeniería Eléctrica del Cinvestav-IPN para realizar estudios de los materiales y dispositivos semiconductores, desde 1994. Ha preparado celdas solares (CS) de películas delgadas y contribuido en la fabricación de las CS de silicio cristalino y módulos fotovoltaicos en la planta piloto. Miembro de la Asociación Nacional de Energía Solar, de la *International Solar Energy Society*, de la Academia Mexicana de Ciencias y del IEEE. [ymatsumo@cinvestav.mx](mailto:ymatsumo@cinvestav.mx)

3 Licenciado en Contaduría y Maestro en Finanzas Corporativas por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Cuenta con un diplomado en Logística y Cadena de Suministro. Socio del Colegio de Contadores Públicos de México (CCPM). Director del Despacho contable Balance Consulting Services S.C. Catedrático en el Tecnológico de Estudios Superiores de Cuautitlán Izcalli (TESCI), Universidad UVM y Grupo ENCIP. Jefe de carrera de Ingeniería en Logística en el TESCOI, desde 2016 hasta la presente fecha. [cppedraza@tesci.edu.mx](mailto:cppedraza@tesci.edu.mx)

## RESUMEN

Durante el período 2013-2016 México cumplió la meta de reducir su intensidad energética al pasar de 0.102 toe/1000 dólares en 2012 a 0.0809 toe/1000 dólares en 2016 acorde a lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo. Sin embargo, en 2017 México presentó un índice de independencia energética de 0.76, es decir, generó 24% menos energía de la necesaria para satisfacer las diversas actividades productivas. Por tal razón, se debe tener claridad sobre qué sector económico es el que más consumo energético presenta y por qué, con la finalidad de lograr definir estrategias de cambio. Esta propuesta de investigación pretende coadyuvar a la definición de indicadores de eficiencia energética para el autotransporte de carga, los cuales podrán ser utilizados para el diseño de políticas integrales de transporte y posteriormente, monitorear su efectividad. El valor de intensidad energética del diésel para el autotransporte de carga ha decrecido en un 2.8% entre el 2012 y el 2017. Para el 2017 se estima un valor de intensidad energética del diésel cercano a 2 MJ/tkm, cifra que aún continúa siendo del doble del valor de intensidad energética de otras economías, siendo la principal causa la baja productividad de capacidad de transporte.

**Palabras clave:** Indicadores, Eficiencia Energética, Transporte de Carga, Política Integral, Capacidad de Transporte, México.

## ABSTRACT

*During the period 2013-2016, Mexico met the objective of reducing its energy intensity by decreasing from 0.102 toe / 1000 dollars in 2012 to 0.0809 toe / 1000 dollars in 2016 according to the provisions of the National Development Plan. However, in 2017, Mexico showed an energy independence index of 0.76, that is, it generated 24% less energy than necessary to satisfy the various productive activities. For this reason, it should be clear about which economic sector is the one with the most energy consumption and why, in order to define transformation strategies. This research proposal aims to contribute to the definition of energy efficiency indicators for the road freight transport sub-sector, which can be used to design integral transport policies and subsequently monitor their effectiveness. The energy intensity value of diesel for freight road transport has decreased by 2.8% between 2012 and 2017. For 2017, an energy intensity value of diesel is estimated at close to 2 MJ / tkm, a figure that still remains twice the value of energy intensity from other economies, being the main cause the low productivity of transport capacity.*

**Keywords:** Indicators, Energy Efficiency, Freight Transport, Integral Policy, Transport Capacity, Mexico.

**Durante el período 2013-2016 México cumplió la meta de reducir su intensidad energética al pasar de 0.102 toe/1000 dólares en 2012 a 0.0809 toe/1000 dólares en 2016 acorde a lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo. Sin embargo, en 2017 México presentó un índice de independencia energética de 0.76, es decir, generó 24% menos energía de la necesaria para satisfacer las diversas actividades productivas.**

## INTRODUCCIÓN

En cualquier economía, la eficiencia energética es la forma menos costosa de satisfacer la nueva demanda de energía. Las mejoras en la eficiencia energética reducen la cantidad de uso de energía requerida para proporcionar un servicio. Por lo tanto, los gobiernos que exhortan la inversión en eficiencia energética y diseñan políticas para apoyar su implementación generan múltiples beneficios económicos, sociales y medioambientales. Sin embargo, a nivel mundial, la eficiencia energética no ha sido del todo apropiada a pesar de sus múltiples beneficios comprobados y su potencial para convertirse en el recurso más grande para satisfacer la creciente demanda de energía en todo el mundo (ACEEE, 2019).

A nivel mundial, las cifras muestran que el impacto de la eficiencia energética en la demanda se ha reducido a la mitad en los últimos 20 años en comparación con los 20 años anteriores. Una de las razones más importantes es la falta de datos adecuados para construir los indicadores apropiados. Sin datos no hay indicadores, y sin indicadores resulta complicado hacer una evaluación sólida de una situación. Por lo tanto, este déficit de información conlleva dificultades para optimizar la forma de evaluar y de diseñar políticas, así como para monitorear el progreso y las fallas (IEA, 2018).

En México acorde al Programa Nacional de Desarrollo (PND) 2013-2018, dada la importancia de la energía para el desarrollo de cualquier economía, resultaba indispensable abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva (SEGOB, 2014).

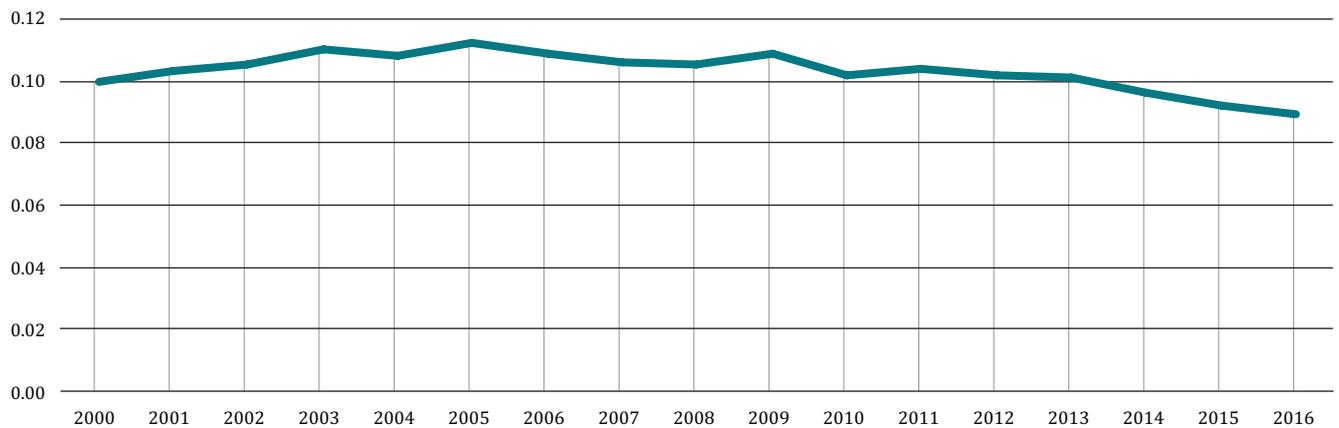
Para lograr lo anterior se establecieron seis objetivos con sus respectivos indicadores de cumplimiento, siendo el principal el “Diseñar y desarrollar programas y acciones que propicien el uso óptimo de energía en procesos y actividades de la cadena energética nacional”, y una meta vinculante de mantener a 2018 una

intensidad energética por lo menos igual a la de 2012 (667.47 kJ/\$ de PIB producido a moneda de 2008) (SEGOB, 2014).

En general, acorde a datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) (2019), el desempeño-país en términos

de intensidad energética, considerando la energía primaria, ha mostrado una tendencia decreciente en los últimos años al pasar de 0.102 toe/1000 USD (2010) en 2012 a 0.0809 toe/1000 USD (2010) en 2016 (Figura 1), lo que representa una tasa de crecimiento anual compuesta (CAGR, por sus siglas en inglés) de -3.8%.

Figura 1. Intensidad energética medida en términos de energía primaria y PIB, 2016 (toe/1000 dólares (2010)).

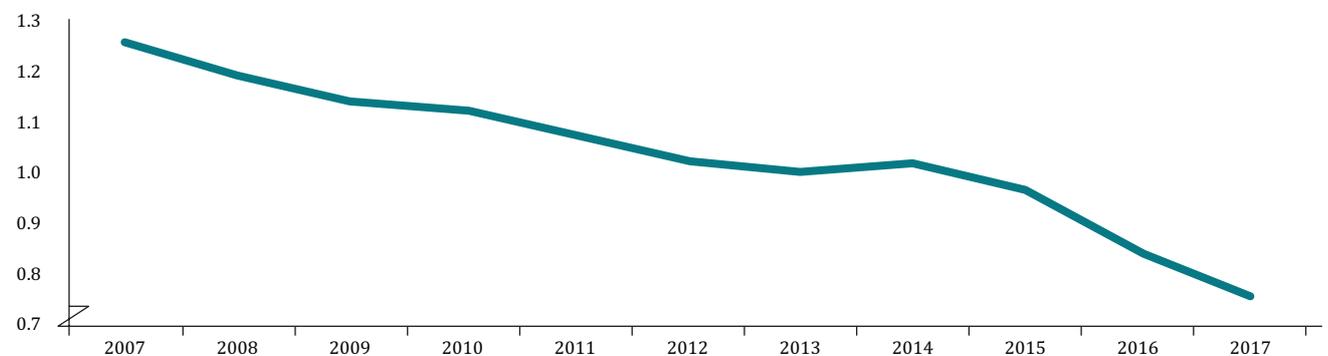


Fuente: Elaboración de los autores con datos de IEA-SDG 7 (<https://www.iea.org/sdg/efficiency/>)

No obstante, lo anterior, en términos de seguridad energética, al cierre de 2017 el país presentó un índice de independencia energética equivalente a 0.76. Es decir, generó 24% menos energía de la necesaria para satisfacer las diversas actividades productivas y de consumo dentro del territorio

nacional (Figura 2). Siendo la independencia energética un índice internacional para medir el grado en que un país puede cubrir su consumo de energía derivado de su producción; si este es mayor a uno, se considera que el país es independiente energéticamente (SENER, 2017).

Figura 2. Índice de independencia energética, 2007-2017.



Fuente: Balance Nacional de Energía, SENER 2017.

Durante los últimos diez años, este indicador ha variado en promedio en -5%, por lo que, de seguir el comportamiento tendencial observado, en 15 años el país se volvería una nación totalmente dependiente de energía primaria.

Por lo anterior, resulta prioritario prestar especial atención a aquellos sectores económicos que presenten una alta demanda energética, para comprender el por qué y así poder definir nuevas vías de descarbonización de la economía en el corto y mediano plazo, tal como el sector transporte, sector que consume el 44% del total de la energía neta del país (SENER, 2017), además de ser el principal emisor de GEI (SEMARNAT, 2015).

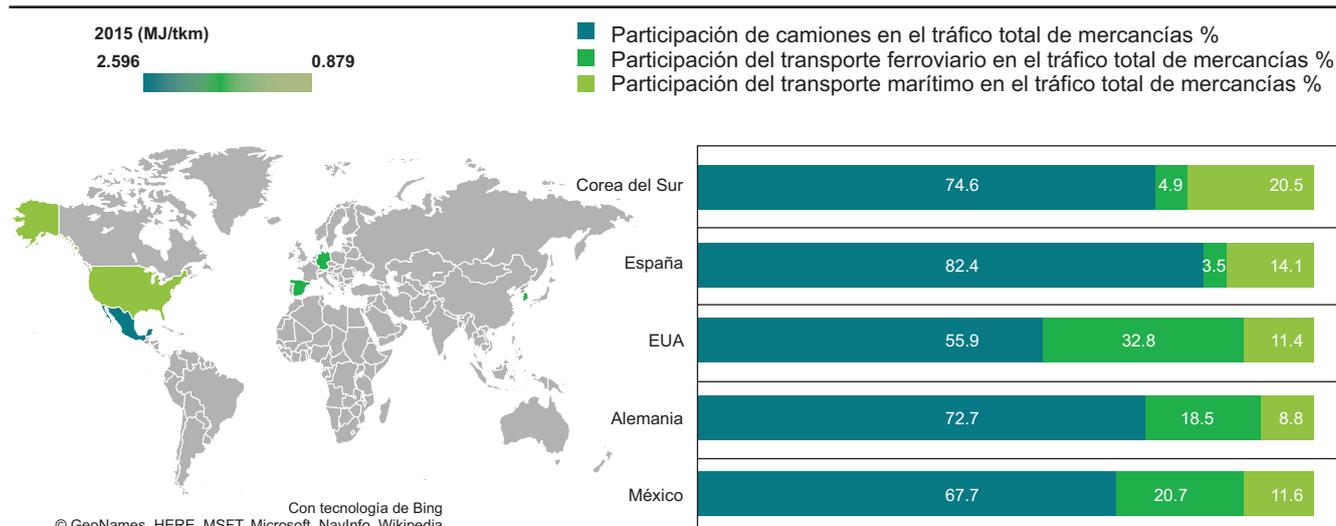
En específico para el subsector autotransporte de carga, actor clave de este estudio al consumir en 2016 el 23.3% de la energía total del sector transporte con una participación de sólo el 2% del total de vehículos en el país (BIEE, 2019), entre las diferentes estrategias y líneas de acción propuestas por el gobierno federal que permitirían incidir en el uso óptimo de la energía a nivel país, se encontraban: el incrementar la eficiencia en el consumo de energía del sector transporte y

fortalecer las capacidades nacionales de investigación relacionada a la eficiencia energética.

En este sentido, en la reciente Evaluación Internacional de Eficiencia Energética elaborada por ACEEE (2018), en donde México ocupó la posición 12 de los 25 países que más consumen energía en el mundo, se reconoce la necesidad de incorporar componentes más rigurosos sobre estándares de ahorro de combustible para el transporte pesado de carga, además de que el país podría verse beneficiado si incrementa la inversión en el tránsito ferroviario. En cuanto a la intensidad energética del autotransporte de carga, el estudio también la muestra como una oportunidad de mejora ya que México tiene un alto consumo de energía por tonelada-km (tkm) recorrido.

De hecho, en base a datos reportados por la BIEE (2019), en el país se consume en promedio 2 veces más combustible por tonelada-km que países con mayor participación del autotransporte de carga en el tráfico total de mercancías, tales como Alemania, Corea del Sur y España, y 2.5 veces más que su principal socio comercial, los Estados Unidos de América (EUA) (Figura 3).

Figura 3. Consumo unitario de transporte de mercancías ajustado al reparto modal, México respecto a diversos países (2015).



Fuente: Elaboración de los autores con base a datos de BIEE (2019). Como el transporte de mercancías por vías navegables o trenes requiere menos energía por unidad de tráfico que por carretera, las diferencias en la distribución modal afectan el consumo unitario de transporte de mercancías. Este gráfico muestra cuál sería el consumo unitario de transporte de mercancías (por tonelada.km) de diversos países suponiendo el mismo reparto modal que México.

Como principal antecedente de investigación en el tema de indicadores de eficiencia energética y su importancia como instrumento para la transición energética, en 2011, la Secretaría de Energía (SENER) (2011) con apoyo financiero y tecnológico de la IEA y la Embajada Británica, publicó el documento “Indicadores de Eficiencia Energética en México: 5 sectores, 5 retos”. Partiendo de la revisión estadística, los autores concluyeron que la información existente del autotransporte era insuficiente para el cálculo de los indicadores; por lo que se llevaron a cabo reuniones con dependencias y organismos vinculados al subsector autotransporte. El resultado obtenido para el autotransporte de carga al utilizar 648.5 PJ en el año 2010, de los cuales predominó el uso de diésel con 49.6%, seguido por 46.3% de gasolina y 4.1% de gas L.P., fue una intensidad energética de 0.5 MJ / tonelada-kilómetro.

Con lo anterior como premisa, esta propuesta de investigación pretende coadyuvar a la definición de indicadores de eficiencia energética (IEE) para el subsector autotransporte de carga, los cuales podrán ser utilizados para el diseño de políticas públicas integrales que consideren y fomenten la interacción entre la infraestructura, el transporte y la logística (CEPAL, 2010), y posteriormente, monitorear su efectividad.

Así, en la primera sección del desarrollo de esta propuesta, se parte del enfoque de utilizar datos institucionales (disponibles hasta 2017), para la recopilación de información acorde a la propuesta metodológica de la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2018). En una segunda sección del desarrollo se utilizan, en combinación, datos provenientes de encuestas para validar y soportar la recolección de datos. Posteriormente en la sección de resultados se presentan el conjunto de indicadores obtenidos haciendo una comparación de estos entre el año 2012 y 2017. Finalmente se analiza el impacto de los IEE en la delimitación de políticas integrales de transporte.

La delimitación de este estudio comprende sólo a los bienes transportados en territorio mexicano y en específico por modo terrestre.

## DESARROLLO

Bajo los principios de: a) la recopilación de datos y el desarrollo de indicadores no deben verse como un fin en sí mismo, sino más bien como un comienzo para su uso posterior y b) recopilar sólo la información necesaria que permita diseñar y aplicar políticas públicas adecuadas, esta propuesta estima, como primera etapa, los indicadores sugeridos por la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2018). Para lo cual se analiza de manera sucinta la información procedente de bases de datos y documentos institucionales de libre acceso disponibles en internet.

Como segunda etapa, se analiza información compartida por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), procedente del programa piloto “Transporte Limpio”.

### Análisis de información institucional

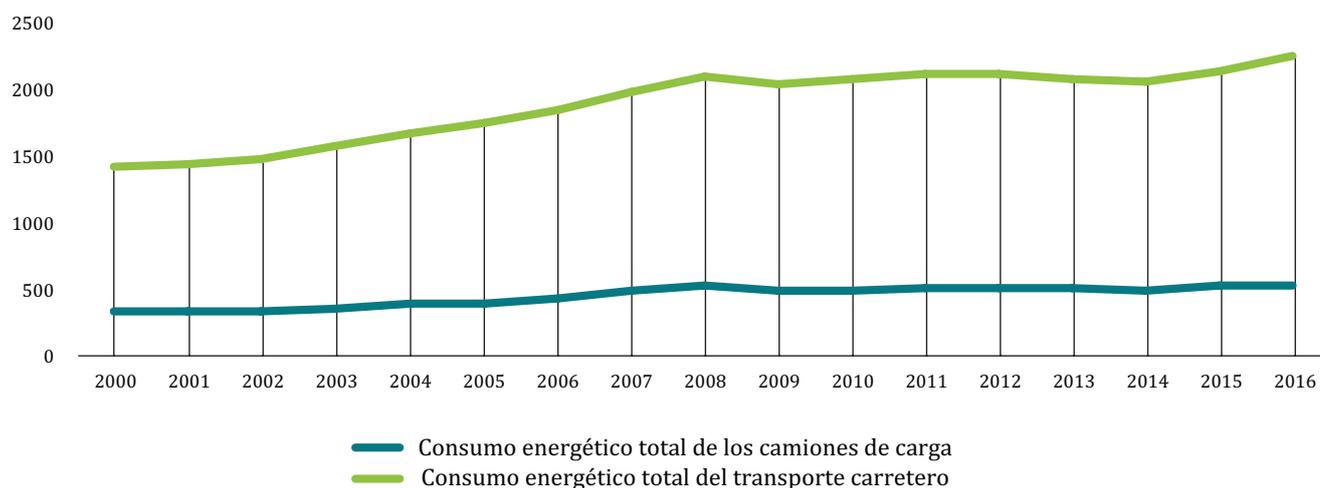
Durante la última década, el PIB nacional ha mostrado una tendencia decreciente al pasar de 1.2 a 0.92 billones de dólares. Durante el mismo período, el aporte del autotransporte de carga paso del 2.87% en 2010 a 3.25% en 2017 (CANACAR, 2018).



**Dado que el sector transporte, es el sector que más consume energía en el país y, por ende, el sector que más emisiones de carbono genera, esta propuesta de investigación coadyuva a la definición de indicadores de eficiencia energética para el autotransporte de carga, los cuales podrán ser utilizados posteriormente para el diseño de políticas integrales de transporte.**

Entre 2000 y 2016, el consumo energético total de los camiones de carga paso de 339 PJ en el año 2000 a 524.3 PJ en 2016 (Figura 4) lo que representa una participación, respecto al consumo energético total del transporte carretero, del 23.9% y el 24.9% respectivamente (BIEE, 2019).

Figura 4. Consumo energético total de los camiones de carga respecto al transporte carretero, 2000-2016 (PJ).



Fuente: Elaboración de los autores en base a datos de BIEE (2019).

Acorde a SENER (2018), durante el 2017 la demanda total de petrolíferos fue de 1,543 miles de barriles diarios (mbd), de los cuales el país sólo produjo el 42.7%, destinando el 79.4% del total a las necesidades del sector transporte. Por tipo de motor, el 97.6% del parque vehicular empleo sistemas con base a gasolina, es decir 33,489 miles de vehículos. El mismo año, aproximadamente 1,148 miles de vehículos empleo sistemas con base a diésel (SCT, 2017).

El consumo de gasolinas en 2017 fue de 798.8 miles de barriles diarios, que al dividirlos entre el número de unidades con motor a gasolina se obtiene un consumo promedio de 0.024 barriles día/vehículo y una generación diaria de 294.9 miles de toneladas de CO<sub>2</sub> (considerando un factor de emisión promedio de 2.322 kg CO<sub>2</sub>/litro (INECC, 2014)).

Del total del diésel suministrado en 2017 para el sector transporte (344 mbd), 12.9 mbd fueron consumidos por el transporte marítimo y 13.4 mbd por el transporte ferroviario. Por diferencia, se obtiene que el transporte carretero consumió

317.7 mbd, obteniéndose un valor de consumo promedio de 0.277 barriles día/vehículo, 11.5 veces más que los vehículos a gasolina, y una generación diaria de 131.13 miles de toneladas de CO<sub>2</sub> (considerando un factor de emisión promedio de 2.596 kg CO<sub>2</sub>/litro (INECC, 2014)).

A mediano plazo, SENER (2018) prevé que las gasolinas continuarán siendo el combustible de mayor demanda en el autotransporte al incrementar 30% su demanda, alcanzando 1 040 mbd al año 2032. Así mismo, durante el período 2018-2032, el consumo de diésel se incrementará en 55%, alcanzando los 492.7 mbd, dado el aumento en el parque vehicular de uso intensivo de dicho combustible.

En la actualidad en México, la demanda de diésel en el autotransporte se destina principalmente al transporte de carga y pasajeros (SENER, 2014). Durante el 2017, la clasificación de unidades vehiculares del autotransporte de carga por clase de vehículo se compone básicamente de cuatro tipos de vehículos, tal como se muestra en la siguiente tabla 1.

Tabla 1. Clasificación de unidades del autotransporte de carga por clase de vehículo y número de unidades en 2017.

Vehículo	Clase	Total
Camión de dos ejes	C-2	84,226
Camión de tres ejes	C-3	73,909
Tractocamión de dos ejes	T-2	2,968
Tractocamión de tres ejes	T-3	301,088
Otros		825

Fuente: Elaboración de los autores en base a SCT (2017).

Dando un total de 463,016 unidades motrices, de los cuales 420,527 (91%) operaron con diésel (Tabla 2). Otro tipo de unidades de carga, tales como grúas, tolvas, revoladoras, representan 497, 124 unidades. Así mismo, en el mismo año, circularon 231,000 autobuses de pasajeros a diésel (SCT, 2017).

Tabla 2. Unidades motrices del Autotransporte de Carga por Tipo de Combustible, 2017.

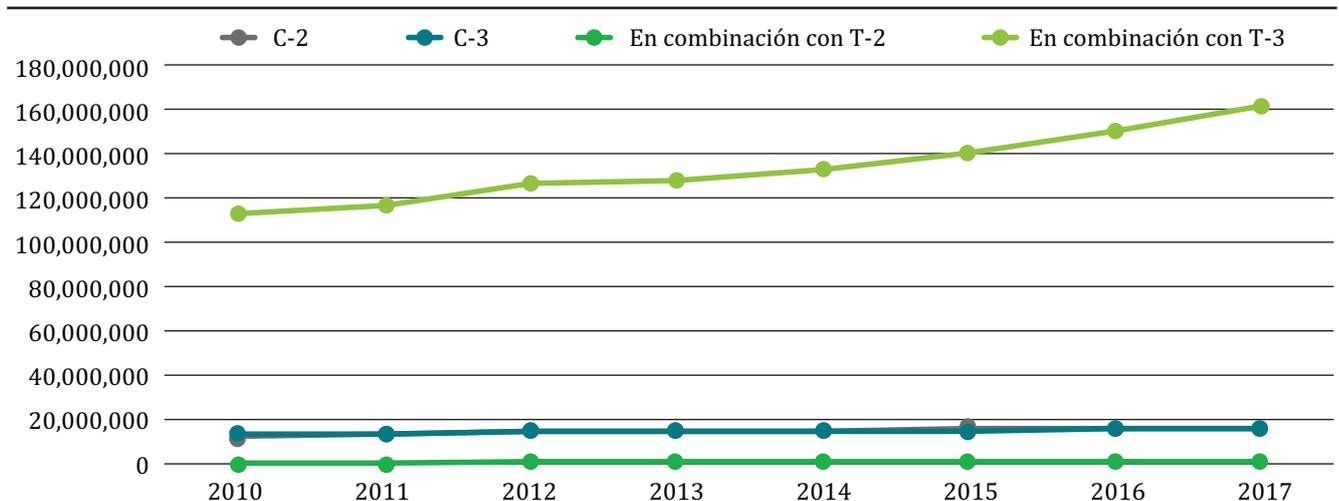
Diésel	Gasolina	Gas	Gas-Gasolina	Electricidad	Total
420,527	35,853	1,862	4,773	1	463,016

Fuente: Elaboración de los autores en base a SCT (2017).

En cuanto al tráfico de toneladas-km desplazadas por el autotransporte de carga durante el período 2010-2017, acorde a datos de SCT (2017), este ha crecido a una tasa anual compuesta de 2.18% en las diferentes modalidades de

transporte, tal como se muestra en la figura siguiente, siendo la clase de vehículo T-3, en sus diferentes combinaciones, la predominante con el 82% de material desplazado en 2017 con un total de 230,952 millones de tkm.

Figura 5. Toneladas-kilómetro (tkm) del transporte de carga por tipo de vehículo.



Fuente: Elaboración de los autores con datos de SCT (2017).

Respecto a las toneladas totales transportadas por clase de vehículo en 2017, el 71.8% o 431.5 millones de toneladas se movilizaron en vehículos clase T-3 (Tabla 3) con una distancia media recorrida por tonelada transportada de 535 km (SCT, 2017).

Tabla 3. Toneladas desplazadas, toneladas-km y distancia media recorrida, por clase de vehículo.

Clase de vehículo	Demanda atendida Toneladas* (miles)	Tráfico, Toneladas-km* (miles)	Distancia media recorrida por tonelada transportada (km)
C-2	37,732	7,238,163	192
C-3	73,206	16,371,699	224
En combinación con T-2	4,149	1,574,249	379
En combinación con T-3	431,501	230,951,889	535
Otros	54,396	25,480,800	468.4
<b>Total</b>	<b>600,984</b>	<b>281,616,800</b>	

Fuente: Elaboración de los autores con datos de SCT (2017).

Otra variable recomendada por la IEA para el cálculo de indicadores de eficiencia energética en el transporte, son los vehículos-km (vkm) totales del autotransporte de carga, que se obtiene de la sumatoria del producto del número de vehículos de las diferentes clases por su distancia media recorrida por tonelada transportada (km), dando un total en 2017 de 427.8 millones vkm (Tabla 4).

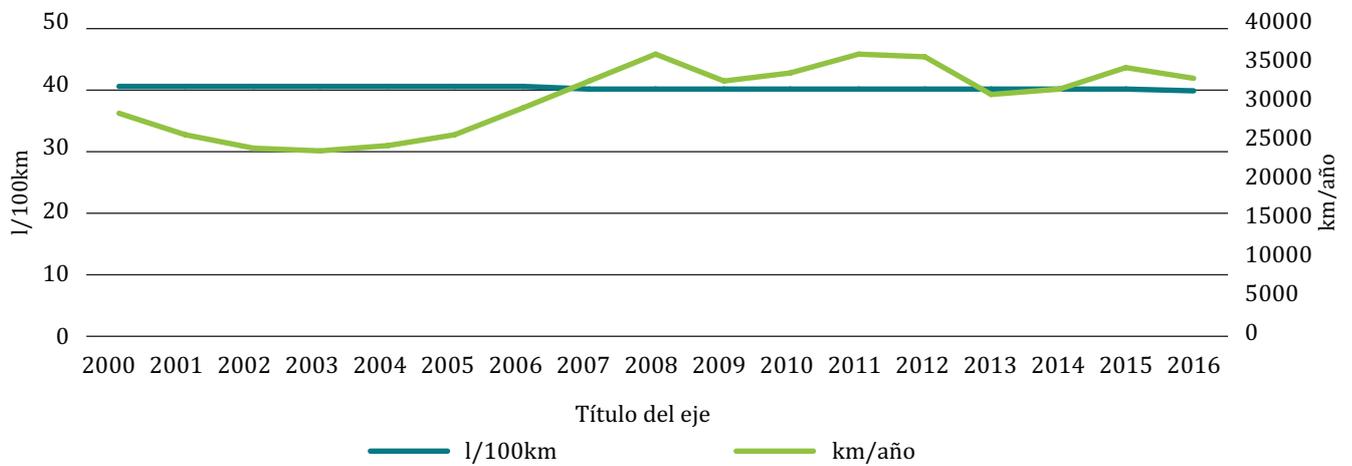
Tabla 4. Estimación de vkm, 2017.

Clase de vehículo	Unidades	km	vkm
C-2	84,226	192	16,136,298
C-3	73,909	224	16,528,693
T-2	2,968	379	1,126,207
T-3	301,088	535	161,150,771
Otros	497,124	468.4	232,852,882
<b>Total</b>			<b>427,794,851</b>

Fuente: Elaboración de los autores con datos de SCT (2017).

Respecto al rendimiento promedio de consumo de combustible de vehículos de carga durante el período 2000-2016 (Figura 6), éste prácticamente se ha mantenido constante al pasar de 40.7 litros / 100 km a 40.1 litros / 100 km (2.46 km/l a 2.49 km/l) (BIEE, 2019).

Figura 6. Kilómetros recorridos del autotransporte de carga VS. consumo específico de combustible (2000-2016).



Fuente: BIEE (2019).

**Bajo los principios de:**  
 a) la recopilación de datos y el desarrollo de indicadores no deben verse como un fin en sí mismo, sino como un comienzo para su uso posterior y b) recopilar sólo la información necesaria que permita diseñar y aplicar políticas públicas adecuadas, esta propuesta estima diferentes indicadores de eficiencia energética para el autotransporte de carga en base a la información administrativa disponible y posteriormente se compara con datos estimados provenientes de información recabada por la SEMARNAT, procedente del programa piloto “Transporte Limpio”.

Así mismo, acorde a datos de BIEE (2019), entre el año 2000 y el 2016 el consumo energético de camiones de carga y autobuses de pasajeros ha seguido una relación de 82/18. Aplicando dicha relación al consumo de diésel del transporte carretero (317.7 mbd) y considerando despreciable el consumo de vehículos particulares de pasajeros, se estima que los vehículos de carga a diésel consumieron 260.5 mbd, lo que

representa el 75.7% del consumo de diésel del sector transporte y un consumo energético anual de 539.18 PJ (Densidad promedio= 0.826 kg/l, Poder calorífico promedio= 43.18 MJ/kg (INECC, 2014)).

**Análisis de información proveniente de encuestas**

Recientemente la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) ha implementado a nivel nacional un programa voluntario que busca que el transporte de carga y pasaje que circula por el país sea más eficiente, seguro, competitivo y amigable con el medio ambiente, al cual ha denominado “Transporte Limpio”.

Para la realización de esta propuesta de investigación se tuvo el apoyo de SEMARNAT, la cual a través de la Subdirección del Sector Transporte se tuvo acceso a 180 cuestionarios aplicados a diversas empresas de transporte de carga con sistemas de propulsión a diésel.

Dado que los datos recibidos incluían una clasificación por tipo de recorrido, corto o largo, los datos promedio resultantes se derivan de una ponderación entre número de unidades y tipo de recorrido.

Así, en las siguientes tablas se muestran los datos resumidos para la categoría de tractocamión (T2 y T3) y camiones (C2 y C3).

Tabla 5. Valores promedio ponderados sobre desempeño de tractocamiones.

	Promedio
No. Unidades	119
Kilómetro promedio por tractocamión por año	119,265.8
Litros de combustible consumido por tractocamión por año	49,179.9
Rendimiento promedio (km/l)	2.4
Promedio de carga útil (en toneladas) por tractocamión por viaje	24.1
Promedio de horas de marcha mínima por tractocamión por año	487.5
Vida útil promedio (años)	8.1

Fuente: Elaboración de los autores en base a encuestas aplicadas por SEMARNAT.

Tomando en cuenta el número de unidades T2 y T3 mostradas en la Tabla 1 y las tkm desplazadas durante el 2017, se obtiene una intensidad energética para tractocamiones de 2.2937 MJ/tkm, considerando solo al diésel como combustible.

Tabla 6. Valores promedio ponderados sobre desempeño de camiones a diésel.

	Promedio
No. Unidades	409
Kilómetro promedio por camión por año	86,552.8
Litros de combustible consumido por camión por año	29,122.5
Rendimiento promedio (km/l)	3.5
Promedio de carga útil (en toneladas) por camión por viaje	9.7
Promedio de horas de marcha mínima por camión por año	324.3
Vida útil promedio (años)	9.1

Fuente: Elaboración de los autores en base a encuestas aplicadas por SEMARNAT.

Respecto a la intensidad energética de camiones C2 y C3, considerando el número de unidades mostradas en la Tabla 1 y las tkm desplazadas durante el 2017, se obtiene una intensidad energética para camiones de 6.957 MJ/tkm.

Para calcular la intensidad energética tomando en cuenta tanto camiones como tractocamiones a diésel, en la siguiente Tabla 7, se muestran los valores promedio de todos los datos recabados en las encuestas.

Tabla 7. Valores promedio sobre desempeño de tractocamiones y camiones a diésel.

	Promedio
No. Unidades	249
Kilómetro promedio por camión por año	104,613.1
Litros de combustible consumido por camión por año	40,195.9
Rendimiento promedio (km/l)	2.89
Promedio de carga útil (en toneladas) por camión por viaje	17.7
Promedio de horas de marcha mínima por camión por año	414.4
Vida útil promedio (años)	8.6

Fuente: Elaboración de los autores en base a encuestas aplicadas por SEMARNAT.

Así, al multiplicar los 420,427 vehículos a diésel que circularon en 2017 por los 40,195.9 litros promedio de diésel consumido por camión por año, es posible estimar un consumo de energía de 602.89 PJ sólo de vehículos destinados a transporte de mercancía (C2, C3, T2 y T3).

Considerando la misma proporción de vehículos a diésel sobre el total de vehículos por tipo de combustible del 91% en el total de tkm transportadas en 2017, se estima que los vehículos a diésel desplazaron 233,083,760 miles de tkm, con lo cual se obtiene un valor de intensidad energética de 2.5866 MJ / tkm. Cabe hacer notar que la capacidad de transporte en términos de carga útil es aprovechada al 50% ya que el viaje representa el desplazamiento de ida y vuelta, influyendo así en el consumo de energía.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Si bien la metodología planteada por la IEA propone el cálculo de indicadores para el transporte de carga considerando todas las modalidades de transporte, en esta propuesta sólo se estiman los indicadores de eficiencia energética para el transporte de carga por carretera, dada la importancia y participación del modo de transporte en el sector del país, además de la disponibilidad limitada de datos. Para el cálculo

de los indicadores F2a y F2c, dado que más del 90% de las unidades que desplazan mercancías utilizan sistemas de combustión a diésel y por falta de información disponible, se consideró sólo el aporte energético de dicho combustible. Así mismo se hace una comparación de los valores resultantes respecto a valores estimados del 2012, utilizando el mismo procedimiento con datos de BIEE (2019), SENER (2013) y SCT (2012).

**F1c=** Consumo de combustible del transporte de carga

$$F1c_{diésel} = 260.5 \text{ mbd}$$

IEE / Año	2012	2017
F1c <sub>diésel</sub>	247.24	260.5

**F2a=** Por cada modo de carga/tipo de vehículo:  
consumo de energía por vkm

$$F2a_{diésel} = 539,180 \times 10^3 \text{ GJ} / 427,794,851 \text{ vkm}$$

$$F2a_{diésel} = 1.2604 \text{ GJ/vkm}$$

IEE / Año	2012	2017
F2a <sub>diésel</sub>	1.632	1.2604

**F2c=** Consumo de energía del transporte de carga / total de toneladas-kilómetro desplazadas (tkm)

$$F2c_{diésel} = 539,180 \times 10^6 \text{ MJ} / 281,616.8 \times 10^6 \text{ tkm}$$

$$F2c_{diésel} = 1.915 \text{ MJ} / \text{tkm}$$

IEE / Año	2012	2017
F2c <sub>diésel</sub>	1.97	1.915

**F3a=** Consumo de energía del transporte de carga / Producto Interno Bruto

$$F3a_{diésel} = 539,180 \text{ TJ} / 917,018 \text{ millones de dólares}$$

$$F3a_{diésel} = 0.5879 \text{ TJ} / \text{millones de dólares}$$

IEE / Año	2012	2017
F3a <sub>diésel</sub>	0.4167	0.5879

Acorde a los resultados obtenidos, el valor de intensidad energética del diésel para el autotransporte de carga ha decrecido en un 2.8% entre el 2012 y el 2017 (CAGR= - 0.0056) alcanzando un valor de 1.915 MJ/tkm estimado por el método de análisis de datos institucionales. Aún no es posible contrastar este valor con el derivado del análisis de información procedente de encuestas, ya que, considerando el número de empresas establecidas en el país, 145,265, el número de cuestionarios compartidos por SEMARNAT no representa una muestra representativa, pero en términos generales corrobora un valor de intensidad energética del diésel cercano a 2 MJ/tkm. Valor que aún continúa siendo el doble del valor de intensidad energética de otras economías, ajustado al reparto modal del país (ver Figura 3). Y que, de acuerdo con la tendencia de decrecimiento mostrada, se alcanzaría una reducción sólo del 25% en la intensidad energética al año 2068.

Por otra parte, la relación consumo de energía del transporte de carga / PIB, muestra un incre-

mento del 41% al 2017 respecto del 2012, lo que demuestra la importancia del autotransporte de carga en el desempeño del país en los últimos años.

Además, al hacer una comparación del valor de intensidad energética estimado en 2010 al calculado en este trabajo (sólo para el diésel), existe un crecimiento de 7.7 veces al pasar de 0.248 MJ/tkm a 1.915 MJ/tkm.

### Delimitación de una nueva política integral de transporte

Realizando un análisis de las variables que componen a la intensidad energética (IE) del autotransporte de carga, esta es igual a la relación entre energía consumida (MJ) en un período de tiempo y las toneladas-kilómetro (tkm) desplazadas. Por lo tanto, si se considera como objetivo principal de una nueva política integral del transporte de carga el crear una red logística nacional eficiente y eficaz, se requiere que en el corto plazo el valor de intensidad energética del transporte carretero se reduzca, con lo cual se pueden identificar los siguientes escenarios de actuación:

1) Que la energía consumida se reduzca y que las toneladas-kilómetro desplazadas se mantengan constantes. Esto requeriría de acciones como capacitar a los operadores de vehículos de carga en programas de conducción eficiente o instalar tecnologías que reduzcan el consumo de combustible o renovar la flota a unidades que ofrezcan mejores condiciones de rendimiento de consumo de combustible. Además de programas adecuados de mantenimiento a las unidades, reducir la vida útil de los vehículos, entre otros.

2) Que la energía consumida se reduzca y que las toneladas-kilómetro desplazadas se incrementen. De manera similar al punto anterior, pero además se deben implementar programas de gestión de carga

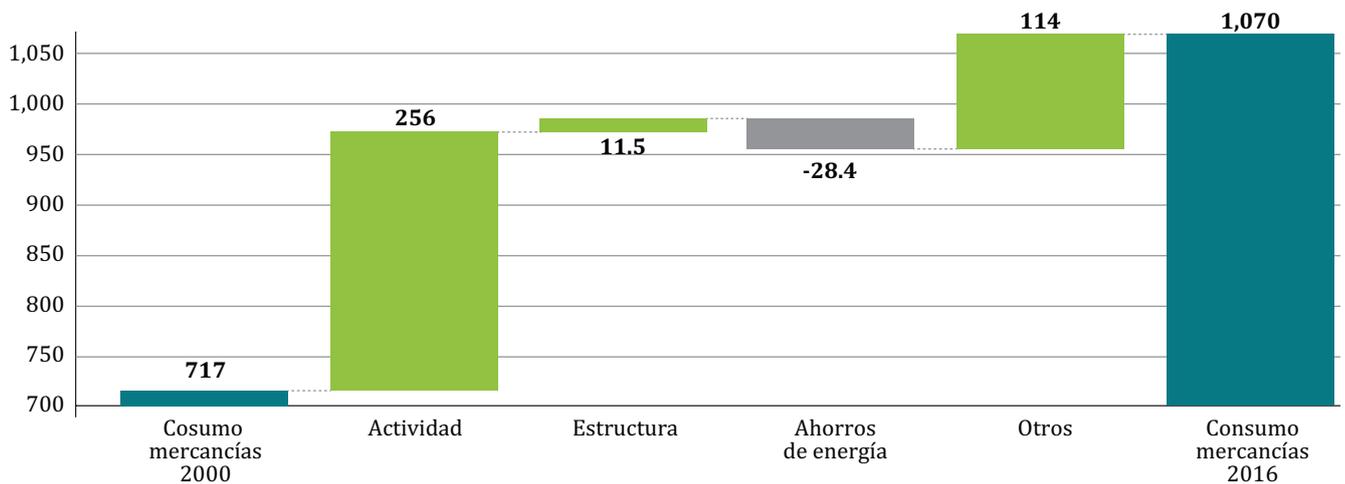
para incrementar la productividad de la capacidad de transporte y seleccionar el tipo de transporte adecuado acorde a los requerimientos de embarque.

3) Que la energía consumida se mantenga constante y que las toneladas-kilómetro desplazadas se incrementen. Si bien el rendimiento de combustible de los camiones de carga se ha mantenido constante en la última década, no significa que la relación de km/l sea la más adecuada. Este escenario requeriría de maximizar la capacidad de transporte, así como impulsar la multimo-

dalidad con sistemas de transporte impulsados por energías alternas.

De hecho, al hacer una revisión sobre la variación del consumo de energía en el transporte de mercancías entre el año 2000 y el 2016, de los 353 PJ de crecimiento en el consumo energético, el 72.5% se debió al incremento por la propia actividad de transporte, pero el 32.3% es atribuible a “otros” efectos, derivados del comportamiento y “ahorros negativos” y debido a la baja utilización de la capacidad de transporte, tal como se muestra en la figura siguiente (BIEE, 2019).

Figura 7. Variación del consumo del transporte de mercancías- PJ (2000-2016).



Fuente: BIEE, 2019.

Dado lo anterior, algunas estrategias identificadas (Smart Freight Centre, 2017; Tavasszy et al., 2019), que permitirían reducir la intensidad energética del autotransporte de carga y que deberían ser consideradas en el diseño de una política integral de transporte, se comentan a continuación de manera sucinta:

- **Consolidación y transbordo de carga.** La consolidación es un tema habitual en la gestión logística debido a la posibilidad de aumentar la utilización y la eficiencia de los vehículos. Esto involucra la creación Centros de Consolidación Urbana (UCC, por sus siglas en inglés), que son

instalaciones logísticas que reciben transporte entrante y sirven como depósito para las entregas de última milla. Se pueden hacer más paradas por vehículo y se pueden combinar rutas o tiempos. Además, que los viajes de última milla podrían ejecutarse con vehículos cero emisiones, como camionetas eléctricas o vehículos ligeros de carga eléctrica.

- **Logística compartida.** Un enfoque importante para hacer frente a las ineficiencias en el sistema de transporte es que las empresas cooperen entre sí. Se debe incentivar la cooperación tipo logística horizontal, en lugar de la cooperación

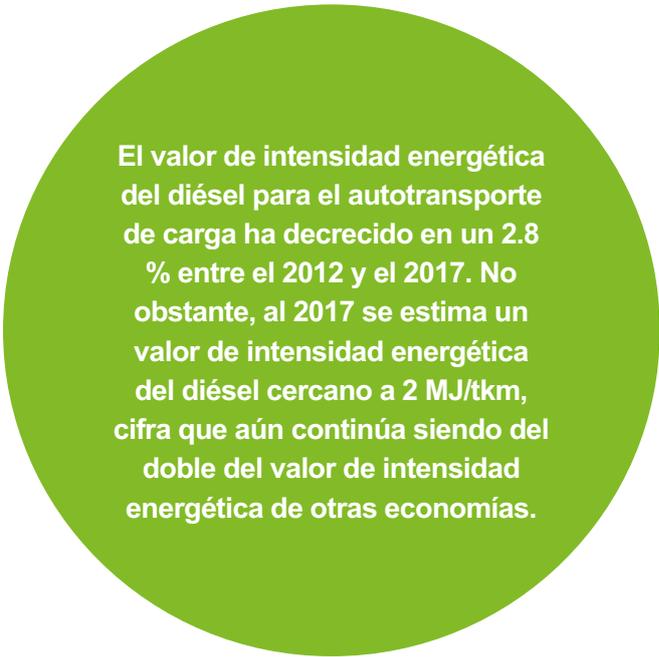
tipo logística vertical (como la integración a lo largo de la cadena de suministro o la subcontratación). La cooperación logística horizontal se puede definir como: cooperación entre dos o más empresas que están activas en el mismo nivel de la cadena de suministro y realizan una función logística comparable. En el transporte de carga se pueden identificar tres tipos de objetos compartidos entre empresas cooperantes: intercambio de pedidos, capacidad compartida y el intercambio de información.

- **Gestión mejorada de la flota con Sistemas de Transporte Inteligentes** (ITS, por sus siglas en inglés). Los proveedores de servicios de logística requieren coordinar su parque vehicular mediante un sistema de gestión de flota para operar de manera más eficiente.

- **Gestión de la Demanda** (FDM, por sus siglas en inglés), como su nombre lo indica, son políticas de transporte que gestionan la demanda de carga en establecimientos comerciales y residencias, al alterar la frecuencia, el tiempo y el modo de entregas. Tales iniciativas se centran en cambiar el comportamiento de los receptores (es decir, la demanda del servicio de carga), que indirectamente cambian el comportamiento de los transportistas y el tráfico de carga (es decir, el suministro de transporte utilizado para satisfacer la demanda de carga). Algunos ejemplos son las entregas fuera de horario, antes de las horas pico de tráfico urbano. En este caso, los transportistas evitan la congestión del tráfico, lo que aumenta la fiabilidad de su llegada.

Además, es conveniente incentivar la economía de combustible y limitar los estándares de emisión de gases de efecto invernadero para vehículos pesados para facilitar la transición a vehículos más eficientes en combustible, dado que aquellos camiones renovados o restaurados con carrocerías nuevas, pero con motores y transmisiones viejas, suelen emitir entre 20 y 40 veces más emisiones que los nuevos motores diésel (Khan, 2019).

Por otro lado, también se debe tener en cuenta el tipo de empresa predominante en el sector autotransporte de carga. Solo en 2017, la flota de vehículos de carga en México (463,016 unidades motrices y 453,916 unidades de arrastre), con una antigüedad promedio de 15.11 años, se distribuyó entre 145,265 empresas, de las cuales el 81% fueron microempresas hombre-camión (1-5 unidades) y solo 970 empresas grandes (más de 100 unidades) (SCT, 2017).



El valor de intensidad energética del diésel para el autotransporte de carga ha decrecido en un 2.8 % entre el 2012 y el 2017. No obstante, al 2017 se estima un valor de intensidad energética del diésel cercano a 2 MJ/tkm, cifra que aún continúa siendo el doble del valor de intensidad energética de otras economías.

Tal cantidad de microempresas en el autotransporte federal, ha sido derivado por la desregulación y la facilidad de acceso al mercado de transporte de carga, propiciando así una fuerte competencia para dar el servicio, incentivando el uso de camiones de segunda mano y la importación de camiones usados procedentes de los EUA, lo cual ha agudizado la situación, apareciendo la depredación de tarifas por el segmento hombre-camión que ha visto una oportunidad de negocio sin entrar a la economía formal ofreciendo el servicio a precios por debajo del costo de operación promedio (Quintero, 2014).

Estudios previos realizados por Padilla y Solís (2012), han reconocido que las barreras que impiden al hombre-camión y al pequeño transportista incrementar su eficiencia pueden resumirse en:

- Dificultad de acceder a los créditos para la renovación de sus vehículos, dada su condición de informalidad y de personas con ingresos irregulares.
- Baja exigencia de seguimiento de normas ya sea por la poca capacidad de verificación por parte de la autoridad, o bien, por la inexistencia de normas estrictas que los impulsen a mantener camiones que brinden seguridad y desempeño aceptables.

Además, las barreras antes mencionadas se ven acentuadas en primer lugar, por el desconocimiento de los hombres-camión tanto de sus costos de operación, como de los beneficios que pueden obtener al renovar sus unidades y en segundo término la estructura oligopólica que caracteriza al sector, en la que unos cuantos participantes despliegan conductas de mercado que buscan disuadir, excluir o restringir la operación de los demás concurrentes e impedir la entrada de nuevos competidores (CCA-MCE2, 2011, mencionado por (Padilla y Solís, 2012)).

Así mismo, es fundamental considerar el impacto de la calidad en la infraestructura para el transporte de carga y como esta permite crear condiciones de combinación de diferentes modalidades de transporte.

## CONCLUSIONES

Ante el inminente crecimiento de demanda de hidrocarburos en México y el escenario de dependencia energética en el corto plazo, resulta necesario tener claridad en la manera en que se consumen dichos combustibles para definir e implementar las medidas necesarias que permitan hacer más eficiente su consumo o inclusive reducirlo. El vehículo T3 es el medio

predominante para desplazar mercancías en el país con el 82% de tkm en 2017, utilizando como principal combustible el diésel y con un rendimiento de combustible casi constante en más de una década. Así mismo, se identifica el comportamiento de la intensidad energética del autotransporte de carga en los últimos años, que si bien presenta una tendencia negativa de 2.8 puntos porcentuales entre el 2012 y el 2017, es insuficiente para alcanzar valores de desempeño internacional, con la posibilidad de alcanzar sólo una reducción del 25% al año 2068 ante un escenario tendencial, razón por la cual es necesario implementar políticas integrales que permitan incrementar la productividad del sector, teniendo en cuenta las necesidades de los diferentes actores involucrados y provocando la interacción entre la infraestructura, el transporte y la logística. Tal situación representa diversas oportunidades de mejora a través de la identificación de las tecnologías más adecuadas, cambios de comportamiento y hábitos, optimización de procesos de manejo y distribución de materiales, así como, la flexibilidad política y presupuestal que permitirían hacer eficiente el consumo de combustible incidiendo en la reducción de emisiones contaminantes y la descarbonización de la economía. Es indudable la realización de un estudio posterior que identifique el impacto de las diferentes estrategias de solución entre los diferentes actores involucrados en el sector transporte de carga, considerando el costo-beneficio de su implementación.

**Analizando la variación del consumo de energía en el transporte de mercancías entre el año 2000 y el 2016, de los 353 PJ de crecimiento en el consumo energético, el 72.5% se debió al incremento por la propia actividad de transporte, pero el 32.3% es atribuible a "otros" efectos, derivados del comportamiento y "ahorros negativos" debidos a la baja utilización de la capacidad de transporte.**

## REFERENCIAS

- ACEEE (2019). The 2018 International Energy Efficiency Scorecard. American Council for an Energy-Efficient Economy [en línea]. <https://aceee.org/research-report/i180113/02/2019>
- BIEE (2019). Base de datos. Base de Indicadores de Eficiencia Energética de México, Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía [en línea]. <http://www.biee-conuee.enerdata.net/03/05/2019>
- CANACAR (2018). Indicadores Económicos Nacionales. Cámara Nacional del Autotransporte de Carga [en línea]. [https://canacar.com.mx/app/uploads/2019/01/Nacionales\\_Economica\\_2018\\_Web.pdf](https://canacar.com.mx/app/uploads/2019/01/Nacionales_Economica_2018_Web.pdf) 12/03/2019
- CEPAL (2010). Hacia una política integral de transporte: institucionalidad, infraestructura y logística- el caso de Chile. Comisión Económica para América Latina y el Caribe [en línea]. [https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/36213/1/FAL-282-WEB\\_es.pdf](https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/36213/1/FAL-282-WEB_es.pdf) 18/11/2018
- IEA (2018). Energy Efficiency Indicators: Fundamentals on Statistics. International Energy Agency [en línea]. <https://webstore.iea.org/energy-efficiency-indicators-fundamentals-on-statistics> 22/01/2019
- IEA (2019). Sustainable Development Goal 7. Energy Efficiency. International Energy Agency [en línea]. <https://www.iea.org/sdg/efficiency/> 22/03/2019
- INECC (2014). Factores de emisión para los diferentes tipos de combustibles fósiles y alternativos que se consumen en México. Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático [en línea]. [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/110131/CGCCDBC\\_2014\\_FE\\_tipos\\_combustibles\\_fosiles.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/110131/CGCCDBC_2014_FE_tipos_combustibles_fosiles.pdf) 03/05/2019
- Khan, S. (2019). At risk: Heavy-duty vehicle fuel economy. American Council for an Energy-Efficient Economy [en línea]. <https://aceee.org/blog/2019/08/epa-stalls-progress-heavy-duty> 21/08/19
- Padilla, X. y Solís, J. (2012). Recopilación de información de los estudios existentes sobre las acciones y programas que impulsan una modernización de la flota de carga y su uso más eficiente en México. Instituto de Políticas para el Transporte y Desarrollo México [en línea]. <http://transferproject.org/wp-content/uploads/2014/04/DIAGNO--STICO.Recopilacion-de-la-informacion.pdf> 17/03/2019
- Quintero, E. (2014). Índices de precios en el transporte por carretera. Instituto Mexicano del Transporte [en línea]. <http://imt.mx/archivos/Publicaciones/PublicacionTecnica/pt424.pdf> 10/01/2019
- SCT (2012). Estadística básica 2012. Secretaría de Comunicaciones y Transporte [en línea]. <http://www.sct.gob.mx/transporte-y-medicina-preventiva/autotransporte-federal/estadistica/2012/> 18/04/2019
- SCT (2017). Estadística básica 2017. Secretaría de Comunicaciones y Transporte [en línea]. <http://www.sct.gob.mx/transporte-y-medicina-preventiva/autotransporte-federal/estadistica/2017/> 18/04/2019
- SEGOB (2014). Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2014-2018. Secretaría de Gobernación [en línea]. [http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5342503&fecha=28/04/2014](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5342503&fecha=28/04/2014) 07/04/2019
- SEMARNAT (2015). México rumbo a la COP-21. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales [en línea]. <http://www.depfe.unam.mx/actividades/15/Paris2015sem-SEMARNAT.pdf> 15/06/2018
- SENER (2011). Indicadores de eficiencia energética en México: 5 sectores, 5 retos. Secretaría de Energía [en línea]. [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/85305/Bibliograf\\_a\\_6.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/85305/Bibliograf_a_6.pdf) 12/06/19
- SENER (2013). Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2013-2027. Secretaría de Energía [en línea]. [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62951/Prospectiva\\_de\\_Petr\\_leo\\_y\\_Petrol\\_feros\\_2013-2027.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62951/Prospectiva_de_Petr_leo_y_Petrol_feros_2013-2027.pdf) 17/01/2019

SENER (2014). Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2014-2028. Secretaría de Energía [en línea]. [http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62946/Petr\\_leo\\_y\\_Petrol\\_feros\\_2014-2028.pdf](http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62946/Petr_leo_y_Petrol_feros_2014-2028.pdf) 17/01/2019

SENER (2017). Balance Nacional de Energía 2017. Secretaría de Energía [en línea]. [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/414843/Balance\\_Nacional\\_de\\_Energ\\_a\\_2017.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/414843/Balance_Nacional_de_Energ_a_2017.pdf) 13/02/2019

SENER (2018). Prospectiva del Petróleo Crudo y Petrolíferos. Secretaría de Energía [en línea]. [http://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PPP\\_2018\\_2032\\_F.pdf](http://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PPP_2018_2032_F.pdf) 13/02/2019

Smart Freight Centre (2017). Developing a Sustainable Urban Freight Plan –a review of good practices [en línea]. <https://www.smartfreightcentre.org/pdf/Developing-a-Sustainable-Urban-Freight-Plan-a-review-of-good-practices-SFC-Final-June2017.pdf> 26/01/2019

Tavasszy, L., Van Duin, R., Taniguchi, E., Thompson, R., Joubert, J., Teoh, T., Qureshi, A. (2019). Sustainable Urban Freight Transport: A Global Perspective. MOOC Course. Delft University of Technologies [en línea]. <https://www.edx.org/course/sustainable-urban-freight-transport-a-global-perspective>

# ¿ES REALMENTE APROVECHADO EL GAS NATURAL EN EL PERÚ? ESTUDIO DE SU UTILIZACIÓN Y COMPETITIVIDAD

Francisco Daniel Porles Ochoa <sup>1</sup>

Recibido: 23/03/2019 y Aceptado: 26/11/2019  
ENERLAC. Volumen III. Número 2. Diciembre, 2019 (44-71).



1 Ingeniero Mecánico de la Pontificia Universidad Católica del Perú. Certificado en Gestión de la Energía (Certified Energy Manager, CEM) por la Asociación de Ingenieros de la Energía (AEE, U.S.A). Maestría en Energía por la Universidad Nacional de Ingeniería UNI, Perú. Profesional Senior con más de 18 años de experiencia en el sector upstream de la industria de petróleo, gas y en Planeamiento Energético en el Ministerio de Energía y Minas del Perú. Actualmente Gerente Técnico y de Servicios en MAD Energy. Profesor de la Universidad de Ingeniería y Tecnología UTEC (Especialidad de Gas Natural – Departamento de Ingeniería de la Energía). Cursa estudios de Doctorado en Administración Estratégica de Empresas (DBA) por CENTRUM PUCP y Maastricht School of Management (MSM) de Holanda. [fporles@utec.edu.pe](mailto:fporles@utec.edu.pe)



## RESUMEN

Hoy el mundo se encuentra en medio de una transformación energética hacia un sistema energético sostenible, donde el gas natural representa el “combustible puente<sup>1</sup>” para este importante desafío. El presente trabajo examina el grado de aprovechamiento del gas natural en los diferentes sectores económicos del Perú en los últimos 15 años: generación eléctrica, transporte, industria, residencial y comercial. Los resultados muestran que la masificación del gas natural iniciado desde el 2004 ha logrado una penetración significativa sólo en el sector eléctrico, donde en el 2016 el consumo final de gas natural alcanzó una participación del 71.5%. Sin embargo, en los sectores transporte, residencial y comercial alcanzaron un 6.7%, 0.3% y 0.24% respectivamente. Se concluye que el Perú dispone de suficiente gas natural para acompañar una transición energética por varias décadas y este importante recurso no debe ser visto únicamente como una competencia para las energías renovables, sino como un recurso que se complementa perfectamente con ellas.

**Palabras clave:** Gas Natural, Masificación, Transición Energética, Energías Renovables, Complementariedad, Cambio Climático, Sostenibilidad, Perú.

---

1 Diversos estudios académicos (Brown et al., 2009; Levi, 2013; Littell, 2017; Gillingham & Huang, 2019) examinan el rol del gas natural hacia un futuro bajo en carbono, empleando el término “combustible puente”.

## ABSTRACT

*The world is facing an energy transformation today, a transition from an energy system dominated by fossil fuels to a sustainable energy system where natural gas is considered a “bridge fuel”<sup>2</sup>. This paper examines the role played by natural gas in Peru, the evolution of utilization in different economic sectors and the degree of massification of this resource achieved in the last decade in residential and commercial sectors. The results show that the utilization of natural gas in Peru, starting since 2004, has not achieved significant coverage, except for electric sector where it reached in 2016, a share of 71.5% in final natural gas consumption. In residential and commercial sectors, it only reached 0.3% and 0.24% respectively, and 6.7% in transport sector. Finally, it is concluded that Peru has enough natural gas to accompany the energy transition for several decades. Therefore, this resource should not be seen only as a competition for renewable energies, but as a resource that perfectly complements them.*

**Keywords:** *Natural Gas, Consumption, Energy Transition, Renewable Energy, Complementary, Climate Change, Sustainability, Peru.*

---

<sup>2</sup> Various academic studies (Brown et al., 2009; Levi, 2013; Littell, 2017; Gillingham & Huang, 2019) examine the role of natural gas towards a low-carbon future, using the term “bridging fuel”.

## INTRODUCCIÓN

La energía se ha convertido en un recurso muy valorado y crucial del siglo XXI, fundamental para el desarrollo económico y el progreso humano (Abu-Rayash & Dincer, 2019; WEF, 2018). En la actualidad, el sistema energético mundial depende en un 85.5% de los combustibles fósiles, esta dependencia varía en diferentes países, entre 32.1% y 100% (Ediger, 2019). Según los autores Ediger, Hoşgör, Sürmeli y Tatidil (2007), quienes desarrollaron un índice de sostenibilidad para los combustibles fósiles (FFSI, por sus siglas en inglés), basados en estos índices concluyen que los países dependientes de la importación del petróleo están destinados a padecer sobrecostos y, por ende, a una balanza comercial negativa debido a políticas energéticas ineficientes.

El Perú es uno de los 193 países miembros de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) que aprobaron en el 2015 la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, la cual contempla 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (en adelante ODS). El Objetivo 7 que corresponde a la lucha contra el cambio climático y el acceso universal a una energía asequible, segura, sostenible y moderna, es el que interesa como parte del objetivo de la presente investigación y, es relevante toda vez que según la ONU (2016), la energía representa alrededor del 60% del total de emisiones de gases de efecto invernadero a nivel mundial, por tanto la reducción de la intensidad de las emisiones de dióxido de carbono (en adelante, CO<sub>2</sub>) provenientes de la energía, es un objetivo a largo plazo relacionado con la lucha contra el cambio climático.

El presente trabajo examina el rol que le tocaría al gas natural en el Perú en un contexto mundial de transición energética sostenible hacia fuentes de energía bajas en carbono abordando las siguientes preguntas: Siendo el gas natural el recurso energético fósil menos contaminante con el que dispone el país ¿Cómo podría contribuir el

gas natural a alcanzar el objetivo 7 (ODS)? ¿Cómo estaría conformada la estructura de la oferta de gas natural para cubrir la demanda final de este recurso en los sectores residencial y comercial, industrial, transporte y generación eléctrica? ¿Cuál sería el rol del gas natural en un contexto de alta penetración de las energías renovables? ¿Se cuenta con suficientes reservas probadas de gas natural que soporte una mayor expansión de la masificación del gas natural?

El artículo se estructura de la siguiente manera: la primera sección describe el enfoque actual a nivel mundial respecto a la transición energética, explorando diferentes definiciones formuladas en el ámbito de la investigación académica sobre este fenómeno mundial. La siguiente sección explora el papel del gas natural como recurso energético de transición a nivel mundial y su complementariedad con las energías renovables para la generación eléctrica. Posteriormente, se explica el proceso de masificación de gas natural llevado a cabo en el Perú y analiza la disponibilidad de reservas de gas, así como la infraestructura energética desarrollada para llevar adelante esta masificación a nivel nacional tanto para el mercado local como para el mercado externo. Luego se presenta un análisis detallado basado en las estadísticas energéticas del Perú de la producción de gas natural como energía primaria y secundaria, así como su utilización en los diferentes sectores de consumo final. Se complementa el análisis de la sección anterior, comparando la competitividad del gas natural con las fuentes de energía de mayor contaminación ambiental usadas en el Perú, con las cuales compite en diferentes sectores de consumo del país. Finalmente, se plantea algunas conclusiones relevantes.

## TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN EL MUNDO

En la actualidad la industria y la sociedad están intrínsecamente vinculadas a la producción, distribución y consumo de energía, lo que en su conjunto conforman un “sistema energético”. Estos sistemas energéticos son complejos y

forman parte vital de la economía de cada país y comprenden diversos stakeholders, diferentes recursos energéticos y todos los sectores demandantes de energía (Figura 1). A nivel mundial, dichos sistemas energéticos están experimentando cambios significativos y rápidos impulsados por fuerzas, tales como la innovación tecnológica, cambios en los patrones de consumo, la dinámica en el suministro y cambios en las políticas energéticas. Asimismo, el desarrollo económico, la innovación tecnológica y el cambio en las políticas son factores determinantes para las transiciones energéticas (WEF, 2018; Cherp, Vinichenko, Jewell, Brutschin, & Sovacool, 2018). En consecuencia, la transición energética tiene repercusiones en los negocios, en las políticas energéticas y en el comportamiento del consumidor (WEF, 2018). Es por ello fundamental dirigir con cuidado la transformación hacia un sistema energético que en el futuro ofrezca un equilibrio óptimo entre los tres imperativos del “Triángulo Energético” propuesto por el Foro Económico Mundial (en adelante WEF, por sus siglas en inglés): a) desarrollo y crecimiento económico, b) acceso universal a un suministro seguro y confiable, y c) sostenibilidad ambiental. Este enfoque es coincidente con el “Trilema Energético” propuesto por el Consejo Mundial de la Energía (en adelante WEC, por sus siglas en inglés), como objetivos para lograr la sostenibilidad ambiental y conformado por tres dimensiones: a) seguridad energética, b) equidad energética (proporcionar a los hogares suministros de energía que sean accesibles y asequibles) y c) sostenibilidad ambiental. Estos tres objetivos (trilema) conllevan complejas interrelaciones entre actores públicos y privados, gobiernos y reguladores, factores sociales y económicos, recursos nacionales, preocupaciones ambientales y comportamientos de los consumidores (WEC<sup>3</sup>).

3 World Energy Council (WEC). Recuperado de <https://www.worldenergy.org/work-programme/strategic-insight/assessment-of-energy-climate-change-policy/>

Figura 1. Principales actores que conforman un sistema energético.



Fuente: Adaptado de WEF (2018).

En los últimos años es cada vez más relevante en el ámbito académico el significado e impacto de la **“transición energética”**. Meckling y Hughes (2018) afirman que a nivel mundial la industria demandante de energía se está transformando a medida que los países invierten en tecnologías limpias a fin de enfrentar el cambio climático, mejorar la seguridad energética y fortalecer la competitividad nacional. A este proceso de transformación de los sistemas energéticos, estos autores lo denominan *“transición hacia las energías limpias”*. Para otros investigadores la transición energética es entendida como el cambio de un régimen de energía fósil finito, contaminante y que induce al cambio climático, a un régimen sostenible, limpio, neutral en el clima y renovable, el cual es un proyecto socio-tecnológico muy grande y complejo (Geets, 2018). Grubler, Wilson, y Nemet (2016) definen transición energética *“como un cambio en el estado de un sistema de energía en lugar*

*de un cambio tecnológico individual o solamente un cambio en el tipo de combustible a emplearse”* (p.2). En el presente estudio se utiliza la definición propuesta por WEF (2018) que plantea el término *“transición energética efectiva”* y la define como:

*“la transición oportuna hacia un sistema energético global más inclusivo, sostenible, asequible y seguro que brinde soluciones a los desafíos globales relacionados con la energía, creando valor para las empresas y la sociedad sin comprometer el equilibrio del triángulo energético”* (p.10).

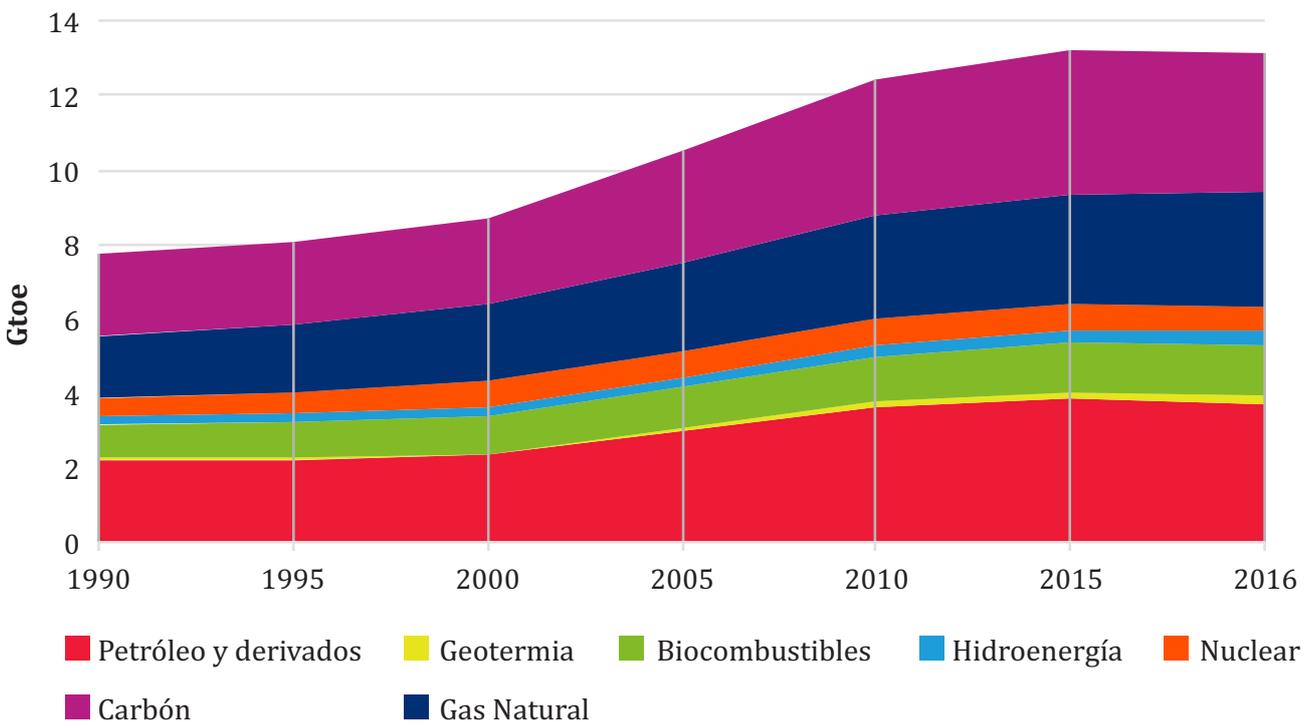
El panorama energético está cambiando rápidamente, con implicaciones de gran impacto para las industrias y demás actores energéticos (Figura 1). Sin embargo, si bien la transformación de los sistemas energéticos es rápida en ciertas partes del mundo (Europa, por ejemplo), la

velocidad de la transición energética a nivel mundial es aún incierta (Fattouh, Poudineh, & West, 2018). Por otro lado, los principales objetivos de una política global en un contexto de transición energética con bajas emisiones de CO<sub>2</sub> deben incluir el crecimiento económico, un suministro seguro de energía y la mitigación de los efectos del cambio climático (Santoyo-Castelazo & Azapagic, 2014). Asimismo, la evaluación del desarrollo sostenible de los sistemas energéticos debe incluir las dimensiones ambientales, económicas y sociales. Hoy por hoy, en el mundo el desarrollo sostenible de estos sistemas es cada vez más importante para los formuladores y tomadores de decisión de políticas públicas. (Abu-Rayash & Dincer, 2019; Santoyo-Castelazo & Azapagic, 2014)

### PARTICIPACIÓN DEL GAS NATURAL EN LA MATRIZ ENERGÉTICA MUNDIAL

A medida que ha ido aumentando la demanda mundial de energía, el gas natural ha ido desempeñando un papel estratégico e importante en el suministro global de energía (Economides & Wood, 2009). Esto se aprecia en la Figura 2 y la Tabla 1 de la Agencia Internacional de Energía (IEA<sup>4</sup>, por sus siglas en inglés), donde a nivel mundial (entre los años 1990 y 2016) el gas natural ha tenido un crecimiento sostenido en su consumo (en Gtoe), proporcionando en la actualidad el 22% de la energía utilizada en todo el mundo, representando casi el 25% en la generación eléctrica y convirtiéndose además en materia prima crucial para la industria.

Figura 2. Evolución del suministro de energía primaria a nivel mundial para el período 1990-2016.



Fuente: IEA. Recuperado de <https://www.iea.org/statistics/?country=WORLD&year=2016&category=Energy%20supply&indicator=TPESbySource&mode=chart&dataTable=BALANCES>.

**Nota:** no se considera flujos de electricidad ni calor. Unidad energética (Gtoe) corresponde a giga toneladas equivalentes de petróleo.

4 International Energy Agency (IEA). Recuperado de <https://www.iea.org/topics/naturalgas/>

Según Economides y Wood (2009), a nivel mundial el gas natural está notoriamente destinado a desempeñar un papel clave en los desarrollos energéticos futuros y para ayudar a lograr los dos objetivos energéticos más importantes para el siglo XXI, como son el proporcionar suministros y servicios sostenibles de energía necesarios para el desarrollo social y económico y reducir a nivel global los impactos negativos en el clima y medio ambiente.

En el sector eléctrico, un gas natural económico proporciona una ruta de transición a bajo costo respecto a otros combustibles fósiles con mayor contenido de CO<sub>2</sub> como el carbón y el petróleo (Littell, 2017). Asimismo, muchas investigaciones examinan y evidencian la complementariedad casi perfecta entre el gas natural y las energías renovables para la autogeneración eléctrica (Alabdulwahab, Abusorrah, Zhang, & Shahidehpour, 2015; IGU, 2015; Lee, Zinaman, Logan, Bazilian, Arent, & Newmark, 2012; Giannakoudis, Papadopoulos, Seferlis, & Voutetakis, 2010; NREL & JISEA, 2012; Sharif, Almansoori, Fowler, Elkamel, & Alrafea, 2014). Según IGU (2015), el gas natural es considerado una fuente de energía complementaria para la energía eólica y solar, impulsando una mayor adopción de las energías limpias y contribuyendo a lograr una economía baja en carbono. Su versatilidad, precio y características de rendimiento, convierten al gas natural en el mejor combustible para asociarse con la energía eólica y solar. Por tanto, tal como lo afirma el ex presidente del International Gas Union (2012-2015), Jérôme Ferrier<sup>5</sup>:

“el gas natural y las energías renovables, que se complementan casi a la perfección tanto para la generación y el almacenamiento de electricidad como para la inyección de biogás en tuberías, deberían ser los dos pilares fundamentales de una política energética global a largo plazo sostenible y respetuosa con el medio ambiente”.

5 Recuperado de <https://www.ief.org/news/natural-gas-the-destination-fuel-for-a-sustainable-low-carbon-global-economy>

El gas natural también presenta una gran complementariedad con el biogás acondicionado (también denominado “biometano”), el cual es un portador de energía renovable con gran potencial para diversificar y descarbonizar el gas natural, dado que es factible inyectar biogás a las redes de transporte y distribución de gas natural a fin de mejorar la calidad del gas distribuido (el cual es denominado después del *blended*, “*green gas*”), obteniéndose así grandes beneficios en términos de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> para su uso final en los sectores residencial, comercial y principalmente el transporte (Aryal & Kvist, 2018; Cucchiella, D’Adamo, Gastaldi, & Miliacca, 2018; IGU & Eurogas, 2015; Feofilovs, Gravelins, Pagano, & Romagnoli, 2019; Fubara, Cecelja, & Yang, 2018; Hoo, Hashim, & Ho, 2018; van Basshuysen, 2016; Urban, 2013).



Tabla 1. Datos de suministro de energía primaria (Gtoe) a nivel mundial durante el período 1990-2016.

Año	Carbón	Gas Natural	Nuclear	Hidroenergía	Geotermia	Biocombustibles	Petróleo y derivados
1990	2.22	1.66	0.53	0.18	0.04	0.91	3.23
1995	2.21	1.81	0.61	0.21	0.04	0.97	3.37
2000	2.32	2.07	0.68	0.23	0.06	1.02	3.66
2005	2.99	2.36	0.72	0.25	0.07	1.10	4.00
2010	3.65	2.74	0.72	0.30	0.11	1.22	4.14
2015	3.85	2.94	0.67	0.34	0.20	1.32	4.35
2016	3.73	3.03	0.68	0.35	0.23	1.35	4.39
Variación promedio anual 1990-2016	<b>68.0%</b>	<b>82.4%</b>	<b>29.3%</b>	<b>89.5%</b>	<b>516.4%</b>	<b>48.4%</b>	<b>35.8%</b>
Participación mundial al 2016	<b>27.1%</b>	<b>22.1%</b>	<b>4.9%</b>	<b>2.5%</b>	<b>1.6%</b>	<b>9.8%</b>	<b>31.9%</b>

Fuente: IEA. Recuperado de <https://www.iea.org/statistics/?country=WORLD&year=2016&category=Energy%20supply&indicator=TPESbySource&mode=chart&dataTable=BALANCES>.

## MASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL EN EL PERÚ

Desde el año 2004, con la entrada en operación del gas de Camisea, el Perú inició una etapa intensiva de explotación, procesamiento y transporte del gas natural, lo cual dio inicio al proceso de promoción y expansión del uso del gas natural mediante la distribución y comercialización de este recurso energético. La formulación y establecimiento de un marco legal permitió a su vez, la supervisión y regulación del sector gasífero naciente. Todo esto acompañado de la construcción y puesta en servicio de una infraestructura moderna con el fin de brindar acceso a la población de los beneficios de un recurso energético amigable con el medioambiente, asequible y seguro como el gas natural. A este proceso descrito denominamos “Masificación del Gas Natural en el Perú”.

Este importante hito energético, impulsó en el Perú en el año 2010 el establecimiento de una política energética que incorporó el desarrollo del gas natural que se venía produciendo en el país. Es así que, el D.S N°064-210-MEM estableció la nueva Política Energética Nacional del Perú al 2040 y entre sus objetivos y lineamientos está desarrollar la industria del gas natural, asimismo ampliar y consolidar el uso del gas natural en toda la población como un mecanismo para lograr el acceso universal a la energía en todo el Perú.

Este es aún un enorme desafío que tiene por delante nuestro país en su transición hacia una sostenibilidad energética.

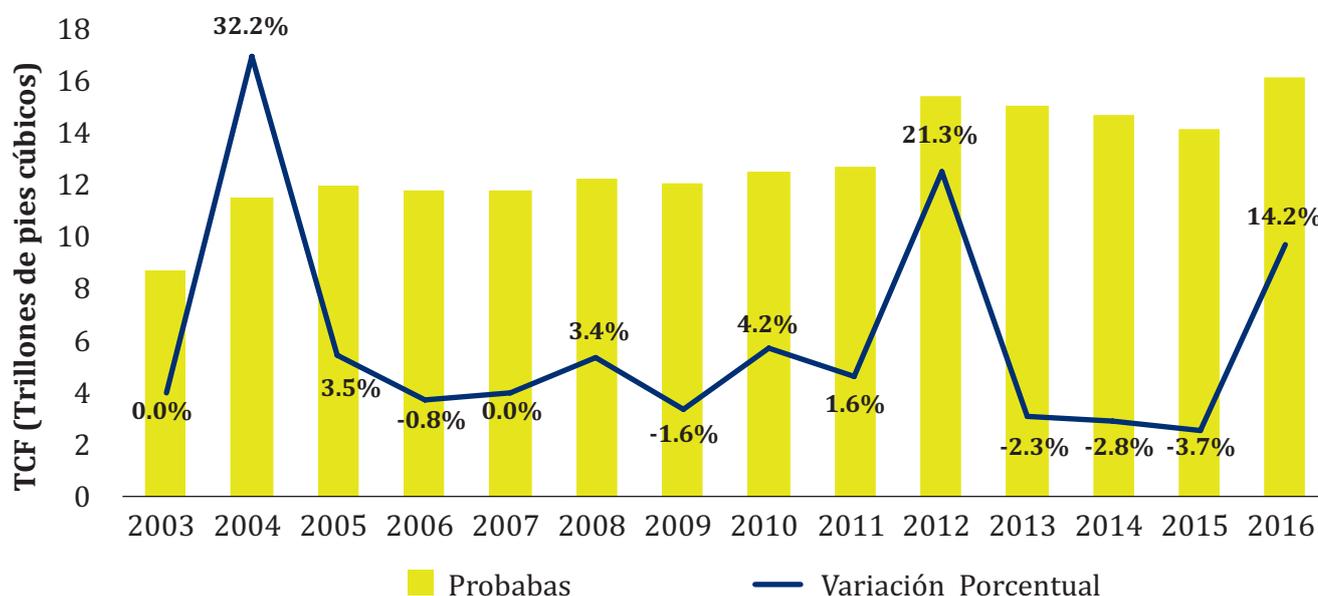
## Disponibilidad del Gas Natural

¿Cuenta el Perú con reservas suficientes de gas natural para abastecer la demanda del mercado interno? ¿Por cuantos años se podrá satisfacer la demanda interna con el gas natural de manera asequible y segura? Las respuestas a estas interrogantes dependen de varios factores determinantes entre ellos la demanda de gas natural para los próximos años, el ritmo de las actividades de exploración y explotación para nuevos hallazgos de reservas de gas (y posterior desarrollo comercial de las mismas) y el desarrollo de infraestructura energética (ductos principales, plantas de procesamiento, conexiones industriales y domiciliarias de gas natural). Existen otros factores como el nivel de inversiones, vaivenes políticos, conflictos sociales, aspectos medio-ambientales y tecnológicos (fomento de la eficiencia energética y las energías renovables), pero que inciden directamente en los tres factores indicados líneas arriba y que adicionan también incertidumbre al desarrollo de este sector y por ende a las respuestas de las dos interrogantes planteadas.

Un primer paso para responder a estas preguntas es tener claro cuál es la oferta de este recurso energético, es decir, la cantidad de gas natural con el que cuenta nuestro país. Para ello, con base en información oficial del MEM (DGH, 2016) se estima que el potencial gasífero del Perú asciende a 16,1 trillones de pies cúbicos (en adelante TCF) de reservas probadas. En la Figura 3 se muestra la evolución de las reservas probadas de gas

natural durante los años 2003 y 2016. Se puede apreciar que en los últimos 10 años no ha habido mayor incremento de dichas reservas probadas excepto en los años 2012 y 2016, en cuyos casos fueron básicamente por revisiones técnicas de las estimaciones. Asimismo, la Tabla 2 muestra que desde el año 2009 la reserva total (3P) de gas natural tiene una tendencia negativa que hasta la fecha no se revierte.

Figura 3. Evolución de las reservas probadas de gas natural en el Perú del período 2003-2016.



Fuente: (MEM/DGH, Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos). Adaptado de [http://www.minem.gob.pe/\\_detalle.php?idSector=5&idTitular=1479&idMenu=sub1477&idCateg=563](http://www.minem.gob.pe/_detalle.php?idSector=5&idTitular=1479&idMenu=sub1477&idCateg=563)

**Durante los últimos 15 años el consumo final de gas natural en el Perú fue de 4.43 TCF, equivalente al 27.5% de las reservas probadas totales de este recurso.**

### Infraestructura para el transporte y distribución

De acuerdo con la literatura académica referente a los temas de producción, procesamiento, almacenamiento y transporte de gas natural, este recurso energético debe ser transportado inmediatamente a su destino final de consumo después de haber sido extraído del reservorio y procesado (Cranmore y Stanton, 2000a, citado por Mokhatab, Speight, & Poe, 2006). Existe una serie de opciones para transportar el gas natural hacia los clientes finales: a) tuberías (gasoductos); b) GNL (gas natural licuefactado);

c) GNC (gas natural comprimido); d) GTS (gas a sólidos), es decir, hidratos; e) GTP (gas a potencia), es decir, como electricidad; y f) GTL (gas a líquidos), con el cual se puede obtener entre otros productos, combustibles limpios para la generación eléctrica o para el transporte como sustituto del GLP (Roje y et al., 1997; Thomas y Dawe, 2003, citados por Mokhatab et al., 2006). Ikoku (1984) establece que el transporte de gas natural hacia los consumidores finales, puede ser clasificado en cuatro sistemas: a) recolección; b) compresión; c) gasoducto principal de transporte; y d) distribución. Asimismo, menciona que

las tuberías forman parte vital de la infraestructura en los sistemas de recolección (*upstream*), transporte principal (*midstream*) y redes de distribución (*downstream*) y proveen además un método más económico para el transporte del gas natural a grandes distancias. Sin embargo, en las últimas décadas se ha demostrado que nuevos yacimientos ubicados a grandes distancias de los mercados de consumo y con grandes reservas de gas natural (denominados mayormente, “*stranded gas*”), han podido ser transportados con éxito a los mercados de consumo gracias al GNL (Mokhatab, Mak, Valappil, & Wood, 2014).

Tabla 2. Datos de reservas de gas natural 2003-2016. Reservas totales 3P (Probadas + Probables + Posibles).

	Año														
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Probadas (TCF)	8.7	11.5	11.9	11.8	11.8	12.2	12.0	12.5	12.7	15.4	15.0	14.6	14.1	16.1	
Probables (TCF)	7.3	5.2	6.8	6.8	6.8	6.3	14.0	10.6	8.8	7.7	6.5	6.4	3.8	1.9	
Posibles (TCF)	12.6	13.2	11.6	11.6	11.2	12.6	19.3	20.6	7.5	5.1	5.4	4.8	2.0	1.7	
Reservas Totales (3P)	28.6	29.9	30.3	30.2	29.8	31.1	45.3	43.7	29	28.2	26.92	25.9	19.88	19.6	

Fuente: MEM/DGH.

**Nota:** Adaptado de [http://www.minem.gob.pe/\\_detalle.php?idSector=5&idTitular=1479&idMenu=sub1477&idCateg=563](http://www.minem.gob.pe/_detalle.php?idSector=5&idTitular=1479&idMenu=sub1477&idCateg=563)

Según Osinergmin, el Sistema de Transporte por Ductos de Gas Natural en el Perú (en adelante, STD-GN), corresponde a los ductos principales a través de tuberías (gasoductos) que transportan el gas natural seco desde las plantas de procesamiento hacia otros centros de transformación o de distribución para usos finales. Al 2018, el STD-GN está conformado por 1,506 Km de longitud de ductos en operación con una máxima capacidad total de transporte de 2,300 MMscfd (Osinergmin; PERU LNG, 2018; TgP, 2018). En los últimos 15 años (Figura 4), el TACC de la expansión, la longitud y capacidad total de transporte del STD-GN ha sido de 3.4% y 13.2%, respectivamente. Asimismo, desde el año 2010 con la entrada en operación de la Planta de licuefacción Melchorita, la capacidad total de transporte del SGD-GN pasó de 1,049 km a 1,457 km y desde entonces no ha

habido otra expansión significativa aparte de loops y derivaciones. Desde el 2004 que arrancó la masificación del gas natural sólo tres regiones (Lima, Callao e Ica) de las 25 regiones que existen en el Perú empezaron con el abastecimiento de gas natural distribuido a través de redes de tuberías. Desde el 2017, se empezó con la masificación en otras regiones (Lambayeque, Cajamarca, La Libertad, Ancash, Arequipa, Moquegua y Tacna) a través de camiones cisternas de GNL.

A nivel regional entre los países miembros de la Comunidad Andina (CAN), el avance de la masificación del gas natural del Perú está por debajo del nivel alcanzado por países como Colombia y Bolivia, donde las inversiones en infraestructura para el transporte y distribución de gas han sido mayores, así como el porcentaje

de la población total del país que actualmente goza de los beneficios del gas natural (ver tabla 3). Para la comparativa en esta tabla se propone un indicador al que se ha denominado “Índice de Avance de la Masificación del Gas Natural” ( $R_{MGN}$ ). De acuerdo con la literatura referida al desarrollo y aprovechamiento del gas natural, las inversiones en infraestructura para el transporte y distribución de gas natural son esenciales para el suministro de este recurso energético a los consumidores finales fomentando así su demanda (Economides & Wood, 2009; Zhongyuan, Luo, & Liu, 2018). Por ello, se plantea que una mayor inversión en infraestructura para el transporte y distribución incrementará la masificación del gas natural. Asimismo, un mayor número de conexiones de nuevos usuarios al servicio de gas natural domiciliario por redes permitirá que un mayor porcentaje de la población del país cuente con gas natural, impactando positivamente en la masificación del gas natural. Según Zhongyuan et al. (2018), la expansión de la infraestructura para el suministro de gas natural a los usuarios finales acelera el aprovechamiento del gas natural, afirmando además que cuanto menos años tome brindar acceso a la mayor parte de la población al gas natural, mayor será el avance de

la masificación. Por lo tanto, este indicador ( $R_{MGN}$ ) lo expresamos mediante la siguiente ecuación:

$$(Ecuación 1) \quad R_{MGN} = \frac{I_{T\&D} * \%Pob_{MGN}}{t_{MGN}}$$

Donde:

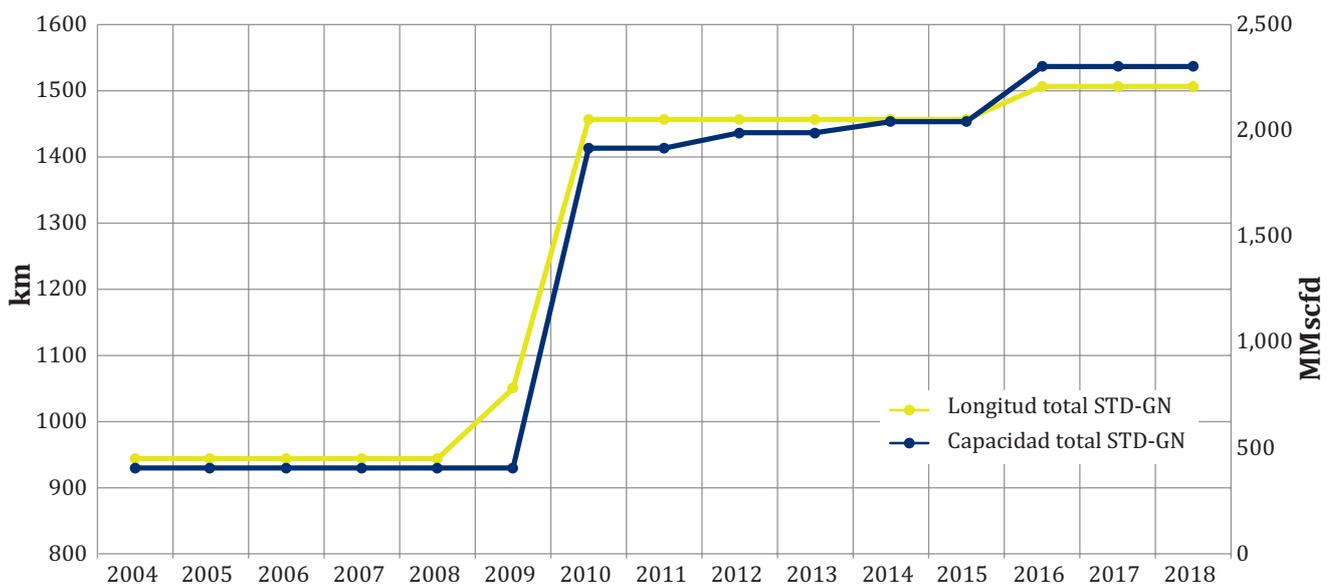
$R_{MGN}$ : Indicador-país de avance de la masificación del gas natural.

$I_{T\&D}$ : Inversión total acumulada en infraestructura para el transporte y distribución de gas natural por redes de gasoductos (por tuberías) y GNL (en MMUS\$).

$\%Pob_{MGN}$ : Porcentaje del total de la población del país que cuenta con suministro de gas natural. Esta estimación se basa en el índice de personas por vivienda por el número de usuarios (viviendas o comercios) que cuentan con el servicio dividido entre la población total del país.

$t_{MGN}$ : Período acumulado de ejecución desde el año de inicio de la masificación del gas natural (en años).

Figura 4. Evolución de la expansión del STD-GN (ductos principales) en el Perú del período 2004-2018.



Fuente: Adaptado de Osinergmin; PERU LNG, 2018); TgP, 2018; TgP, 2011; TgP, 2006; TgP, 2011; TgP, 2013; TgP, 2015

Tabla 3. Comparativa de avances de la masificación del gas natural en Perú, Colombia y Bolivia.

País	Masificación del Gas Natural		Inversiones en gasoductos en millones US\$		Nº Conexiones domiciliarias	Población beneficiada	Porcentaje del total población (B)	Ratio avance de masificación GN por país
	Período	Años de Ejecución (C)	Tuberías (A1)	Virtuales GNL (A2)	Acumulado en millones	Acumulado en millones	%	$\frac{(A1+A2) \times B}{C}$
Colombia	1986-2017	32	4.499	100	9.0	33.4	67.9%	98
Perú	2004-2018	15	1.768	122	0.9	3.7	11.7%	15
Bolivia	1994-2017	21	2.557	208.14	0.8	3.5	31.9%	42

Fuente: Adaptado de Osinergmin, DGH/MINEM, YPFB, Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia, Promigas.

**Nota:** Se considera población total (en millones de habitantes) para Perú (32.2 al año 2018), Colombia (49.2 al año 2017) y Bolivia (11.05 al año 2017).

Los resultados obtenidos señalan que el avance de la masificación del gas natural en el Perú a nivel residencial y comercial es aún muy bajo (15) comparado con Colombia (98) y Bolivia (42). Al 2018, en el Perú se alcanzaron 824 mil conexiones domiciliarias, de los cuales el 92% se concentran en Lima y Callao, 7% en la ciudad de Ica donde opera Contugas, 0.62% en varias ciudades del norte donde opera QUAVII (Gases del Pacífico) y 0.51% en las ciudades de Arequipa, Moquegua, Illo y Tacna donde opera Naturgy (Gas Natural Fenosa Perú), lo cual representa que aproximadamente el 11.7% de la población del país cuenta con gas natural. Por otro lado, este grado de avance de la masificación del gas natural en el Perú es 6.5 veces menos respecto a Colombia (98), lo que indica que este país desde la puesta en marcha de su masificación del gas natural en 1986 (y con mayor impulso a principio de los noventa), ha tenido una mayor velocidad en cuanto al desarrollo del aprovechamiento de este recurso, logrando al 2018 que casi el 70% de su población cuenta con el servicio de gas natural. Por otro lado, Bolivia que empezó la masificación del gas natural en 1994 obtiene un índice de 42, lo que representa un avance que casi triplica la masificación alcanzado por el Perú, logrando que al 2018 casi un 32% de su población cuenta con suministro de gas natural.

## PRODUCCIÓN Y UTILIZACIÓN DE GAS NATURAL

### Gas Natural como Energía Primaria

En el Perú el gas natural extraído del reservorio es una mezcla de hidrocarburos en estado gaseoso (mayormente asociado) y es producido por las empresas contratistas que operan en las zonas de la selva (sur y central), zócalo continental y noroeste del país; bajo estas condiciones es considerado como energía primaria<sup>6</sup>. Una vez fiscalizado este volumen es destinado a los centros de transformación (plantas de procesamiento de gas natural) para su posterior transporte, distribución y uso final en los sectores de generación eléctrica, transporte, industria, residencial y comercial.

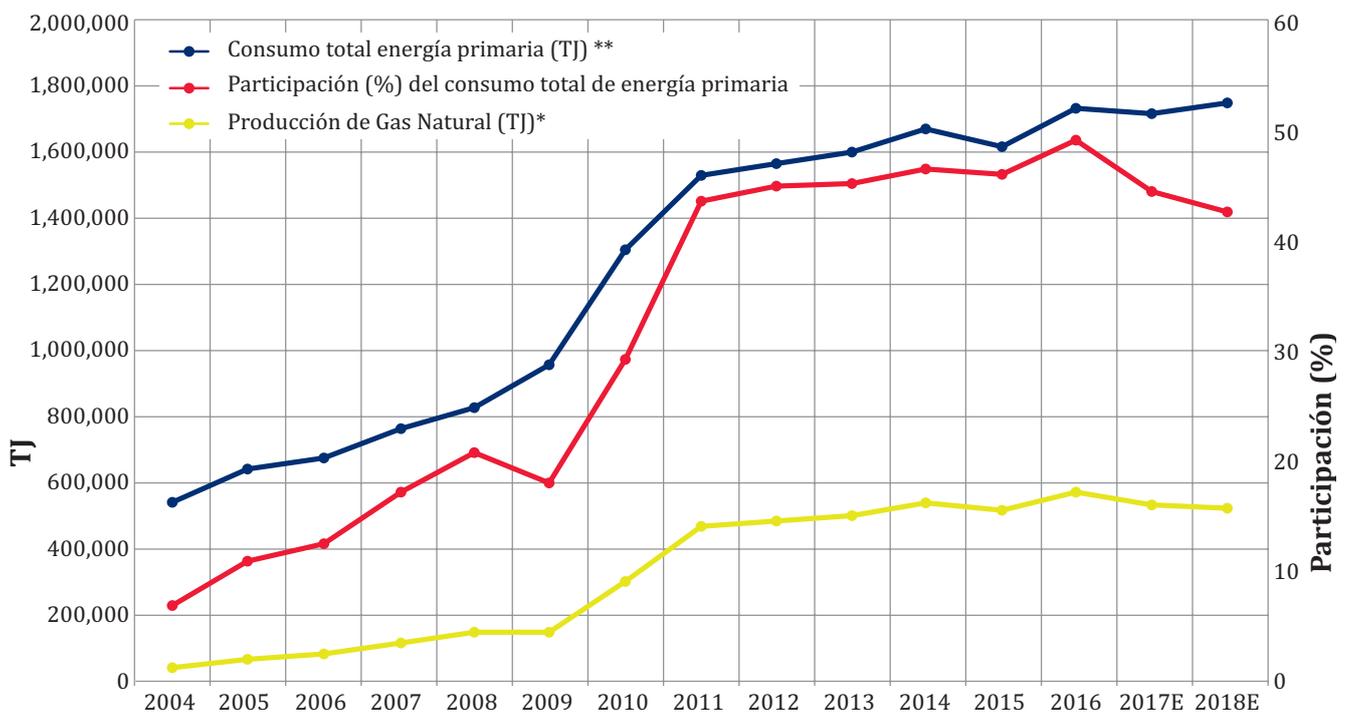
De acuerdo con cifras de Perupetro, la producción del gas natural como energía primaria, alcanzó 1,231 MMscfd (equivalente aproximadamente a 521,739 TJ). Asimismo, según estadísticas

<sup>6</sup> Entiéndase por energía primaria, a los diferentes recursos energéticos obtenidos de la naturaleza, en forma directa (e.g. energía hidráulica o solar, la leña y otros combustibles vegetales) o después de un proceso de extracción (petróleo, gas natural, carbón mineral, etc.) (Balance Nacional de Energía 2016, MINEM)

oficiales del MINEM/DGEE, al 2016 el consumo de energía primaria destinado a los centros de transformación, alcanzó 1'160,742 TJ y se estima que al 2018 este consumo fue de aproximadamente 1'225,453 TJ, lo cual representa una participación del gas natural del 43% del consumo total de energía primaria. En la Figura 5 se puede apreciar la evolución de la participación del gas natural producido en el consumo total de energía primaria. Es de resaltar que desde el 2011 hasta el 2018, esta participación se ha mantenido en un promedio de 45%. Esto se debe a que la producción de gas

natural (la que en su mayor parte se destina a las plantas de procesamiento para su transformación y transporte a los consumidores finales), se ha mantenido casi constante en ese período, principalmente porque el mercado interno en el país por sí solo no ha sido capaz de apalancar una mayor demanda, no por un asunto de saturación del mercado de gas natural pues la brecha es aún grande, sino por aspectos de competitividad del gas natural (precios, regulación del mercado, competencia con sustitutos, subsidios) como se explicarán más adelante.

Figura 5. Participación de la producción de gas natural, en el consumo total de energía primaria para el período 2000-2018.



Fuente: MINEM/DGEE.

**Notas: (\*)** Producción de gas natural, obtenido de restarle a la producción total de gas natural, los volúmenes de reinyección, gas de condensado de reposición e instrumentos, gas combustible empleado como autoconsumo, gas quemado y gas venteado. Este es el volumen fiscalizado de gas natural, destinado a los centros de transformación (plantas de acondicionamiento, separación, fraccionamiento, licuefacción, compresión, regulación y medición) para su posterior distribución y uso final (domiciliario, industrial, transporte y generación eléctrica). Tomados de las Estadísticas Anuales de Hidrocarburos 2000-2018 (Perupetro). **(\*\*)** Consumo total de energía primaria destinada sólo a los centros de transformación (refinerías, plantas de procesamiento de gas, coquerías y altos hornos). Este consumo de energía primaria, incluye el gas natural asociado, petróleo crudo, hidroenergía, energía solar, energía eólica, bagazo y carbón mineral. Asimismo, este consumo excluye la leña, bosta y yareta, considerados principalmente como energías no comerciales destinadas al consumo directo, es decir, sin pasar por un centro de transformación y, que representan alrededor del 10% de la producción total de energía primaria. Tomados de los Balances nacionales de energía 2000 al 2016 (MINEM/DGEE).



### Gas Natural como Energía Secundaria

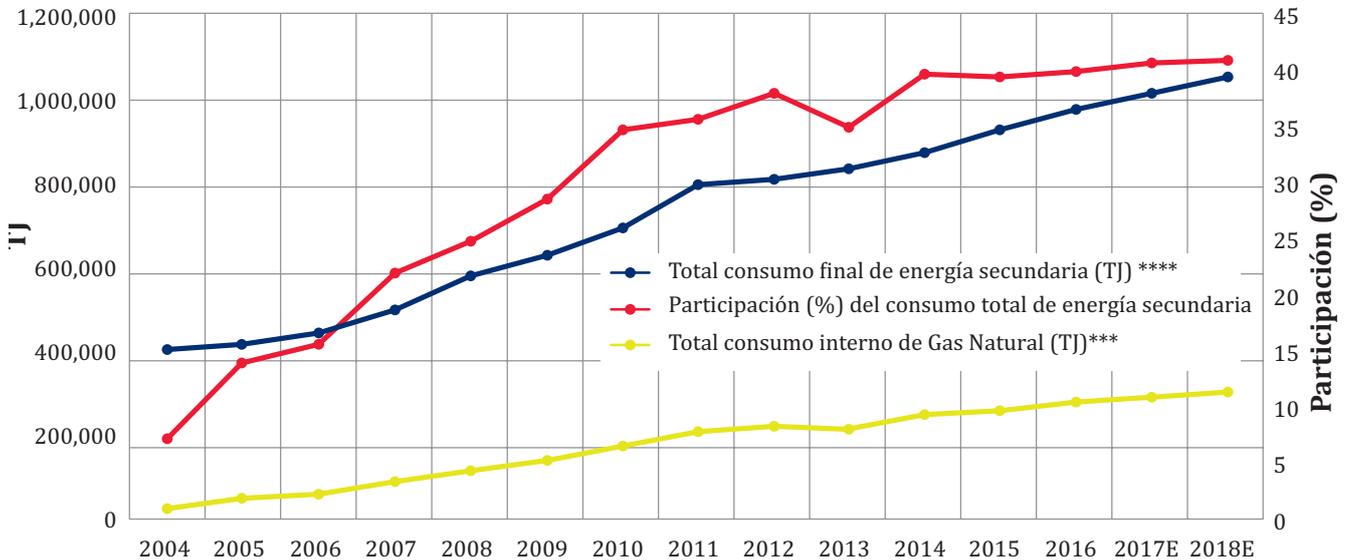
La energía secundaria corresponde a los diferentes productos energéticos provenientes de los centros de transformación y cuyo destino para su uso final son los diferentes puntos de consumos u otros centros de transformación<sup>7</sup> (ejemplo, centrales termoeléctricas y plantas de procesamientos de gas). En este sentido, el gas natural como energía secundaria es el gas natural seco y odorizado, obtenido desde las estaciones de regulación y medición, luego de pasar por las plantas de procesamiento para su acondicionamiento, separación y deshidratación. Posteriormente, el gas natural es distribuido a través de una red de tuberías hasta las industrias, comercios, estaciones de servicio y hogares, es decir a los usuarios finales, por lo que se da el nombre de “gas distribuido” (MINEM, 2016; Osinergmin). El consumo de gas natural distri-

---

<sup>7</sup> Según el Balance Nacional de Energía 2016 (MINEM), “se denomina energía secundaria a los diferentes productos energéticos que provienen de los distintos centros de transformación y cuyo destino son los diversos sectores del consumo y/u otros centros de transformación” (p. 134)

buido para el mercado interno (sin considerar la exportación, es decir, sólo los sectores residencial, comercial, transporte, industrial y generación eléctrica), tuvo un crecimiento sostenido pasando de tener en el 2004 una participación del 7.3% del consumo final de energía secundaria a una participación del 40% en el 2016 y un estimado cercano al 41% en los años 2017 y 2018 (Figura 6). Si bien entre los años 2004 y 2011, el consumo interno de gas natural y su porcentaje de participación en el consumo final total de energía secundaria tuvieron un fuerte crecimiento, llegando a alcanzar una tasa anual de crecimiento acumulado (en adelante, TACC) de 33.7%, desde el año 2012 al 2018, el porcentaje de participación del gas natural fue significativamente menor (TACC de 5.3%) a pesar del crecimiento del consumo de gas distribuido. Esto explica, que los combustibles líquidos sustitutos del gas natural (como el diésel DB5, gasolinas y GLP) en los sectores residencial, comercial, transporte e industrial, no disminuyeron en su consumo final, por el contrario, estos combustibles líquidos siguieron experimentando un crecimiento en su consumo con una TACC del 5.1%, 6.1% y 9.6% respectivamente (ver Figura 7).

Figura 6. Participación (%) del gas natural distribuido en el consumo total de energía secundaria para el período 2004-2018.



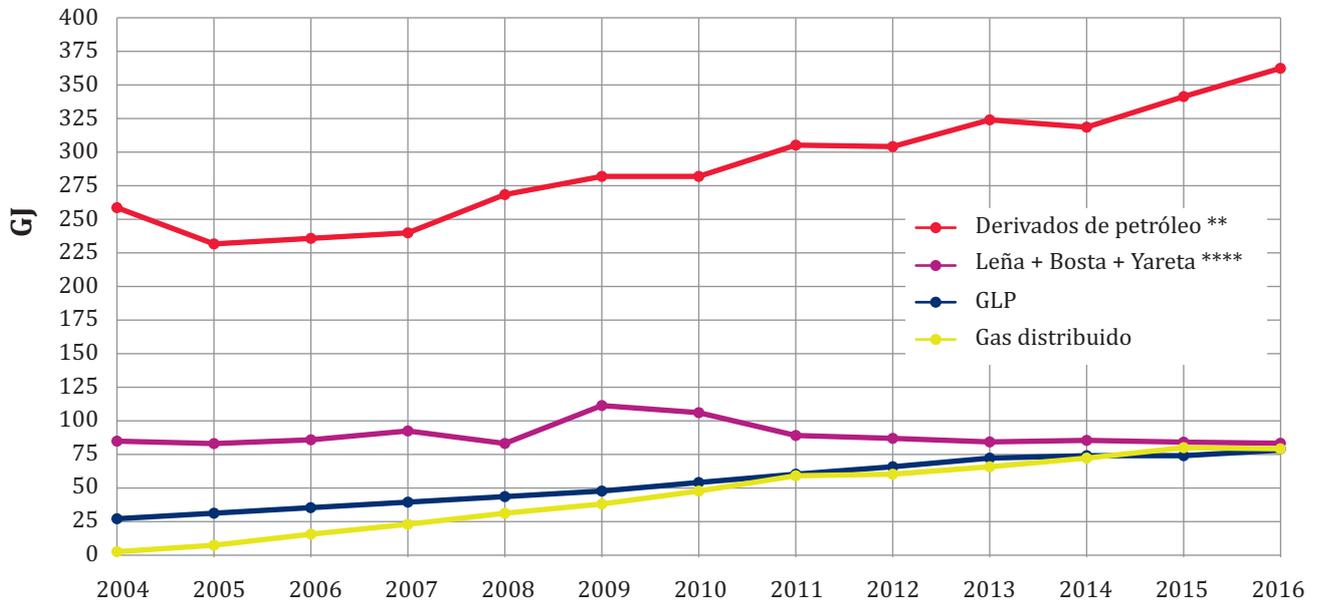
Fuente: Adaptado de Balances Nacionales de Energía, MINEM/DGEE.

**Nota:** (\*\*\*) Consumo interno (en TJ) de gas natural (sin considerar exportación), obtenido de la sumatoria de los consumos finales de gas natural que es distribuido a los sectores residencial, comercial, transporte y generación eléctrica. Tomados de los Balances Nacionales de Energía revisados 2004-2016 (MINEM/DGEE).  
 (\*\*\*\*) Corresponde a la oferta de energía disponible al usuario final, es decir, al resultado de descontar a la producción de energía secundaria, el consumo en operaciones propias y las pérdidas de transporte, distribución y almacenamiento. Tomados de los Balances Nacionales de Energía revisados 2004-2016 (MINEM/DGEE).

Con respecto a los sustitutos del gas natural provenientes de la biomasa, como la leña, bosta y yareta, en este mismo período (2004-2018) su consumo casi se ha mantenido, lográndose apenas una reducción del 0.2% en su consumo final, lo cual nos da un indicativo que la penetración del gas natural distribuido no ha tenido aún un impacto significativo en la sustitución de otras fuentes energéticas como el diésel DB5, GLP, gasolinas y la biomasa en los sectores residencial, comercial, transporte e industrial. Por el contrario, en el sector eléctrico la penetración del consumo del gas natural como gas combustible para la generación eléctrica se ha dado de manera intensiva.

**Se concluye que el Perú dispone de suficiente reserva de gas natural para acompañar una transición energética por varias décadas.**

Figura 7. Comparación del consumo final de gas natural distribuido respecto a otras fuentes energéticas sustitutos, como el GLP, derivados del petróleo (DB5, gasolinas/gasoholes, turbo y petróleo residual), leña, bosta y yareta, para el período 2004-2016, en los sectores residencial y comercial, transporte e industrial.



Fuente: Adaptado de Balances Nacionales de Energía, MINEM/DGEE.

**Nota: (\*\*)** Incluye gasoholes, gasolinas de motor, Jet-fuel, diésel DB5 y petróleo residual. Hasta el 2010 se registraron consumos finales de kerosene en el sector residencial. Tomados de los Balances Nacionales de Energía revisados 2004-2016 (MINEM/DGEE).

**(\*\*\*\*)** Considerada como consumo final de energía primaria, dado que la biomasa (leña, bosta y yareta) es usada directamente para la cocción y calefacción en los sectores residencial y comercial. Tomados de los Balances Nacionales de Energía revisados 2004-2016 (MINEM/DGEE).

## Utilización del Gas Natural por Sectores

El volumen total de gas natural consumido en el Perú desde el 2004 al 2018 en los sectores de generación eléctrica, transporte, industrial, residencial y comercial, incluyendo además la exportación asciende aproximadamente a 4.43 TCF. Este volumen de gas natural consumido en los últimos 15 años, es equivalente al 27.5% de las reservas probadas totales de gas natural del país (Tabla 2). Por lo tanto, se puede afirmar de manera más objetiva que el Perú dispone del gas natural para varias décadas, lo cual dependerá principalmente de la demanda y

cómo esta evolucione, así como de la reposición e incremento de las reservas probadas. Al 2016, el gas natural distribuido para el mercado interno representó sólo el 1.47% del consumo final de energía en hogares y comercios, 17.3% en el consumo industrial, 9.7% en transporte y 71.5% en generación eléctrica. La exportación representó el 43.6% del total del consumo final de gas natural en nuestro país (Tabla 4). Se estima, además, que estas cifras no han tenido variación significativa en el 2017 y 2018.

Tabla 4. Estructura del consumo de gas natural (como energía secundaria) en el Perú para el año 2016.

Sector	Consumo Gas Natural (MMSCFD)	Consumo Gas Natural (TJ)	Ratio del consumo total (%)
<b>Mercado interno</b>	<b>731</b>	<b>279,239</b>	<b>53.7%</b>
Residencial	8.4	3.197	1.14%
Comercial	2.4	902	0.32%
Transporte	71.2	27.164	9.7%
Industrial	126.7	48.369	17.3%
Generación eléctrica (**)	522.9	199.607	71.5%
<b>Exportación (*)</b>	<b>585.0</b>	<b>241.012</b>	<b>46.3%</b>
<b>Total</b>	<b>1,316.7</b>	<b>520,251</b>	<b>100%</b>

Fuente: Adaptado de Balance Nacional de Energía 2016 (versión revisada) (MINEM/DGEE).

**Nota: (\*)** PERUPETRO. Embarques de Gas Natural para Fines de Exportación (2016). Recuperado y adaptado de <http://www.perupetro.com.pe/exporta/relacion.jsp>

**(\*\*)** Dado el fuerte impacto que ha tenido el gas natural en la generación eléctrica en el Perú como fuente de combustible, es que se le considera como un sector independiente para resaltar la real penetración del gas en las demás industrias.

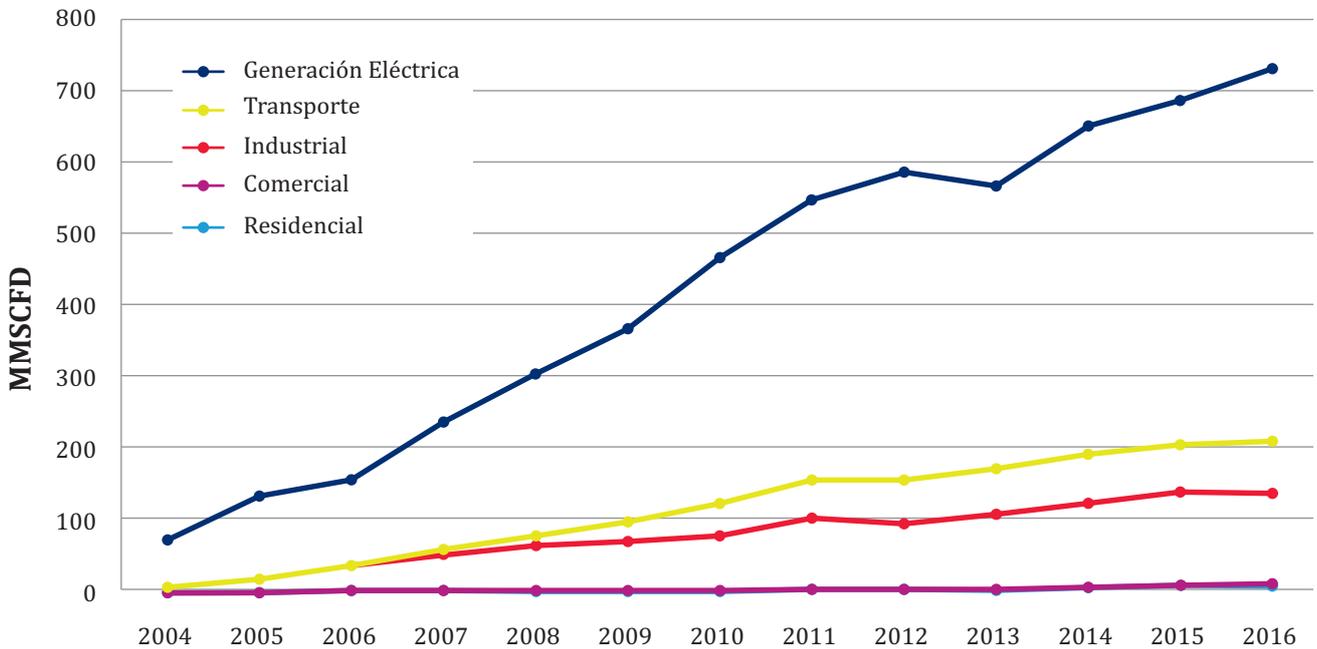
Específicamente en el mercado interno, el consumo final de gas natural entre los años 2004 y 2018 experimentó una mayor participación en el mercado de generación eléctrica como gas combustible para la centrales termoeléctricas en sustitución del carbón, diésel y petróleos residuales, con un promedio del 75.3% en dicho período, seguidos del sector industrial con un 17.5%, sector transporte con 6.7% y un casi nulo 0.33% y 0.24% para los sectores residencial y comercial, respectivamente (Figura 8). El consumo de gas natural del mercado eléctrico, el cual corresponde al SEIN<sup>8</sup> y a los sistemas

aislados<sup>9</sup>, ha tenido una significativa expansión con una TACC de 18.7% entre el período 2004-2018. Esto demuestra que la masificación del gas natural en el Perú se ha dado principalmente en el sector eléctrico, más no así en los demás sectores de consumo. Esto se debe al impulso que se le brindó al gas natural en cuanto a precio como incentivo para su uso en dicho sector, lo cual le otorgó ventajas competitivas respecto a otras fuentes. Sin embargo, es un desafío para los funcionarios de gobiernos y actores claves de la industria energética, encontrar un óptimo equilibrio, entre los proyectos de generación eléctrica con gas natural y energías renovables (Littell, 2017).

8 SEIN, es el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú, que abastece de electricidad a la mayor parte del país. Para este estudio, se consideran sólo las centrales termoeléctricas a gas natural.

9 Corresponde a los sistemas eléctricos de potencia que operan de forma aislada del SEIN y son demandantes de gas natural como combustible para la autogeneración eléctrica.

Figura 8. Evolución del consumo de gas natural distribuido en el mercado interno (sectores residencial, comercial, industrial y generación eléctrica), para el período 2004-2016.



Fuente: Adaptado de los Balances Nacionales de Energía 2004-2016 (MINEM/DGEE).

### IMPACTO DEL GAS NATURAL EN LAS EMISIONES DE CO<sub>2</sub>

La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible exige la implementación de un plan de acción que promueva el desarrollo y aprovechamiento de energías más limpias en sustitución de las energías fósiles. Ante este desafío el gas natural es considerado un combustible limpio y amigable con el medio ambiente y que además proporciona beneficios ambientales significativos en comparación con otros combustibles fósiles (Mokhatab et al., 2006). Asimismo, Dong y Hochman (2017) afirman que un aumento en el consumo de gas natural y de energías renovables reducen las emisiones de CO<sub>2</sub> y sus resultados empíricos demuestran que un aumento del 1% en el consumo de gas natural y energías renovables para los países BRICS<sup>10</sup> reducirían las emisiones de CO<sub>2</sub> en 0.16% y 0,26%, respectivamente. Países como China se han comprometido hacia

el 2030 a reformular su matriz energética centrándose en las energías renovables y el gas natural (Li & Lu, 2019). Asimismo, estos autores plantean que la optimización de una manera científica de la estructura de utilización de los recursos energéticos es un medio importante para los países a fin de incrementar el consumo de gas natural y alcanzar los ODS al 2030.

En el Perú la utilización del gas natural ha tenido un impacto significativo en la mitigación de las emisiones de CO<sub>2</sub> en el sector eléctrico. Entre el 2005 y 2017, las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por las centrales termoeléctricas a gas natural (C.T-GN) han tenido un incremento sostenido debido a una mayor generación eléctrica a partir de este recurso (Tabla 5). El aprovechamiento del gas natural en la generación eléctrica debido al proyecto Camisea permitió una mitigación de las emisiones en 40 millones de tCO<sub>2</sub> (Osinergmin,

10 BRICS (Brasil, Rusia, India, China y Sudáfrica).

2014) entre el 2004 y 2013. Al 2017, según estimaciones propias la mitigación de las emisiones de CO<sub>2</sub> acumuladas generadas por el sector eléctrico ascendería a 110 millones de tCO<sub>2</sub> aproximadamente.

Esta misma intensidad en el sector eléctrico, en cuanto a participación del gas natural y los impactos en la mitigación de emisiones, no se ve reflejado en otros sectores como el transporte e industria, en donde los consumos finales de energía aun predominan los hidrocarburos líquidos. Entre el 2005 y 2012, las emisiones acumuladas de CO<sub>2</sub> en el transporte terrestre fueron de 47.3 millones de tCO<sub>2</sub>, de los cuales sólo el 3.82% (es decir, 1.81 millones de tCO<sub>2</sub>) fueron generadas por unidades de transporte a gas natural y el 96.2% por el consumo de

combustibles líquidos (Tabla 5). Entre el 2004 y 2013 sólo se mitigaron 4 millones de tCO<sub>2</sub> en este sector (Osinergmin, 2014). En el sector industrial las emisiones acumuladas entre el 2005 y 2012 fueron de 32.2 millones de tCO<sub>2</sub>, de los cuales el 14.3% (4.6 millones de tCO<sub>2</sub>) corresponden a las emisiones generadas por las industrias consumidoras de gas natural. Finalmente, se observa que la brecha de oportunidades en los sectores transporte e industria es muy grande para la mitigación de emisiones de CO<sub>2</sub>. Esto conlleva a indicar que, mientras no se lleven adelante acciones para aumentar el consumo de gas natural en estos dos sectores altamente demandantes de hidrocarburos líquidos, la contribución del gas natural a los ODS no será significativo, por tanto, su aprovechamiento tampoco lo será.

Tabla 5. Estructura de las emisiones de CO<sub>2</sub> en el Sector Energía del Perú.

Sub-Sectores	Emisiones Dióxido de Carbono (Millones tCO <sub>2</sub> )						
	2000	2005	2010	2012	2014/E	2016/E	2017/E
<b>Generación Eléctrica</b>	2.02	2.82	7.98	8.65	9,20	10.44	10.64
C.T-GN	0.49	2.42	5.96	7.65	8.61	9.79	8.12
<b>Industrial</b>	8.59	9.27	11.37	11.53			
Industrias a GN	0.09	0.25	1.90	2.46			
<b>Transporte</b>	9.66	11.68	16.81	18.59			
Terrestre	9.02	9.67	13.65	14.94			
Terrestre a GN	0	0	0.71	1.10			
Aviación civil	0.43	0.31	0.68	0.73			
Marítimo y fluvial	0.17	1.66	1.74	1.80			
Ferroviario y otros	0.036	0.035	0.043	0.034			
<b>Público</b>	0.73	0.62	0.71	0.82			
<b>Residencial/Comercial</b>	2.83	1.64	2.06	2.36			
<b>Total</b>	23.8	26.0	38.9	41.9			

Fuente: Adaptado de estadísticas del INFOCARBONO 2000, 2005, 2010 y 2012 (MINAM).

Notas:

- Subsector Industrial, incluye: Refinación de petróleo, Fabricación de combustibles sólidos y otras industrias energéticas; Minería, Otras industrias de manufactura y construcción, Agricultura y Pesca.
- Subsector Transporte, incluye: Aviación civil, Aviación Nacional, Transporte terrestre, Ferroviario, Navegación marítima y fluvial, Otro tipo de transporte.
- Las emisiones en tCO<sub>2</sub> para los años 2014, 2016 y 2017 son estimaciones propias del autor a partir cifras estadísticas de los Informes Anuales de Electricidad (MINEM/DGE).
- Sector Público, se refiere a las instituciones públicas.



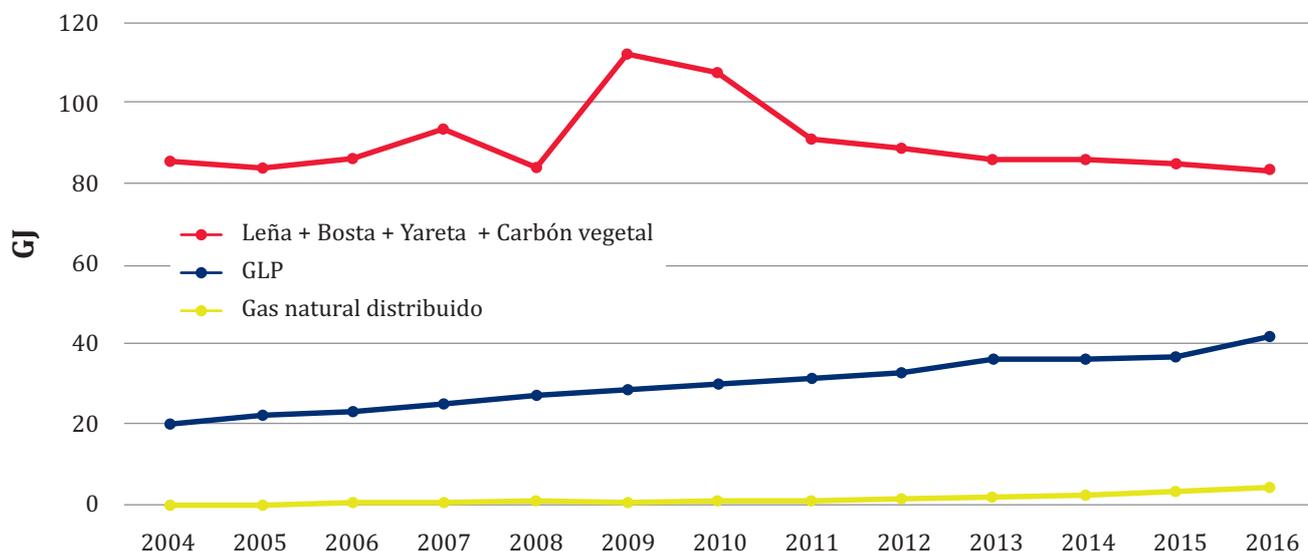
## COMPETITIVIDAD DEL GAS NATURAL

Los esfuerzos a nivel de gobierno para impulsar la masificación del gas natural inspirados en la Política Energética Nacional del Perú al 2040 (D.S N°064-210-MEM) a través de mecanismos de subsidios (FISE<sup>11</sup>) y concesiones de distribución por redes de gas y ductos virtuales, no han brindado aún los resultados esperados en los sectores transporte, residencial y comercial. En el sector residencial y comercial, el gas natural distribuido puede emplearse para la cocción de alimentos, el calentamiento de agua, secado y calefacción de ambientes, sin embargo, su consumo final en estos dos sectores no ha evolucionado como se esperaba (Figura 9). Durante el período 2004-2016, la participación del gas natural distribuido en el consumo final de energía para el sector residencial y comercial ha sido muy baja, alcanzando un promedio de 1% y un pico en el 2016 de 3.2%. A juicio experto del autor, se estima que la participación en el 2018 no superó el 4%. En cuanto al GLP, en el mismo período este recurso energético ha mantenido un mayor crecimiento, alcanzado un TACC de

4.5% mientras que la biomasa (leña, bosta y yareta) tuvo un TACC negativo de 1.9% (debido al consumo del GLP en los sectores rurales). Esta ligera reducción del consumo de biomasa se da desde el año 2010, coincidiendo con la puesta en marcha del programa de distribución de cocinas y balones de GLP a nivel nacional por parte del gobierno principalmente en zonas rurales alto-andinadas y de mayor vulnerabilidad del país, lo cual intensificó aún más el consumo del GLP en este sector. Está claro que en nuestro país la biomasa está concentrado y arraigado en las zonas rurales mientras que el GLP y el gas natural distribuido lo serán para las zonas urbanas. Los factores determinantes que obstaculizan la aplicabilidad del gas natural y el GLP en las zonas rurales son las complejidades para el abastecimiento y distribución debido a la ubicación remota y de difícil acceso por vía terrestre de estas poblaciones rurales y los costos per cápita relativamente altos dado la baja densidad poblacional en dichas zonas. Estos factores encarecen el costo del gas natural y del GLP resultando menos atractivos para estas poblaciones de bajos recursos económico, optando de esta manera por la biomasa. Por lo tanto, se puede afirmar que, desde el inicio del proceso de masificación en el año 2004, en el sector residencial y comercial no se ha logrado una sustitución efectiva de la biomasa y, por ende, los impactos ambientales en cuanto a la contaminación del aire y la salud humana continúan representando un grave problema en este importante sector de consumo.

11 Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), cuyos recursos económicos provienen de los grandes consumidores de electricidad, del servicio de transporte de gas natural y de la producción e importación de combustibles. Creado en el 2012, con el fin de brindar a las poblaciones más vulnerables del país, de energía menos contaminante (<http://www.fise.gob.pe/gas-natural.html>).

Figura 9. Evolución del consumo (en GJ) del gas natural versus el GLP y biomasa en el sector residencial y comercial, para el período 2004-2016.



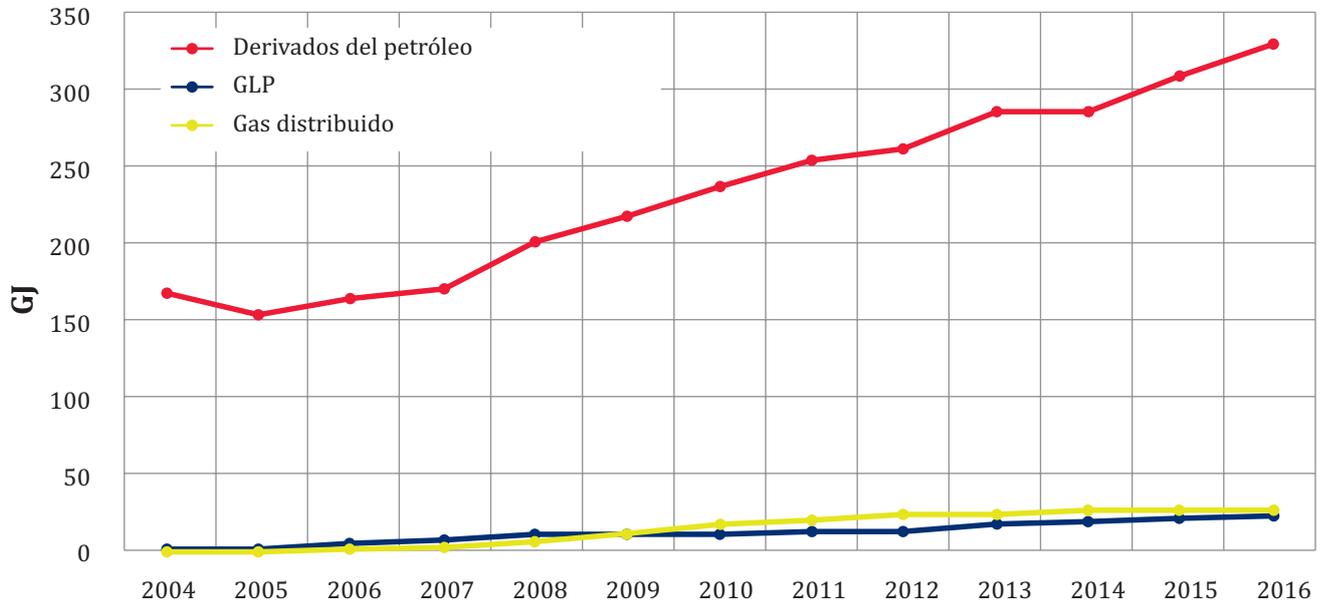
Fuente: Adaptado de los Balances Nacionales de Energía 2004-2016 (MINEM/DGEE).

En el sector transporte los combustibles predominantes siguen siendo los hidrocarburos líquidos derivados del petróleo (gasolinas, gasoholes, jet-fuel, diésel DB5 y petróleo residual). Estos combustibles no han mermado su consumo, muy por el contrario continúan incrementándose principalmente el diésel DB5 (Figura 10 y Figura 11). Esto indica que los combustibles líquidos derivados del petróleo continúan siendo más competitivos que el gas natural vehicular (GNV), lo cual desincentiva la masificación del gas natural en el sector transporte terrestre. Sólo al GLP le hace fuerte competencia el GNV (Figura 9). Sin embargo, Economides y Wood (2009) afirman que existe una oportunidad de rápido crecimiento para el gas natural en el sector transporte, ya sea directamente (vehículos a GNV) o mediante la electrificación del parque automotor (vehículos eléctricos). Fernández, Paredes, y Bernat, (2018) afirman también que el gas natural está ampliamente concebido como el “combustible de transición” hacia la descarbonización del transporte. En el caso peruano el GNV debería

convertirse en el combustible de transición para descarbonizar el sistema de transporte, dominado por los combustibles líquidos derivados del petróleo, como paso previo para la alcanzar la movilidad eléctrica (o “electromovilidad”).

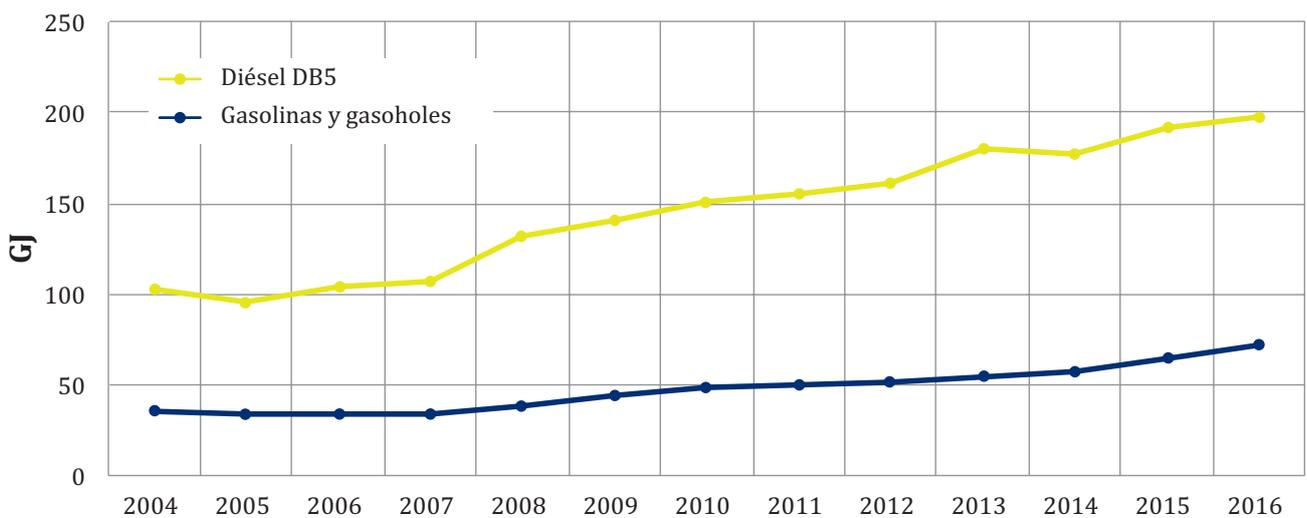
**El gas natural no debe ser visto únicamente como una competencia para las energías renovables, sino como un recurso que se complementa perfectamente con ellas (energía eólica, solar, biogás y bio-GNL).**

Figura 10. Consumo (en GJ) del gas natural versus el GLP y los combustibles líquidos derivados del petróleo (gasoholes, gasolinas de motor, jet-fuel, diésel DB5 y petróleo residual) en el sector transporte, para el período 2004-2016.



Fuente: Adaptado de los Balances Nacionales de Energía 2004-2016 (MINEM/DGEE).

Figura 11. Consumo de los combustibles líquidos derivados del petróleo (diésel DB5 gasoholes, gasolinas de motor) en el sector transporte, para el período 2004-2016.

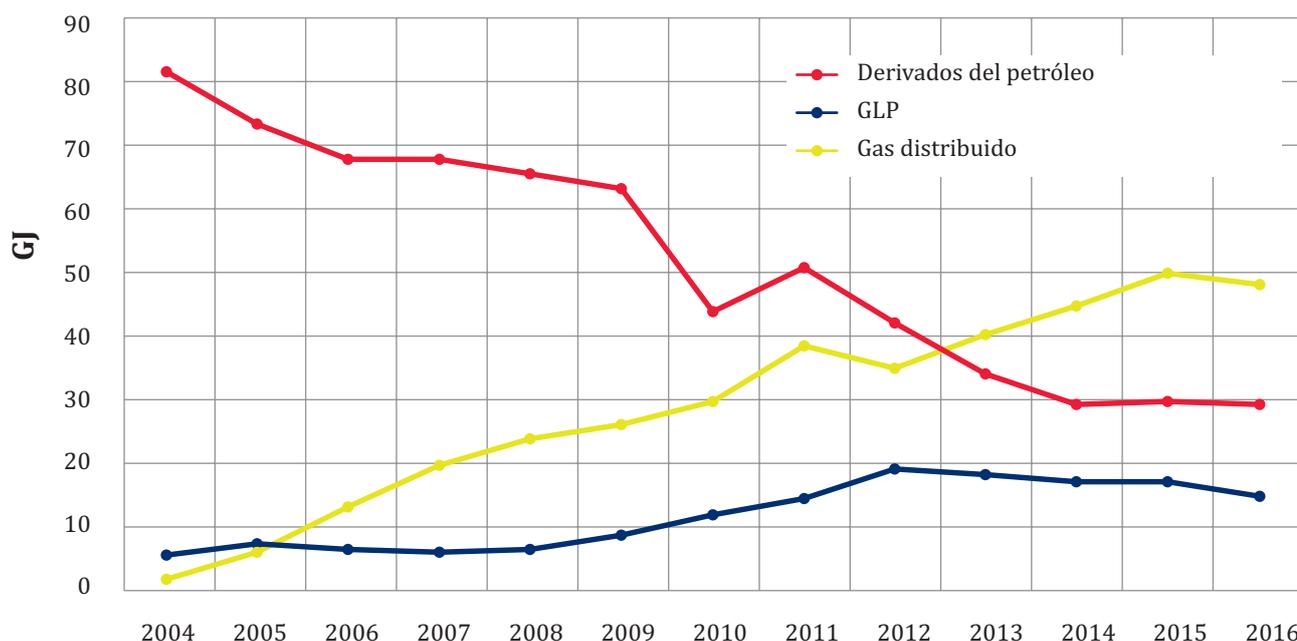


Fuente: Elaboración del autor a partir de cifras de Balances Nacionales de Energía - MINEM/DGEE.

El sector industrial es el sector que ha mostrado mayor penetración del gas natural en el período 2004 y 2018 (Figura 11). El efecto se ve reflejado en una significativa reducción del consumo de los derivados del petróleo producto de la sustitución del gas natural por combustibles líquidos. Con respecto al GLP, desde el año 2012, su consumo en este sector presenta una ligera tendencia negativa. Sin embargo, el impacto del gas natural en el sector industrial se ha dado sólo en Lima y Callao, producto de los beneficios otorgados por el gobierno a inicio de la masificación para impulsar su consumo. Este efecto positivo no se da fuera de Lima donde los precios del GLP y derivados de petróleo son menores respecto al precio

final del gas natural, por tanto, el gas natural no representa aún una ventaja competitiva para el mercado industrial en las regiones fuera de Lima. Coincidentemente desde inicios de la masificación, la infraestructura para el transporte y distribución de gas natural por tuberías ha estado enfocado en Lima (posteriormente Ica) donde los precios del gas natural son altamente competitivos respecto a los demás combustibles, mas no así en las demás regiones del país que no poseen redes de tuberías para el transporte y distribución de gas natural y donde el precio del gas natural no favorece la conversión de las industrias, persistiendo la demanda de GLP y otros combustibles derivados de petróleo.

Figura 12. Consumo (en GJ) del gas natural versus el GLP y los combustibles líquidos derivados del petróleo en el sector industrial, para el período 2004-2016.



Fuente: Elaboración del autor a partir de cifras de Balances Nacionales de Energía - MINEM/DGEE.

## CONCLUSIONES

Dada la importancia del compromiso del Perú con los ODS y la Agenda 2030, se concluye que existe una brecha significativa del aprovechamiento del gas natural en los sectores transporte e industrial, los cuales son altamente demandantes de

combustibles líquidos derivados del petróleo, por lo tanto, incrementar la demanda de gas natural en dichos sectores contribuirá de manera importante a una mayor reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>. Asimismo, en el sector eléctrico las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por las centrales termoeléctricas a gas natural tienen un crecimiento sostenido

desde el año 2005, lo cual no es favorable para la mitigación de emisiones de CO<sub>2</sub> y esto conlleva a la necesidad de incorporar al sistema eléctrico del país un mayor número de centrales a ciclo combinado, centrales hidráulicas y centrales RER<sup>12</sup> para satisfacer la demanda eléctrica futura.

**La contribución del gas natural hacia el logro del ODS#7 no será significativo en el Perú, en tanto no se lleven acciones para intensificar su consumo en los sectores transporte e industrial.**

La producción de gas natural alcanzó en el 2018 una participación del 43% del consumo total de la energía primaria en el país. Desde el año 2011 dicha participación se ha mantenido debido principalmente a la ralentización de la actividad exploratoria y extractiva. Asimismo, en los últimos 10 años las reservas probadas de gas natural no han tenido mayor incremento y la reserva total (3P) viene teniendo una tendencia negativa, sin embargo, esta situación aún no se manifiesta como una situación crítica debido a que en los últimos 15 años el consumo total de gas natural ha representado sólo el 27.5% de las reservas probadas, con lo cual se dispone de gas natural para acompañar la transición energética en nuestro país por varias décadas.

12 Centrales RER (Centrales con Recursos Energéticos Renovables: eólica, solar, biomasa, mini-hidráulicas, geotérmica). <http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/energias-renovables/tecnologias-rer/introduccion>

La masificación del gas natural en el Perú desde su inicio en el 2004, no ha logrado una considerable expansión en el mercado local (interno) a excepción del mercado eléctrico, donde el gas natural distribuido alcanzó en el 2016 un 71.5% de participación seguido del sector industrial con un 17.5%, sector transporte con un 6.7% y un casi nulo 0.33% y 0.24% para los sectores residencial y comercial, respectivamente. Basado en los valores del Índice de Avance de la Masificación del Gas Natural ( $R_{MGN}$ ) propuesto y medido en la página 56 (Ecuación 1), concluimos que en los últimos 15 años el foco de la masificación en el sector residencial no ha logrado aún una significativa cobertura de conexiones domiciliarias, llegando a la fecha a casi 900 mil conexiones y beneficiando a 3.7 millones de peruanos que representan sólo el 11.7% de la población del país. Muy lejos de los casi 9 millones de conexiones domiciliarias alcanzados en Colombia en los últimos 32 años y que ha beneficiado a 33.4 millones de habitantes, es decir a casi el 70% de su población a nivel nacional. Futuras investigaciones podrían complementar la ecuación planteada para el cálculo del índice  $R_{MGN}$ , considerando otras variables como la regulación, entendiéndose que una sobrerregulación (*Sobre\_Reg*) desalienta y desacelera el avance de la masificación cuyos efectos negativos podrían ser contrarrestados por la innovación tecnológica (*I\_Tecn*), es decir, nueva tecnología a gas natural con equipos más eficientes (por ejemplo, sistemas de micro cogeneración para la climatización de ambientes, calentamiento de agua y autogeneración eléctrica en edificios comerciales y viviendas multifamiliares), transporte de gas natural distribuido (por ejemplo, sistemas de transporte con GNL o Bio-GNL) en zonas urbanas donde aún no existen redes de distribución de gas y la innovación en los procesos (*I\_Proc*), es decir, una agresiva penetración de la cultura de “eficiencia energética” y la “generación distribuida” que conlleve a un incremento progresivo de la demanda de gas natural en los sectores residencial y comercial, transporte e industria, para lo cual la nueva ecuación se podría plantear de la siguiente forma:

$$\text{(Ecuación 2) } R_{\text{MGN}} = \frac{I_{\text{T\&D}} * \% \text{Pob}_{\text{MGN}} * (I_{\text{Tecn}} + I_{\text{Proc}})}{t_{\text{MGN}} * (\text{Sobre\_Reg})}$$

Según información del gobierno (MINEM), la meta para el 2021 (Año del Bicentenario de la República) es alcanzar 1.5 millones de hogares en el Perú con suministro de gas natural, lo que beneficiaría alrededor de 5.2 millones de peruanos. Sin embargo, para lograr esta meta se debe primero masificar el gas natural a nivel industrial, lo cual permitirá mejorar la competitividad de este recurso con respecto a otras fuentes con las cuales compite en el mercado interno como son: a) sector transporte (GLP y derivados del petróleo), b) sector residencial y comercial (GLP en zonas urbanas), c) sector industrial (GLP, diésel B5 y petróleo residual). Como consecuencia de todo ello, se generarán mayores beneficios económicos que permitirán cumplir con el objetivo social de brindar acceso a la población de menores recursos mediante subsidios cruzados. Debe tenerse muy en cuenta que en los centros poblados rurales<sup>13</sup> en donde se concentra el 20.7% de la población del país (6'069,991 habitantes) (INEI, 2017), el gas natural no compite con la biomasa por las razones ya explicadas y en su lugar según (IEA, 2016), el GLP debería ser el recurso para la sustitución de la biomasa en hogares de estas zonas del país para la cocción de alimentos principalmente. Por lo tanto, en los sectores residencial, comercial y transporte, el gas natural distribuido debe enfocarse para su abastecimiento y uso final sólo en los centros poblados urbanos, el cual representa el 79.3% de la población del Perú (23'311,893 habitantes) (INEI, 2017). Respecto al sector eléctrico, si bien el gas natural ha desplazado de manera significativa al carbón, petróleo y diésel, ha habido en los últimos años un incremento sostenido de las emisiones de CO<sub>2</sub> debido a una mayor generación eléctrica con gas natural, lo cual no contribuye al cumplimiento país de los ODS de la Agenda 2030,

por lo tanto, la expansión futura de la potencia instalada de generación eléctrica debería mantener el siguiente orden de prelación: 1) hidráulica, 2) solar y eólica y 3) térmicas. Asimismo, se debería promocionar y fomentar mucho más a nivel industrial, los sistemas eléctricos de potencia "híbridos"<sup>14</sup> con base en el gas natural y las energías renovables para la autogeneración eléctrica (generación distribuida en sistemas aislados).

Finalmente, se concluye que el Perú dispone de suficientes reservas probadas de gas natural para acompañar una transición energética por varias décadas, por tanto, no debería ser desaprovechado este valioso recurso energético. Asimismo, en un contexto mundial de alta penetración de las energías renovables, en el Perú el gas natural no debería ser visto como una competencia para las energías limpias sino como un recurso energético que se complementa casi perfectamente con ellas, principalmente con la energía eólica, solar, biogás y bio-GNL. Asimismo, los responsables de la formulación de políticas en el país deberían apuntar a seguir mejorando la competitividad del gas natural y aprovechar los beneficios de su excelente complementariedad con las energías renovables. Futuras investigaciones podrían examinar y proponer nuevos modelos de negocios que permitan acelerar la expansión y cobertura del suministro del gas natural tanto al sector industrial como a los sectores transporte, residencial y comercial, en combinación con las energías renovables (biogás), proporcionando así mayores evidencias de la complementariedad del gas natural con las energías renovables.

13 "Se considera centros poblados rurales, aquellos que tienen menos de 2 mil habitantes" (INEI, 2017, pp. 5)

14 En inglés, Hybrid Power Generation Systems (HPGS)

## REFERENCIAS

- Abu-Rayash, A., & Dincer, I. (2019). Sustainability assessment of energy systems: A novel integrated model. *Journal of Cleaner Production*, 212, 1098–1116. <https://doi-org.ezproxybib.pucp.edu.pe/10.1016/j.jclepro.2018.12.090>
- Alabdulwahab, A., Abusorrah, A., Zhang, X., Shahidehpour, M. (2015). Coordination of interdependent natural gas and electricity infrastructures for firming the variability of wind energy in stochastic day-ahead scheduling. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6(2), 606. <https://doi-org.ezproxybib.pucp.edu.pe/10.1109/TSTE.2015.2399855>
- Aryal, N., & Kvist, T. (2018). Alternative of biogas injection into the danish gas grid system. A study from demand perspective. *ChemEngineering*, 2(3), 43. <https://doi-org.ezproxybib.pucp.edu.pe/10.3390/chemengineering2030043>
- Brown, S.P., Krupnick, A., & Walls, M. A. (2009). Natural gas: A bridge to a low-carbon future?. *RFF Issue Brief 09–11. Resources for the Future*, Washington, DC. Retrieved from <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.422.1324&rep=rep1&type=pdf>
- Cherp, A., Vinichenko, V., Jewell, J., Brutschin, E., & Sovacool, B. (2018). Integrating techno-economic, socio-technical and political perspectives on national energy transitions: A meta-theoretical framework. *Energy Research & Social Science*, 37(1), 175. <http://ezproxybib.pucp.edu.pe/10.1016/j.erss.2017.09.015>
- Cucchiella, F., D'Adamo, I., Gastaldi, M., & Miliacca, M. (2018). A profitability analysis of small-scale plants for biomethane injection into the gas grid. *Journal of Cleaner Production*, 184, 179–187. <https://doi-org.ezproxybib.pucp.edu.pe/10.1016/j.jclepro.2018.02.243>
- Dong, R. S., Hochman, G. (2017). Do natural gas and renewable energy consumption lead to less CO<sub>2</sub> emission? Empirical evidence from a panel of BRICS countries. *Energy*, 141, 1466–1478. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.092>
- Economides, M. J., & Wood, D. A. (2009). The state of natural gas. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 1(1–2), 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2009.03.005>
- Ediger, V. Ş, Hoşgör, E., Sürmeli, A. N., Tatıdil, H. (2007). Fossil fuel sustainability index: An application of resource management. *Energy Policy* 2007, 35(5), 2969–2977
- Ediger, V. Ş. (2019). An integrated review and analysis of multi-energy transition from fossil fuels to renewables. *Energy Procedia*, 156, 2. Retrieved from <http://ezproxybib.pucp.edu.pe:2048/login?url=http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=edo&AN=134185161&lang=es&site=eds-live&scope=site>
- Fattouh, B., Poudineh, R., & West, R. (2018). The rise of renewables and energy transition: what adaptation strategy for oil companies and oil-exporting countries? *Oxford Institute for Energy Studies*. <https://doi.org/10.26889/9781784671099>
- Feofilovs, M., Gravelins, A., Pagano, A. J., & Romagnoli, F. (2019). Increasing resilience of the natural gas system with implementation of renewable methane in the context of Latvia: a system dynamics model. *Energy Procedia*, 158, 3944–3950. <https://doi-org.ezproxybib.pucp.edu.pe/10.1016/j.egypro.2019.01.848>
- Fernández, P., Paredes, J. P., & Bernat, J. X. (2018). Integration of the Iberian natural gas infrastructure into the european energy transition to renewable sources. *Proceedings*, 2(23), 1492. <https://doi-org.ezproxybib.pucp.edu.pe/10.3390/proceedings2231492>
- Fubara, T., Cecelja, F., & Yang, A. (2018). Techno-economic assessment of natural gas displacement potential of biomethane: A case study on domestic energy supply in the UK. *Chemical Engineering Research and Design*, 131, 193–213. <https://doi-org.ezproxybib.pucp.edu.pe/10.1016/j.cherd.2017.12.022>
- Giannakoudis, G., Papadopoulos, A. I., Seferlis, P., Voutetakis, S. (2010). Optimum design and operation under uncertainty of power systems using renewable energy sources and hydrogen storage. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35(3), 872–891. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.11.044>

- Gillingham, K., & Pei Huang. (2019). Is abundant natural gas a bridge to a low-carbon future or a dead-end? *Energy Journal*, 40(2), 1–26. <https://doi-org.ezproxybib.pucp.edu.pe/10.5547/01956574.40.2.kgil>
- Grubler, A., Wilson, C., & Nemet, G. (2016). Apples, oranges, and consistent comparisons of the temporal dynamics of energy transitions. *Energy Research & Social Science*, 22(1), 18. Retrieved from <http://ezproxybib.pucp.edu.pe:2048/login?url=http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=edo&AN=ejs39883469&lang=es&site=eds-live&scope=site>
- Hoo, P. Y., Hashim, H., & Ho, W. S. (2018). Opportunities and challenges: Landfill gas to biomethane injection into natural gas distribution grid through pipeline. *Journal of Cleaner Production*, 175, 409–419. <https://doi-org.ezproxybib.pucp.edu.pe/10.1016/j.jclepro.2017.11.193>
- Ikoku, C. U. (1984). *Natural gas production engineering*. Florida, FL: Krieger Publishing Company.
- Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI). (2017). Perú, perfil sociodemográfico, 2017. Capítulo 1. Recuperado de [https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones\\_digitales/Est/Lib1539/cap01.pdf](https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1539/cap01.pdf)
- International Gas Union (IGU). (2015). *Natural gas, a partner for renewable energy*. Retrieved from [https://brusselsenergyclub.org/get\\_file/id/natural-gas-a-partner-for-renewable-energy.pdf](https://brusselsenergyclub.org/get_file/id/natural-gas-a-partner-for-renewable-energy.pdf)
- International Energy Agency. (2006). *World energy outlook 2006*. OECD/IEA Publishing, Paris. Retrieved from <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weo2006.pdf>
- Lee, A., Zinaman, O., Logan, L., Bazilian, M., Arent, D., & Newmark, R.L. (2012). Interactions, complementarities and tensions at the nexus of natural gas and renewable energy. *The Electricity Journal*, 25(10). <https://doi.org/10.1016/j.tej.2012.10.021>
- Levi, M. (2013). Climate consequences of natural gas as a bridge fuel. *Climatic Change*, 118(3/4), 609. Retrieved from <http://ezproxybib.pucp.edu.pe:2048/login?url=http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=edb&AN=87734349&lang=es&site=eds-live&scope=site>
- Li, W., & Lu, C. (2019). The multiple effectiveness of state natural gas consumption constraint policies for achieving sustainable development targets in China. *Applied Energy*, 235, 685–698. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.11.013>
- Littell, D. (2017). Natural gas: Bridge or wall in transition to low-carbon economy? *Natural Gas & Electricity*, 33(6), 1–8. <https://doi-org.ezproxybib.pucp.edu.pe/10.1002/gas.21953>
- Meckling, J., & Hughes, L. (2018). Global interdependence in clean energy transitions. *Business & Politics*, 20(4), 467–491. <https://doi-org.ezproxybib.pucp.edu.pe/10.1017/bap.2018.25>
- Ministerio de Energía y Minas del Perú (MINEM). Dirección General de Eficiencia Energética. (2016). *Balance nacional de energía*. <https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/112010-balance-nacional-de-energia-2016>
- Mokhatab, S., Mak, S. Y., Valappil, J. V., & Wood, D. A. (2014). *Handbook of liquefied natural gas*, Gulf Professional Publishing. [doi.org/10.1016/B978-0-12-404585-9.11001-3](https://doi.org/10.1016/B978-0-12-404585-9.11001-3).
- Mokhatab, S., Speight, J. G., & Poe, W. A. (2006). *Handbook of natural gas transmission and processing*. Burlington, MA: Gulf Professional Publishing. Retrieved from <http://ezproxybib.pucp.edu.pe:2048/login?url=http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=edsebk&AN=187349&lang=es&site=eds-live&scope=site>
- National Renewable Energy Laboratory (NREL), Joint Institute for Strategic Energy Analysis (JISEA). (2012). *Opportunities for synergy between natural gas and renewable energy in the electric power and transportation sectors (Technical Report NREL/TP-6A50-56324)*. Retrieved from <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56324.pdf>
- Organizaciones de las Naciones Unidas (ONU). (2016). *Energía asequible y no contaminante: por qué es importante*. Recuperado de [https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/wp-content/uploads/sites/3/2016/10/7\\_Spanish\\_Why\\_it\\_Matters.pdf](https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/wp-content/uploads/sites/3/2016/10/7_Spanish_Why_it_Matters.pdf)
- Osinermin. (2014). *La Industria del gas natural en el Perú: A Diez años del Proyecto Camisea*. Recuperado de [http://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Libros/Libro-Industria-Gas-Natural-Peru-10anios-Camisea.pdf](http://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro-Industria-Gas-Natural-Peru-10anios-Camisea.pdf)

- PERU LNG. (2018). Memoria Anual 2017. Recuperado de [https://peruOP'0¿¿P.com/wp-content/uploads/2018/05/032718-Memoria-2017\\_VF\\_SMV.pdf](https://peruOP'0¿¿P.com/wp-content/uploads/2018/05/032718-Memoria-2017_VF_SMV.pdf)
- Santoyo-Castelazo, E., & Azapagic, A. (2014). Sustainability assessment of energy systems: integrating environmental, economic and social aspects. *Journal of Cleaner Production*, 80, 119–138. <https://doi-org.ezproxybib.pucp.edu.pe/10.1016/j.jclepro.2014.05.061>
- Sharif, A., Almansoori, A., Fowler, M., Elkamel, A., & Alrafea, K. (2014). Design of an energy hub based on natural gas and renewable energy sources. *International Journal of Energy Research*, 38(3), 363–373. <https://doi-org.ezproxybib.pucp.edu.pe/10.1002/er.3050>
- TgP. (2006). Memoria anual 2010. Recuperado de [https://www.bvl.com.pe/inf\\_corporativa70600\\_VEdQMUJDMUE.html](https://www.bvl.com.pe/inf_corporativa70600_VEdQMUJDMUE.html)
- TgP. (2011). Memoria anual transportadora de gas del Perú S.A - Ejercicio 2005. Recuperado de [https://www.bvl.com.pe/inf\\_corporativa70600\\_VEdQMUJDMUE.html](https://www.bvl.com.pe/inf_corporativa70600_VEdQMUJDMUE.html)
- TgP. (2011). 2010 Primer reporte de sostenibilidad. Recuperado de [http://www.tgp.com.pe/repositorioaps/data/1/1/1/jer/rs\\_2011/files/GRI%202010%20final.pdf](http://www.tgp.com.pe/repositorioaps/data/1/1/1/jer/rs_2011/files/GRI%202010%20final.pdf)
- TgP. (2013). Memoria anual 2012. Recuperado de [https://www.bvl.com.pe/inf\\_corporativa70600\\_VEdQMUJDMUE.html](https://www.bvl.com.pe/inf_corporativa70600_VEdQMUJDMUE.html)
- TgP. (2015). Memoria anual 2014. Recuperado de [https://www.bvl.com.pe/inf\\_corporativa70600\\_VEdQMUJDMUE.html](https://www.bvl.com.pe/inf_corporativa70600_VEdQMUJDMUE.html)
- TgP. (2018). Memoria anual 2017. Recuperado de <http://www.tgp.com.pe/repositorioaps/data/1/1/1/jer/ma2017/files/5.%20TGP%20-%20Memoria%20Anual%202017%20-%20consolidada.pdf>
- Urban, W. (2013). *The biogas handbook: Science, production and applications*. Chapter 16 - Biomethane injection into natural gas networks. Woodhead Publishing.
- Van Basshuysen, R. (2016). *Natural gas and renewable methane for powertrains: Future strategies for a climate-neutral mobility*. Springer. Austria.
- World Economic Forum (WEF). (2018). *Fostering effective energy transition: A fact-based framework to support decision-making*. Retrieved from [http://www3.weforum.org/docs/WEF\\_Fostering\\_Effective\\_Energy\\_Transition\\_report\\_2018.pdf](http://www3.weforum.org/docs/WEF_Fostering_Effective_Energy_Transition_report_2018.pdf)
- Zhongyuan, W, Luo, D., & Liu, L. (2018). Natural gas utilization in China: Development trends and prospects, *Energy Reports*, (4), 351-356. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2018.05.005>.

# COMPARED LEGAL ANALYSIS OF ILLEGAL OIL BUNKERING IN MEXICO, COLOMBIA AND NIGERIA

José Ricardo Sánchez Martínez <sup>1</sup>

Received: 10 /09 /2019 and Accepted: 09 /12 /2019  
ENERLAC. Volume III. Number 2. December, 2019 (72-86).



<sup>1</sup> Lawyer from the University of Colima (Mexico). Master in Public Law from the Universidad Panamericana (Mexico). Master of Oil and Gas Law from the University of Aberdeen (United Kingdom). Professional experience in legal advice and litigation in the areas of energy, hydrocarbons and technological innovation, for public organizations and universities and in the private sector. He works as a lawyer and private legal advisor. [ricardo.sanchez174@gmail.com](mailto:ricardo.sanchez174@gmail.com)

## ABSTRACT

Fuel theft or illegal oil bunkering (IOB) is one of the criminal activities that affect and threaten Mexico's energy security the most. This crime is concentrated primarily on the theft of gasoline and condensate from natural gas, as well as on acts of sabotage and damage to gas pipelines and transport pipes.

The objective of this paper is to analyse the legal framework applicable to this phenomenon in Mexico, Nigeria, and Colombia. The analysis mentioned above will try to answer the following question: is the Mexican legal framework adequately addressing IOB?

**Keywords:** Illegal Oil Bunkering, Fuel Theft, Compared International Legal Framework, Energy Security, Petro-Crimes.

## RESUMEN

*El robo de combustible o el almacenamiento ilegal de petróleo (IOB) es una de las actividades criminales que más afectan y amenazan la seguridad energética de México. Este delito se concentra principalmente en el robo de gasolina y condensado del gas natural, así como en actos de sabotaje y daños a tuberías de gas y tuberías de transporte.*

*El objetivo de este trabajo es analizar el marco legal aplicable a este fenómeno en México, Nigeria y Colombia. El análisis mencionado anteriormente intentará responder a la siguiente pregunta: ¿el marco legal mexicano aborda adecuadamente la IOB?*

**Palabras Clave:** *Apropiación Ilegal de Hidrocarburos, Robo de Combustibles, Marco Legal Internacional Comparado, Seguridad Energética, Delitos Petroleros.*

## INTRODUCTION

This paper has the purpose of depicting the complexity and enforcement of the Mexican legal framework. To achieve this goal is crucial to make a compared analysis with the countries that share the most similitudes among them. In the case of Nigeria, this is a landmark and the very first country that documented the IOB phenomenon and enacted laws to combat them. Colombia, in contrast, shares similitudes regarding the offenders (Drug Cartels) and also share the civil law tradition, but offers a good case for comparison due the simplicity and exactitude on the legislative writing technique.

In general, this paper proposes a first-hand tool to understand the background and the legislative approach to IOB as a criminal phenomenon, and how different legislative techniques can affect the enforcement of the law and combat to criminality and consequently gain the homeland and energy security that any state intends.

## ANALYSIS OF THE MEXICAN LEGAL FRAMEWORK

The analysis and evaluation of the Mexican legal framework will focus on a doctrinal perspective, which includes constitutional articles, federal laws on criminal, environmental and administrative matters, international treaties and judicial decisions. Finally, after the evaluation of the said legal framework, we will try to determine whether it is appropriately addressing IOB or not.

The legislative activity regarding IOB had a short time to adapt to a very complicated scenario. Therefore, it is essential to remember that IOB became highly relevant in Mexico from the year 2006, so legal activity on the matter has little time to face this phenomenon.

The Mexican legal framework address IOB in two significant areas: the first one, related to the combat and direct prosecution of the crime of IOB, which includes the activities of investigation, prosecution and combat to IOB. The second one, related to the repair of the damages caused by spills of hydrocarbons because of IOB.

Accordingly, with the mentioned above, the Political Constitution of the United Mexican States (CPEUM), as the fundamental norm of the Mexican legal system, offers a dispersed approach to IOB in articles 19, 22 and 27.

Article 27 refers to the elements of the ownership of hydrocarbons by the Mexican State, as well as to the constitutional framework for the performance of the so-called 'Productive Enterprises of the State' such as the Federal Commission of Electricity (CFE) and *Petróleos Mexicanos* (PEMEX). This constitutional article grants the original property of hydrocarbons to the Mexican State. Therefore, the exploration, exploitation and trade of hydrocarbons are the responsibility of the State, who will grant the necessary permits and concessions for such purposes.

On the other hand, regarding the criminalisation and persecution of IOB, articles 19 and 22 offer a legal approach. However, this approach focuses on determining the conditions in which a defendant may be subject to mandatory preventive imprisonment (MPI). Furthermore, Article 22 defines the concept of "Action of Extinction of Domain" (AED) and lists the cases in which it may apply.

The Mexican legal system has its foundations on Civil Law, and this means that every action carried out by judicial, administrative or legislative authorities must have a fundament and a motivation under the CPEUM, the applicable laws and the international treaties that constitute the Mexican legal framework.

For this reason, the enforcement of Mexican criminal law has its grounds on these two articles (19 and 22). Article 19 recognises as a human right not to be imprisoned without a just cause and an order issued by a criminal judge; the second paragraph of the same article provides an exception to this rule where IOB is concerned.

Likewise, article 22 recognises as a human right not to suffer from unusual or transcendental penalties. The one exception to this rule is the case of AED, and it has grounds on a specific law. The law states that in order to execute an AED, it is necessary to file a civil lawsuit before a Federal Court.

These articles went through reforms recently in order to broaden the hypotheses in which MPI and AED may apply and to ensure the enforcement of MPI from the initial stage of the criminal procedure. Additionally, the same legal definition allows the State to confiscate all properties from the defendants considered as instruments or proceeds of a crime.

Ignacio Montero Vieira (2016) has pointed out that this response from the Mexican government correlates with the enactment of the Federal Law to Prevent and Punish Offenses in the

Hydrocarbons Industry (LFPSCMH). A law that deems IOB as a 'serious crime'. Montero Vieira's point is confirmed in turn by Elda Arroyo Macias (2017), whom explains in her article the details and the conflicts arisen between all the different proposals that were made during this legislative procedure.<sup>1</sup>

The laws applicable to IOB are all of a federal nature. The CPEUM establishes in its articles 27 and 73 that the Federation and the Congress of the Union have powers to dictate the laws and actions related to the administration, management and protection of hydrocarbons, minerals and other derivatives that are the property of the Nation. Consequently, IOB is deemed as a federal crime, which must be investigated and prosecuted only by federal authorities and Judges.

The legislation on IOB has two significant areas. The first one is dedicated to the prosecution of IOB, while the second one focuses on activities of remediation and environmental recovery.

Regarding the investigation and prosecution of IOB, the legal framework considers the federal laws and international treaties. It is crucial to remember that this phenomenon became relevant in 2001. Therefore, the legislative framework persists with its criminalization, highlighting federal laws in criminal matters.

---

1 The author mentions that the proposals for the creation of the LFPSCMH focused on two main projects: One promoted by Marco Antonio de la Peña (Legal Director of PEMEX). This project included the qualification of the IOB as a major crime, the direct execution of the Action of Extinction of Domain and the creation of a Specialized Prosecutor in IOB. On the contrary, the project promoted by Eduardo Trauwitz (Head of the Strategic Safeguarding Area of PEMEX) differed in the matter of the Action of extinction of Domain, since he considered it a draconic measure. This controversy made the law stranded for several years in Congress.



**IOB is deemed as a federal crime, which must be investigated and prosecuted only by federal authorities and Judges.**

The only penalty other than criminalization lies within administrative law and refers to the Hydrocarbons Law (HL), which establishes a series of sanctions and fines for the unauthorized trade in hydrocarbons and their derivatives.

The Federal Penal Code (FPC) regulated IOB as a variant of the crime of theft. This crime had a maximum penalty of 12 years in prison. Due to the increase in the number of Clandestine Taps (CT) and the exponential increase in the cases of IOB, the legislative projects aiming to solve this problem led to the publication of the LFPSCMH in January 2016. This law, in turn, led to the repeal of article 368 Quater of the FPC, so that the LFPSCMH assumed its full validity.

Currently, LFPSCMH is the first law applied when dealing with IOB. However, article 1 of the law itself shows that it collaborates with other laws of a similar nature, which are the following:

- Federal Law Against Organized Crime (LFCDO).
- Hydrocarbons Law (HL).
- Law of Extinction of Domain (LED).

From the previous set, the laws that are most relevant when combatting IOB are the LFCDO and the LED. Together with the LFPSCMH, these laws establish a series of specialized qualifications. The new qualifications allow authorities to exert joint efforts to fight organised criminal activities that range from IOB to kidnapping, intimidation, theft of petroleum equipment, bribery, and corruption.

Despite having broad legislation, the Prosecutors, Judges and other legal operators often find limitations when they must apply the said laws and prosecute the accused. These limitations are the direct consequence of the Prosecutors' obligation to write the indictment accordingly with the general (and legally recognized) definitions of 'theft' or 'crimes against consumption and national wealth' (Castillo, 2017).

The aforementioned represents a severe problem concerning law enforcement because firstly, there is an extensive catalogue of laws applicable to the case, with many scenarios, normative hypotheses and conditions that must coincide precisely with the activities carried out by the accused. Secondly, the legal definition of each activity falls into two different definitions ('theft' or 'crimes against consumption and national wealth').

Due to the above, the Office of the Prosecutor has much pressure to match the actions effected by the defendants with the normative hypotheses, which are excessively complicated and difficult to interpret. As a matter of fact, these definitions only contemplate aggravating or "equating" circumstances for the crimes traditionally defined by the FPC.

As an example of the above, it is possible to compare the wording of article 8, section I of the LFPSCMH with the one depicted on the abolished article 368 Quater of the FPC, in order to demonstrate this severe problem of legislative technique.

The Mexican legal system considers IOB to be 'equivalent to theft', and this includes the installation of CT in fuel and oil pipelines. The system also considers other activities, such as the illegal trade of hydrocarbons and the fraudulent sale of smaller volumes of hydrocarbons, to fall under the same hypothesis. Therefore, the definition covers many cases within the same formula of equalized theft or crimes against the national wealth.

The joint application, and in some cases subsidiary, of other laws such as the LFCDO and the LED adds significant confusion to the subject. The



LFDCO, for instance, establishes an aggravating circumstance of a subjective nature for this crime: If more than three people get detained at the time of the arrest, this simple fact could qualify as organised crime.

Therefore, this aggravating circumstance implies that the Prosecutor's Office must provide more evidence to support the accusation. Consequently, most of the crimes prosecuted under this type of aggravating circumstance become a fundamental issue that the Prosecutor's Office must address through a detailed and critical technical-legal study, even before starting the appropriate integration of the case.

As regards the LED, this law gives to the Office of the Prosecutor and the State the possibility of seizing and confiscating property, assets and money from the bunkerers. The purpose of seizing properties is to combat the financial aspect of the crime.

Despite the above, the said law contemplates the AED as a procedure that must follow the steps of a trial, which means that a civil judge will decide the final destination of the seized assets in the last instance.

In Mexico, trial procedures are made up of multiple instances. The first-grade judge will dictate the first sentence or decision. After that comes an appeal decision and, finally, an Amparo trial (known as *Amparo Directo*). Thus, every trial consumes time and is exhausting for both parties. These setbacks can diminish the benefits of AED considerably due to the adverse effects regarding time.

Regarding the subject of the combat and prosecution of IOB, neither the CPEUM nor the federal laws and international treaties have addressed the issue adequately. This problem stems from the Congress enacting many laws that describe normative hypotheses, with different elements, penalties and sanctions, which do not coincide at all with the more general and common

aspects of the IOB as a human activity (beyond the legality or illegality of the activity). Therefore, the judicial activity that Judges and Prosecutors must carry out poses a severe challenge when defining all the diversity of actions that make up the IOB under the figure of 'equalised theft' or 'crimes against national wealth' and the aggravating factors that the laws such as the LFDCO contemplate.

However, legislative action is not the only one addressing this phenomenon. The Executive Branch has the task of publishing the 'National Public Security Strategy' (ENSP) at the beginning of its term. The Chamber of Senators has the power, accordingly with the CPEUM on its articles 69 paragraph 6 and 76 section XI, to approve the said strategy (Aguirre, 2019).

According to Pablo Aguirre, the ENSP presented by the administration of President Andrés Manuel López Obrador has eight primary public security objectives and nine specific strategies. The ENSP aims to achieve prolonged stability and a return to the peace and security for the Mexican society, through coordinated efforts from the Federation, States and Municipalities to combat the elements that originate general crime and organised crime.

The first of the eight general objectives of the ENSP addresses on IOB, as it aims to 'eradicate corruption and restore the administration of justice'. With this objective in mind, one of the mechanisms of action of the Federal Executive Branch is the enforcement of mandatory preventive imprisonment for the crimes of electoral fraud and theft of hydrocarbons.

Regarding this particular policy, in its fifth point, the document approaches the subject of the illicit market of hydrocarbons. The President intends to carry out the fight against IOB through a strategy on two fronts, a strategy that includes the general and special prevention of the crime.

This specific strategy aims to eliminate the criminological conditions that facilitate the per-

manence and growth of IOB while reinforcing the physical security and strengthening intelligence activities to combat IOB. The general intention is to provide critical elements for the prosecution of the crime by giving support to the General Prosecution Office of the Republic.

Parallel to the criminal prosecution, the HL contemplates a series of fines and sanctions of a civil and administrative nature that are implemented by different federal authorities in matters of energy and tax collection. Despite this situation, it is essential to mention that the HL does not offer solutions or sanctions against the bunkerers or those people who install CT.

The HL establishes fines for the illegal trade of fuels, an activity in which legally established fuels distributors and owners of service stations, as well to pipe-truck transporters, are often involved.

In article 86, second fraction, subsection b, the HL contemplates the only sanctions that can apply to people different from the people mentioned above. These fines apply to the people involved in the illegal or unauthorized transport of hydrocarbons, especially of hydrocarbons that do not possess a well-documented and proven legitimate property.

**One of the main disadvantages regarding IOB is that the Mexican legislation and case law focuses mostly on the topics regarding environmental remediation and oil spills.**

The Mexican legal framework gives considerably more attention to the legislative and jurisdictional activity concerning environmental remediation and the liabilities resulting from the spilling of hydrocarbons and fuels.

In the first place, what the legislation and the judiciary system intend to accomplish regarding the issue of oil spills is to allocate the liability in terms of payments, as well as to determine the activities of environmental remediation that must be implemented in order to safeguard the human right to a healthy environment.

For this, we must remember that the CPEUM recognises the human right of present and future generations to enjoy a healthy environment, and therefore states that the general principle of environmental law that whoever generates the damage must pay for it.

IOB poses a severe problem in the distribution of responsibilities. On the one hand, PEMEX views the environmental damage of IOB as a consequence of illegal activity, and hence claims that this is sufficient to consider it an exception of the rule of objective liability.<sup>2</sup> On the other hand, the agencies and ministries dedicated to the protection of the environment are responsible in a subsidiary way, when the direct and objective liability of PEMEX is not enough to repair the damage or when a judicial decision rules it out.

In this sense, the Federal Law of Environmental Responsibility (art.12, section I and art. 25), establishes a severe direct and objective responsibility of PEMEX to carry out environmental

<sup>2</sup> The legal framework in Mexico considers the objective liability as an extra-contractual source of obligations. It arises from the use of materials that by their nature, speed, energy or composition represent a severe danger to society, regarding the IOB, the legislation and the judiciary consider that PEMEX as the operator and owner of a large part of the hydrocarbon transportation pipelines is the objective responsible for the damages generated by oil spills.

remediation activities.<sup>3</sup> This responsibility includes the hypothesis of the spill of fuels such as gasoline or diesel, in accordance with the General Law for the Prevention and Integral Management of Hazardous Waste.<sup>4</sup>

These legal criteria are the response to the decision the Supreme Court of Justice of the Nation (SCJN) had reached on this subject prior to 2018. In the sentence for the Amparo Directo with case number 09/2017,<sup>5</sup> the Second Courtroom of the SCJN, determined that PEMEX was not liable for expenses and environmental remediation activities. According to the decision and the abolished Reglamentary Law of Article 27 in the Oil Industry, PEMEX has a direct exemption from its direct and objective liability when the illicit activities of third parties cause the damage.

One of the main disadvantages regarding IOB is that the Mexican legislation and case law focuses mostly on the topics regarding environmental remediation and oil spills. For example, the majority of the Jurisprudence in Mexico addresses the civil liabilities that occur because of IOB (objective and subsidiary liabilities) and the people and ministries compelled to face these responsibilities.

Despite the above, the legal framework does not consider as a criminal offence the environmental pollution derived from the IOB or the failed installation of CT. Consequently, the only sanctions in this topic are fines considered in the HL.

---

3 Registro IUS: 2016755 Tesis numero: I.18o.A.76 A (10a.) publicada en la Gaceta del Semanario Judicial de la Federación en el Libro 53 de abril de 2018, Tomo III dentro de la página 2070

4 Registro IUS: 2016999 Tesis numero: I.18o.A.70 A (10a.) publicada en la Gaceta del Semanario Judicial de la Federación en el Libro 54, de mayo de 2018, Tomo III dentro de la página 2544

5 Amparo Directo 09/2017 PEMEX REFINACIÓN (HOY PEMEX LOGÍSTICA) Segunda Sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nación

Therefore, in order to impose these fines, the authorities must demonstrate the direct cause of the damage and the correlation between the damage and the fined person.

Regarding international treaties, Mexico has only an extradition treaty with the United States of America. This treaty's sole purpose is to facilitate bilateral cooperation for the prosecution and repatriation of persons under criminal investigation and fugitives convicted by final judgement, and therefore the treaty does not influence the investigation, combat or prosecution of IOB directly (Santos, 2009).

Together with the bilateral extradition treaty referred above, there are other bilateral agreements that influence the subject, such as the "Mérida Initiative" (Reinhart, 2014) by which the United States of America granted economic support to Mexico for the certification and training of police, military and intelligence elements in order to combat the massive drug trafficking cartels.

Remarkably, both international treaties address only the physical aspect of combating such groups. Therefore, actions concerning joint prosecution do not operate at the international level.

Other actions implemented by the State in this regard were the trial cases presented by PEMEX in previous years. PEMEX filed several lawsuits to combat the illegal trade of Natural Gas Condensate (condensate) before the Federal Court of the Southern District of Texas, United States. These lawsuits were civil actions against companies allegedly connected to the trade and illegal transportation of the condensate stolen from PEMEX.

Thus, in June 2010 and May 2011, Pemex *Exploración y Producción* (PEP) filed the lawsuits against several companies. After the initial hearing, the Court decided to accumulate the different actions in two main cases that received

the name of the BASF Corp case and the Big Star Gathering LTD case.<sup>6</sup> Both cases have their basis under the claims of organised crime, conversion and illicit enrichment. Because of the complexity of the cases, the Court decided to accumulate the files again. Afterwards, PEP filed a new third complaint in 2012.

Reinhart (2014) explains that these actions have their foundations on the investigations conducted by the North American authorities against the company known as Trammo Petroleum LTD., a company accused of trafficking and commercializing the stolen condensate from PEMEX in Texas. Ana Lila Pérez (2012) corroborates this information. She states that these investigations were the basis that allowed PEMEX to obtain enough documentary evidence to initiate such legal actions before the Texan Court.

The original claim of PEP included a compensation payment of 44 million US dollars (USD). However, due to certain elements of the actions pursued, the statute of limitations and other legal elements at stake, the defendants' sentence suffered a reduction to less than 5 million USD (Reinhart, 2014).

## **ANALYSIS OF THE COLOMBIAN LEGAL FRAMEWORK.**

Colombia represents an excellent scenario for comparison and analysis because, like Mexico and Nigeria, this country has suffered the onslaught and consequences of IOB and its derived activities for several years.

According to Tatiana Castillo (2017), Colombian legal framework has better definitions regarding energy-related crimes. The above finds grounds on two main facts: the first one is that the Colombian Penal Code (CPC), published as the 'Law 599 of 2000', concentrates all the legislation applicable to IOB. Inside the CPC, Chapter VI

---

6 Pemex Exploración y Producción v. BASF Corp., No. H-10-1997, 2013 WL 5514944, at \*44 (S.D. Tex. Oct. 1, 2013)

regulates the way IOB must be addressed. The second fact is that legislative writing differentiates more accurately and critically the activities that make up IOB, so the legal hypotheses are easier to understand and apply.

Additionally, it is essential to return to the idea that was raised in previous lines to point out that, in Colombia's case, the main activities of the IOB are mostly connected to sabotage, oil terrorism and acts linked to the presence of paramilitary groups and freedom fighters. For this reason, the legislation and most of the literature in this regard focus chiefly on studies on the physical security of energy facilities.

This situation distinguishes the Colombian case from the Mexican because in Colombia the motives of IOB are more centred around the political ends of paramilitary groups, while in Mexico the main objective of IOB is to obtain economic gains without considering any political or social aspects.

As an example of the above, Alfonso López (2014) references the study of the case of Machuca in his Master's thesis. During the incident mentioned above, the NLA carried out a series of acts of sabotage intending to disable the Cusiana-Coveñas pipeline, near to the town of the same name in the Department of Antioquia. As a consequence of the oil spill this action generated, a fire spread rapidly in the town, killing 84 people.



Colombia offers Mexico several elements worth considering when it comes to IOB. Mexico could benefit from a more accurate definition of the said crime since this would help with the prosecution of those acts of sabotage that cause damages in the facilities destined for the production, transportation or storage of energy, fuels and hydrocarbons in general.

In the case of IOB, chapter VI of the CPC categorizes the following actions as crimes:

- The actions of illegal seizure of hydrocarbons and their derivatives.
- The seizure of the systems of identification and marking of hydrocarbons.
- The reception and concealment of fuels.
- The crimes of smuggling.
- In addition, the illegal use of fuels.

Furthermore, there is a distinction between the concepts of ‘smuggling’ and ‘illegal destination’ of hydrocarbons. Firstly, ‘Smuggling’ refers to the unlawful action of importing or exporting hydrocarbons without permission and on unlicensed roads, and to the concealment of such hydrocarbons from customs control. Secondly, the offence of ‘Illegal destination’ comprises the offering, sale, transportation and distribution of fuels without the required authorisations or markers.

## **ANALYSIS OF THE NIGERIAN LEGAL FRAMEWORK.**

Nigeria represents the oldest and best-known study case among the countries that suffer from this IOB epidemic. Nigeria began the development of its oil industry around 1958 with the discovery of the first profitable oil field in the Oilibiri region (Amalachukwu & Ayobami, 2017). Later on, Nigeria recorded the first cases of IOB in the mid-1970s and early 1980s and legislated

on the subject by deeming such actions as economic crimes (Oguynleye, 2016).

The military regime of General Murtala enacted the first laws on the matter with the intention of responding to the phenomenon of IOB. This military regime promulgated the Petroleum Production and Distribution (Anti-Sabotage) Act (PPDA), which includes very severe penalties. In this regard, section 2 of the Act mandates the death penalty or 21 years’ imprisonment for those found guilty of IOB.

In 1975, the Criminal Justice (Miscellaneous Provisions) Act (CJA) was put into effect. However, this law changed the hypotheses for IOB and the penalties applicable. The CJA establishes fines in two cases:

- The first case, a fine of double the cost of damages or 2000 naira’s (5.54 USD) and prison for up to three years or both.
- On the second case, it establishes a fine of 500 naira’s (1.38 USD) or imprisonment for up to three years or both.

Later, in 1984, the administration of General Buhari promulgated the Miscellaneous Offences Act (MOA) in order to broaden the catalogue of punishable crimes in the field of hydrocarbons, and it is noteworthy that the penalties for such offences include life imprisonment.

Currently, several authors and scholars point out that Nigerian legislation makes a distinction among three types of activities commonly associated with or identified as IOB, which are:

- a) Oil Bunkering.
- b) Pipeline Sabotage / Fuel Scooping.
- c) Oil Terrorism (Onohua, 2008).

Human Rights Watch states that the term ‘IOB’ comes from the word ‘bunkering’ meaning, “to

load a ship with oil or coal". Therefore, IOB is a euphemism for oil theft [HRW (Human Rights Watch) 2003]. According to Onohua (2008), IOB involves the illegal appropriation or seizure of oil in order to sell it illegally at sea.

Onohua (2008) explains that sabotage or fuel scooping refers to the illegal extraction of gasoline and other fuels from oil and fuel pipelines, as well as the theft of such petroleum products in other types of containers (pipe-truck theft, tanks or storage centres).

Onohua defines Oil Terrorism as the deliberate act of damaging oil pipelines, facilities, ships or any other structure in order to obstruct the activities of exploitation and distribution of oil and its derivatives. Armed groups and militants who support a particular political cause carry out these acts (Onohua, 2008). In Nigeria, the most symbolic act of oil terrorism was perpetrated by the Movement of Emancipation of Delta Niger (MEND), which in 2005 attacked an oil pipeline belonging to the Shell Company in the Opobo Region (Onohua, 2013).

Although Nigeria has a sizeable legal compendium that deals with the modes of IOB, the problem persists and grows, generating multimillion-dollar losses according to recent studies (Naanen & Tolani, 2014). Consequently, it is essential to mention that legislative action has been insufficient to combat this phenomenon.

The legal framework that covers the phenomenon is vast. It integrates primary laws and secondary regulations that do not define the normative hypotheses of the crime, the penalties or the sanctions with enough precision. For this reason, the legal framework often is contradictory, since it mandates severe penalties (death penalty and life imprisonment) but at the same time includes some fines that do not reflect the severity of the crimes (fines about 5 USD) (Ekpu & Ehighelua, 2004) or the actual damage resulting from them.

It becomes clear that over-legislating the phenomenon creates problems of application of the laws and the prosecution of the offences. Over-legislation generates difficulties for



Prosecutors, Judges and other jurisdictional operators due to the law's diverse and not so objective interpretations.

Similarly, to the Mexican legal framework, in the Nigerian case, there is a vast diversity of crimes and legal hypotheses that penalize similar activities under mixed definitions. The different definitions in Nigeria's Legal framework have ultimately fallen under a big umbrella term that the legislation itself deems as sabotage, leaving aside the activities of theft or illegal seizure of hydrocarbons.

### **GENERAL EVALUATION**

What the legal frameworks of Mexico, Colombia and Nigeria have in common is that all three countries allot specific laws to combat and address IOB as a phenomenon that threatens their energy resources and national security.

The frameworks of Nigeria and Mexico share some similarities. Both countries developed a complex legal system that aims to attack the IOB phenomenon. These systems are vast and intricate, which generates countless legal hypotheses applying to the acts of IOB. Both systems have established a great variety of sanctions and penalties, which often do not succeed at discouraging the commission of these crimes.

On the other side, Colombia has a much simpler legal framework, since one statutory body (CPC) concentrates the entire catalogue of activities, definitions, penalties and sanctions connected to the IOB.

Subsequently, Mexico can learn a lot from these cases, Nigeria and Colombia. On the one hand, Nigeria is the country that had fought IOB the longest; their struggle with IOB dates back that dates to the year of 1975 when the government first promulgated the legislation on the topic. Additionally, Nigeria represents a clear example of the problems of application and interpretation

stemmed from the over-legislation of a subject. Their case shows that over-legislating results in the creation of too many hypotheses, causes and sanctions for a criminal activity that should be defined in simple and specific terms.

Colombia offers Mexico the example of more straightforward and defined legislation. The Colombian legal framework is concise, and its legal norms have better, clearer classifications in terms of socioeconomic order and patrimony. Consequently, Judges and Prosecutors encounter fewer issues and less legal sources to consider, interpret and apply when working on criminal cases.

### **CONCLUSIONS**

The evaluation and comparison of the legal frameworks of Mexico, Colombia and Nigeria suggest that the presence of IOB in each of these countries acquires distinctive nuances because of the social conditions of each country.

The acts of organised crime performed by groups of drug traffickers profoundly influence IOB in Mexico, where the primary goal of these organisations is to obtain economic gains that add to their profits from the sale of drugs and other criminal activities.

Oppositely, the case of Colombia is widely marked by the prevalence of acts of sabotage and damage to production and distribution facilities, acts that are perpetrated by paramilitary and guerrilla groups. The primary purpose, in this case, is to achieve objectives of a political nature, something that constitutes an act of oil terrorism in itself, as was the case of the Machuca tragedy waged by the National Liberation Army (NLA).

Similarly, the case of Nigeria embodies the conjunction of the two previous ones. Nigeria represents an evident and old crisis dating back to 1975 when the first cases (and enacted laws) connected to IOB were registered. In this scenario, IOB comes as an activity that pursues

economic objectives, but it also presents the nuances of oil terrorism, as indicated by the actions undertaken by MEND.

The cases of Colombia and Nigeria are similar in the sense that both countries share the concern to combat oil terrorism and sabotage to the facilities for production, distribution and legal trade of hydrocarbons. In these two cases, criminal groups operate for purely political or militaristic purposes.

On the contrary, the Mexican case differs in this sense, since the main objective pursued by the participants and criminals related to IOB is to obtain a source of economic income, independently of the political or social purposes they have as a criminal organisation.

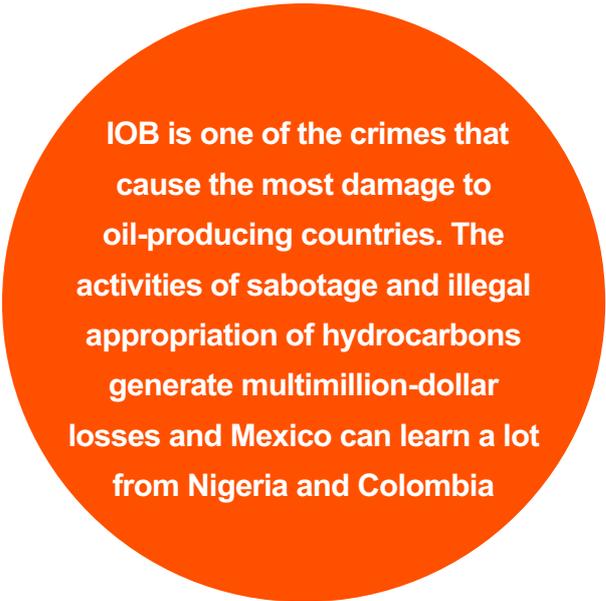
In conjunction with this, IOB in Mexico concentrates its efforts on the unlawful appropriation of two main types of hydrocarbons, distilled fuels such as gasoline, diesel and fuels for aircraft and ships, and also, Natural Gas Condensate. This classification generates two main markets or destinations for the stolen goods, which may be illegally traded of fuels within Mexico or sold in the United States of America (particularly in the case of natural gas condensate).

Mexico has opted for the criminalisation of IOB in order to deal with this situation. Consequently, Mexico has enacted a great diversity of laws that seek to attack this phenomenon by imposing more significant prison sentences (30 years in the worst case).

This scenario has brought about the rapid evolution of the primary legislation. For example, the LFPSDCMH initially published in 2016, went through a reform in 2018 to extend the severity of the penalties in it. Additionally, the CPEUM suffered reforms at the same time in order to broaden the spectrum of cases in which the MPI and the AED apply.

This paper presented a series of recommendations to address this issue more efficiently. The main recommendation is, firstly, to simplify the definitions and legal hypotheses that cover the different modes of IOB, and to seek the support of countries that border Mexico with the purpose of integrating a common front that allows the prosecution of this crime and for a more precise application of the law in every nation.

In conclusion, IOB is one of the crimes that cause the most damage to oil-producing countries. The activities of sabotage and illegal appropriation of hydrocarbons generate multimillion-dollar losses, therefore combating this phenomenon is one of the most critical challenges that Mexico must face. However, it is not an easy task, because this problem has so many edges, variables and elements that the actions focused on criminalisation are not enough. So a more holistic and harmonic approach is necessary, one that involves the training and modernisation of police and prosecutors, the writing of more critical and defined legal bodies to reduce the problems of interpretation and application, as well as the creation of a support network between nations that may be affected or involved in the phenomenon.



**IOB is one of the crimes that cause the most damage to oil-producing countries. The activities of sabotage and illegal appropriation of hydrocarbons generate multimillion-dollar losses and Mexico can learn a lot from Nigeria and Colombia**

## REFERENCES

- Aguirre Quezada, J. P., & Palazuelos Covarrubias, I. (2019). Estrategia Nacional de Seguridad Pública. <[http://bibliodigitalbd.senado.gob.mx/bitstream/handle/123456789/4342/TA\\_9.pdf?sequence=1&isAllowed=y](http://bibliodigitalbd.senado.gob.mx/bitstream/handle/123456789/4342/TA_9.pdf?sequence=1&isAllowed=y)>
- Amalachukwu O, Ayobami O. (2017). Legal and institutional framework for promoting oil pipeline security in Nigeria. *Journal of Sustainable Development Law and Policy (The)*, 8(2), 209-224. <<https://www.ajol.info/index.php/jsdlp/article/view/163344>>
- Arroyo Macías, E. M. (2017). Huachicoleros, la naturalización del mercado de la ilegalidad. <<http://hdl.handle.net/11117/5379>>
- Castillo Moreno T. (2017). Seguridad jurídica en la integración energética: delitos energéticos en América Latina y el Caribe. ENERLAC. *Revista de energía de Latinoamérica y el Caribe*, 1(2), 96-121. <<http://enerlac.olade.org/index.php/ENERLAC/article/view/26>>
- Ekpu, A. O. O., & Ehighelua, I. (2004). Dealing with the Scourge of Sabotage in Nigeria's Oil Industry: the Role of the Law. *Oil, Gas & Energy Law Journal (OGEL)*, 2(1). <<https://www.ogel.org/article.asp?key=1032>>
- López Rodríguez, A. (2016). Delitos contra la industria de los hidrocarburos en el estado social y democrático de derecho. <[http://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs\\_opinion/2016/DIEEE0552016\\_Robo\\_Combustible\\_MejicoMonteroVieira.pdf](http://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs_opinion/2016/DIEEE0552016_Robo_Combustible_MejicoMonteroVieira.pdf)> 2016 (Master Dissertation)
- Montero Vieira, J. I. (2016). El robo de combustible en México en el contexto del narcotráfico: una vía alternativa de financiación. *bie3: Boletín IEEE*, (2), 711-725. <[http://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs\\_opinion/2016/DIEEE0552016\\_Robo\\_Combustible\\_Mejico\\_MonteroVieira.pdf](http://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs_opinion/2016/DIEEE0552016_Robo_Combustible_Mejico_MonteroVieira.pdf)>
- Naanen, B., & Tolani, P. (2014). Private gain, public disaster: social context of illegal oil bunkering and artisanal refining in the Niger Delta.
- Onuoha, F. C. (2008). Oil pipeline sabotage in Nigeria: Dimensions, actors and implications for national security. *African Security Studies*, 17(3), 99-115. <<https://doi.org/10.1080/10246029.2008.9627487>>
- Onuoha, F. C. (2015). Oil Resources Management and Illegal Oil Bunkering in Niger Delta, Nigeria, 1999-2011 (Doctoral dissertation).
- Pérez, A. L. (2012). El cartel negro: cómo el crimen organizado se ha apoderado de Pemex. Grijalbo.
- Reinhart, L. B. (2013). The Aftermath of Mexico's Fuel-Theft Epidemic: Examining the Texas Black Market and the Conspiracy to Trade in Stolen Condensate. *Mary's LJ*, 45, 749. <<https://heinonline.org/HOL/Page?handle=hein.journals/stmlj45&collection=journals&id=567&startid=&endid=604>>
- Santos Villarreal G, 'Instrumentos Internacionales firmados por México en materia de Extradición en el continente americano' (2009) CENTRO DE DOCUMENTACIÓN, INFORMACIÓN Y ANÁLISIS, CÁMARA DE DIPUTADOS [online] <[https://web.oas.org/mla/en/G\\_Countries\\_MLA/Mex\\_asist\\_gen\\_esp\\_2.pdf](https://web.oas.org/mla/en/G_Countries_MLA/Mex_asist_gen_esp_2.pdf)>
- The Warri Crisis: Fueling Violence. (2003). HUMAN RIGHTS WATCH, [online] 15(18). <<https://www.hrw.org/reports/2003/nigeria1103/nigeria1103.pdf>>

### Table of Legislation: Other Jurisdictions

Código Penal Colombiano (Ley 1028 de 2006), reformado en Diario Oficial 46.298 el 13 de junio de 2006, <<http://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Leyes/1672908>>, fecha de consulta 06 de junio 2019.

Código Penal Colombiano (Ley 599 de 2000), publicado en Diario Oficial 44.097 el 24 de julio de 2000, <[https://leyes.co/codigo\\_penal.htm](https://leyes.co/codigo_penal.htm)>, fecha de consulta 06 de junio 2019.

Código Penal Federal, publicado en Diario Oficial de la Federación el 14 de agosto de 1931, reformado 12 de enero de 2016, <[http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/cpf/CPF\\_ref125\\_12ene16.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/cpf/CPF_ref125_12ene16.pdf)>, fecha de consulta 06 de junio 2019.

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos publicada en el Diario Oficial de la Federación el 5 de febrero de 1917, última reforma 06 de junio de 2019, <[http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/1\\_060619.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/1_060619.pdf)>, fecha de consulta 6 de junio 2019.

Criminal Justice (Miscellaneous Provisions) Act Cap. 78 Laws of the Federation of Nigeria 1990 <<http://lawnigeria.com/LawsoftheFederation/CRIMINAL-JUSTICE-%28MISCELLANEOUS-PROVISIONS%29-ACT.html>>, date of consult June 06 of 2019.

Estrategia Nacional de Seguridad Pública. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 16 de mayo de 2019, sin reforma, <[https://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5560463&fecha=16/05/2019](https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5560463&fecha=16/05/2019)> fecha de consulta 06 de junio de 2019.

Ley de Hidrocarburos, publicada en Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, última reforma 15 de noviembre de 2016, < [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LHidro\\_151116.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LHidro_151116.pdf)> fecha de consulta 06 de junio de 2019.

Ley Federal de Extinción de Dominio, reglamentaria del artículo 22 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, publicada en Diario Oficial de la Federación el 29 de mayo de 2009, última reforma 12 de enero de 2016, < [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LFED\\_120116.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LFED_120116.pdf)> fecha de consulta 06 de junio de 2019

Ley Federal de Responsabilidad Ambiental, publicada en Diario Oficial de la Federación el 07 de junio de 2013, sin reformas, <<http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LFRA.pdf>> fecha de consulta 06 de junio de 2019

Ley Federal contra la Delincuencia Organizada, publicada en Diario Oficial de la Federación el 07 de noviembre de 1996, última reforma 07 de abril de 2017, <[http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LFPSDMH\\_010618.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LFPSDMH_010618.pdf)> fecha de consulta 06 de junio 2019.

Ley Federal para Prevenir y Sancionar los Delitos Cometidos en Materia de Hidrocarburos, publicada en Diario Oficial de la Federación el 12 de enero de 2016, última reforma 01 de junio de 2018, < [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LFPSDMH\\_010618.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LFPSDMH_010618.pdf)>, fecha de consulta 06 de junio 2019.

Miscellaneous Offences Act 1983 <<http://lawnigeria.com/LawsoftheFederation/MISCELLANEOUS-OFFENCES-ACT.html>> date of consult June 06 of 2019

Petroleum Production and Distribution (Anti-Sabotage) Act Cap. 353 1990 < <http://lawnigeria.com/LawsoftheFederation/PETROLEUM-PRODUCTION-AND-DISTRIBUTION-%28ANTI-SABOTAGE%29-ACT.html>> date of consult June 06 of 2019

## Table of cases

Amparo Directo 09/2017 PEMEX REFINACIÓN (HOY PEMEX LOGÍSTICA) Segunda Sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nación.

Registro IUS: 2016999 Tesis número: I.18o.A.70 A (10a.) publicada en la Gaceta del Semanario Judicial de la Federación en el Libro 54, de mayo de 2018, Tomo III dentro de la página 2544 Rubro de la Tesis: “Derrames de hidrocarburos por tomas clandestinas. la ley general para la prevención y gestión integral de los residuos resulta aplicable a la materia ambiental y, de manera especial, a las actividades riesgosas y materiales peligrosos, como lo es la gasolina”.

Registro IUS: 2016755 Tesis número: I.18o.A.76 A (10a.) publicada en la Gaceta del Semanario Judicial de la Federación en el Libro 53 de abril de 2018, Tomo III dentro de la página 2070 Rubro de la Tesis: “Responsabilidad ambiental por tomas clandestinas de hidrocarburos. a petróleos mexicanos corresponde una responsabilidad de tipo objetivo, incluso frente a actos ilícitos de un tercero”.



## La IV Semana de la Energía fue todo un éxito.

Los Ministros de Energía representantes de los Países Miembros del Organismo presentes durante la XLIX Reunión de Ministros, suscribieron 13 hitos importantes que conforman la Declaración de Lima; documento de orientación de la política regional en materia energética y el papel de Olade en este ámbito.



Durante el evento participaron 2173 personas, con el apoyo de 22 patrocinadores y la asistencia de 20 delegaciones de los Países Miembros de Olade.

## XLIX Reunión de Ministros de OLADE

Se proclamó a Alfonso Blanco Bonilla como Secretario Ejecutivo reelecto de Olade para el período 2020-2022, resultado del proceso de votación en la XLIX Reunión de Ministros.



*“Tenemos que seguir liderando este proceso de transición y aumentando la incorporación de energías renovables, a través de políticas activas que incentiven y promuevan la descarbonización de nuestras economías. Esta visión de la transición energética es algo que estamos discutiendo y desarrollando estrategias comunes para nuestra región, abordando restricciones y las capacidades que tiene la misma en tal sentido.”*

Alfonso Blanco, Secretario Ejecutivo de OLADE.

**El tema de la transición energética hacia fuentes más limpias de generación fue uno de los ejes centrales de la XLIX Reunión de Ministros de Olade.**



# NUEVO PARADIGMA DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS: GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y MICRORREDES ELÉCTRICAS. UN VÍNCULO DE ACCESIBILIDAD A LA ELECTRICIDAD EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

Luis Ángel Paredes Tapia <sup>1</sup>, Benjamín Rodolfo Serrano <sup>2</sup>, Marcelo Gustavo Molina <sup>3</sup>

Recibido: 30/08/2019 y Aceptado: 10/01/2020

ENERLAC. Volumen III. Número 2. Diciembre, 2019 (88-110).



1 Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional. Magíster en Gestión de Energías, 2016. Además. Ha realizado varios cursos y especializaciones en temáticas de energía eléctrica en Estados Unidos, China, Perú y Chile. Experiencia profesional en cargos como: operador de sistemas eléctricos en tiempo real en la Empresa Eléctrica Quito (EEQ); especialista de eficiencia energética del Programa de Cocinas de Inducción en el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER); superintendente de planificación en la Empresa Eléctrica Regional del Sur (EERSSA); especialista eléctrico en la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC-EP) Transelectric; y especialista de generación y transmisión de energía en el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER). Actualmente, candidato a Doctor en Ingeniería Eléctrica (Ph.D.) del Instituto de Energía Eléctrica (IEE) de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ) en Argentina. Sus campos de investigación están relacionados con: estabilidad y control en microrredes eléctricas, FACTS, resiliencia de los sistemas eléctricos, electromovilidad, energías renovables y operación de sistemas eléctricos en tiempo real. [lparedes@iee.unsj.edu.ar](mailto:lparedes@iee.unsj.edu.ar)

2 Ingeniero Electromecánico de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), 1981. Actualización de estudios en el Institut fuer Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft de la Universidad RWTH de Aachen, Alemania desde 1984 a 1987; y en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica de Madrid, España entre 1997 y 1998. Doctor en Ingeniería Eléctrica en el Instituto de Energía Eléctrica (IEE) de la UNSJ, Argentina en 2017. Actualmente, docente e investigador en el IEE de la UNSJ-CONICET y sus campos de investigación están relacionados con la programación óptima de la operación de los sistemas eléctricos de potencia, considerando en forma específica del control de tensiones y suministro de potencia reactiva. [bserrano@iee-unsjconicet.org](mailto:bserrano@iee-unsjconicet.org)

3 Ingeniero Electrónico de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina, 1997 y Ph.D de la misma universidad, 2004. Miembro de IEEE Power Engineering Society y del IEEE Power Electronics Society. Sus actividades de investigación se centran en el modelado, análisis y control de sistemas eléctricos de potencia, electrónica de potencia y accionamientos eléctricos, tecnologías de microrredes y redes inteligentes, generación renovable y la aplicación de almacenamiento de energía conectado a la red. Profesor titular de electrónica de potencia, energías renovables y redes eléctricas inteligentes en la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ); e investigador principal del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), Argentina. Desde 2019 se desempeña como Director del Instituto de Energía Eléctrica (IEE) en la Facultad de Ingeniería, UNSJ-CONICET. [mmolina@iee-unsjconicet.org](mailto:mmolina@iee-unsjconicet.org)



## RESUMEN

La generación distribuida y las microrredes se presentan como un nuevo paradigma y desafío al que se enfrentan los sistemas eléctricos a nivel mundial. Por tal motivo, se ha previsto mostrar en este trabajo la tendencia de los cambios estructurales en la composición de los sistemas eléctricos convencionales hacia las diferentes tecnologías de generación distribuida, sus principales componentes, características y las facilidades para su implementación en los sistemas de microrredes. Además, se ha considerado la importancia de minimizar el impacto en la degradación del medio ambiente, causado por la producción y consumo de energía eléctrica. El acceso al suministro de energía eléctrica y la cobertura de lugares alejados de los sistemas convencionales, permite acortar esta brecha de acceso a energía, con parámetros de calidad, confiabilidad y resiliencia a través de las diferentes fuentes de energías renovables convencionales y no convencionales de tipo distribuidas, que han sido desarrolladas en las últimas décadas.

**Palabras clave:** Generación Distribuida, Microrredes Eléctricas, Accesibilidad a Electricidad, América Latina.

## ABSTRACT

*Distributed generation and microgrids are presented as in a new paradigm and challenge facing electrical systems worldwide. For this reason, it is planned to show in this work the tendency of structural changes in the composition of conventional electrical systems towards the different distributed generation technologies, their main components, characteristics and facilities for their implementation in microgrid systems. In addition, the importance of minimizing the impact on environmental degradation, caused by the production and consumption of electrical energy, has been considered. The access to the electricity supply and the coverage of places far from the conventional systems allows shortening this access gap to energy, with parameters of quality, reliability, and resilience through the different sources of conventional and non-conventional renewable energies of the type distributed, which have been developed in recent decades.*

**Keywords:** Distributed Generation, Electrical Microgrids, Accessibility to Electricity, Latin America.



## INTRODUCCIÓN

El presente trabajo consiste en mostrar el nuevo paradigma que ha surgido en los últimos años en relación a los Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica (SSEE). Se presentará una revisión histórica del desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia, su comportamiento operativo y su estructura organizacional a través de los años.

Las estructuras topológicas de redes eléctricas débilmente malladas en SSEE se tornan altamente vulnerables ante la aparición de fallas o perturbaciones, que pueden originar con alta probabilidad severos problemas operativos. La necesidad del manejo más eficiente de los SSEE ha dado origen a la aparición de tecnologías innovadoras en la generación, transmisión y distribución de energía. Una buena posibilidad para la aplicación de estas nuevas tecnologías es la de controlar la operatividad y mantener la seguridad del SSEE, pudiendo bajo este contexto influir decididamente sobre la confiabilidad, calidad de suministro y resiliencia en la operación de los sistemas.

Todas estas variantes han dado origen al nuevo paradigma de los SSEE, apoyado con la presencia de múltiples fuentes de energías renovables, las economías de escala, las necesidades de acceso y el uso de la energía eléctrica a través de recursos energéticos distribuidos. Además, la aparición en el presente siglo de las Microrredes Eléctricas (MREs), como un mecanismo vinculante para cerrar la brecha en relación al acceso a la energía eléctrica de comunidades alejadas de la red de suministro eléctrico convencional, ha colaborado en reforzar la teoría mencionada.

Según cifras oficiales de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), en América Latina y el Caribe (ALC) aproximadamente 20,5 millones de personas en

estas regiones no tienen acceso al servicio de energía eléctrica (OLADE, 2018a). Esto ha motivado a realizar el presente artículo en aras de establecer que con la implementación de sistemas basados en GD y MREs un mecanismo viable y vinculante para otorgar accesibilidad a la electricidad aprovechando los recursos energéticos primarios disponibles en cada país de ALC.

Este artículo está organizado de la siguiente manera: en primera instancia se hace mención a un panorama histórico del desarrollo de los SSEE, sus inconvenientes medioambientales y la desregularización de los sistemas de mercados eléctricos. Posteriormente, se abordan a detalle los sistemas de Generación Distribuida (GD) y Microrredes Eléctricas (MREs). A continuación, se contextualiza la situación actual en torno a accesibilidad y cobertura de la electricidad en ALC. Finalmente, se establecen las conclusiones extraídas del artículo.

## PANORAMA HISTÓRICO DE LOS SISTEMAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Uno de los precursores de los SSEE fue Thomas Alba Edison, un ingenioso y prolífico inventor de connotada transcendencia en la historia de la industria de energía eléctrica. Aproximadamente, en el año de 1882 implementó en la ciudad de Nueva York la primera planta de generación y la red de distribución para suministro de energía eléctrica. Varias compañías eléctricas similares se establecieron en años posteriores a esa fecha.

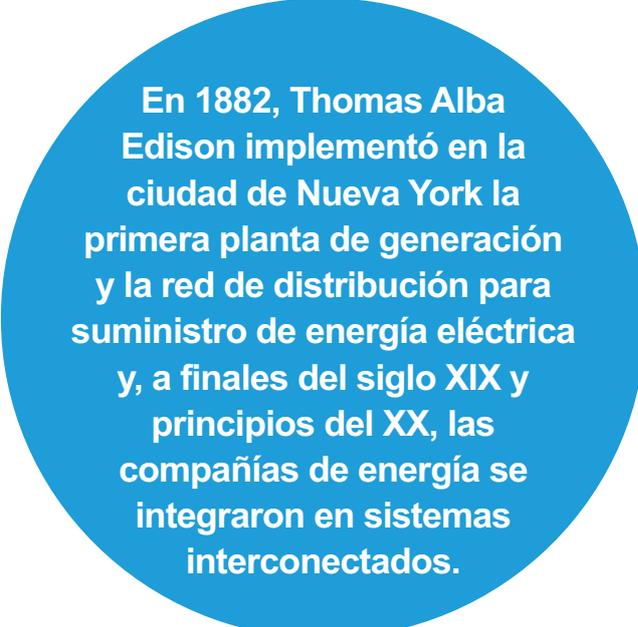
Para aquel entonces, la generación de energía estaba descentralizada o distribuida. En otras palabras, la energía eléctrica fue producida y consumida en el mismo lugar bajo el esquema operativo diseñado por Edison y otros. Por lo tanto, no fue necesaria la construcción de líneas de transmisión para transportar la energía eléctrica bajo el esquema que en tiempos contemporáneos conocemos.

A final de la última década del siglo XIX y principios del siglo XX, las compañías de energía se integraron en sistemas interconectados por múltiples razones, como la necesidad de reducción de costos de producción y aumento en la confiabilidad del suministro para los consumidores de energía eléctrica. Esta es la piedra angular mediante la cual surgió la industria eléctrica de grandes magnitudes o los sistemas eléctricos de potencia interconectados (Gharehpetian & Agah, 2017). Para aquel entonces el sistema de corriente alterna (CA) mostraba sus ventajas sobre el sistema de corriente continua (CC). Por lo cual, hasta tiempos actuales los sistemas CA de características trifásicas han prevalecido en estructuras organizacionales y operacionales verticalmente establecidas en etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica (Zambroni de Souza & Castilla, 2019).

El desempeño de la cadena de valor de los sistemas eléctricos anteriormente expuesta, estuvo en razón del manejo operativo de diferentes niveles de tensión que se utilizan en cada una de las etapas. La invención de los transformadores de potencia permitió que a través de altas magnitudes en los niveles tensión sea posible transportar grandes flujos de potencia y minimizar la presencia de pérdidas de potencia en el sistema de transporte, las cuales básicamente son originadas por los efectos Joule y Corona. Estas pérdidas se presentan en las etapas funcionales de transmisión y distribución de energía eléctrica (Paredes, 2012).

Una vez que los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) fueron puestos en operación en varias regiones del mundo, dio origen a la aparición de múltiples inconvenientes operativos, entre los que se puede mencionar la regulación de tensión en el sistema de transmisión, que enlaza las grandes distancias físicas entre el parque generador y los centros de consumo. Estos inconvenientes técnicos surgen en obediencia

al comportamiento y manejo de la potencia reactiva, lo que desemboca en problemas en algunas situaciones de vulnerabilidad asociada a los eventos de inestabilidad de los SEP. Con estos antecedentes, se marcaron múltiples caminos para suplir estos inconvenientes a través del desarrollo de mecanismos y equipamientos, que permitan mejorar las condiciones de infraestructura y desenvolvimiento operacional de los SEP (Grainger & Stevenson, 2002).



**En 1882, Thomas Alba Edison implementó en la ciudad de Nueva York la primera planta de generación y la red de distribución para suministro de energía eléctrica y, a finales del siglo XIX y principios del XX, las compañías de energía se integraron en sistemas interconectados.**

A principios de 1990, las compañías de energía que conformaban las cadenas de suministro de electricidad, se enfrentaron a un aumento de magnitudes considerables en el consumo de energía eléctrica, esto debido al crecimiento de la población mundial y la prosperidad en términos económicos en diversas regiones del mundo. Esto incentivó la aparición de nuevos desafíos e inconvenientes en las etapas centralizadas de generación y transmisión del suministro de energía eléctrica, debido al crecimiento del incremento de energía y

combinado con la incapacidad de suministrar mayor fluido energético por las líneas de transmisión, ya sea por situaciones debidas a inversiones en la construcción de nuevas líneas, así como también, diferentes problemas asociados a diferentes aristas en la estabilidad en las infraestructuras existentes.

Adicionalmente, con las premisas asociadas que para la construcción y puesta en marcha de proyectos de expansión de los sistemas se necesitan grandes presupuestos financieros y tiempo para la ejecución de los mismos. He allí la necesidad de buscar un mecanismo que brinde acceso a la energía eléctrica sin que se tenga que desembolsar grandes inversiones económicas para generar y transmitir la energía. Por ello, con los sistemas de Generación Distribuida (GD) y MREs se vislumbran como las acciones y mecanismos hacia donde se encamina la investigación y desarrollo de los sistemas eléctricos con el objetivo de otorgar accesibilidad y universalidad de la energía eléctrica.

### **Inconvenientes Medioambientales**

En lo referente a las diferentes tecnologías para generación de energía eléctrica en los SEP, se describe a continuación en función del tipo de tecnología, cómo sería su participación en la emisión de gases y otros materiales hacia el medioambiente.

Los grandes parques generadores térmicos de los SEP, para su funcionamiento utilizan diferentes fuentes primarias de origen fósil, entre las que se destacan combustibles tales como carbón, gas natural y derivados de petróleo. Todos estos combustibles, en sus diferentes procesos asociados a la producción de electricidad emiten gases contaminantes al medioambiente, entre los que se pueden mencionar: dióxido de carbono [CO<sub>2</sub>], óxidos de nitrógeno [NO<sub>x</sub>], dióxidos de azufre [SO<sub>x</sub>] y metano [CH<sub>4</sub>]

(Harris, 2013). Adicionalmente, se pueden emitir compuestos de mercurio que están asociados al carbón, gas natural y derivados de petróleo. Todos éstos han desencadenado en contribuciones riesgosas para el medioambiente y la participación para que se produzca el calentamiento global del planeta Tierra.

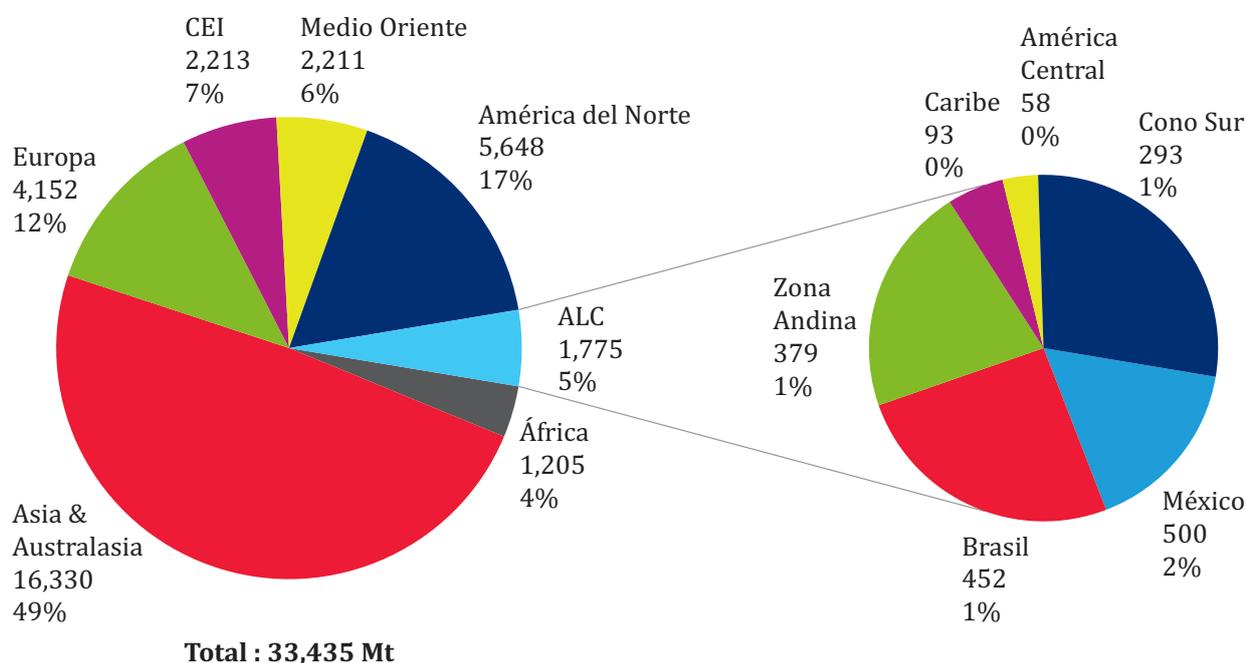
En lo referente a las centrales nucleares, éstas si bien no emiten óxidos ni dióxidos, no significan que no causen ningún impacto ambiental. Los componentes nucleares ya sea en forma de combustible o residuos del ciclo nuclear de producción de electricidad, sí pueden representar riesgos que podrían desencadenarse en situaciones catastróficas en diferentes ámbitos, si no se toman en cuenta los protocolos de seguridad y las correctas acciones y gestiones operativas.

Haciendo mención a las centrales hidroeléctricas, éstas pueden considerarse insignificantes como aportantes a la emisión de gases y partículas, debido a que no queman combustible. A pesar de ello, este tipo de generación puede afectar al medioambiente desde otras aristas, como por ejemplo el cambio en las condiciones geográficas que afectan en la dirección de los vientos, variabilidad en la humedad del entorno y otras afectaciones en relación a la flora y fauna del hábitat de las especies que están en el entorno geográfico de la central.

En lo correspondiente a la etapa de la transmisión, ésta afecta al entorno próximo del trazado geográfico de las líneas. Impactos como la restricción del uso del suelo y su compactación, la remoción de flora puede ser determinante para alterar la hidrología local provocando inclusive erosión en la zona de servidumbre de las líneas de transmisión (Zambroni de Souza & Castilla, 2019).

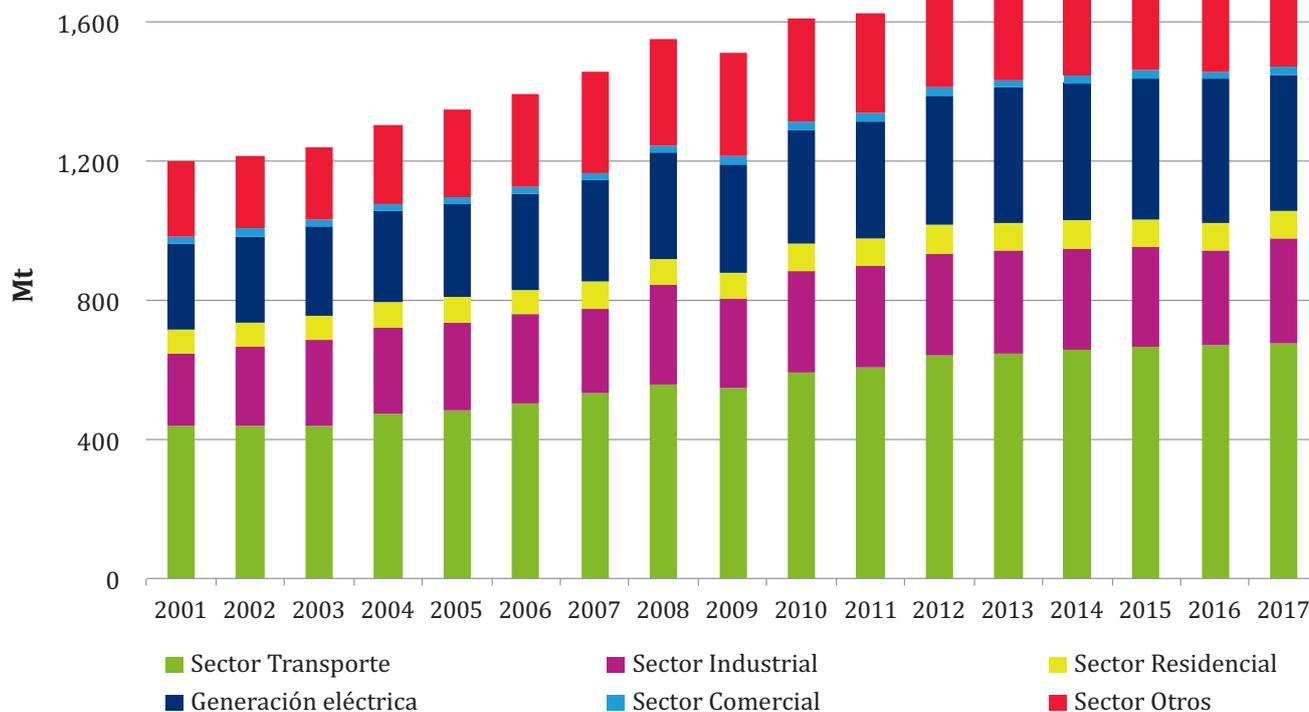
Tomando lo manifestado en (OLADE, 2018b), en las figuras 1, 2 y 3, se presentan las estadísticas de emisiones de CO<sub>2</sub> a nivel mundial asociado al proceso de generación de energía eléctrica.

Figura 1. Emisiones mundiales de CO<sub>2</sub> asociadas a la generación eléctrica.



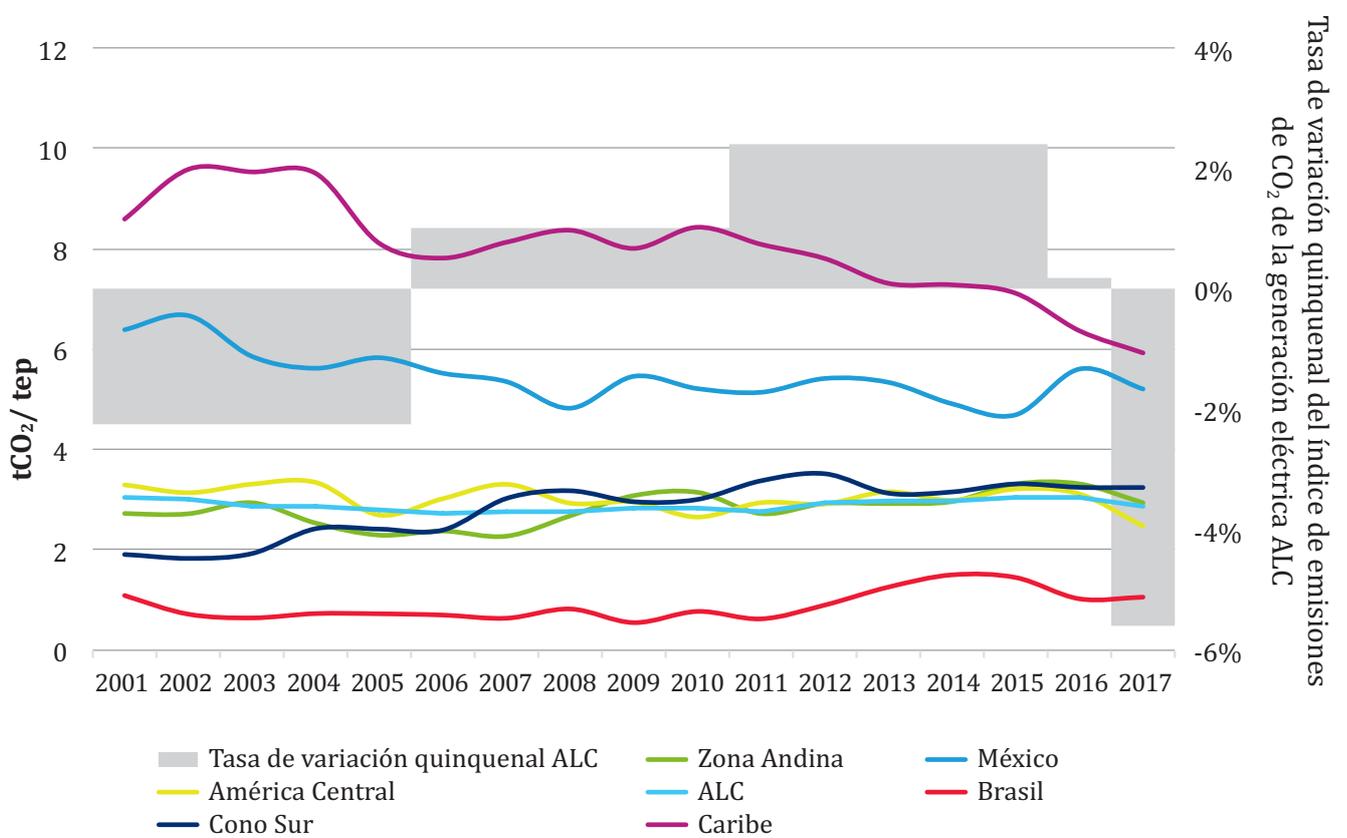
Fuente: Panorama Energético de América Latina y el Caribe (OLADE, 2018b).

Figura 2. Evolución de las mediciones de CO<sub>2</sub> por sector.



Fuente: Panorama Energético de América Latina y el Caribe (OLADE, 2018b).

Figura 3. Índice de emisiones de CO<sub>2</sub> de la generación eléctrica.



Fuente: Panorama Energético de América Latina y el Caribe (OLADE, 2018b).

En concordancia a lo mostrado en la figuras 1, 2 y 3 se puede concluir que la región de ALC es responsable del 5% de las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a los procesos de generación de energía eléctrica. Cabe recalcar que ALC es una de las regiones mundiales que mejores prestaciones y recursos primarios renovables tiene en el planeta. Es decir, al migrar y diversificar la matriz energética de electricidad a través de ERNCs y posicionar sistemas de GD y MREs en la región las emisiones de CO<sub>2</sub> a futuro se minimizarían.

**A principios de 1990, las compañías de energía que conformaban las cadenas de suministro de electricidad, se enfrentaron a un aumento de magnitudes considerables en el consumo de energía eléctrica, debido al crecimiento de la población mundial y la prosperidad en términos económicos en diversas regiones del mundo, que provocó la aparición de nuevos desafíos e inconvenientes en las etapas centralizadas de generación y transmisión del suministro de energía eléctrica.**

## **La Desregularización de los Mercados Eléctricos**

En los inicios de los SSEE, sus usos fueron orientados básicamente en instalaciones de tipo gubernamental y municipal, seguido de sistemas de iluminación tanto en servicios públicos como en casas y hogares. La comercialización de energía eléctrica no se hacía como en la actualidad, sino más bien se realizaba como un servicio ofrecido por dichas entidades gubernamentales. Es decir, los generadores llegaban a acuerdos económicos con estas entidades para realizar el suministro de energía eléctrica. Lo que conminó a que los productores de electricidad en su mayoría de origen privado invirtieran grandes cantidades de capitales para afianzar sus negocios.

Con el paulatino crecimiento de la industria eléctrica, fue necesario el desarrollo de una estructura legal, que permitiera sistematizar los procedimientos con el objetivo de tener control, establecer reglamentación y regulación en el suministro eléctrico. Bajo este antecedente, se establece el apareamiento de las redes eléctricas nacionales o también llamados "sistemas nacionales" como se conocen generalmente en la actualidad. Lo anteriormente expuesto ocurrió entre 1920 y 1950 en América y Europa. En el transcurso de los tiempos para la década de 1980 las inversiones se realizaron de manera óptima y con aristas de innovación, debido al establecimiento de políticas que incentivaban la libre competencia en la industria eléctrica.

Es necesario diferenciar el concepto de "desregularización" cuyo significado específico abarca la apertura gradual de los sectores monopólicos con precios regulados hacia la competencia. En cambio, la liberación tiene un uso más formal y que en su contorno acaba principalmente tres aspectos, i) reducción del rol del Estado en términos de propiedad y control de las etapas funcionales; ii) desintegración de las estructuras verticales en etapas funcionales

y regulación por parte de un tercer actor del sector quien se encargaría de emitir la normativa y regulación de los sistemas y, iii) aumentar las opciones para los consumidores para la participación en la gestión de la demanda a corto y largo plazo con fines de asegurar su energía.

En lo que respecta a la desregularización de los mercados eléctricos, algunos países de Centro y Sudamérica han sido los pioneros en la desregularización de la electricidad, Chile en 1982; Argentina 1992; Bolivia, Colombia y Perú en 1993; países de América Central en 1997; y Brasil, Ecuador y México a finales de la década de los 90 del siglo XX, dando paso a que con el transcurso de los años el porcentaje de participación privada de los productores de electricidad en estas regiones varíe (Harris, 2013).

Es así que, se puede manifestar que el cambio hacia la liberación competitiva de los mercados eléctricos ha empezado hace no menos de dos décadas. Por lo que, los desafíos han sido abrir los mercados eléctricos hacia la competencia de una manera medida y controlada, de modo que cada etapa funcional pueda desempeñarse óptimamente sin descartar las tendencias propias de los sistemas de transmisión y distribución a monopolios naturales. De ahí que la liberación y desregulación debe comenzar principalmente por la generación en el suministro de energía eléctrica. Por lo tanto, los nuevos participantes al mercado de electricidad deben tener garantizado reglas ecuánimes para su participación (Harris, 2013).

## **GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

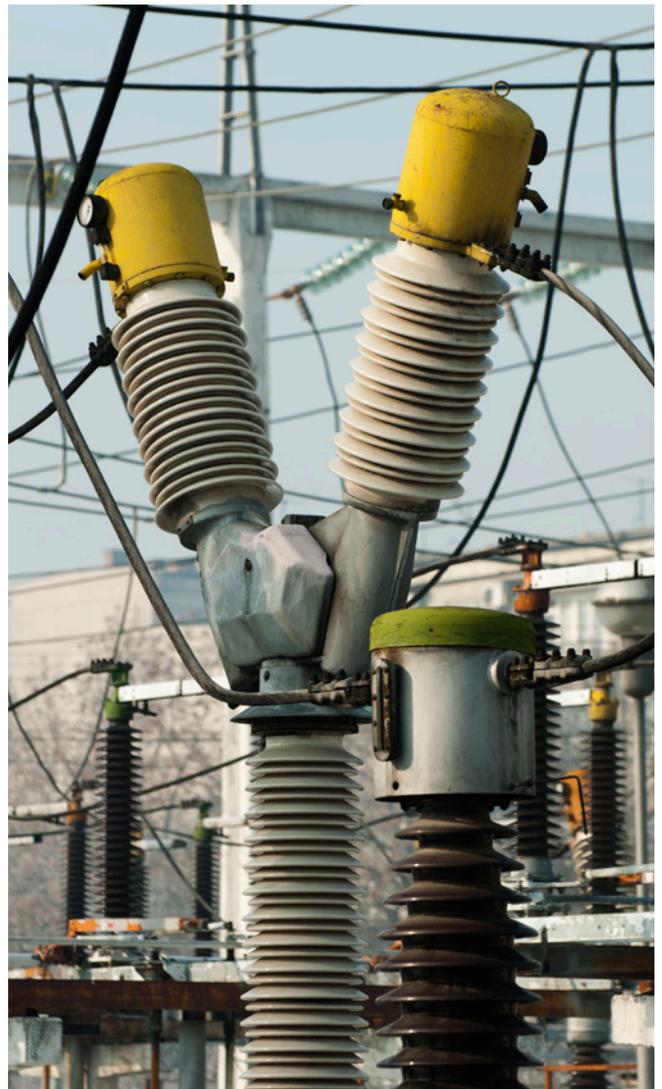
Desde los primeros aprovechamientos de los SEP como entidades operativas, la tendencia continua ha sido la concentración de los parques generadores de energía en sitios cada vez más grandes y alejados en su mayoría de los centros de consumo llegando a estos a través de las redes de transmisión y distribución (Harris, 2013).

A partir del presente siglo, esta tendencia ha ido revirtiéndose, debido al aumento constante de diferentes fuentes de energía renovable (micro hidráulica, solar fotovoltaica, eólica, biomasa, por nombrar las más importantes) que no necesariamente son grandes parques de generación, sino más bien, que están cercanas eléctricamente hablando a las cargas y aprovechando de mejor manera el tendido eléctrico de las redes de distribución en media y baja tensión, dando origen al apareamiento del término “Generación Distribuida”. Entre las principales ventajas que presenta este tipo de generación están: mejores índices de interrupción del suministro eléctrico, reducción de precios de energía, mitigar la congestión del sistema de transmisión, reducción de emisión de gases al medioambiente y fortalecer la seguridad energética.

Con los antecedentes mencionados, se establecen algunas definiciones relacionadas con la GD. Son sistemas de GD aquellos cuya potencia instalada abarca entre las unidades de kilovatios hasta las decenas de megavatios, los cuales pueden estar instalados para su operación directamente a la red de distribución o conectados en el punto de suministro del usuario (Mahmoud & AL-Sunni, 2015). Sin embargo, aparte de los criterios presentados anteriormente, en función de la capacidad de producción, los sistemas de GD se dividen en 4 categorías: micro [1W– 50kW], pequeño [5kW–5MW], mediano [5–50MW] y grande [mayor de 50MW] (Gharehpetian & Agah, 2017). Es preciso indicar que la GD abarca diferentes tecnologías y sistemas, cuyas fuentes principales son recursos primarios tanto renovables como no renovables entre los que se incluyen recursos fósiles.

La innovación de GD abarca también la utilización de nuevas tecnologías incluyendo las celdas de combustibles y los convertidores electrónicos de potencia, que en algunas tecnologías sirven de acoplamiento de conexión a los sistemas de distribución AC (Gharehpetian & Agah, 2017), (Bansal, 2017).

Por lo anteriormente expuesto, se establece que los SSEE no pueden seguir siendo operados de manera conservadora, unidireccional y verticalmente estructurada, es decir, la disposición operativa y de mercado de los SSEE ha variado su esquema organizacional, permitiendo así la posibilidad de flujo de potencia ya no sólo desde una única fuente de suministro unidireccional, sino también de forma bidireccional. Por lo mencionado, los llamados consumidores energéticos pasivos en el pasado, hoy en día están en capacidad de suministrar energía eléctrica de tipo GD a la red, dando lugar a la aparición del novísimo concepto: consumidor activo del sistema (también denominado *prosumer*, por su terminología en el idioma inglés).



Acorde a lo establecido en la literatura técnica, al conjunto de varias tecnologías de GD se los denomina también DERs (*Distributed Energy Resources* – Recursos de Energía Distribuida, por sus siglas en inglés). Los DERs incluyen unidades de generación y almacenamiento, incluidos recursos renovables y no renovables, como generación hidráulica y térmica, unidades solares fotovoltaicas, turbinas eólicas, baterías, etc. Además, siguiendo los avances tecnológicos en la industria eléctrica, la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables se hizo gradualmente viable económicamente, como lo indica el aumento de la inversión en plantas de energía solar y eólica establecidas a finales de esta década e inicios del presente siglo (Gharehpetian & Agah, 2017).

En las secciones siguientes se detallará con mayor precisión cada una de las principales tecnologías de GD, así como también sus fuentes primarias, sus nuevos métodos, modos operativos y herramientas necesarias para la integración estas nuevas tecnologías a través del nuevo paradigma al que se enfrentan los SSEE.

### **Generación Síncrona Hidráulica y Diésel**

La implementación de una central hidroeléctrica está restringida por la disponibilidad del caudal y volumen del agua. Para generar cantidades significativas de energía eléctrica, a menudo se requiere un río grande. Sin embargo, se ha visto en muchos casos que a través de un sistema de central de tipo pasada se pueda aprovechar para la generación de electricidad, sobre todo en lugares por donde se tienen afluentes de ríos, lagos y que por lo general están cerca de las comunidades (Bansal, 2017).

En el marco de la GD de tipos diésel (Pelland, Turcotte, Colgate, & Swinger, 2012) e hidráulica (Tamrakar, Galipeau, Tonkoski, & Tamrakar, 2015) siguen siendo una fuente importante de producción de energía eléctrica. Los generadores diésel están compuestos de un motor diésel (máquina motriz), regulador de velocidad,

máquina síncrona y un regulador de tensión. En el caso de la generación hidráulica, la turbina es la máquina motriz.

### **Generación Eólica**

La generación eólica representa un importante crecimiento y desarrollo tecnológico en los últimos años. Este tipo de generación opera convirtiendo y aprovechando la energía cinética del viento en energía eléctrica, considerando generalmente que su potencia desarrollada es proporcional al cubo de la velocidad del viento. La conversión energética requiere teóricamente de una etapa mecánica y de otra eléctrica. El elemento que convierte la energía del viento en energía mecánica rotacional son las hélices acopladas mecánicamente al rotor, cuya energía es aplicada a la máquina eléctrica, la cual puede estar acoplada a través de una caja de engranajes o directamente a dicho eje (*Direct Driver*).

El sistema eléctrico de un aerogenerador de eje horizontal está condicionado por las características de operación del rotor, es decir, si su rotor opera a revoluciones constantes o revoluciones variables, y por el sistema de red eléctrica y sus modos operativos, ya sea conexión directa a la red o funcionamiento aislado. En lo referente al acoplamiento eléctrico del sistema de generación de los aerogeneradores, se pueden distinguir cuatro diferentes esquemas tecnológicos con variaciones topológicas, los cuales se presentan a continuación (Carta, Calero, Colmenar, & Castro, 2009).

- **Generador asíncrono operando a velocidad de giro constante y conectado directamente a la red.** Esta opción ha sido usada con éxito durante décadas, normalmente con rotores tripala de paso fijo.
- **Generador síncrono con convertidor CA/CC/CA operando a velocidad de giro variable conectados a la red.** Esta tecnología que permite realizar desacoplamientos de las velocidades de rotación de las hélices de la tur-

bina eólica y la frecuencia de la red eléctrica del sistema. Este sistema emplea una etapa de electrónica de potencia a través de un convertidor el cual se conecta de manera paralela al generador para realizar el control de potencia y regulación de velocidad de sincronización. La principal ventaja de esta tecnología de conducción directa es la no presencia de la caja reductora de velocidad a base de engranajes (M.G. Molina, Suvire, Ontiveros, Sarasua, & M., 2011).

En América Latina y el Caribe uno de los cambios observados es la incorporación de fuentes renovables no convencionales de energía a la matriz energética regional, sin embargo, aún existe una brecha entre países en materia de desarrollo de su potencial energético en su matriz de oferta de electricidad, razón por la cual en el último lustro la tasa de crecimiento de energía en términos de demanda fue mayor que la tasa de incorporación de fuentes de energías renovables.

- **Generador asíncrono con control de deslizamiento.** La variación de velocidad se logra a través de modificar el deslizamiento. Algunas turbinas disponen de control dinámico del deslizamiento, para ello emplean resistencias en el rotor del generador eliminando la posibilidad para el uso de anillos de deslizamiento.

- **Generador síncrono operando a velocidad de rotación constante y acoplado directamente a la red.** Esta opción es empleada en casos puntuales o de extraña particularidad. No tiene un buen posicionamiento debido a los problemas mecánicos que origina, además de las oscilaciones en la generación de la potencia de suministro.

El gran desarrollo de la electrónica de potencia hace actualmente un uso muy mayoritario de la segunda opción (Generador síncrono con convertidor CA/CC/CA) en detrimento de las restantes opciones planteadas.

Es importante que la localización de instalación del parque eólico se encuentre en regiones con promedios históricos anuales de velocidad de viento lo más altos posibles y con una disponibilidad importante en todas las estaciones climáticas del año. A menudo las áreas de mayores vientos no coinciden con las áreas que presentan acceso a una red de distribución, por ello la generación eólica presenta las facilidades para ser implementada en lugares alejados o donde la cobertura eléctrica convencional es escasa, dando lugar a una prestación beneficiosa en MREs en modo de operación en isla (Jenkins, Allan, Crossley, Kirschen, & Strbac, 2000).

### Generación Solar Fotovoltaica

Este tipo de generación tiene por principio de funcionamiento la conversión de energía proveniente del sol en energía eléctrica. La energía solar es una fuente gratuita e inagotable (alrededor de  $700 \times 10^6$  TWh diariamente). Las principales ventajas que un sistema fotovoltaico presenta son: i) energía natural sustentable; ii) mínimo impacto ambiental; iii) vida útil prolongada superior a los 30 años de los componentes con mínimo mantenimiento; iv) funcionamiento silencioso. Debido a estos beneficios, los sistemas fotovoltaicos son reconocidos como una tecnología con el potencial de suministrar un importante componente de las necesidades energéticas del presente y en el futuro cercano de una manera sostenible y renovable.

Aunque el sol puede proporcionar grandes cantidades de energía utilizable, todavía hay algunos inconvenientes que deben ser considerados con respecto a su disponibilidad. La energía proveniente del sol sólo está disponible durante determinadas horas del día

dependiendo del lugar geográfico que se encuentre en el planeta Tierra. Esto hace que la energía solar fotovoltaica esté sujeta a factores aleatorios, lo que determina un rendimiento intermitente en la producción de electricidad. Para superar estos inconvenientes, este tipo de energía depende de las tecnologías de almacenamiento de energía para maximizar su utilidad (Ponce et al., 2018).

Los paneles solares se conectan en arreglos de conexiones serie-paralelo, los mismos que generan en DC, para lo cual consecutivamente debe convertirse en AC a través de una etapa inversora con modulación de ancho de pulso (PWM, por sus siglas en inglés), con lo que se puede sincronizar y conectar a la red de AC o a las cargas directamente, según sea el caso (De La Rosa, 2015). Además, debido a las amplias mejoras en las tecnologías de los inversores, la generación fotovoltaica ahora se prefiere y se implementa alrededor del mundo como DERs para el aumento de la penetración de la GD con altas garantías en MREs (Chowdhury & Crossley, 2009).

Es provechoso señalar que la mayoría de los fabricantes de paneles solares garantizan 25 años, la eficiencia energética decrece luego de ese largo período de explotación, aunque continúe en servicio.



## Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS)

Como parte de las Redes Eléctricas Inteligentes (REIs), las MREs se han desarrollado para aprovechar todos los beneficios de la integración de los recursos energéticos distribuidos (DERs), especialmente la generación renovable distribuida basada en fuentes variables e intermitentes, como la eólica y la solar. Sin embargo, cumplir con todos estos objetivos requiere la implementación de tecnologías innovadoras de sistemas de almacenamiento de energía (*ESS–Energy Storage Systems*, por sus siglas en inglés) integradas con sistemas de acondicionamiento de electrónica de potencia de alta eficiencia y respuesta muy rápida para interactuar con los SSEE y particularmente con las MREs.

En este complejo entorno, las tecnologías de ESS surgen como una solución tecnológica necesaria y muy valiosa con capacidades excepcionales para lograr plenamente los beneficios de las REIs. Los ESSs coinciden con los requisitos de las aplicaciones de GD y MREs para el suministro de energía. Los principales beneficios de los dispositivos de almacenamiento avanzados incluyen alta potencia y densidad de energía con una extraordinaria eficiencia de conversión y respuesta dinámica y estática en términos de potencia y tensión (Marcelo G. Molina, 2017).

Sin embargo, para aprovechar al máximo los beneficios de los ESSs en el entorno de las MREs, se requiere el apoyo de un sistema de acondicionamiento de electrónica de potencia con características de alta eficiencia y respuesta muy rápida para interactuar con la red eléctrica. Los ESS desempeñan un papel fundamental en la regulación y estabilidad de tensión y frecuencia, además de entregar potencia activa y reactiva de forma simultánea o independiente y de manera muy rápida en el sistema aportando con ello a mejorar las condiciones de seguridad, confiabilidad, resiliencia y calidad de energía de las MREs (Marcelo G. Molina, 2017), (Peng, 2017).

**Los sistemas de generación distribuida y microrredes eléctricas basados en diferentes tecnologías de energías primarias renovables y no renovables permiten acortar la brecha de accesibilidad a la electricidad en América Latina y el Caribe.**

## **MICRORREDES ELÉCTRICAS**

El concepto de “Microrredes Eléctricas” se remonta al año 1882 cuando el inventor Thomas Alva Edison construyó su primera planta de energía en los Estados Unidos. La compañía de Edison instaló 50 MREs de DC en cuatro años. Para ese entonces no se habían conformado aún redes eléctricas con sistemas de control y modos de operación centralizados.

Posteriormente a finales del siglo XIX e inicios del siglo XX, con el auge de las construcciones de los grandes centros de generación y líneas de transmisión, fomentados por las economías de escala y fines asociados a la continuidad y confiabilidad de suministro, los SSEE se convirtieron en un servicio monopólico al interconectar las MREs aisladas existentes, desencadenando que las MREs se hayan desvanecido en dichas épocas. Sin embargo, en los últimos años del presente siglo hay una nueva tendencia de desplegar MREs alrededor del mundo, esto justificado por las necesidades de mayor consumo de electricidad de manera eficiente, mayor cobertura y accesibilidad,

confiabilidad y calidad de energía (*power quality*), avances en electrónica de potencia y el apareamiento de nuevas fuentes de generación de tipo DERs (Parhizi, Lotfi, Khodaei, & Bahramirad, 2015).

El DOE (*Department Of Energy*, Departamento de Energía de los Estados Unidos, por sus siglas en inglés) define a una MRE así: “Es un conjunto de cargas interconectadas y recursos de energía distribuida que trabajan dentro de límites eléctricos definidos, que actúa como una única entidad controlable con respecto a la red y que se conecta o desconecta de dicha red para permitirle operar en modo conectado a la red o en modo de isla (autónomo)” (Samad & Annaswamy, 2017).

Por otro lado, la CIGRÉ (Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas, por sus siglas en francés), define a la MRE como: “son sistemas de distribución de electricidad que contienen cargas y recursos de energía distribuidos en forma de generación distribuida, dispositivos de almacenamiento y cargas controlables, que pueden operarse de forma controlada y coordinada, ya sea mientras están conectados a la red principal de energía o en modo de isla”. En lo correspondiente a GD: abarca todas las fuentes posibles de energía en las escalas y contexto de una MRE, por ejemplo, calefacción y energía combinados a pequeña escala a base de combustibles fósiles o de biomasa, módulos de arreglos de paneles fotovoltaicos, pequeñas turbinas eólicas, micro-mini hidráulicas, generación sincrónica diésel, etc. En lo referente a dispositivos y sistemas de almacenamiento de energía incluyen todas las tecnologías: mecánicas, eléctricas, electromecánicas, químicas y térmicas (Marcelo G. Molina, 2017).

En lo correspondiente a las cargas controladas, se hace mención a la iluminación regulable de forma automática, sistemas de bombeo diferido y un especial énfasis a las cargas críticas sensibles o también denominadas “de alta confiabilidad de suministro”, las cuales se describirán con detalle en los próximos apartados.

Cabe mencionar que no se considera una MRE a un sistema alimentado por una única tecnología DERs o a un grupo de una misma tecnología de GD que trabaja de manera no coordinada (Smith, 2009).

Todos estos factores parecen indicar que los esquemas actuales de operación centralizada dejarán de adaptarse a los SSEE en un futuro cercano, es decir, que será necesario utilizar nuevos modelos de operación descentralizada que permitan desagregar el sistema consiguiendo una operación más sencilla y adecuada. En este sentido, existe un nuevo concepto de operación descentralizada que permitiría lograr dicho objetivo, es decir, un manejo más flexible y propicio de los SSEE.

Por lo expuesto, se da origen a la aparición del concepto de MREs. Las MREs han recibido considerable atención en las últimas dos décadas, impulsadas por cuestiones ambientales globales, la necesidad de acceso a la energía en comunidades remotas y la promesa de una mayor confiabilidad, seguridad, calidad y resiliencia<sup>1</sup> (*resilient*) de los sistemas eléctricos (Schneider et al., 2017), (D. T. Ton and W.-T. P. Wang, 2015). Específicamente, las MREs se consideran un vínculo crítico o un punto de inflexión en la evolución de SSEE integrados verticalmente hacia las redes inteligentes (*smart grids*) descentralizadas, al facilitar la integración de los DERs basados en Energías Renovables No Convencionales (ERNCs) (Olivares et al., 2014), (Paredes, Serrano, & Molina, 2019b).

Las redes inteligentes en forma general abarcan las necesidades de mejorar la accesibilidad a la energía, implementar tecnologías que respondan a las necesidades de los clientes, mejorar las condiciones de seguridad y reducir la vulnerabilidad del sistema. En relación a los beneficios de esta tecnología, se puede mencionar

---

1 Resiliente: del inglés *resilient*, significado: capacidad de un material, mecanismo o sistema para recuperar su estado inicial cuando ha cesado la perturbación a la que había estado sometido. Diccionario en línea RAE, 2018.

la reducción de la congestión de la red de transmisión, disminución de apagones y cortes forzados del suministro, capacidades de los sistemas para determinar su autodiagnóstico y su autoreparación, mejor manejo y respuesta a la demanda eléctrica (El-Sharkawi, 2013). Diferentes entidades alrededor del mundo, como agencias gubernamentales, servicios públicos, bases militares y universidades están implementando sistemas de MREs, y se espera que se desarrolle un número creciente de MREs en la próxima década (Majumder, 2013).

La seguridad operativa en conjunto con la económica son los principales tópicos a considerar en la operación de SSEE y en tiempos actuales particularmente en sistemas de GD y MREs. La “seguridad de operación” puede definirse como la capacidad del sistema en un instante determinado de continuar con la operación frente a la salida de servicio imprevista de alguno de los componentes DERs que conforman los sistemas de GD dentro de las MREs. El nuevo enfoque que actualmente se está considerando es la capacidad que pueden otorgar las MREs para que haya una operación resiliente de los sistemas, en especial énfasis cuando las cargas son críticas y requieren un suministro continuo y confiable de abastecimiento de energía (Paredes, Serrano, & Molina, 2019c).

Por lo tanto, una comprensión clara del comportamiento operativo, acciones de control, estabilidad y seguridad del sistema de MREs es esencial para garantizar la transición exitosa a sistemas de energía eléctrica activos, descentralizados y orientados a la resiliencia.

De aquí es que se desprenden las necesidades de disponer de suficiente reserva de generación, para mantener los niveles de seguridad adecuados en las MREs con DERs en base a ERNCs de tipo GD. Además, la posibilidad de contar con reservas se torna desafiante, facilitando a que las MREs puedan garantizar el suministro de generación, acciones de control y respuestas rápidas ante las contingencias que pudiesen presentarse en los sistemas de MREs.

Las innovaciones tecnológicas basadas en electrónica de potencia han permitido el mejor desempeño y facilidades en la implementación de los sistemas de GD asociados a diferentes fuentes de energías renovables, en especial cuando el acoplamiento al sistema es a través de inversores electrónicos. Por lo que, contar con sistemas de control de características tecnológicas rápidas ha permitido realizar direccionamientos de flujos de potencia y con ello evitar flujos de potencia circulantes en sistemas con algún grado de mallado que se presentan en sistemas de MREs.

En concordancia a lo expresando en (Hatziargyriou, 2014) la coordinación operativa y el control de DERs son las características claves que distinguen a las MREs de los simples alimentadores de distribución al cual se conecta algún DER. En particular, la gestión eficaz de la energía dentro de MREs es la clave para lograr beneficios de eficiencia al optimizar la producción y el consumo de energía. Sin embargo, los desafíos técnicos asociados con el diseño, la operación y el control de MREs son inmensos y es justamente lo que ha producido la aparición en el nuevo paradigma tanto para la investigación como el desarrollo en los SSEE.

En lo referente a los campos de implementación de MREs estos están relacionados a campus universitarios, cargas críticas o sensibles, aplicaciones militares, servicios públicos y redes y sistemas comunitarios, en especial cuando son remotos o alejados del servicio de distribución. El crecimiento en la implementación mundial de MREs brinda perspectivas brillantes para otorgar beneficios de acceso a la electricidad a esa población que aún no cuenta con el servicio. Diferentes tecnologías de micro generación, tales como micro-turbinas, paneles solares fotovoltaicos, células de combustible y las turbinas eólicas con una potencia nominal de hasta [100kW] se pueden conectar directamente a las redes de baja tensión. Estas unidades estratégicamente conectadas en sitios cercanos a los usuarios han surgido como una opción prometedora para satisfacer las crecientes

necesidades de energía eléctrica de los clientes, con énfasis en la confiabilidad y la calidad de la energía, brindando diferentes beneficios económicos, ambientales y técnicos. Hay aspectos relevantes que se deben reconocer con la penetración masiva de este tipo de generación en la red de distribución de baja tensión, esta red ya no debe considerarse como pasiva. En muchos países de Europa, la protección del medioambiente se promueve mediante la provisión de créditos de carbono mediante el uso de tecnologías de ERNCs (Hatziargyriou, 2014).

Es necesario aclarar que no se considera un MRE a la conexión de una única tecnología DER y sobre todo cuando no haya operación coordinada entre todos los componentes que la conforman (Paredes, Serrano, & Molina, 2019a). En la figura 4, se presenta un diagrama esquemático de los sistemas de GD en una MRE.



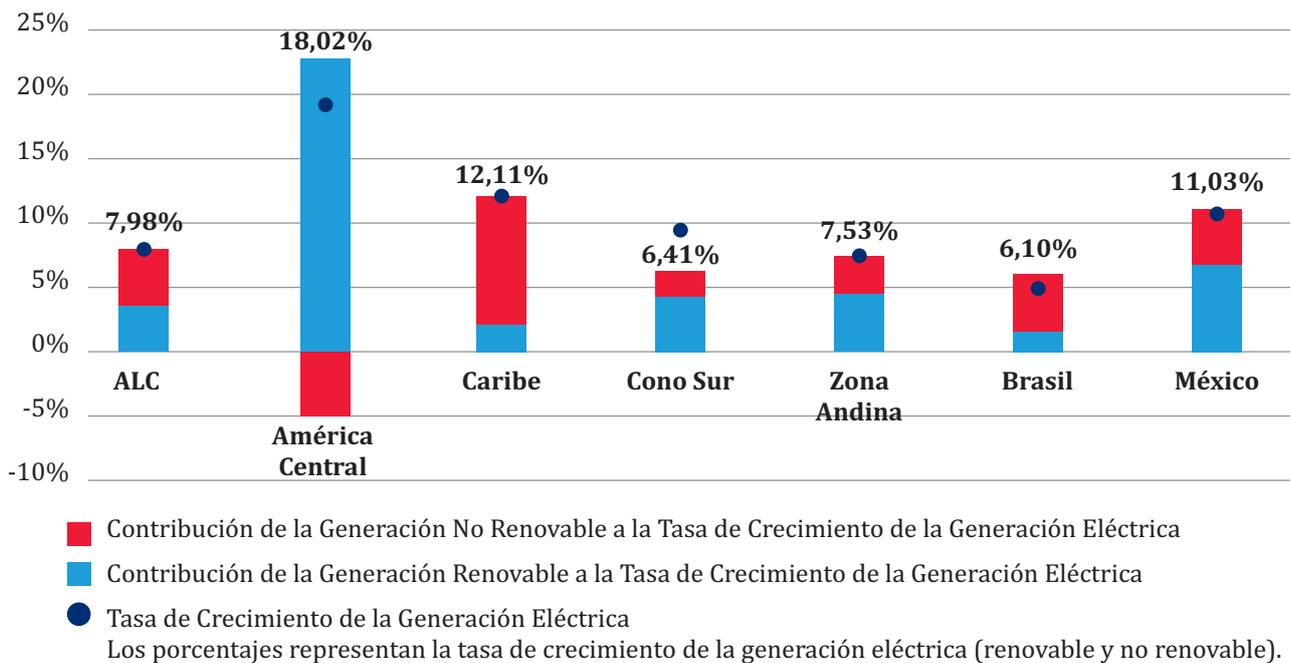


El acceso a la electricidad no tiene que ser un lujo para comunidades con escasos recursos económicos. Según lo manifestado en (Harris, 2013) alrededor de 1,6 billones de personas en todo el mundo no tienen acceso a la energía eléctrica, lo que en términos porcentuales representa el 27% de la población mundial.

Varios países de la región de América Latina y el Caribe tienen ciertas características en común, entre las que se destacan diversidad cultural, idiomas y dialectos (OLADE, 2018a). Los escenarios socioculturales se divisan con una dificultad económica al acceso de los servicios básicos, principalmente electricidad, he ahí la necesidad de encontrar mecanismos que permitan que se mitiguen las brechas existentes en lo relacionado al acceso a energía eléctrica en concomitancia con lo establecido en los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas 2030, particularmente al Objetivo 7: Energía Asequible y no Contaminante de Desarrollo, donde se destaca garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos (Naciones Unidas, 2015).

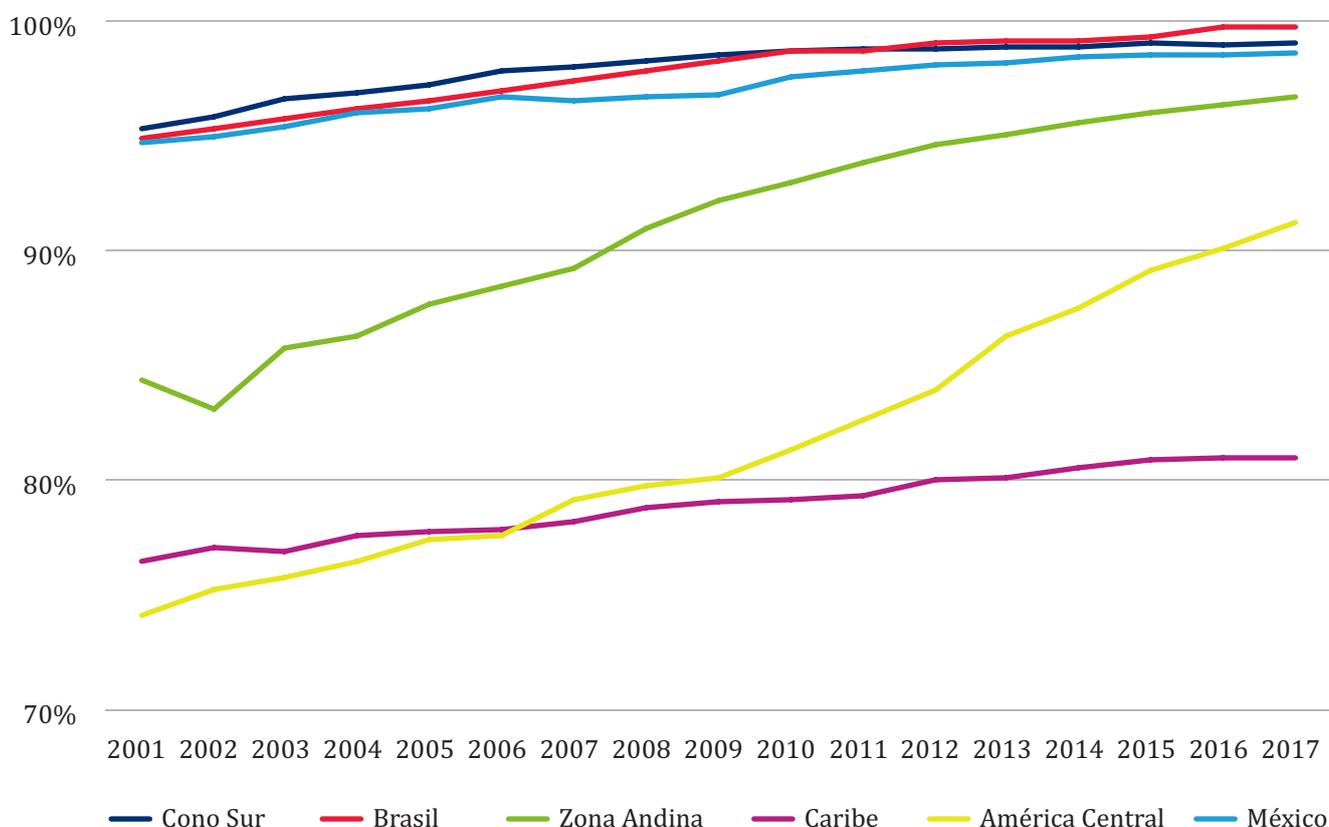
En lo que corresponde a América Latina y el Caribe y en concordancia con lo manifestado en (OLADE, 2018b) uno de los cambios observados es la incorporación de fuentes renovables no convencionales de energía a la matriz energética regional, lo cual es un fenómeno que se va consolidando gradualmente. Sin embargo, aún existe una brecha entre países en materia de desarrollo de su potencial energético en su matriz de oferta de electricidad, razón por la cual se muestra que en el último lustro la tasa de crecimiento de energía en términos de demanda fue mayor que la tasa de incorporación de fuentes de energías renovables. Por lo que, en promedio para ALC la participación en términos de generación de energía renovable para cubrir la tasa de crecimiento de la demanda eléctrica ha sido inferior al 45%. En las figuras 5 y 6, se puede observar en términos porcentuales las tasas de crecimiento en la oferta de generación de electricidad, la contribución en la generación a través de fuentes renovables y no renovables y además, la tasa de crecimiento de la demanda interna de electricidad para ALC, (OLADE, 2018b).

Figura 5. Tasa de Crecimiento entre 2012 y 2017 de la Generación Eléctrica en ALC.



Fuente: Panorama Energético de América Latina y el Caribe (OLADE, 2018b).

Figura 6. Evolución del Índice de Cobertura eléctrica para ALC y subregiones, 2001 -2017.



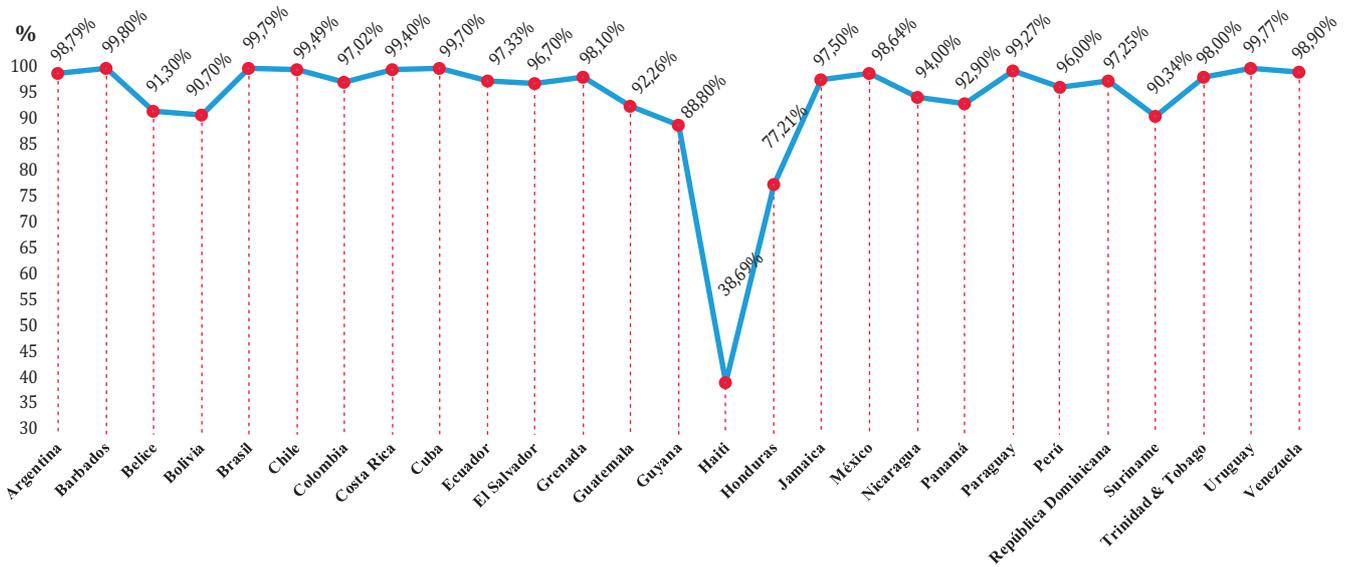
Fuente: Panorama Energético de América Latina y el Caribe (OLADE, 2018b).

En relación al acceso a la electricidad, para el año de 1973 ALC tuvo más de 130 millones de personas sin acceso al suministro. La región de ALC ha pasado de 21,8 millones de personas sin acceso al suministro, para el año 2016 a 19,6 millones de personas que están mayoritariamente ubicadas en sectores rurales, para el año 2018 (OLADE, 2018a). Si se mantuviese esta tasa de crecimiento que se ha presentado en los últimos años, la región de ALC podría mitigar este inconveniente de accesibilidad al suministro eléctrico en un período de hasta 13 años aproximadamente.

La mayor cantidad del universo de personas sin acceso a la electricidad son habitantes de sectores rurales. De éstos, un porcentaje

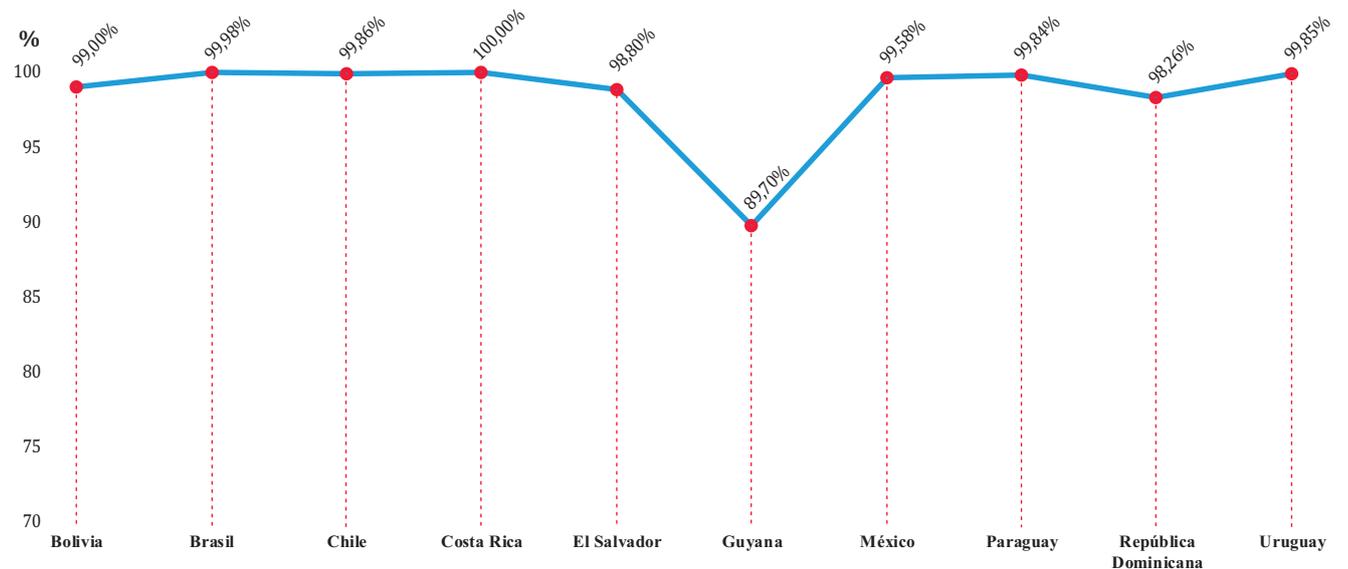
importante se encuentran en pobreza y/o pobreza extrema. Esta situación se agrava por la falta de infraestructura para llevar los servicios energéticos y las condiciones precarias de la población para pagar los costos de estos servicios (OLADE, 2018a). En la figura 7, se presentan los índices de cobertura total del suministro de energía eléctrica para diferentes países de ALC. En las figuras 8 y 9, se presenta la desagregación de los índices de cobertura eléctrica para los sectores urbano y rural, respectivamente.

Figura 7. Índice de cobertura total de acceso a la energía eléctrica



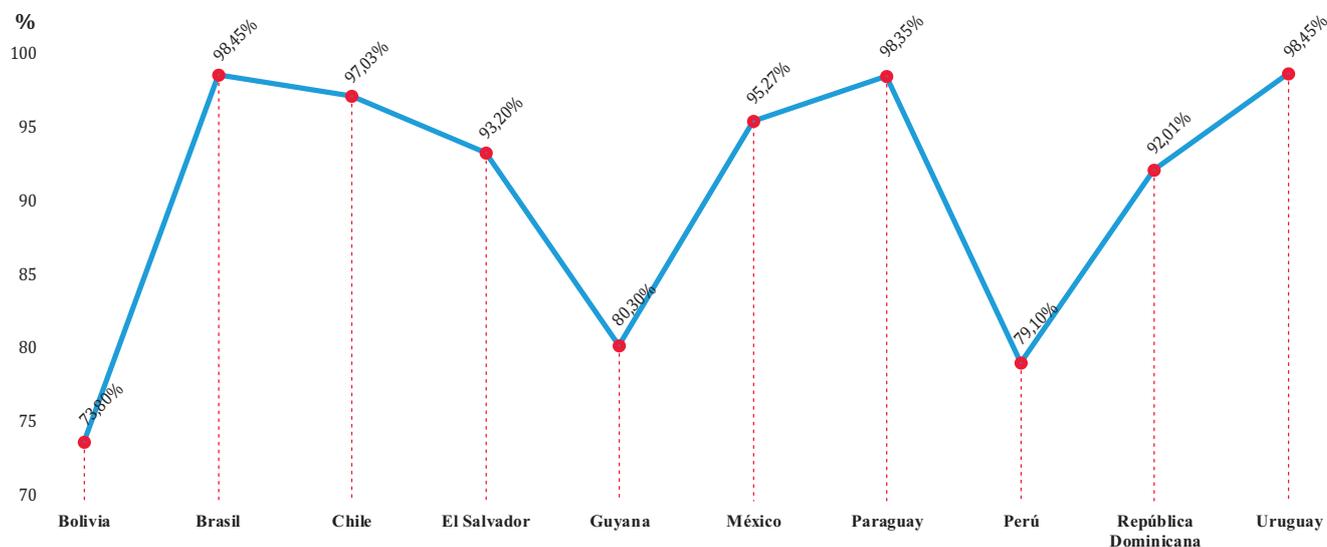
Fuente: Elaboración de los autores con los datos estadísticos de Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe, sieLAC (OLADE, 2019).

Figura 8. Índice de cobertura urbana de acceso a la energía eléctrica



Fuente: Elaboración de los autores con los datos estadísticos de Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe, sieLAC (OLADE, 2019).

Figura 9. Índice de cobertura rural de acceso a la energía eléctrica.



Fuente: Elaboración de los autores con los datos estadísticos de Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe, sieLAC (OLADE, 2019).

## CONCLUSIONES

Se ha demostrado a lo largo de los años que la construcción de SSEE para abastecer a comunidades alejadas implica significativas inversiones financieras. Con la implementación de un sistema de MRE basado en DERs tipo GD, estas inversiones se reducirían, lo que implicaría en un mejor desempeño económico y sobre todo una oportunidad para acceder a la energía eléctrica en nuestra región. ALC tienen excelentes prestaciones por sus características geográficas para proveer el uso e iniciativas de sistemas de ERNCs amigables con el ambiente y económicamente sustentables.

En razón de lo discutido ampliamente, las diferentes unidades DERs en MREs son extremadamente adecuadas para la electrificación de regiones remotas o subdesarrolladas, donde ya sea por factores económicos o de infraestructura eléctrica no es posible la interconexión a una red de distribución. El concepto de microrred proporciona una plataforma para agregar sectores aislados de hogares o comunidades autosuficientes basados en micro generadores

y unidades de almacenamiento, que permitan a través de este suministro acceder a servicios básicos de iluminación comunitaria o medios de comunicación como radio y televisión.

Los índices de cobertura de electricidad en algunos países de ALC, emiten alertas que abren el camino para realizar acciones y mecanismos que permitan mejorar estos índices. La accesibilidad a la electricidad mejora las condiciones de calidad de vida y servicios básicos en muchas regiones de ALC. Las múltiples características de clima y geografía de toda ALC, permite el desarrollo de varias tecnologías de energías renovables convencionales y no convencionales para su implementación en sistemas de GD en MREs.

El suministro confiable y accesible de electricidad a través de MREs puede ser visto como un paso crítico para la modernización, desarrollo socioeconómico y mejores condiciones de vida de estas comunidades alejadas, principalmente rurales.

La liberación de los mercados de electricidad ha sido el baluarte que ha permitido el posicionamiento de las opciones de generación/distribución y particularmente de microrredes. Con la presencia de sistemas tipo MREs y GD otorgan un mejoramiento de los índices de calidad y confiabilidad del producto eléctrico, particularmente en relación a la frecuencia y duración de las interrupciones, esto obedece a la no dependencia de la red de distribución para el suministro de energía eléctrica.

Las MREs incurren en otorgar beneficios ambientales enfocados básicamente en dos aspectos: el cambio hacia fuentes renovables de baja emisión, por ejemplo, combustibles naturales tipo orgánicos y la adopción de soluciones de suministro de energía mediante procesos energéticamente más eficientes. Y también, considerando la baja emisión de gases de efecto invernadero dentro del contexto de mitigación del calentamiento global.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bansal, R. (2017). Handbook of distributed generation. Handbook of distributed generation. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-51343-0>

Carta, J., Calero, R., Colmenar, A., & Castro, M. (2009). Centrales de energías renovables. Pearson Educación.

Chowdhury, S., & Crossley, P. (2009). Microgrids and active distribution networks. Renewable Energy Series.

D. T. Ton and W.-T. P. Wang. (2015). A more resilient grid: The U.S. Department of Energy joins with stakeholders in an R&D plan. IEEE Power and Energy Magazine, 13(3), 26–34. <https://doi.org/10.1109/MPE.2015.2397337>

De La Rosa, F. C. (2015). Harmonics, power systems, and smart grids (2nd ed.). CRC Press.

El-Sharkawi, M. (2013). Electric energy an introduction (Vol. 1).

Gharehpetian, G. B., & Agah, S. M. M. (2017). Distributed generation systems: Design, opearation and grid integration. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804208-3.09993-3>

Grainger, J. &, & Stevenson, W. (2002). Análisis de sistemas de potencia.

Harris, C. (2013). Electricity markets: Pricing, structures and economics. Electricity Markets: Pricing, Structures and Economics. <https://doi.org/10.1002/9781118673409>

Hatziaargyriou, N. (2014). Microgrid: Architecture and control. John Wiley and Sons Ltd (Vol. 1). <https://doi.org/10.1038/ki.2013.249>

Jenkins, N., Allan, R., Crossley, P., Kirschen, D., & Strbac, G. (2000). Embedded generation. Source (Vol. 31). <https://doi.org/10.1049/PBP0031E>

Louie, H. (2018). Off-Grid electrical systems in developing countries. Off-Grid electrical systems in developing countries. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-91890-7>

Mahmoud, M. S., & AL-Sunni, F. M. (2015). Control and optimization of distributed generation systems. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-16910-1>

Majumder, R. (2013). Some aspects of stability in microgrids. IEEE Transactions on Power Systems, 28(3), 3243–3252. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2234146>

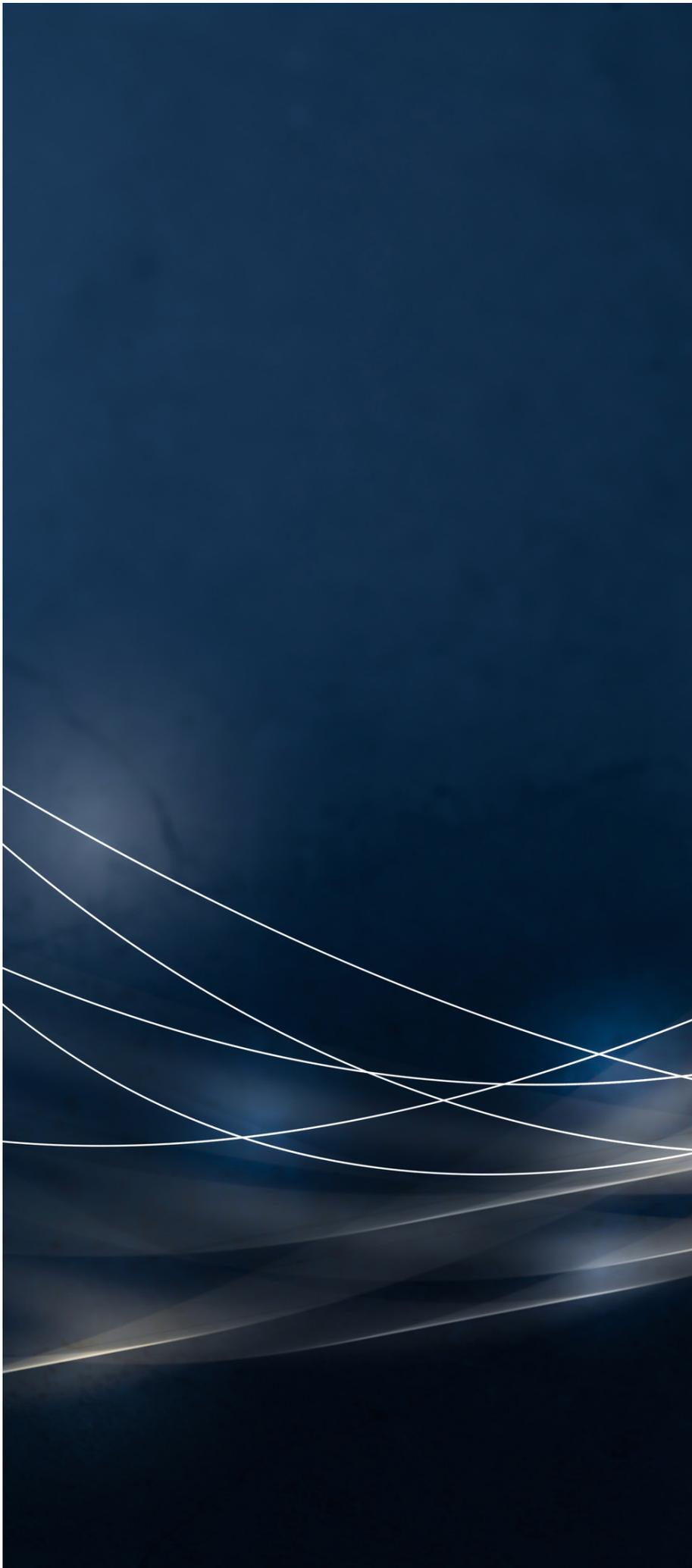
Molina, M.G., Suvire, G., Ontiveros, L., Sarasua, A., & M., M. (2011). Electrónica de potencia - vinculación de generación dispersa a la red.

Molina, Marcelo G. (2017). Energy storage and power electronics technologies: A strong combination to empower the transformation to the smart grid. Proceedings of the IEEE, 105(11), 2191–2219. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2702627>

Naciones Unidas. (2015). Objetivos de Desarrollo Sostenible. Retrieved from <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>

OLADE. (2018a). Metodología de proyectos de energización rural.

- OLADE. (2018b). Panorama energético de América Latina y el Caribe 2018.
- OLADE. (2019). Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe, siELAC. Retrieved from <http://sielac.olade.org/>
- Olivares, D. E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A. H., Cañizares, C. A., Irvani, R., Kazerani, M., ... Hatziargyriou, N. D. (2014). Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4), 1905–1919. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2295514>
- Paredes, L. A. (2012). Análisis de pérdidas en el anillo de subtransmisión a 138 kV de la Empresa Eléctrica Quito. Escuela Politécnica Nacional.
- Paredes, L. A., Serrano, B. R., & Molina, M. G. (2019a). Energy management in isolated microgrids of the Ecuadorian Amazon Region. In *3er Simposio Ibero-Americano en Microrredes Inteligentes con Integración de Energías Renovables*.
- Paredes, L. A., Serrano, B. R., & Molina, M. G. (2019b). FACTS Technology to improve the operation of resilient microgrids. In *FISE-IEEE/CIGRE Conference Colombia*.
- Paredes, L. A., Serrano, B. R., & Molina, M. G. (2019c). Microgrids – a methodological review in the current context of electric systems. *CIEEPI - Revista Del Colegio de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos de Pichincha*, (49).
- Parhizi, S., Lotfi, H., Khodaei, A., & Bahramirad, S. (2015). State of the art in research on microgrids: A review. *IEEE Access*, 3, 890–925. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2015.2443119>
- Pelland, S., Turcotte, D., Colgate, G., & Swingler, A. (2012). Nemiah valley photovoltaic-diesel mini-grid: System performance and fuel saving based on one year of monitored data. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 3(1), 167–175. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2011.2170444>
- Peng, F. Z. (2017). Flexible AC transmission systems (FACTS) and resilient AC distribution systems (RACDS) in Smart Grid. *Proceedings of the IEEE*, 105(11), 2099–2115. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2714022>
- Ponce, P., Molina, A., Mata, O., Ibarra, L., & McCleery, B. (2018). *Power system fundamentals*. CRC Press.
- Samad, T., & Annaswamy, A. M. (2017). Controls for smart srids: Architectures and applications. *Proceedings of the IEEE*, 105(11), 2244–2261. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2707326>
- Schneider, K. P., Tuffner, F. K., Elizondo, M. A., Liu, C. C., Xu, Y., & Ton, D. (2017). Evaluating the feasibility to use microgrids as a resiliency resource. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(2), 687–696. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2494867>
- Smith, M. (2009). Overview of the US Department of Energy's Research & Development activities on microgrid technologies. 2009 Symposium Presentations on Micro-Grid. Retrieved from [http://microgrid-symposiums.org/wp-content/uploads/2014/12/sandiego\\_smith.pdf](http://microgrid-symposiums.org/wp-content/uploads/2014/12/sandiego_smith.pdf)
- Tamrakar, U., Galipeau, D., Tonkoski, R., & Tamrakar, I. (2015). Improving transient stability of photovoltaic-hydro microgrids using virtual synchronous machines. *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/PTC.2015.7232663>
- Zambroni de Souza, A., & Castilla, M. (2019). Microgrids design and implementation. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-98687-6>





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](mailto:enerlac@olade.org)