

enerLAC

Revista de
Energía de
Latinoamérica
y el Caribe

Mejores prácticas para mitigar el impacto socio-ambiental de los sistemas fotovoltaicos interconectados

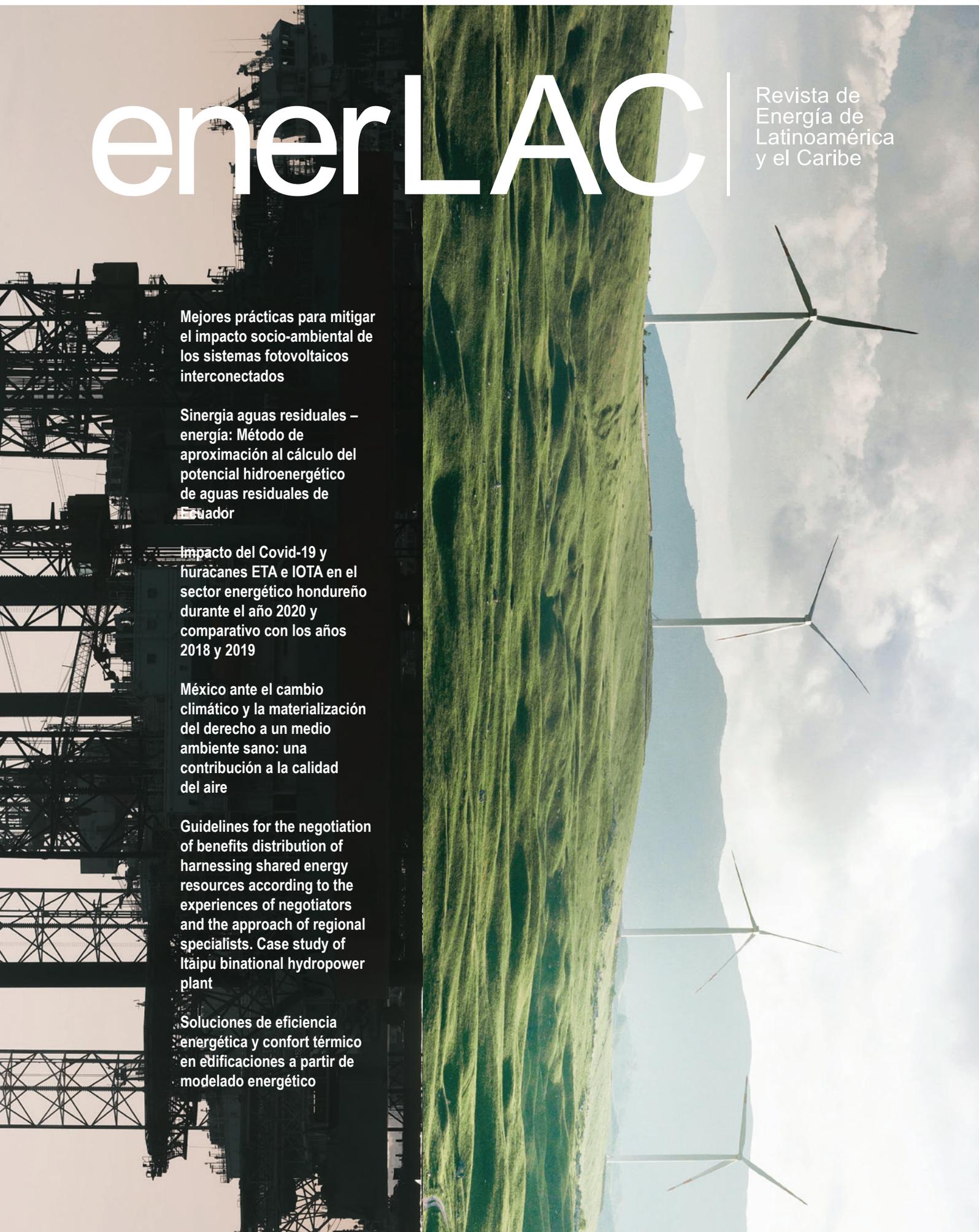
Sinergia aguas residuales – energía: Método de aproximación al cálculo del potencial hidroenergético de aguas residuales de Ecuador

Impacto del Covid-19 y hurácanes ETA e IOTA en el sector energético hondureño durante el año 2020 y comparativo con los años 2018 y 2019

México ante el cambio climático y la materialización del derecho a un medio ambiente sano: una contribución a la calidad del aire

Guidelines for the negotiation of benefits distribution of harnessing shared energy resources according to the experiences of negotiators and the approach of regional specialists. Case study of Itaipu binational hydropower plant

Soluciones de eficiencia energética y confort térmico en edificaciones a partir de modelado energético





COMITÉ EDITORIAL

Alfonso Blanco

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Ecuador.

Pablo Garcés

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Ecuador.

Marcelo Vega

Asociación de Universidades Grupo Montevideo (AUGM). Uruguay.

COMITÉ AD-HONOREM

Andrés Romero C.

Pontificia Universidad Católica de Chile.

Leonardo Beltrán.

Institute of the Americas. México.

Manlio Coviello.

Pontificia Universidad Católica de Chile.

Mauricio Medinaceli.

Investigador independiente. Bolivia.

Ubiratan Francisco Castellano.

Investigador independiente. Brasil.

COORDINADORES DE LA EDICIÓN

DIRECTOR GENERAL

Alfonso Blanco

DIRECTORES EJECUTIVOS

Pablo Garcés

Marcelo Vega

COORDINADORA DE PRODUCCIÓN

Mishell Real Morales.

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

REVISORES

Luiz Fernando Rosa Mendes.
Instituto Federal Fluminense. Brasil.

Hugo Zurlo.
Universidad Nacional del Nordeste. Argentina.

Ojilve Ramón Medrano Pérez.
*Cátedra CONACYT - Centro del Cambio Global
y la Sustentabilidad. México.*

Reynaldo Payano Almanzar.
INRHED SPA. Chile.

Luis Daniel García Zúñiga.
Investigador independiente. México.

Ramiro Rodríguez.
FCEFYN. Universidad Nacional De Córdoba. Argentina.

María del Sol Muñoz Mortera.
Investigadora independiente. Chile.

Ricardo Rubén Cruz Salinas.
Iniciativa Climática de México, AC. México.

Luis Guerra Flores.
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Ecuador.

José Medardo Cadena Mosquera.
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Ecuador.

Francisco Macías Aguilera.
Universidad de Guanajuato. México.

Carlos Ramiro Rodríguez.
Universidad Nacional de Córdoba. Argentina.

COLABORADORES

Raquel Atiaja.
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Ana María Arroyo. *Diseño y diagramación.
Consultora independiente.*

© Copyright Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE) 2021. 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
Mail ENERLAC: enerlac@olade.org

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

Fotografía de la portada y de la contraportada Galen Crout y
Appolinary Kalashnikova en Unsplash.

Diseño de la portada y contraportada Ana María Arroyo.

NOTA DE RESPONSABILIDAD DE CONTENIDO

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



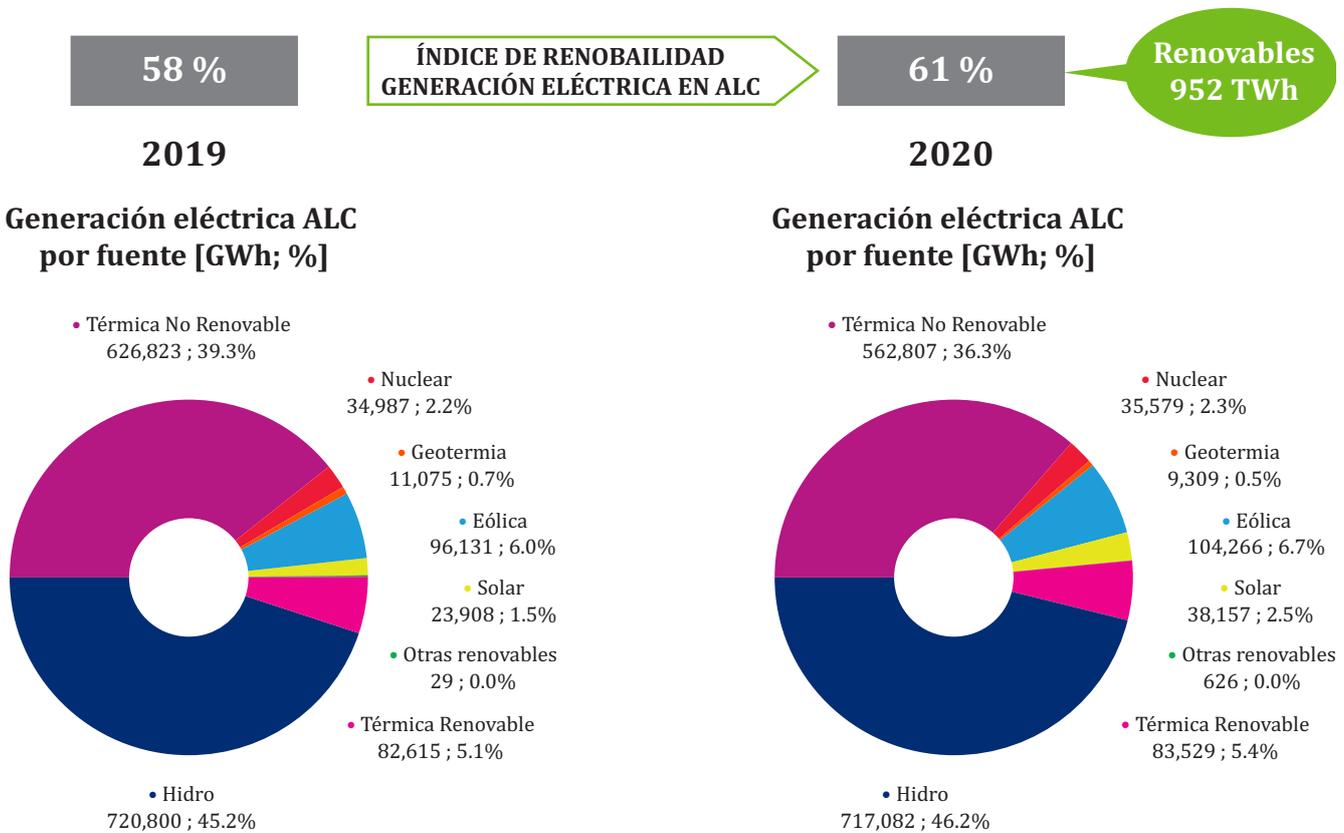
EDITORIAL



Foto de Jorge Salvador de Unsplash.

No obstante los efectos innegables de la pandemia en las economías de la región, América Latina y El Caribe muestran importantes avances en sus procesos de transición energética, que se evidencian por ejemplo, en la variación de tres

puntos porcentuales en el índice de renovabilidad de la generación eléctrica, que pasó del 58 al 61% entre 2019 y 2020, con 952 TWh de generación proveniente de fuentes renovables.



Fuente: OLADE, Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2021.

La base de la componente renovable continúa siendo la generación hidroeléctrica con una participación de 75%, mientras que la eólica y solar no obstante mantener una menor participación, reportan un avance significativo. Si se trata de mirar a la región en el contexto global, en cuanto a oferta primaria las energías renovables representan el 33%, porcentaje muy significativo si se compara con un promedio a nivel global de 13%. Estas cifras posicionan a América Latina y El Caribe como la región más verde del planeta.

Por el lado de las emisiones, las cifras son aún más relevadoras, pues mientras América Latina y el Caribe aportan apenas con el 5% de las emisiones a nivel global, son en contraposición, las regiones más golpeadas por los efectos del cambio climático, situación que contribuye a ahondar en muchos casos, los problemas de desigualdad, incrementando las brechas recurrentes entre los sectores de mayores y menores ingresos.

En el contexto geopolítico, el conflicto bélico entre Rusia y Ucrania ha posicionado a la seguridad energética como el principal objetivo de mediano y largo plazo para muchos países, especialmente para aquellos que se han visto afectados directamente por los problemas de abastecimiento y el impacto en los precios de la energía. Esta situación también ha significado la apertura de nuevos espacios de mercado para algunos países productores de hidrocarburos y gas natural de la región.

Por su lado, las energías renovables se consolidan como el vehículo idóneo para una transición energética sostenible, aun cuando algunos países se hayan visto en la necesidad de apelar a recursos energéticos no renovables como el carbón mineral, para solventar sus problemas de corto plazo.

Esta coyuntura representa para América Latina y el Caribe un conjunto de desafíos y nuevas oportunidades que una vez identificadas, deben ser enfrentadas con decisiones de política energética ajustadas a las nuevas condiciones de entorno, que no descuiden las realidades internas de los países y la necesidad de desarrollar las economías apelando al aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles.

Sin dejar de reconocer el gran avance y compromiso de la región con las transiciones energéticas, las nuevas agendas energéticas de la región deben estar matizadas por esta nueva realidad.

En este contexto, el rol de los organismos internacionales como OLADE resulta fundamental para generar espacios de intercambio, discusión y generación de conocimiento. Ese es el objetivo de publicaciones como la presente, que constituyen una ventana para que el conocimiento y experiencia acumulados en la región, puedan ponerse en evidencia e irradiarse hacia todos los actores de la comunidad energética. Temas como los aquí señalados serán tratados con mayor profundidad en el próximo encuentro de la Semana de la Energía, que en su séptima edición se llevará a cabo del 12 al 16 de diciembre de 2022 en la Ciudad de Panamá, evento al que invitamos cordialmente a participar. Información adicional la pueden encontrar en la página oficial del evento: <https://semanadelaenergia.olade.org/>

Medardo Cadena

*Director de Estudios,
Proyectos e Información
OLADE*

ÍNDICE

INDEX

p. 8



MEJORES PRÁCTICAS PARA MITIGAR EL IMPACTO SOCIO-AMBIENTAL DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTERCONECTADOS

BEST PRACTICES TO MITIGATE SOCIO-ENVIRONMENTAL IMPACT OF GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS

Luis López Martinelli, Fabio Manzini Poli

p. 22



SINERGIAS AGUAS RESIDUALES – ENERGÍA: MÉTODO DE APROXIMACIÓN AL CÁLCULO DEL POTENCIAL HIDROENERGÉTICO DE AGUAS RESIDUALES DE ECUADOR

SYNERGY WASTEWATER – ENERGY: METHOD OF APPROXIMATION FOR CALCULATION ECUADOR'S HYDROPOWER POTENTIAL OF WASTEWATER

Diego Esteban Teca, Leandro Gabriel Álvarez Samaniego, Efraín Antonio Domínguez Calle

p. 50



IMPACTO DEL COVID-19 Y HURACANES ETA E IOTA EN EL SECTOR ENERGÉTICO HONDUREÑO DURANTE EL AÑO 2020 Y COMPARATIVO CON LOS AÑOS 2018 Y 2019

IMPACT OF COVID-19 AND HURRICANES ETA AND IOTA ON THE HONDURAN ENERGY SECTOR DURING THE YEAR 2020 AND COMPARED TO THE YEARS 2018 AND 2019

Herson Álvarez Tabora, Álvaro Antonio Araujo Espinal

p. 84

MÉXICO ANTE EL CAMBIO CLIMÁTICO Y LA MATERIALIZACIÓN DEL DERECHO A UN MEDIO AMBIENTE SANO: UNA CONTRIBUCIÓN A LA CALIDAD DEL AIRE

MEXICO IN THE FACE OF CLIMATE CHANGE AND THE MATERIALIZATION OF THE RIGHT TO A HEALTHY ENVIRONMENT: A CONTRIBUTION TO AIR QUALITY

Erika Flores Torres, Natalia Gaspar Pérez



p. 104

GUIDELINES FOR THE NEGOTIATION OF BENEFITS DISTRIBUTION OF HARNESSING SHARED ENERGY RESOURCES ACCORDING TO THE EXPERIENCES OF NEGOTIATORS AND THE APPROACH OF REGIONAL SPECIALISTS. CASE STUDY OF ITAIPU BINATIONAL HYDROPOWER PLANT.

LINEAMIENTOS PARA LA NEGOCIACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE BENEFICIOS DEL APROVECHAMIENTO DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS COMPARTIDOS DE ACUERDO CON LAS EXPERIENCIAS DE LOS NEGOCIADORES Y EL ENFOQUE DE LOS ESPECIALISTAS REGIONALES. ESTUDIO DE CASO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA BINACIONAL ITAIPÚ.

Eduardo Ortigoza, Richard Ríos, Noel Jiménez, Victorio Oxilia



p. 120

SOLUCIONES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y CONFORT TÉRMICO EN EDIFICACIONES A PARTIR DE MODELADO ENERGÉTICO

ENERGY EFFICIENCY AND THERMAL COMFORT SOLUTIONS FOR BUILDINGS BASED ON ENERGY MODELING

William P. Guamán, Jonathan A. Chicaiza, Byron J. Vilcasana, Gabriel N. Pesántez, Xavier A. Proaño



MEJORES PRÁCTICAS PARA MITIGAR EL IMPACTO SOCIO-AMBIENTAL DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTERCONECTADOS

*BEST PRACTICES TO MITIGATE SOCIO-ENVIRONMENTAL IMPACT OF
GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS*

Luis López Martinelli ¹, Fabio Manzini Poli ²

Recibido: 18/10/2021 y Aceptado: 29/11/2021
ENERLAC. Volumen VI. Número 1. Junio, 2022 (8 - 20)
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de Derek Sutton de Unsplash.

1 Universidad Nacional Autónoma de México. México.

luisl@ualberta.net

<https://orcid.org/0000-0002-6963-4605>

2 Universidad Nacional Autónoma de México. México.

fmp@ier.unam.mx

<https://orcid.org/0000-0002-6957-7970>



RESUMEN

Durante su ciclo de vida, los Sistemas Fotovoltaicos Interconectados (SFVI) generan impactos socio-ambientales. Estos impactos ocurren principalmente durante la extracción de los insumos para su fabricación y en su fabricación misma, pero también durante su instalación, operación y desmantelamiento. El presente artículo identifica algunas mejores prácticas disponibles actualmente para la disminución sustancial del impacto socio-ambiental de un SFVI a través de una revisión de literatura. La extensión de la vida útil de los SFVI y la selección de componentes específicos disponibles en la actualidad, disminuyen sustancialmente el impacto socio-ambiental de los SFVI. Mitigar oportunamente los impactos socio-ambientales de los SFVI propicia un crecimiento más sustentable de la tecnología, respetuoso de los límites planetarios y ecosistemas, y permite disminuir las afectaciones secundarias que repercuten en resistencias a su difusión.

Palabras clave: Energía fotovoltaica, Impacto socio-ambiental, paneles fotovoltaicos (FV), Sistemas Fotovoltaicos Interconectados (SFVI), Evaluación de Impacto social, Evaluación de Impacto ambiental.

ABSTRACT

During their life cycle, Grid-connected Photovoltaic Systems (GCPVS) cause socio-environmental impacts. These impacts occur mainly in the raw material extraction for their manufacture, in the manufacture itself, and during their installation, operation, and dismantling. This article identifies some currently available best practices for substantially reducing the socio-environmental impact of an GCPVS through a literature review. The extension of the lifespan of the GCPVS and the selection of specific components available today effectively reduce the socio-environmental impacts of the GCPVS. The timely mitigation of the socio-environmental impacts of GCPVS promotes a sustainable growth of the technology, respectful of planetary limits and ecosystems, and reduces the secondary effects that create resistance to its diffusion.

Keywords: *Photovoltaic energy, Socio-environmental Impact, Photovoltaic Modules (PV), Grid-connected photovoltaic systems (GCPV), Social Impact Assessment, Environmental Impact Assessment.*

Existe resistencia a la difusión de la energía fotovoltaica debido a su impacto socio-ambiental, particularmente el causado por sus residuos al término de su vida útil.

INTRODUCCIÓN Y METODOLOGÍA

La energía fotovoltaica (FV) goza de una percepción generalizada de ser una tecnología limpia. De acuerdo al Laboratorio de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL, por sus siglas en inglés), el impacto ambiental cuantificado mediante la metodología del ciclo de vida armonizado de la energía fotovoltaica es al menos un orden de magnitud menor al del gas natural en ciclo combinado (2021). Sin menoscabo, en algunos sectores de la sociedad existe resistencia a la difusión de la energía fotovoltaica debido a su impacto socio-ambiental, particularmente el causado por sus residuos al término de su vida útil.

Desde hace algunas décadas, el análisis de ciclo de vida (ACV) de la tecnología FV ha sido sujeto de estudio. En el 2014, Nugent y Sovacool ya identificaban 153 estudios ACV de la tecnología fotovoltaica, y apuntaban a que la fase de extracción y fabricación era responsable del 79% de la huella climática de los SFVI (2014). En adición a la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), “los módulos fotovoltaicos contienen metales pesados tales como plomo y cadmio, que pueden ser peligrosos cuando los paneles son desmantelados... y los paneles hechos con celdas tipo película delgada contienen materiales tóxicos como el galio, el indio y el arsénico” (Vandeligt et al 2012, citado en Olowu et al., 2018). Durante su fabricación, como en el resto de la industria de semiconductores, para purificar el semiconductor se utilizan compuestos químicos peligrosos tales como el “ácido clorhídrico, fluoruro de hidrógeno, ácido nítrico, acetona, 1,1,1-tricloroetano y ácido sul-fúrico” (Olowu et al., 2018, p. 10). Por otro lado, existen reportes de trabajo forzado en el proceso de purificación del silicio en la región de Xinjiang Uyghur en China (Braw, 2021; Murphy & Elima, 2021), donde se produce el 45% del suministro de silicio policristalino de grado solar del mundo (Murphy & Elima, 2021), por lo que, de acuerdo a Chase y Bernreuter es altamente

probable que cualquier módulo solar tenga silicio de Xinjiang (2021, citados en Hernández-Morales et al., 2021).

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés) estima que habrá 78 millones de toneladas de residuos fotovoltaicos al 2050 (Weckend et al., 2016). Los países industrializados, como Inglaterra, Australia, Japón y la Unión Europea, ya han implementado regulación específica para el manejo de estos residuos y cuentan con plantas de reciclaje dedicadas. Éste no es el caso generalizado en países del sur global donde con frecuencia no se cuenta con legislación específica o plantas de reciclaje para los residuos fotovoltaicos. Éstos contienen un porcentaje elevado de materiales que pueden ser reutilizados, así como materiales tóxicos que pueden contaminar el medio ambiente con una disposición final inadecuada (Mahmud et al., 2018).

A nivel mundial, los diversos esfuerzos para el reciclaje de los residuos de un SFVI, son comúnmente impulsados por legislación local o asociaciones de empresas solares cuyo enfoque suele ser el “desarrollo de métodos de reciclaje eficientes y costo-efectivos, más que la protección del medio ambiente” (Rabaia et al., 2021, p. 11). Desde la academia, Mahmoudi et al. realizaron una revisión de 70 estudios enfocados en el término de vida de los módulos FV, la mayoría de ellos con énfasis en el reciclaje y la recuperación de materiales (2019). Existen también esfuerzos para extender la vida útil de los paneles FV recuperándolos al término de su primer uso (Create New Revenue Streams, s/f).

A partir de un análisis de literatura, es posible identificar el impacto ambiental en los límites planetarios y ecosistemas, así como el impacto social en la calidad de vida y salud humana, de los diferentes tipos de componentes, tecnologías y prácticas de disposición, creando la posibilidad de reducir el impacto a través de la selección específica de ciertos componentes y prácticas actualmente disponibles (Mahmud et al., 2018).

Con ello, buscar que las mejores prácticas permeen en la industria para que se vuelvan un instrumento de decisión en la implementación de la tecnología FV, y así propiciar un crecimiento más sustentable de la tecnología, respetuoso de los límites planetarios y ecosistemas (Steffen et al., 2015), disminuyendo las afectaciones secundarias que repercuten en resistencias a su difusión.

DESARROLLO Y RESULTADOS: IDENTIFICACIÓN DE MEJORES PRÁCTICAS

Extracción y fabricación

Como el proceso de extracción y purificación de los materiales para la fabricación de los módulos FV es intensivo energéticamente hablando, la energía utilizada en la manufactura de los módulos es uno de los determinantes más importantes de su huella de carbón. Las regiones con menor participación de fuentes fósiles y menor factor de emisiones en su red eléctrica, por ende, producen módulos fotovoltaicos con menor huella de carbono (Liu & van den Bergh, 2020). Debido al gran porcentaje de aportación de las carboeléctricas en la red eléctrica de China (Liu & van den Bergh, 2020), “la huella de carbono resultante de la manufactura de paneles solares en China es del doble que de los paneles fabricados en Europa” (Olowu et al., 2018). En el caso de Xinjiang, el 75% de la energía es aportada por fuentes fósiles, de las cuales el carbón es la fuente mayoritaria (Overton, 2016). Por otro lado, los reportes de trabajo forzado en Xinjiang, la utilización de metales pesados y químicos peligrosos que requiere de un elevado estándar de seguridad para los trabajadores, y la negativa del gobierno a permitir auditorías externas, apuntan a favorecer el suministro desde otras regiones (Braw, 2021; 2021, citados en Hernández-Morales et al., 2021). En este sentido, Murphy y Elima (2021) proponen algunas fuentes de suministro alterno.

Otra forma de reducir las emisiones relacionadas con la purificación del silicio es a través del uso de silicio semiconductor reciclado. Klugmann-Radziemska y Kuczyńska-Łażewska estiman que esto logra una reducción de la huella de carbono de un 42% y una reducción casi 50% mayor en el impacto ambiental total, “principalmente debido a la reducción del consumo de energía durante la producción de silicio cristalino de alta pureza” (2020, p. 1). Por su parte, Shin et al. indican que los módulos FV fabricados con silicio reciclado tienen una eficiencia similar a los fabricados con silicio virgen (2017, citado en Mahmoudi et al., 2019).

Si bien el impacto socio-ambiental de un SFVI proviene principalmente de los paneles FV, el resto de los componentes también tienen un impacto en la extracción y fabricación. Tales como los procesos de extracción mineral y fabricación para el cableado de cobre, estructura de montaje de aluminio y baterías para los SFVI con almacenamiento. La reducción de estos impactos se aborda en la siguiente sección.

A partir de esta información es posible concluir que el origen de los módulos FV, particularmente la mezcla de combustibles que se utiliza

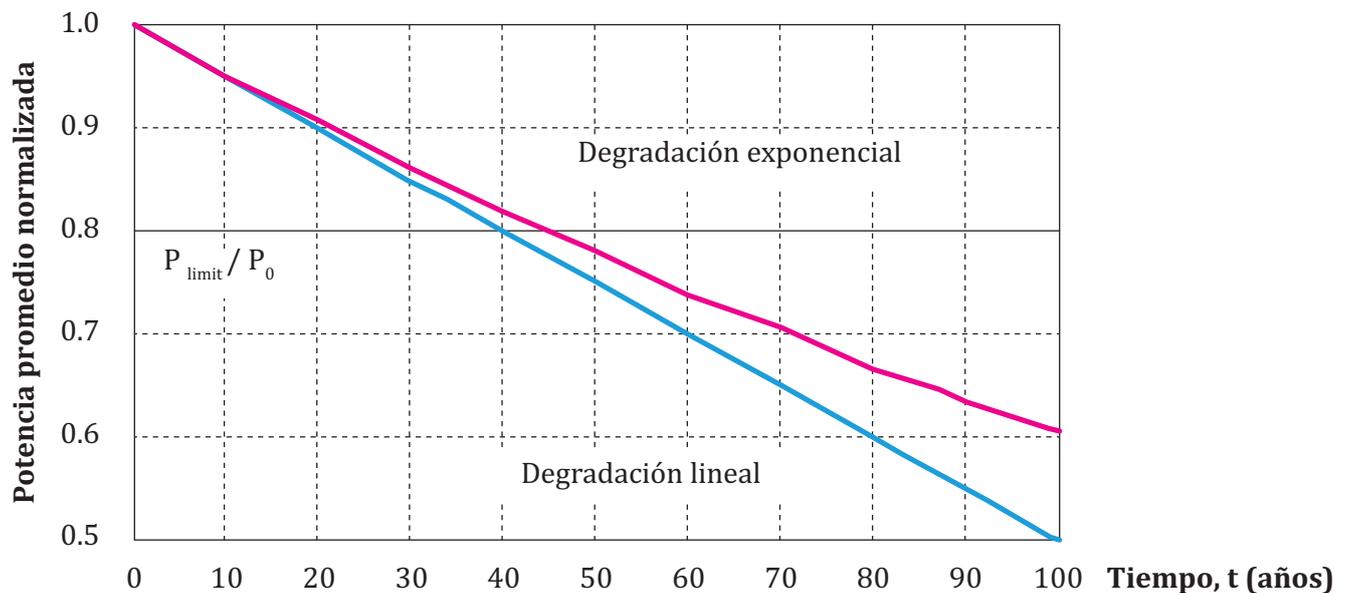
en su fabricación y el uso de silicio reciclado, incide significativamente en el impacto ambiental. Con respecto al impacto social, es preferible favorecer el suministro desde regiones con un récord transparente en sus prácticas laborales.

Diseño, instalación, operación y mantenimiento

Los estándares y prácticas de fabricación han ido evolucionando con el tiempo, logrando en conjunto implementaciones de mayor calidad. De forma ilustrativa, los paneles FV presentaban 5 veces menos fracaso de acreditación bajo las normas IEC en el 2012 en comparación con el 2002 (Köntges et al., 2014, p. 7). Los paneles fotovoltaicos son el elemento de mayor confiabilidad de los SFVI, por lo que con frecuencia son acompañados por amplias garantías que cubren hasta 30 años de desempeño (Brakels, 2019).

Estas garantías están diseñadas a partir de curvas de degradación natural, como la que se muestra en la Figura 1 considerando una degradación anual inicial del 0.5%, en donde se observa que a los 40 años la potencia se reduce un 20% (en relación a su potencia inicial P_0) si se considera una degradación lineal y un 17% si se considera una degradación exponencial.

Figura 1. Curvas de degradación.

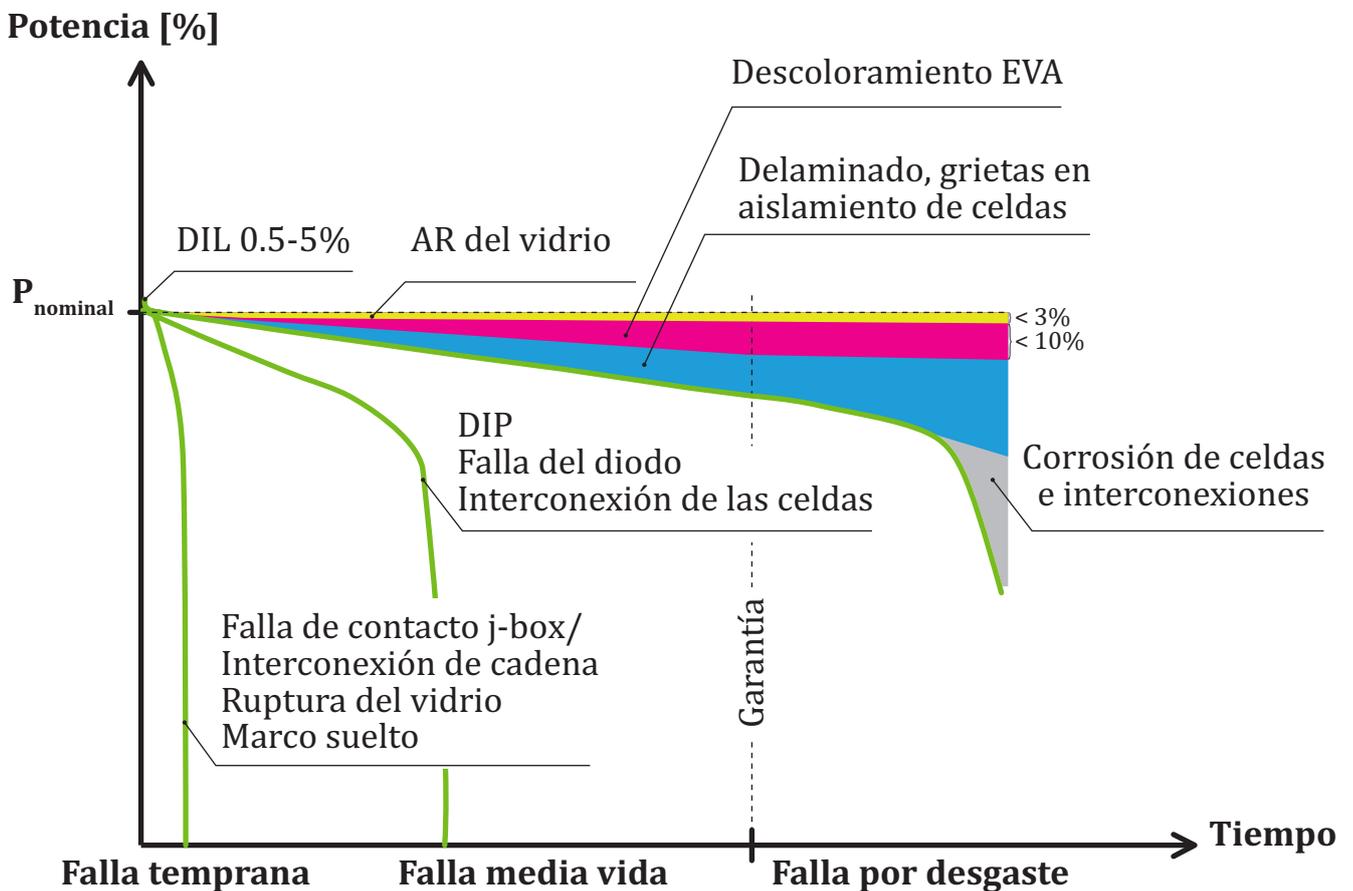


Fuente: Adaptado de Vázquez y Rey-Stolle, 2008.

A pesar de la alta confiabilidad, existen fallas que afectan a los paneles FV en un corto y mediano plazo. Un estudio basado en Alemania encontró que los paneles FV defectuosos y las conexiones defectuosas suelen fallar con rapidez, dentro de los primeros 2 años de operación. Las fallas tempranas más comunes se deben a “la pérdida de potencia, problemas en la caja de conexiones y cableado, ruptura de vidrio y la interconexión de las celdas” (Köntges et al., 2014, p. 4). Posteriormente,

acumulando las posibles fallas a mediano plazo, “se predice que el 2% de los paneles FV no cumplirán la garantía del fabricante después de 11-12 años de operación” (Köntges et al., 2014, p. 5), la mayoría por problemas relacionados con fallas en la interconexión de los módulos y ruptura del vidrio. Köntges y colegas (2014) reportan las fallas más comunes, identificadas por su etapa de aparición y su impacto en la generación del panel FV en la Figura 2.

Figura 2. Tres escenarios de fallas típicas de módulos fotovoltaicos con obleas cristalinas



Acrónimos: DIL - Degradación inducida por la luz, DIP - Degradación inducida potencial, j-box - Caja de juntas.

Fuente: Adaptado de Köntges et al., 2014.

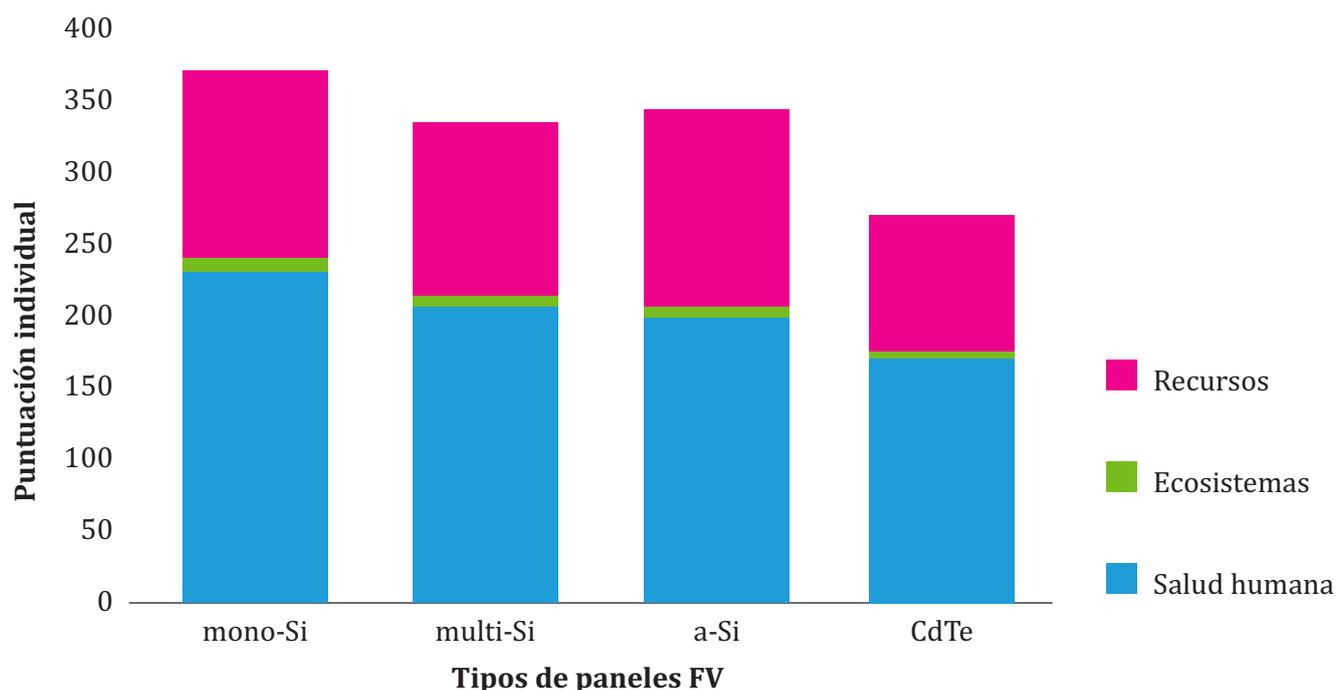
Adicional a las fallas, es probable que un porcentaje de los paneles FV no lleguen al periodo garantizado de desempeño por degradación debido a que las necesidades del usuario lo lleven a repotenciar el sistema. Particularmente en proyectos centralizados, de gran escala o a nivel suministrador existe la posibilidad de repotenciar la planta antes del fin de vida de los paneles FV, lo cual podría agravar el impacto socio-ambiental de esos proyectos al desperdiciar el potencial de generación remanente en los paneles FV.

Con el rápido avance de la tecnología fotovoltaica, la mayoría de los ACV, incluso algunos realizados apenas hace algunos años, utilizan paneles FV cuya eficiencia es notablemente menor a la disponible en la actualidad comercialmente, lo cual podría estar sobrevalorando su impacto ambiental. Lunardi et al., por ejemplo, identificaron que los paneles con tecnología PERC (*Passivated Emitter and Rear Cell*) tienen mejores prestaciones ambientales (2018). Gazbour et al. igualmente encontraron un menor impacto ambiental conforme mayor es la eficiencia de los paneles fotovoltaicos (2018).

La mayor densidad energética, al requerir menos área de generación y por ende cambio de uso de suelo, es un beneficio ambiental que no se ve reflejado en implementaciones en azoteas donde no existe cambio de uso de suelo. Muteri et al. estiman que el impacto ambiental de las nuevas generaciones FV es considerablemente menor al impacto de los módulos de silicio (2020) que conforman el 90% de los paneles FV en el mercado actualmente (Lunardi et al., 2018).

Dentro de las tecnologías FV más disponibles en el mercado en la actualidad, Rashedi y Khanam (2020) presentan en la Figura 3 el impacto socio-ambiental de la cuna a la tumba, utilizando una escala en la que cada punto representa el impacto anual de un ciudadano promedio. Los paneles monocristalinos (mono-Si) tienen una huella 11% mayor que los paneles policristalinos y 38% mayor que los de Telurio de Cadmio (CdTe), aunque el contenido de cadmio de estos últimos puede dificultar su reciclaje o disposición final adecuado excepto en plantas especializadas.

Figura 3. ACV de diferentes tecnologías FV.

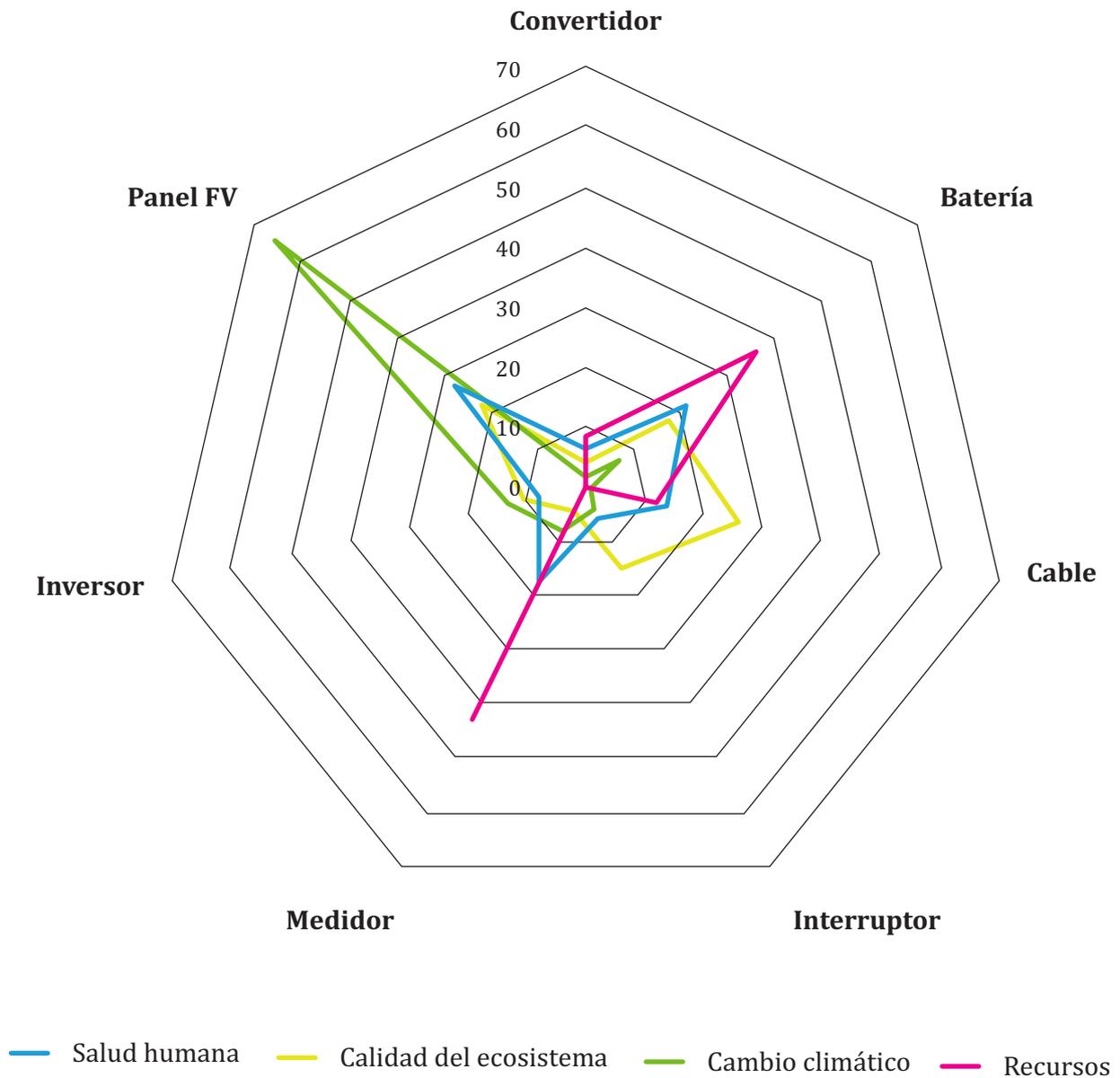


Fuente: Adaptado de Rashedi y Khanam, 2020.

Si bien el panel FV es el responsable de la mayor cantidad del impacto (Rashedi & Khanam, 2020), los SFVI requieren adicionalmente de un inversor, una instalación eléctrica, un montaje y baterías para sistemas con almacenamiento de energía. Mahmud et al. presentan en la Figura 4 que un SFVI que no requiere batería, evita los mayores impactos de un SFVI en recursos

y salud humana. De igual forma, un SFVI que disminuye el cableado en corriente directa (que requiere un mayor calibre), con el uso de microinversores o micro-SFVI que aprovechen la red eléctrica del inmueble, evita el mayor impacto en recursos y calidad del ecosistema. Lo mismo ocurre al utilizar un solo medidor bidireccional (Mahmud et al., 2018).

Figura 4. Categorías de impacto de los componentes de un SFVI.



Fuente: Adaptado de Mahmud et al., 2018.

Para instalaciones a gran escala montadas sobre el piso, como es el caso de plantas de generación central, donde la estructura de montaje suele ser más voluminosa, Beylot et al. reportan que “el uso de aluminio reciclado para la estructura de montaje reduce significativamente los impactos en un 42% para cambio climático, 39% para salud humana y 25% en recursos” (2014). Esto apunta a que el perfil socio-ambiental de un SFVI también pudiera beneficiarse al utilizar estructuras de montaje de aluminio reciclado.

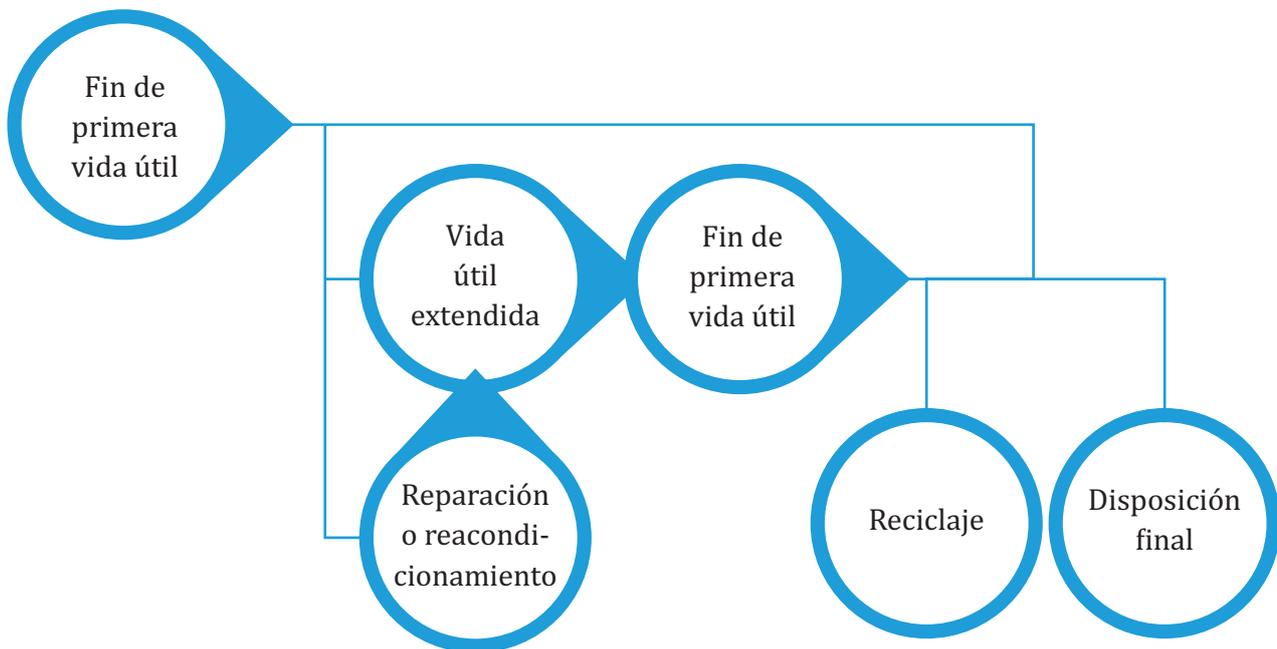
A partir de esta información es posible concluir que las diferentes tecnologías y componentes que conforman un SFVI inciden significativamente en su impacto socio-ambiental. Los paneles FV son el componente que mayor impacto genera, y existen diferencias considerables entre las dife-

rentes tecnologías, siendo la monocristalina la de mayor impacto y las nuevas tecnologías PERC y CdTe las de menor impacto. Por último, evitar o reducir el uso de cableado, batería y medidores adicionales puede tener una reducción significativa en el impacto socio-ambiental de los SFVI.

Fin de la vida útil

Al término de la vida útil de un panel FV existen varias alternativas. Como se muestra en la Figura 5, al fin de su vida útil, el panel FV podría ser reciclado o puesto en disposición final. Alternativamente, podría tener una vida útil extendida en el mercado secundario, pudiendo requerir reparación o remanufactura, antes del fin de su vida útil extendida.

Figura 5. Flujoograma de fin de vida útil FV.



Fuente: Elaboración propia.

La ruta que menor impacto socio-ambiental presenta, pues maximiza la utilización de los recursos ya invertidos en la fabricación del panel FV, es aquella que extiende su vida útil.

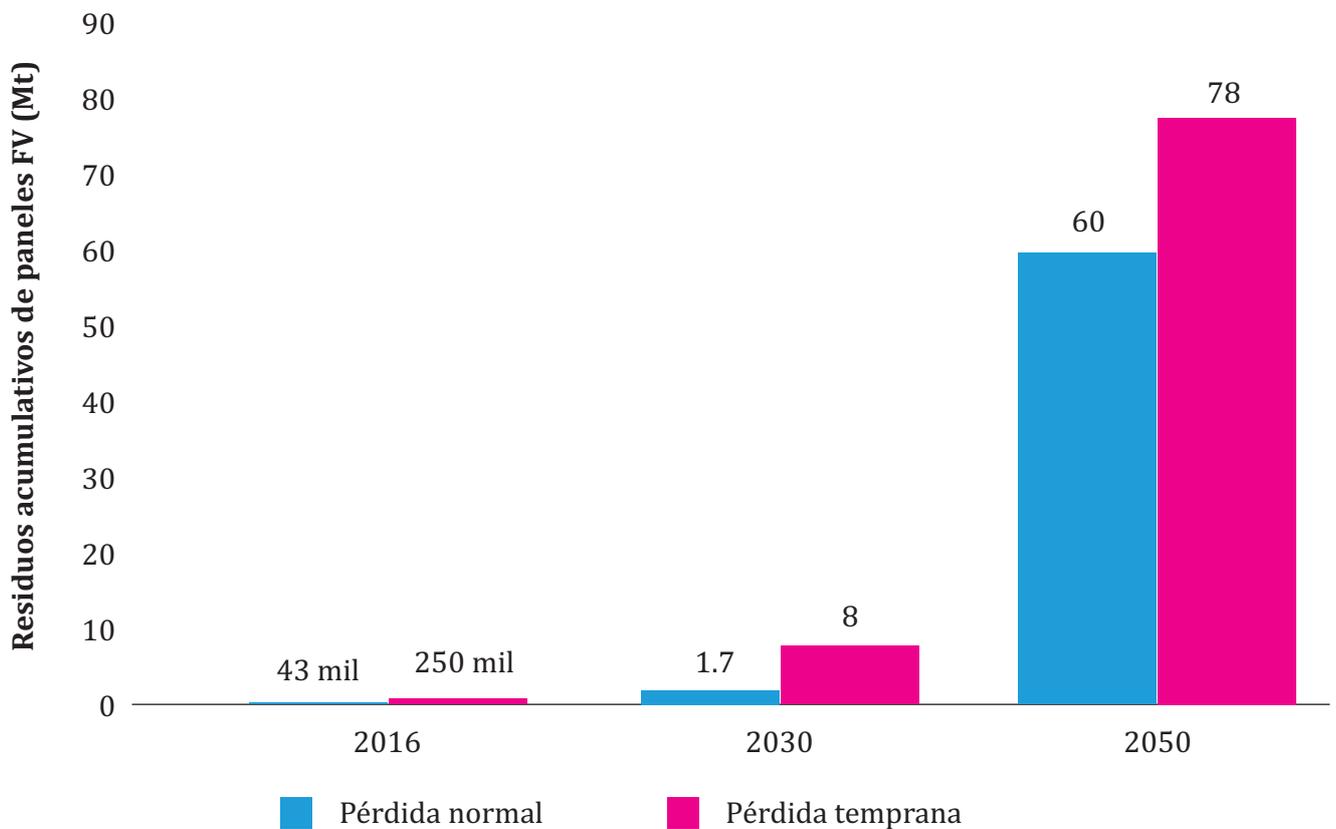
En mercados desarrollados, existe una naciente industria para la reparación, remanufactura y colocación en el mercado secundario de los paneles FV usados, lo cual podría extender la

vida del pequeño porcentaje de paneles que tiene fallas prematuras o de los paneles FV que son reemplazados al repotenciar una planta. Algunas de estas empresas, ofrecen el servicio de reciclaje si la reparación no es viable, como es el caso de Rinovasol en Alemania y RecyclePV en Estados Unidos. Por otro lado, Secondsol en Alemania y EnergyBin en Estados Unidos, han creado adicionalmente un mercado de segunda mano para componentes de SFVI, en donde se pueden adquirir componentes usados o remanufacturados. Ya que el costo de reparación puede ser elevado, ésta se privilegia cuando no quiere modificarse las prestaciones de un arreglo solar existente. Así como con el reciclaje, el costo de reparación o remanufactura podrían verse mejorados con la escala y con diseños que de origen contem-

plen estas posibilidades de la cuna a la cuna (Contreras-Lisperguer et al., 2017).

El reciclaje de los paneles FV es un tema ampliamente estudiado, pues su disposición final puede generar lixiviados tóxicos y los paneles FV contienen materiales de gran valor que pueden ser recuperados. “Los residuos de módulos solares FV ofrecen una rica fuente de energía y materiales que se pueden reutilizar y convertir en nuevos paneles FV, dispositivos electrónicos y otros productos” (Contreras-Lisperguer et al., 2017), existiendo paralelos con el reciclaje de semiconductores. Sin embargo, su reciclaje es aún limitado debido al modesto volumen de residuos disponibles como muestra IRENA en la Figura 6 y a la falta de regulación.

Figura 6. Proyección de desechos FV acumulados.



Fuente: Adaptado de Weckend et al., 2016.

Existen diversos estudios enfocados en proponer marcos regulatorios y procesos de reciclaje más efectivos, pues se requiere de una aproximación sistémica para hacer viable el reciclaje. Por ejemplo, un estudio de Curtis y colegas del NREL reporta que:

La recolección, transporte y reciclaje de los módulos PV es actualmente prohibitivo y más caro que la disposición final. Evidencia anecdótica sugiere que el costo de reciclar un módulo en Estados Unidos va desde \$15-\$45 USD por módulo, mientras que un estudio del costo de disposición final en rellenos sanitarios no peligrosos puede costar menos de \$1 USD por módulo y menos de \$5 USD en un relleno sanitario para residuos peligrosos. En comparación, en Europa, donde los países cuentan con regulaciones que obligan al reciclaje de los módulos PV, el costo de reciclaje es tan bajo como \$0.70 USD por módulo y las tasas de reciclaje alcanzan el 95% (2021).

Además de reutilizar el silicio grado solar, “las aplicaciones del reciclaje de los materiales recuperados de los paneles FV al fin de su vida útil, tienen una alta demanda en otras industrias, por ejemplo, para la producción de baterías de Li-Ion, geopolímeros, cemento, ladrillo y cerámica, cosméticos y la manufactura de pinturas” (Mahmoudi et al., 2019). Por ello, un estudio estimó que el valor de los materiales recuperados para Estados Unidos representa un potencial de \$60 millones USD para el 2030 y \$2 billones de USD para el 2050 (Weckend et al 2016, EPA 2019a, citados en Curtis et al., 2021). Sin embargo, con los procesos y volúmenes actuales, Lunardi et al. concluyen que “actualmente el reciclaje de los módulos FV de silicio no es rentable aunque es probable que sea obligatorio en más jurisdicciones” y por ello estiman solo se recicla actualmente el 10% de todos los módulos FV a nivel global (Lunardi et al., 2018).

En los casos donde la regulación es laxa y la industria de reciclaje es incipiente, Curtis et

al. apuntan a la posibilidad de “compañías de reciclaje y otras partes interesadas (p.e. compañías de logística inversa) pueden expandir sus líneas de negocio y servicios para incluir el reciclaje de módulos FV y vender los materiales recuperados” (Curtis et al., 2021). Sin embargo, cuando el reciclaje no es adecuado, “la mayoría solo recupera el vidrio, el marco de aluminio y cableado de cobre exterior y no tienen la capacidad de recuperar componentes de alto valor como la plata, el cobre y el silicio de grado solar” (Wambach et al. 2018, citado en Curtis et al., 2021).

A partir de esta información se identifica que la extensión de la vida-útil de los paneles FV en implementaciones donde aún son de utilidad, y en algunos casos, después de ser reparados o remanufacturados es una práctica que disminuye el impacto socio-ambiental. Al término de su vida útil, el impacto socio-ambiental disminuye con el reciclaje o con el aprovechamiento parcial de los residuos. Estos procesos seguirán mejorando a partir del desarrollo de diseños cuna a cuna, mejoras regulatorias y tecnologías de reciclaje.

CONCLUSIONES

A partir de la revisión de literatura realizada, es posible concluir que las diferentes tecnologías y componentes que conforman un SFVI inciden significativamente en su impacto socio-ambiental. Los paneles FV son el componente que mayor impacto genera, y existen diferencias considerables entre las diferentes tecnologías, siendo la monocristalina la de mayor impacto y las nuevas tecnologías PERC y CdTe las de menor impacto. El origen de los módulos FV, particularmente la mezcla de combustibles que se utiliza en su fabricación y el uso de silicio reciclado, incide significativamente en el impacto ambiental. Con respecto al impacto social, es preferible favorecer el suministro desde regiones con un récord transparente en sus prácticas laborales. Por último, evitar o reducir

el uso de cableado, batería y medidores adicionales puede tener una reducción significativa en el impacto socio-ambiental de los SFVI.

La extensión de la vida-útil de los paneles FV en implementaciones donde aún son de utilidad, y en algunos casos, después de ser reparados o remanufacturados es una práctica que disminuye su impacto socio-ambiental. Posteriormente, al término de su vida útil, el impacto socio-ambiental es disminuido con su reciclaje o con su aprovechamiento parcial en lo que los diseños cuna a cuna, la regulación y las tecnologías de reciclaje optimizan el proceso y la captura del valor residual, así como la protección ambiental de cualquier remanente tóxico. ■

REFERENCIAS

- Beylot, A., Payet, J., Puech, C., Adra, N., Jacquin, P., Blanc, I., & Beloin-Saint-Pierre, D. (2014). Environmental impacts of large-scale grid-connected ground-mounted PV installations. *Renewable Energy*, 61, 2–6. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.04.051>
- Brakels, R. (2019, enero 21). *Do Solar Panels Degrade Over Time? Yes, But Not By Much*. Solar Quotes Blog. <https://www.solarquotes.com.au/blog/solar-panel-degradation/>
- Braw, E. (2021, abril 12). When Clean Energy Is Powered by Dirty Labor. *Foreign Policy*. <https://foreignpolicy.com/2021/04/12/clean-energy-china-xinjiang-uyghur-labor/>
- Contreras-Lisperguer, R., Muñoz-Cerón, E., Aguilera, J., & Casa, J. de la. (2017). Cradle-to-cradle approach in the life cycle of silicon solar photovoltaic panels. *Journal of Cleaner Production*, 168, 51–59. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.08.206>
- Create New Revenue Streams. (s/f). Recycle PV Solar. Recuperado el 5 de mayo de 2021, de <https://recyclepv.solar/create-new-revenue-streams/>
- Curtis, T., Buchanan, H., Heath, G., Smith, L., & Shaw, S. (2021). *Solar Photovoltaic Module Recycling: A Survey of U.S. Policies and Initiatives* (NREL/TP-6A20-74124, 1774839, MainId:6273; p. NREL/TP-6A20-74124, 1774839, MainId:6273). <https://doi.org/10.2172/1774839>
- Gazbour, N., Razongles, G., Monnier, E., Joanny, M., Charbuillet, C., Burgun, F., & Schaeffer, C. (2018). A path to reduce variability of the environmental footprint results of photovoltaic systems. *Journal of Cleaner Production*, 197, 1607–1618. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.06.276>
- Hernández-Morales, A., Mathiesen, K., Lau, S., & Leali, G. (2021, febrero 10). *Fears over China's Muslim forced labor loom over EU solar power*. POLITICO. <https://www.politico.eu/article/xinjiang-china-polysilicon-solar-energy-europe/>
- Klugmann-Radziemska, E., & Kuczyńska-Łażewska, A. (2020). The use of recycled semiconductor material in crystalline silicon photovoltaic modules production—A life cycle assessment of environmental impacts. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 205, 110259. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2019.110259>
- Köntges, M., Kurtz, S., Packard, C., Jahn, U., Berger, K. A., & Kato, K. (2014). *Performance and reliability of photovoltaic systems: Subtask 3.2: Review of failures of photovoltaic modules: IEA PVPS task 13: external final report IEA-PVPS*. International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Programme.
- Liu, F., & van den Bergh, J. C. J. M. (2020). Differences in CO₂ emissions of solar PV production among technologies and regions: Application to China, EU and USA. *Energy Policy*, 138, 111234. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111234>
- Lunardi, M. M., Alvarez-Gaitan, J. P., & Corkish, J. I. B. and R. (2018). A Review of Recycling Processes for Photovoltaic Modules. En *Solar Panels and Photovoltaic Materials*. Intech Open. <https://doi.org/10.5772/intechopen.74390>
- M. Lunardi, M., Alvarez-Gaitan, J. P., Chang, N. L., & Corkish, R. (2018). Life cycle assessment on PERC solar modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 187, 154–159. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2018.08.004>

- Mahmoudi, S., Huda, N., Alavi, Z., Islam, M. T., & Behnia, M. (2019). End-of-life photovoltaic modules: A systematic quantitative literature review. *Resources, Conservation and Recycling*, 146, 1–16. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2019.03.018>
- Mahmud, M., Huda, N., Farjana, S., & Lang, C. (2018). Environmental Impacts of Solar-Photovoltaic and Solar-Thermal Systems with Life-Cycle Assessment. *Energies*, 11(9), 2346. <https://doi.org/10.3390/en11092346>
- Murphy, L., & Elima, N. (2021). *In broad daylight: Uyghur forced labour and global solar supply chains*. Sheffield Hallam University Helena Kennedy Centre for International Justice.
- Muteri, V., Cellura, Curto, D., Franzitta, Longo, S., Mistretta, & Parisi, M. L. (2020). Review on Life Cycle Assessment of Solar Photovoltaic Panels. *Energies*, 13, 252. <https://doi.org/10.3390/en13010252>
- National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2021). *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation: Update* (NREL/FS-6A50-80580). <https://www.osti.gov/biblio/1820320>
- Nugent, D., & Sovacool, B. K. (2014). Assessing the lifecycle greenhouse gas emissions from solar PV and wind energy: A critical meta-survey. *Energy Policy*, 65, 229–244. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.10.048>
- Olowu, T. O., Sundararajan, A., Moghaddami, M., & Sarwat, A. I. (2018). Future challenges and mitigation methods for high photovoltaic penetration: A survey. *Energies*, 11(7), 1782.
- Overton, T. (2016, enero 1). The Energy Industry in Xinjiang, China: Potential, Problems, and Solutions. *POWER Magazine*. <https://www.powermag.com/energy-industry-xinjiang-china-potential-problems-solutions-web/>
- Rabaia, M. K. H., Abdelkareem, M. A., Sayed, E. T., Elsaid, K., Chae, K.-J., Wilberforce, T., & Olabi, A. G. (2021). Environmental impacts of solar energy systems: A review. *Science of The Total Environment*, 754, 141989. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.141989>
- Rashedi, A., & Khanam, T. (2020). Life cycle assessment of most widely adopted solar photovoltaic energy technologies by mid-point and end-point indicators of ReCiPe method. *Environmental Science and Pollution Research*, 27(23), 29075–29090. <https://doi.org/10.1007/s11356-020-09194-1>
- Steffen, W., Richardson, K., Rockström, J., Cornell, S. E., Fetzer, I., Bennett, E. M., Biggs, R., Carpenter, S. R., Vries, W. de, Wit, C. A. de, Folke, C., Gerten, D., Heinke, J., Mace, G. M., Persson, L. M., Ramanathan, V., Reyers, B., & Sörlin, S. (2015). Planetary boundaries: Guiding human development on a changing planet. *Science*, 347(6223). <https://doi.org/10.1126/science.1259855>
- Weckend, S., Wade, A., & Heath, G. A. (2016). *End of life management: Solar photovoltaic panels*. IRENA & IEA-PVPS. <https://www.osti.gov/biblio/1561525>

Save theDATE

#SemanaEnergia2022



VII SEMANA DE LA
ENERGÍA
DICIEMBRE 2022

Diciembre
12-16 / 2022
PANAMÁ


REPÚBLICA DE PANAMÁ
GOBIERNO NACIONAL

MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA
SECRETARÍA DE ENERGÍA


ORGANIZACIÓN
LATINOAMERICANA
DE ENERGÍA


BANCO
MUNDIAL

En colaboración con:



SINERGIA AGUAS RESIDUALES – ENERGÍA: MÉTODO DE APROXIMACIÓN AL CÁLCULO DEL POTENCIAL HIDROENERGÉTICO DE AGUAS RESIDUALES DE ECUADOR

*SYNERGY WASTEWATER – ENERGY: METHOD OF APPROXIMATION FOR CALCULATION
ECUADOR'S HYDROPOWER POTENTIAL OF WASTEWATER*

Diego Esteban Teca ¹, Leandro Gabriel Álvarez Samaniego ², Efraín Antonio Dominguez Calle ³

Recibido: 14/12/2021 y Aceptado: 17/03/2022
ENERLAC. Volumen VI. Número 1. Junio, 2022 (22 - 48)
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de Tom Fisk en Pexels.

1 Landfillsolutions. Ecuador.
diegotk_2005@yahoo.com
<https://orcid.org/0000-0003-1585-0940>

2 Proexponente S.A. Ecuador.
leandroalvarez@idpayer.com
<https://orcid.org/0000-0002-8906-5980>

3 (†) 16 de mayo, 2021. Universidad Javeriana. Colombia.
Colaborador de la investigación en la fase de tutoría.

RESUMEN

En Ecuador la demanda actualizada de energía es 40,009 GWh. Esta demanda posee crecimiento promedio proyectado entre el periodo 2010-2022 de 7.8%. La matriz eléctrica del país estima una generación del 90% de energía hidráulica. La creciente demanda de energía ha provocado aumento de embalses para generación hidroeléctrica. El Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 estima la implementación de 25 centrales hidroeléctricas con una potencia de 4,170 MW. Se considera como ventaja de estos proyectos la generación de energía renovable (ER) y como desventaja la transformación de ecosistemas. Una forma de disminuir esta desventaja es impulsar proyectos de gestión ambiental de aguas residuales (AR) con generación de ER. Esta investigación identifica lugares factibles para implementar proyectos de energía renovable (PER), expone un método para estimar el potencial hidroenergético de aguas residuales (PHAR). Se seleccionaron ciudades andinas cabeceras cantonales, desniveles topográficos de 60 metros o más y caudales medios de generación de AR. Este trabajo servirá de apoyo para un acercamiento práctico al cálculo

del PHAR, no desarrollado de manera amplia en el país. Este potencial contribuirá como instrumento de gestión ambiental para las futuras necesidades energéticas, la implementación de PER y apoyar al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

Palabras clave: Energía renovable, Proyectos de Energía Renovable, Aguas Residuales, Potencial Hidroenergético, SIG-Sistema de Información Geográfico, PyQGIS.

ABSTRACT

In Ecuador, the updated energy demand is 40,009 GWh. This demand has projected an average growth between the 2010-2022 period of 7.8%. The country's electricity matrix estimates a generation of 90% of hydraulic energy. The growing demand for energy has led to an increase in reservoirs for hydroelectric generation. The 2013-2022 Electrification Master Plan estimates the implementation of 25 hydroelectric plants with a power of 4,170 MW. Renewable energy (RE) generation is seen as an advantage

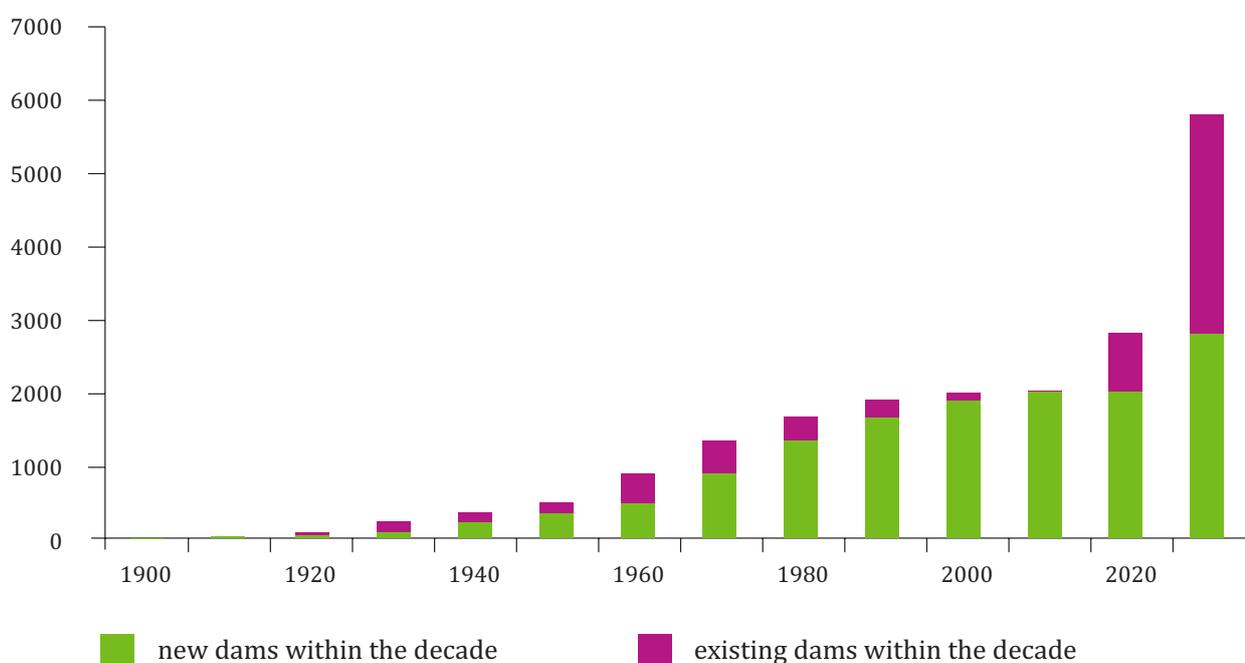
of these projects and the transformation of ecosystems as a disadvantage. One way to reduce this disadvantage is to promote wastewater environmental management (AR) projects with the generation of RE. This research identifies feasible places to implement renewable energy projects (PER), and exposes a method to estimate the hydro-energy potential of wastewater (PHAR). Andean cities with cantonal headwaters, topographic slopes of 60 meters or more, and average RA generation flows were selected. This work will support a practical approach to the calculation of the PHAR, little developed in the country. This potential will contribute as an environmental management instrument for future energy needs, the implementation of the PER and will support the fulfillment of the Sustainable Development Goals (SDG).

Keywords: *Renewable Energy, Renewable Energy Projects, Wastewater, Hydropower Potential, GIS-Geographic Information System, PyQGIS.*

INTRODUCCIÓN

El agua y la energía son recursos básicos naturales y estratégicos. Constituyen la base de la forma de vida de la sociedad humana contemporánea y proporcionan una garantía importante para el desarrollo sostenible de la economía nacional. La principal fuente en Ecuador es la energía hidroeléctrica, lo que requiere la construcción de grandes proyectos de infraestructura (Pase et al., 2016); (Yin et al., 2018). El desarrollo mega hidráulico reciente y en curso en el sur global implica profundas transformaciones socio-técnicas, ecológicas, territoriales y culturales en diferentes niveles y espacios de la sociedad (Teräväinen, 2019). Al menos 3,700 centrales hidroeléctricas con represas, cada una con una capacidad de más de 1 MW, están planificadas o en construcción en países con economías emergentes (Zarfl et al., 2014) (Figura 1).

Figura 1. Ritmo global de construcción de presas hidroeléctricas, presas hidroeléctricas existentes y perspectivas para presas hidroeléctricas en construcción o planificadas



Fuente: (Zarfl et al., 2014).

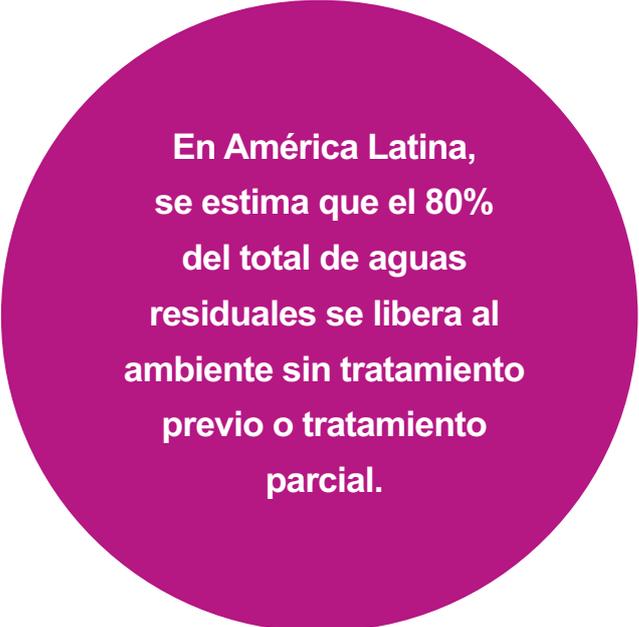
Se estima que el potencial hidroenergético de Ecuador, calculado con caudales medios mensuales de los cauces de aguas¹ con mayor potencial hidroenergético, oscila alrededor de 91000 MW. El potencial aprovechable factible de manera técnica, en 11 cuencas hidrográficas, oscila alrededor de 31,000 MW (MEER, 2016).

La energía hidroeléctrica abarca soluciones tales como centrales con presas o embalses, centrales a filo de agua o agua fluyente y centrales de canal flotantes o sumergidas (Turconi et al., 2013). Los conflictos entre ambiente y proyectos de energía renovable (PER), proyectos hidroeléctricos, son inevitables en países que presionan para cumplir los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) con la implementación de esta gran infraestructura (Jackson, 2011). La expansión de mega emprendimientos, pone bajo control de grandes empresas extensas porciones de bienes comunes que se encuentran en determinados territorios. (Vallejo et al., 2019).

En América Latina, se estima que el 80% del total de AR² se libera al ambiente sin tratamiento previo o tratamiento parcial (Connor et al., 2018). Además, la gran cantidad de AR impulsadas por el rápido crecimiento de la población, urbanización, mejora de las condiciones de vida y desarrollo económico, contribuyen a la transformación del ambiente (Da Rocha et al., 2015). Lo descrito se traduce en contaminación tanto de aguas superficiales y subterráneas como de suelos, provocando problemas sobre la salud de la población y de los ecosistemas (Connor et al., 2018); (UNESCO, 2017); (Nieves et al., 2012); (Azqueta et al., 2007). No realizar gestión ambiental a las AR en entidades territoriales se traduce en imposibilidad de imple-

mentar estrategias de generación de ER. Estrategias enmarcadas en el cumplimiento de los ODS de la Agenda 2030, objetivos que pueden proporcionar un paradigma renovado y holístico para la concepción de desarrollo (Fan et al., 2019).

En un mundo donde la demanda de agua dulce está en constante aumento y los escasos recursos hídricos se ven cada vez más exigidos por la captación excesiva, la contaminación y el cambio climático (CC), sería impensable no aprovechar las oportunidades que brinda una mejor gestión ambiental de las AR (UNESCO, 2017). De acuerdo con las demandas de ahorro de energía y reducción de emisiones GEI, el nexo agua-energía se ha convertido en una gran preocupación a nivel mundial (Da Rocha et al., 2015); (Yin et al., 2018). Utilizar AR en PER puede incentivar la implementación de plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR), que son un ejemplo de la sinergia y el nexo entre AR y energía (Kilkiş et al., 2018). Algunos PER instalados en sistemas de tratamiento de AR a nivel mundial se los puede ver en la Tabla 1.



**En América Latina,
se estima que el 80%
del total de aguas
residuales se libera al
ambiente sin tratamiento
previo o tratamiento
parcial.**

1 Los principales cauces de agua con mayor potencial hidroenergético en Ecuador son los ríos: Napo, Esmeraldas, Coca, Pastaza, Zamora y Puyango (MEER, 2016).

2 Residuos líquidos generados por la población (descargas domésticas) y actividades productivas (descargas comerciales e industriales).

Tabla 1. Inventario de centrales hidroeléctricas en sistemas de AR (países con datos disponibles)

Nombre	País	Tipo de operación	Equipo	Potencia instalada (kW)	Altura (m)	Flujo de diseño (m ³ /s)	Longitud de la compuerta (m) y diámetro (mm)
Aïre, Geneve	CH	DTE	Kaplan turbine	200	5	3.2	N/A
As Samra	JO	USW	2 Pelton turbines	2 x 800	104	3.2	N/A; 1,500
As Samra	JO	DTE	2 Francis turbines	2 x 840	41	3.2	Ca. 200; 2,000
Deer Island, Boston	USA	DTE	2 Kaplan turbines	2 x 1,000	8.8	2 x 13.1	-
Elsholt	E	USW	2 Archimedes screws	2 x 90	N/A	2.6	2,600
Emmerich	D	DTE	Archimedes screw	13	3.8	0.4	1,200
Engelberg	CH	DTE	Pelton turbine	50	54.4	0.16	Ca. 67; N/A
Grächen	CH	DTE	Pelton turbine	262	365	0.09	Ca. 830; 300
Hsinchu	T	DTE	N/A	11	N/A	N/A	N/A
La Asse, Nyon	CH	DTE	Pump as turbine	220	94.25	0.3	Ca. 3,515; 600
La Douve I, Leysin	CH	DTE	Pelton turbine	430	545	0.08	Ca. 1,256; N/A
La Douve II, Leysin	CH	DTE	Pelton turbine	75	83	0.11	N/A
Morgental, St.Gallen	CH	DTE	Pelton turbine	1,350	190	0.84	Ca. 4,800; 800
North Head, Sydney	AUS	DTE	Kaplan turbine	4,500	60	3.5	-
Point Loma, San Diego	USA	DTE	Francis turbine	1,350	27	7.6	Ca. 7,200; N/A
Profay, Le Chable	CH	USW	Pelton turbine	350	449	0.1	Ca. 2,290; 300
Taichung	T	DTE	N/A	68	N/A	N/A	N/A

CH-Suiza, JO-Jordania, USA-Estados Unidos de América, D-Alemania, T-Taiwán, AUS-Australia, E-Inglaterra; USW-AR aguas arriba; DTE-Efluente tratado aguas abajo; N/A-Datos no disponibles.

Fuente: Elaboración propia con los datos del estudio de (Bousquet et al., 2017).

Suiza es el país con más instalaciones de turbinas Pelton que generan ER con AR ya tratadas en una PTAR, las cuales son la tecnología más utilizada en PER con AR, centrales hidroeléctricas (Bousquet et al., 2017).

El tratamiento deficiente de AR y la seguridad del agua potable a largo plazo son los principales desafíos del agua en Ecuador. Estos pueden verse en peligro debido a la rápida urbanización, desarrollo urbano y la presión económica de las ciudades, que han impulsado una mayor generación de AR y mayor demanda de energía para la gestión de las mismas (Schreurs et al., 2018). Satisfacer la demanda de servicios de saneamiento requiere cantidades significativas de energía para recolectar, tratar y descargar las AR. Estos servicios se encuentran entre los mayores consumidores de energía en municipios, regiones y países (Xue et al., 2016). Los principales centros urbanos y fuente de contaminación de las subcuencas de los ríos andinos de Ecuador son las ciudades cabeceras cantonales. La población de estas ciudades se establece en los márgenes de los principales cauces de agua andinos. Si bien hoy se asocia a los ríos andinos de Ecuador como el transporte de los desechos de las urbes, en época colonial eran vergeles, playas, sitios de molinos y de huertas, espacio para el trabajo de lavanderas y para bañistas. Es decir, constituían un recurso destinado a actividades absolutamente diferentes a la realidad contemporánea (EPMAPS, 2014). El tratamiento de los desechos líquidos urbanos e industriales en Ecuador es casi inexistente (apenas un 7%). Las cabeceras cantonales descargan sin tratamiento o tratamiento parcial las AR domésticas, comerciales e industriales hacia los ríos afluentes y quebradas tributarias de las arterias principales de las cuencas de drenaje (CEPAL, 2011).

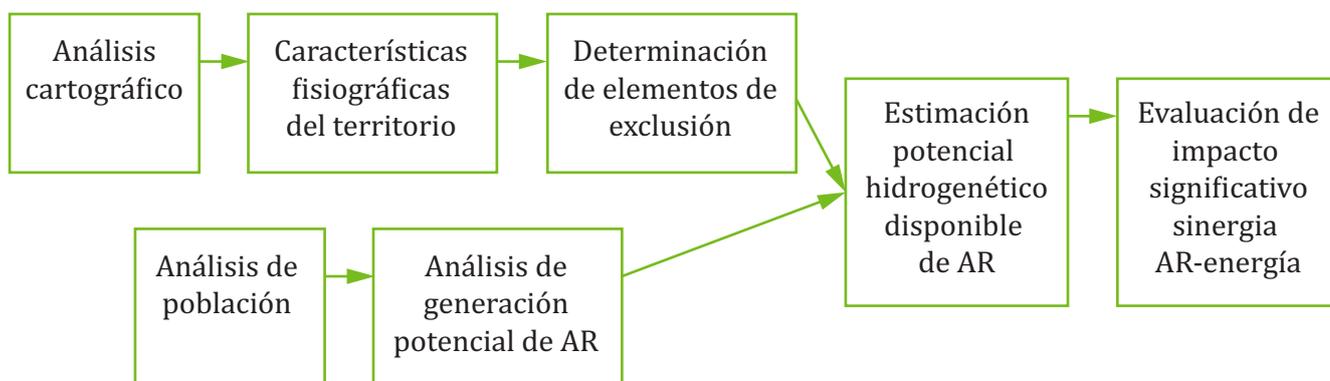
El área de estudio se localiza en Ecuador, en las ciudades andinas cabeceras cantonales de Tulcán, Ibarra, Quito, Latacunga, Ambato, Riobamba, Guaranda, Cuenca y Loja. Ciudades que se encuentran inmersas en las subcuencas

hidrográficas de los ríos Carchi, Guayllabamba, Mira, Patate, Chambo, Yaguachi, Upano y Zamora, ubicadas a una altitud mayo a los 2000 msnm. El objetivo de esta investigación es proponer un método para estimar el PHAR, como instrumento de gestión ambiental de AR para el aporte a las necesidades futuras de energía de Ecuador y/o como incentivo para el desarrollo de PTAR. La investigación apunta a responder la siguiente pregunta: ¿Cómo el aprovechamiento de AR para generar ER puede transformarse en un instrumento de gestión ambiental? La respuesta a esta pregunta muestra como el nexo estratégico AR-ER puede contribuir a satisfacer algún porcentaje de la demanda futura de energía de Ecuador.

MATERIALES Y MÉTODOS

El diseño metodológico de la investigación posee tres fases con sus respectivas actividades y productos. Este diseño se planteó con fases consecutivas, en el que cada producto de la fase anterior sea insumo para la siguiente fase. Primero se desarrolló la fase 1, que posee tres actividades: análisis cartográfico, identificación de las características fisiográficas del territorio y determinación de elementos de exclusión, para identificar los lugares factibles en las subcuencas hidrográficas de Ecuador para implementar PER. Luego de identificar los lugares con sus respectivas caídas hidráulicas, se desarrolló la fase 2 para estimar el PHAR de ciudades de Ecuador, mediante tres actividades: análisis de población, análisis de generación potencial de AR y estimación potencial hidroenergético disponible de AR. El resultado principal de esta fase es el mapa de PHAR para aprovechamiento eléctrico de Ecuador, inventario hidroenergético de AR. Por último, se desarrolló la fase 3 que posee una actividad: evaluación de impacto significativo sinergia AR-energía, evaluar de manera económica los posibles PER a implementar vinculados a la sinergia AR-ER (Tabla 2). En la figura 2, se presenta el diagrama metodológico de la investigación.

Figura 2. Diseño metodológico de la investigación



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 2. Diseño metodológico de la investigación

Fases	Actividades	Productos
1. Identificación de lugares factibles en las subcuencas hidrográficas de Ecuador para implementar PER.	1.1 Análisis cartográfico	Mapas de delimitación de afluentes y drenajes menores de las subcuencas hidrográficas y cartografía básica.
	1.2 Identificación de las características fisiográficas del territorio	Mapas de elevación con base en el modelo de elevación digital (DEM por sus siglas en inglés): DEM ALOS PALSAR 12.5m x 12.5m.
	1.3 Determinación de elementos de exclusión	Mapas de potenciales lugares factibles para implementar proyectos ER.
2. Estimación del PHAR de ciudades de Ecuador.	2.1 Análisis de población	Población proyectada a 20 años.
	2.2 Análisis de generación potencial de AR	Generación de AR proyectada a 20 años.
	2.3 Estimación potencial hidrogenético disponible de AR	Mapa de PHAR para aprovechamiento eléctrico de Ecuador (Inventario hidrogenético de AR).
3. Evaluación del impacto significativo de la sinergia AR y energía.	3.1 Evaluación de impacto significativo sinergia AR-energía	Evaluación económica de PER vinculados a la sinergia AR-ER.

Fuente: Elaboración propia.

Datos utilizados

Se utilizaron datos de ciencia de la tierra de la Administración Nacional Aeronáutica y del Espacio (*National Aeronautics and Space Administration: NASA*). Disponibles de forma completa, abierta y sin restricciones. Correspondientes al DEM ALOS PALSAR, con resolución espacial de 12.5 m x 12.5 m (EARTHDATA, 2019). De la capa de cobertura de clasificación de unidades hidrográficas nivel 5 de Ecuador (CUHN5) a nivel Nacional, sistema de referencia WGS84 UTM zone 17S - Proyectado, escala 1:250,000. Obtenida del Sistema Nacional de Información de Ecuador (SIN). Capa que representa los principales afluentes y drenajes menores de las subcuencas hidrográficas de los ríos Carchi, Guayllabamba, Mira, Patate, Chambo, Yaguachi, Upano y Zamora (SENAGUA, 2011). De caudales medios de AR proyectados para las ciudades de Tulcán, Ibarra, Quito, Latacunga, Ambato, Riobamba, Guaranda, Cuenca y Loja. Obtenidos de las empresas públicas de agua potable y alcantarillado de las ciudades, con la consideración de la dotación per cápita de agua de consumo básico (DPACB) (EPMAPA-T, 2019); (EPMAPA-I, 2019); (EPMAPS, 2019); (ETAPA-EP, 2019). Y, de población del VII Censo de Población y VI de Vivienda de 2010, últimos censos realizados. Datos utilizados para la proyección de la población de las ciudades en estudio (INEC, 2010).

Determinación de elementos de exclusión

Los criterios de exclusión de datos utilizados son: datos DEM con baja calidad en resolución espacial, que no posean información del terreno de alta resolución y corregidos por pixel (con mayor cantidad de datos faltantes). Ciudades de Ecuador que en su estructura principal no posean la cordillera de los Andes, oriental u occidental, y que se ubiquen en la región costa, región litoral. Puntos de implementación de potenciales PER que intersectan con infraestructura urbana, que no cumplan con un desnivel de

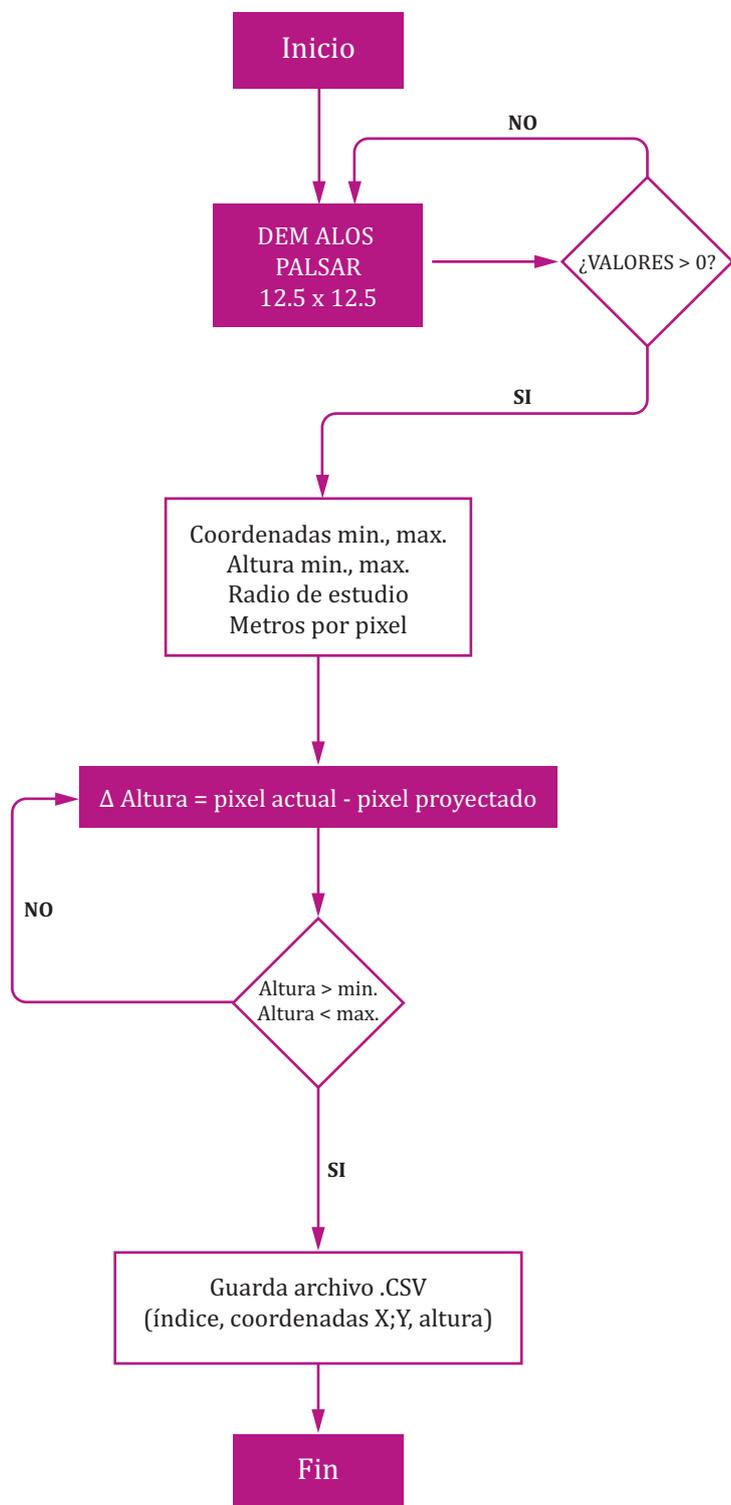
terreno topográfico mínimo de 60 m, y que no se encuentren en la zona más baja, en términos de elevación, de áreas urbanas ubicadas en la subcuenca hidrográfica.

Métodos de análisis de datos

Modelo digital de elevación DEM: Se desarrolló un código en lenguaje PYTHON, usando el entorno integrado de desarrollo PyCharm 2019.2.1, como instrumento para realizar el análisis del DEM, y así obtener saltos de elevación fuera de los criterios de exclusión (Figura 3).



Foto de Tom Fisk en Pexels.



Descripción del código PYTHON

Se ingresa al código los DEM ALOS PALSAR 12.5 x 12.5 descargados para cada ADADM de las subcuencas hidrográficas.

Debido a que los datos de los DEM se encuentran en número de pixel, el código hace un barrido utilizando una ecuación para transformar de pixeles a coordenadas.

Se ingresaron los inputs de:

1. Coordenadas (X_{min} , X_{max} , Y_{min} , Y_{max}) de los DEM.
2. Alturas mínimas y máximas.
3. Radios de estudio.
4. Metros por pixel del DEM.

El código hace un barrido por cada pixel utilizando la operación de diferencias de altura (Δ Altura). La diferencia de altura identificada debe ser mayor a la altura mínima ingresada y menor a la altura máxima ingresada.

Si la condición anterior sucede, el código creará y guardará un archivo con extensión .CSV (archivo delimitado por comas), con la siguiente información:

1. Índice (conteo).
2. Coordenada X del punto.
3. Coordenada Y del punto.
4. Diferencia de altura (Δ Altura).

Figura 3. Diagrama de flujo del código PYTHON

Fuente: Elaboración propia.

Para identificar los lugares factibles de implementar PER se utilizaron en el código los parámetros, *inputs*, de DEM del área de drenaje de los principales afluentes y drenajes menores (ADADM) de cada subcuenca hidrográfica, coordenadas mínimas y máximas de cada DEM, altura hidráulica mínima y máxima ($AH_{min.}$, $AH_{max.}$), radio de estudio y metros por pixel (Mpp)³ (Tabla 3).

Se considera la $AH_{max.}$ constante, 500 m, con base en el estudio previo del proyecto Vindobona⁴ impulsado por la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento de Quito (EPMAPS), en el cual la $AH_{max.}$ es 520 m (EPMAPS, 2019). Las $AH_{min.}$ y los radios se establecieron con base en varias experiencias. Sí los resultados no se encontraban dentro del ADADM de las subcuencas hidrográficas en estudio, se modifica los *inputs* y se procede a correr de nuevo el código. Para las $AH_{min.}$ se inició con 100 m y se rebaja 20 m. Para los radios se inició con 1,000 m y se rebaja 500 m. Dentro ADADM de la subcuenca hidrográfica del río Patate se ubican las ciudades de Latacunga y Ambato. Para la ciudad de Latacunga la $AH_{min.}$ es 100 m y el radio es 1,000 m. Para la ciudad de Ambato la $AH_{min.}$ es 60 m y el radio es 500 m. También se consideran los Mpp constantes en 12.5 m. Los

parámetros de identificación de PHAR para el ADADM de la subcuenca hidrográfica del río Guayllabamba fueron los establecidos en el proyecto Vindobona.

Como resultados, *outputs*, se obtienen archivos en formato .CSV con la información de coordenadas (X, Y), y altura hidráulica de cada posible lugar para implementar un PER dentro de las coordenadas de cada DEM. Los archivos en formato .CSV se corre con el software libre QGis v3.8.1. Para delimitar los DEM y la representación gráfica de los archivos en formato .CSV con base en el ADADM de las subcuencas hidrográficas, otorgada por la CUHN5, se utilizan la herramienta ráster de extracción “cortar ráster por capa de mascara” y la herramienta vectorial de geoprocso “cortar”.



Foto de Joris Beugels en Unsplash.

3 Con base en la resolución espacial del DEM ALOS PALSAR (EARTHDATA, 2019).

4 El nombre completo del proyecto es “Construcción, operación y mantenimiento de los emisarios interceptores en túnel Tola-Vindobona y San Antonio de Pichincha-Vindobona, centrales hidroeléctricas en los sectores de El Batán y Nayón, planta de tratamiento de aguas residuales y central hidroeléctrica Vindobona”. En el texto se lo mencionará como proyecto Vindobona para simplificar su nombre, que forma parte del Programa de descontaminación de ríos de Quito impulsado por la EPMAPS.

Tabla 3. Parámetros de identificación de PHAR por subcuenca hidrográfica

Subcuenca Hidrográfica	Sistema de referencia de coordenadas (SRC)	Coordenadas DEM				AH mín.	AH máx.	Radio	Mpp
		X mínimo	Y mínimo	X máximo	X máximo	(m)	(m)	(m)	(m)
Carchi	EPSG:32617 WGS84 / UTM zone 17N - Proyectado	847,913.90	66,570.60	927,751.40	138,420.60	60	500	500	12.5
Mira	"EPSG:32717	799,535.00	10,012,013.30	878,535.00	10,083,988.30	80		500	
Patate	WGS84 / UTM zone 17S - Proyectado"	714,406.60	9,847,148.80	797,656.60	9,919,486.30	100.0/60.0		1,000.0/500.0	
Chambo		729,832.40	9,792,039.30	808,344.90	9,864,439.30	100		1,000.00	
Yaguachi		664,732.40	9,791,111.80	749,182.40	9,864,649.30	60		500	
Upano		705,264.70	9,626,902.30	782,214.70	9,699,502.30	100		1,000.00	
Zamora		666,353.30	9,516,882.30	746,365.80	9,588,832.30	60		500	

Fuente: Elaboración propia

Estimación potencial hidroenergético disponible de AR: Se realizó una proyección de la población a un futuro de 20 años, con los datos obtenidos del VII Censo de Población y VI de Vivienda – 2010⁵, que incluye la tasa de crecimiento. Para estimar las poblaciones futuras de habitantes (P) se utilizó la relación entre las poblaciones estimadas en el año 2010 (Po) con las tasas de crecimiento (i) y el número de años a proyectar (n) (Ecuación 1) (SENAGUA, 2016).

$$P = P_o (1 + i)^n \quad (1)$$

Se realizó una proyección del caudal medio de AR que generaría la población. Para estimar los caudales medios de AR proyectados en l/s (Q_m) se utilizó la relación entre las P con las dotaciones per cápita de agua de consumo básico en l/hab.*día (DPACB) (Ecuación 2) (SENAGUA, 2016). La Organización Panamericana de la Salud (OPS) ha determinado la DPACB entre 80 l/hab.*día y un máximo de 100 l/hab.*día (Jaramillo et al., 2010). Se considera que las previsiones que se realizaron en el Plan Nacional de los Recursos Hidráulicos de Ecuador (PNRH) de 1989 resultaron aceptables para el sector agua de consumo básico, pues la DPACB estimada a partir del caudal concedido para servicio doméstico resultó ser de 272 l/hab.*día (CEPAL, 2011).

Se utiliza una DPACB para el caso de las ciudades de Ambato, Cuenca y Loja igual al resultado obtenido por la CEPAL, 272 l/hab.*día, ya que son ciudades consideradas mayores, debido al

5 Siendo estos los últimos censos realizados en el país.

número de sus habitantes (100,000-500,000 habitantes) (CEPAL, 2011). Para la ciudad de Tulcán de 150 l/hab.*día (Almeida, 2019). Para la ciudad de Riobamba de 214.11 l/hab.*día y para la ciudad de Guaranda de 200.72 l/hab.*día (Arellano, Bayas, Meneses, & Castillo, 2018). Para las ciudades de Ibarra y Latacunga el promedio obtenido entre el máximo establecido por la OPS y resultado obtenido por la CEPAL. Es decir, el promedio entre 100 y 272 l/hab.*día, que es igual a 186 l/hab.*día.

$$Q_m = (P * DPACB) / 86400 \quad (2)$$

La cantidad de potencia y energía disponible en AR, está relacionada de manera directa a la altura neta o caída útil, así como a la cantidad de agua, caudal de AR (PNUD, 2013). Para estimar el PHAR en kW se utilizó la relación entre los Q_m en m^3/s con las alturas netas en metros (H), caídas hidráulicas consideradas como la diferencia de altura entre el emisario y la casa de máquinas potenciales a implementar que se obtienen del código PYTHON, y la constante (K) que considera la aceleración de la gravedad (g), 9.8 m/s^2 , la densidad absoluta del agua (ρ), 1000 kg/m^3 , y la eficiencia del grupo generador (η) (Ecuaciones 3 y 4) (Peixoto, 2008); (PNUD, 2013); (Vallejos & Bortoni, 2015); (Bousquet et al., 2017); (Uhunmwangho et al., 2018); (Seme et al., 2018).

$$PHAR = K * Q * H \quad (3)$$

$$K = g * \rho * 10^{-3} * \eta \quad (4)$$

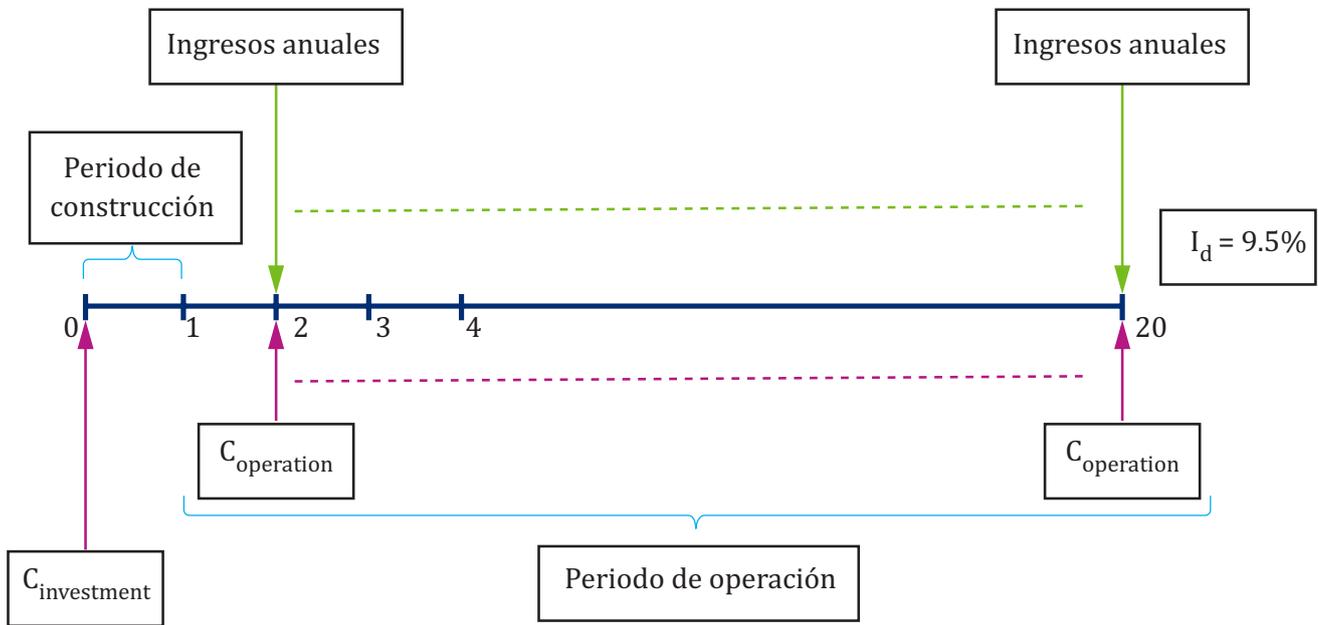
Para generar un diagrama de dispersión que relacione las variables Q_m (m^3/s), H (m) y PHAR (MW) se utilizó el *software* STATGRAPHICS 16.1.15., con la escala de los ejes logarítmica, para un análisis más objetivo de los datos.

Evaluación económica: Para el análisis de la evaluación de impacto significativo de la sinergia AR-ER, se realiza una evaluación económica de los PER vinculados a AR. Como indicador de la viabilidad de la sinergia AR-ER se utilizó el valor actual neto (VAN). Los sitios con VAN positivo se consideraron viables en términos de producción de energía hidroeléctrica con AR y los sitios con VAN negativo se consideraron como no viables (Azqueta et al., 2007). Se identifican los parámetros que intervienen en el flujo de efectivo de las inversiones en los PER, centrales hidroeléctricas con AR (Figura 4). Para estimar los VAN de los PER se utilizó la relación entre los ingresos generados por las instalaciones (R) con los costos anuales de operación ($C_{\text{operation}}$), la tasa de interés (I_d) y los costos de inversión ($C_{\text{investment}}$). Variables de diseño que maximizan los VAN. Los datos obtenidos poseen como unidad monetaria, dólares (\$) (Ecuación 5) (Azqueta et al., 2007); (Bousquet et al., 2017); (Enríquez et al., 2019); (Seme et al., 2018); (Yildiz & Vrugt, 2019).

$$VAN (\$) = \sum_{i=1}^{i=20} \frac{R_{(i)} - C_{\text{operation}(i)}}{(1 + I_d)^i} - C_{\text{investment}} \quad (5)$$

La cantidad de potencia y energía disponible en AR, está relacionada de manera directa a la altura neta o caída útil, así como a la cantidad de agua, caudal de AR.

Figura 4. Diagrama de flujo de efectivo



Fuente: Elaboración propia

RESULTADOS

Lugares factibles en las subcuencas hidrográficas de Ecuador para implementar PER

Los lugares identificados en la cordillera de los Andes, lugares con altas caídas hidráulicas y posibilidad de captación de AR para tratamiento, se encuentra dentro de las ADADM de las subcuencas hidrográficas. En total se identificaron 13 lugares potenciales para implementar posibles PER en Ecuador, centrales hidroeléctricas a filo de agua con tratamiento de AR. Estos lugares consideran el criterio de cuanto más baja se hace la captación de las AR en la subcuenca hidrográfica mayor es el flujo captado, proporcional al número de habitantes (Bousquet et al., 2017).

Estimación del PHAR de ciudades andinas de Ecuador

Para la estimación de la proyección demográfica y la generación potencial de AR de las ciudades de Ecuador en el contexto de la investigación, se consideró un criterio de tiempo de 20 años, período de vida útil de proyectos de saneamiento ambiental considerados en Ecuador.

Resultados de análisis de población: La población servida proyectada fue estimada mediante la relación de la tasa de crecimiento poblacional y los datos de población del VII Censo de Población y VI de Vivienda – 2010 (Tabla 4).

Tabla 4. Resultados del análisis de proyección demográfica

Característica	Unidad	Ciudades de Ecuador							
		Tulcán	Ibarra	Latacunga	Ambato	Riobamba	Guaranda	Cuenca	Loja
Población VII Censo de Población y VI de Vivienda (2010)	habitantes	60,403.00	139,721.00	98,355.00	178,538.00	156,723.00	55,374.00	331,888.00	180,617.00
Tasa de crecimiento	%	1.2	2	2.2	1	1.6	1.7	1.9	2.7
Población servida proyectada	habitantes	76,375.00	208,434.00	150,804.00	215,703.00	216,557.00	78,035.00	486,443.00	304,746.00

Fuente: Elaboración propia con datos de (INEC, 2010)

Resultados de análisis generación potencial de AR: Los caudales medios de AR proyectados fueron estimados mediante la relación de la población servida proyectada y la DPACB (Tabla 5).

Resultados de potencial hidroenergético de aguas residuales en Ecuador: En la tabla 5, se presentan los resultados de PHAR de las ciudades de la investigación.

Tabla 5. Resultados del análisis de PHAR ciudades andinas de Ecuador

Ciudad	Subcuenca hidrográfica	Población servida proyectada (habitantes)	Dotación per cápita de agua de consumo básico (l/hab.*día)	Posibles puntos PER ⁶	Coordenadas		Altura neta (m)	Caudal medio AR proyectado (m ³ /s)	PHAR (kW)	PHAR (MW)
					X	Y				
Tulcán	Carchi	76,375.0	150.0	1	866,914.90	93,051.70	70	0.13	82.1	0.082
				2	867,914.90	90,419.40	63		73.9	0.074
				3	867,748.20	89,586.90	60		70.4	0.070
Quito	Guayllabamba	2,239,191.0	186.0	1	781,435.00	9,978,305.00	162	7.55	6,000.0	6.000
				2	785,738.00	9,982,860.00	149		6,900.0	6.900
				3	786,385.00	9,999,483.00	520		30,000.0	30.000
Latacunga	Patate	150,804.0	186.0	1	763,778.30	9,889,617.20	105	0.33	301.0	0.301
				2	761,260.80	9,889,323.90	140		401.3	0.401
Ambato	Patate	215,703.0	272.0	1	770,467.70	9,871,022.30	72	0.68	431.2	0.431
				2	769,475.10	9,870,577.00	70		419.2	0.419
				3	768,899.60	9,870,294.60	60		359.3	0.359
Riobamba	Chambo	216,557.0	214.1	1	766,820.00	9,814,205.30	110	0.54	521.0	0.521
Guaranda	Yaguachi	78,035.0	200.7	1	723,645.00	9,815,569.80	62	0.18	99.0	0.099
Total									45,658.4	45.66

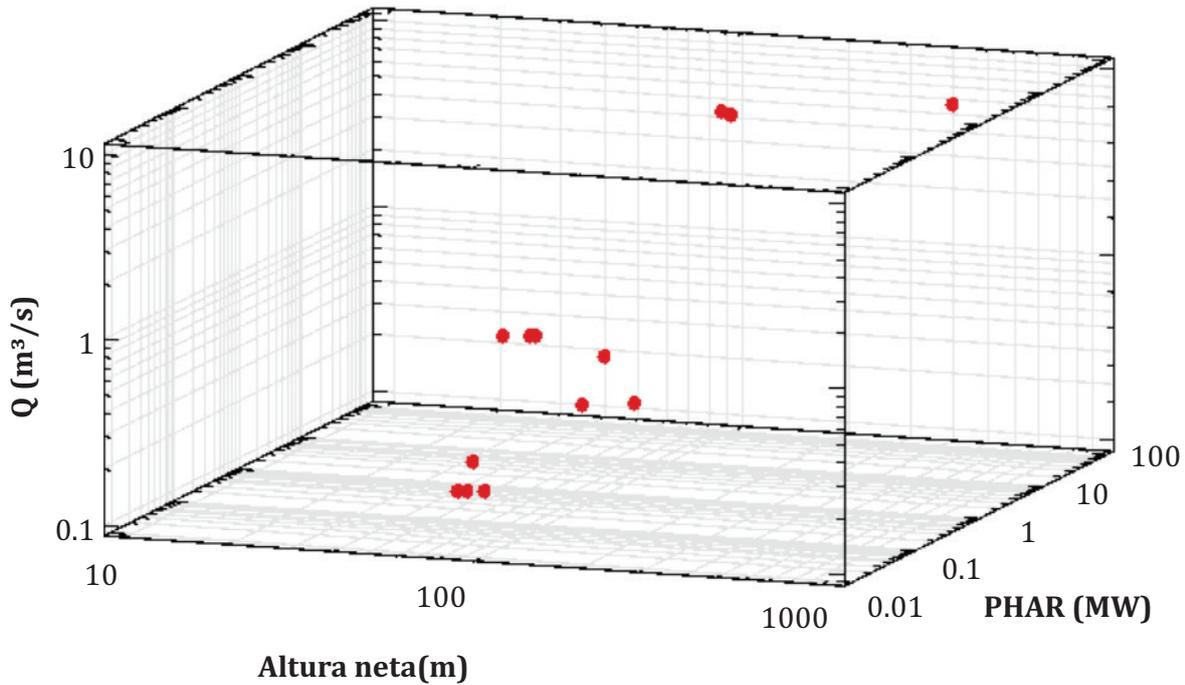
Fuente: Elaboración propia con datos de (EPMAPA-T, 2019); (EPMAPA-I, 2019); (EPMAPS-Q, 2019); (ETAPA-EP, 2019); (Jaramillo et al., 2010); (Arellano et al., 2018); (Almeida, 2019).

6 Proyectos de energías renovables (PER), centrales hidroeléctricas a filo de agua o agua fluyente, sin embalse.

Relación de resultados: Con los datos de las variaciones de caídas hidráulicas potenciales de lugares identificados en las subcuencas hidrográficas, de caudales medios de AR pro-

yectados para las ciudades Andinas y los valores de la estimación de PHAR, se elaboró el diagrama de relación entre Q_m , H y PHAR (Figura 5).

Figura 5. Caudal medio de AR (m^3/s) vs. altura (m) vs. potencia (MW)



Fuente: Elaboración propia

Las alturas en estudio oscilan entre 60 y 520 m, con un PHAR máximo de 30 MW y un PHAR mínimo de 0.070 MW. El caudal medio mínimo de AR es $0.133 m^3/s$ y el máximo de $7.55 m^3/s$. El PHAR posee relación directa proporcional al caudal medio de AR generado, con la consideración del número de habitantes, y a las alturas netas identificadas. Es decir, a mayor número de habitantes, caudal de AR generado y altura neta, mayor PHAR.

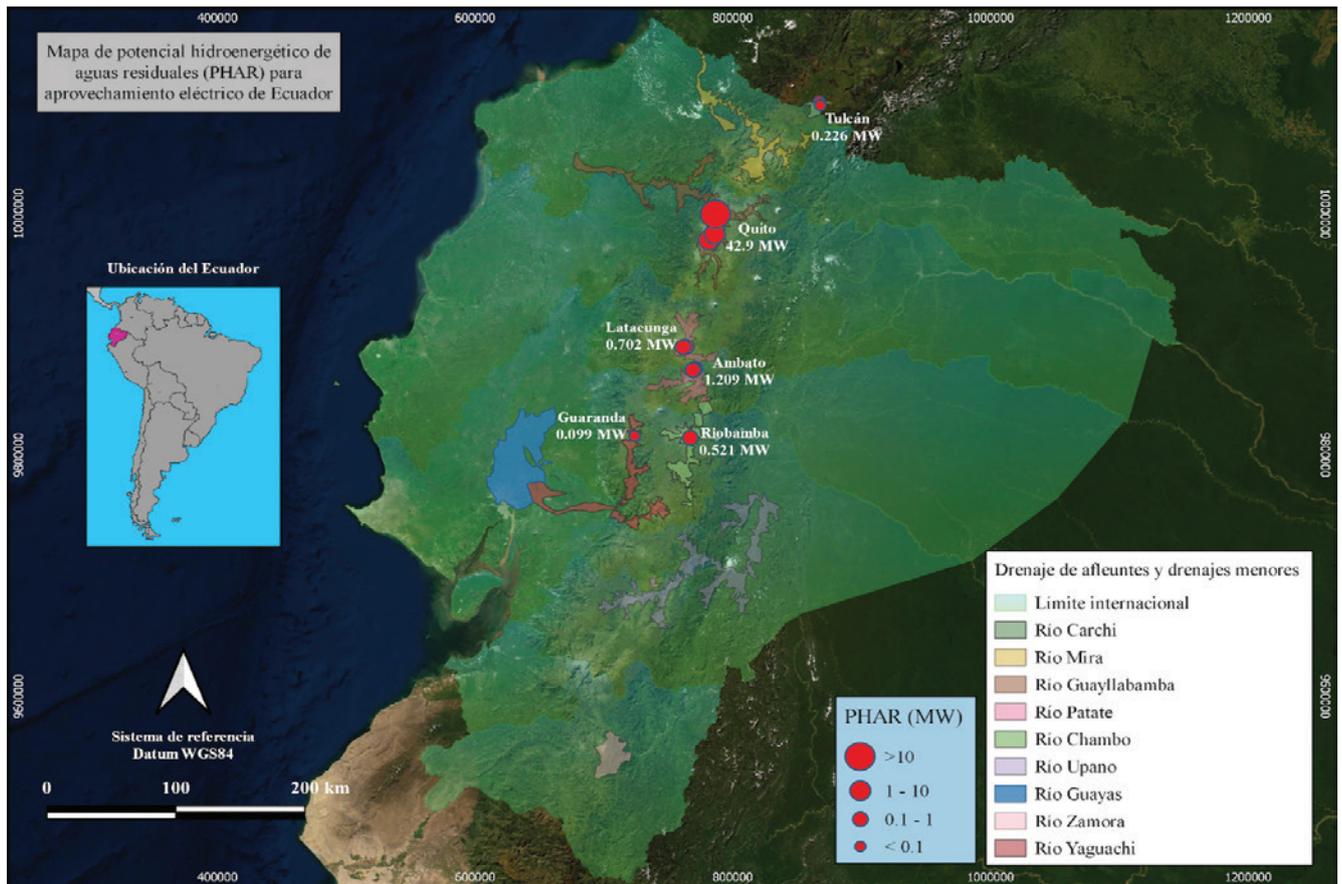
Inventario de potencial hidroenergético de aguas residuales de Ecuador: Mediante la aplicación del método se estima el inventario de PHAR de Ecuador, en el que se identifica las áreas de interés hidroeléctrico mediante AR (Figura 6). Las características de las poblaciones y el consumo de agua potable en ciudades cabeceras cantonales de la región Sierra son

distintas, porque responden a las condiciones de desarrollo socioeconómico de cada una. Por ello, la generación de caudales de AR en cada ciudad es diferente (Arellano et al., 2018). Se verifica que en el Distrito Metropolitano de Quito (DMQ), capital de Ecuador, se puede generar un PHAR mayor a 10 MW (30 MW). Se le considera como un PHAR de alto interés hidroenergético para el país. En este lugar, ubicado en el sector de Catequilla-San Antonio de Pichincha, cantón Quito, se implementará una de las tres centrales hidroeléctricas que incluye el proyecto Vindobona. Proyecto de saneamiento ambiental de AR vinculado a la generación de ER, con una potencia a instalarse de 42.9 MW. También se verifica que, en el DMQ se puede generar PHAR entre 1 a 10 MW (6 y 6.9 MW). En la ciudad de Latacunga se verifican dos lugares potenciales para para implementar PER, con unos PHAR entre 0.1 a 1 MW (0.301 y 0.4016 MW). En

la ciudad de Ambato se verifican tres lugares con 0.431, 0.419 y 0.359 MW. En la ciudad de Riobamba se verifica un lugar con 0.521 MW. Además, en las ciudades de Tulcán y Guaranda

se puede generar unos PHAR menores a 0.1 MW. En Tulcán se verifican tres lugares con 0.082, 0.074 y 0.070 MW, y en Guaranda se verifica un lugar con 0.099 MW.

Figura 6. Mapa de potencial hidroenergético de aguas residuales para aprovechamiento eléctrico de Ecuador



Fuente: Elaboración propia

Resultados de la evaluación económica: Para estimar los ingresos (R) de los PER con AR, centrales hidroeléctricas a filo de agua o agua fluente, se consideró la electricidad generada durante un año (MWh/año), que las centrales hidroeléctricas trabajen 5000 h/año y la eficiencia del grupo generador, η , de 90% de rendimiento (Tabla 6).

El PHAR puede ser un instrumento de gestión ambiental para Ecuador, para colaborar en la toma decisiones en implementación de PER y así satisfacer las futuras necesidades energéticas.

Tabla 6. Resultados de ingresos (Dólares, \$)

Ciudad	Subcuenca hidrográfica	Coordenadas		PHAR (MWh/año)	R (\$/año)
		X	Y		
Tulcán	Carchi	866,914.90	93,051.70	410.6	36,951.30
		867,914.90	90,419.40	369.5	33,256.40
		867,748.20	89,586.20	351.9	31,672.80
Latacunga	Patate	763,778.30	9,889,617.20	1,504.90	135,442.40
		761,260.80	9,889,323.90	2,006.60	180,589.50
Ambato	Patate	770,467.70	9,871,022.30	2,156.00	194,036.40
		769,475.10	9,870,577.00	2,096.10	188,646.80
		768,899.60	9,870,294.60	1,796.60	161,697.20
Riobamba	Chambo	766,825.00	9,814,205.30	2,605.00	234,448.70
Guaranda	Yaguachi	723,645.00	9,815,569.80	495	44,540.10

Fuente: Elaboración propia

Los resultados que se obtuvieron de costos del grupo generador ($C_{\text{generatorgroup}}$) y costos adicionales ($C_{\text{additional}}$) se presentan en las tablas 7 y 8.

Tabla 7. Resultados de costos del grupo generador (Dólares, \$)

Ciudad	Subcuenca hidrográfica	Coordenadas			C_{turbine} (\$)			$C_{\text{transformer}}$ (\$)
		X	Y	Pelton	Kaplan	Archimedes screw		
Tulcán	Carchi	866,914.8	93,051.7	202,652.2	398,115.8	333,061.0	13,353.7	
		867,914.9	90,419.4	186,657.3	378,903.5	316,563.3	12,368.4	
		867,748.2	89,586.9	179,699.7	370,323.6	309,203.0	11,946.1	
Latacunga	Patate	763,778.3	9,889,617.2	505,400.1	811,057.3	623,081.3	39,618.0	
		761,260.8	9,889,323.9	574,111.2	928,340.4	715,796.9	51,657.2	
Ambato	Patate	770,467.7	9,871,022.3	599,017.0	1,044,232.9	741,020.1	55,243.0	
		769,475.1	9,870,577.0	589,122.0	1,030,514.0	731,022.6	53,805.8	
		768,899.6	9,870,294.6	545,879.7	958,569.6	678,654.9	46,619.2	
Riobamba	Chambo	766,825.0	9,814,205.3	669,920.1	1,111,132.5	811,801.2	66,019.6	
Guaranda	Yaguachi	723,645.0	9,815,569.8	234,451.4	450,129.4	364,452.1	15,377.4	

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8. Resultados de costos adicionales (Dólares, \$)

Ciudad	Subcuenta hidrográfica	CW1	EHM1	E1	CW2	EHM2	E2	CW3	EHM3	E3
Tulcán	Carchi	17,280.5	10,800.3	8,640.2	32,917.6	20,573.5	16,458.8	27,713.2	17,320.7	13,856.6
		15,922.1	9,951.3	7,961.0	31,301.8	19,563.6	15,650.9	26,314.5	16,446.6	13,157.3
		15,331.7	9,582.3	7,665.8	30,581.6	19,113.5	15,290.8	25,692.0	16,057.5	12,846.0
Latacunga	Patate	43,601.4	27,250.9	21,800.7	68,054.0	42,533.8	34,027.0	53,015.9	33,135.0	26,508.0
		50,061.5	31,288.4	25,030.7	78,399.8	48,999.9	39,199.9	61,396.3	38,372.7	30,698.2
Ambato	Patate	52,340.8	32,713.0	26,170.4	87,958.1	54,973.8	43,979.0	63,701.1	39,813.2	31,850.5
		51,434.2	32,146.4	25,717.1	86,745.6	54,216.0	43,372.8	62,786.3	39,241.4	31,393.1
		47,399.9	29,624.9	23,699.9	80,415.1	50,259.4	40,207.6	58,021.9	36,263.7	29,011.0
Riobamba	Chambo	58,875.2	36,797.0	29,437.6	94,172.2	58,857.6	47,086.1	70,225.7	43,891.0	35,112.8
Guaranda	Yaguachi	19,986.3	12,491.4	9,993.2	37,240.5	23,275.3	18,620.3	30,386.4	18,991.5	15,193.2

Fuente: Elaboración propia

Para estimar el costo de inversión de los PER (Cinvestment), se consideran los resultados estimados de Cgeneratorgroup más los Cadditional (Tabla 9).

Tabla 9. Resultados de costos de inversión de PER (Dólares, \$)

Ciudad	Subcuenta hidrográfica	Cgeneratorgroup ¹	Cgeneratorgroup ²	Cgeneratorgroup ³	Cadditional ¹	Cadditional ²	Cadditional ³	Cinvestment ¹	Cinvestment ²	Cinvestment ³
Tulcán	Carchi	216,005.9	411,469.5	346,414.6	36,721.0	69,949.8	58,890.5	252,726.9	481,419.3	405,305.1
		199,025.6	391,271.8	328,931.7	33,834.4	66,516.2	55,918.4	232,860.0	457,788.1	384,850.1
		191,645.7	382,269.6	321,149.1	32,579.8	64,985.8	54,595.3	224,225.5	447,255.5	375,744.4
Latacunga	Patate	545,018.0	850,675.3	662,699.2	92,653.1	144,614.8	112,658.9	637,671.1	995,290.0	775,358.1
		625,768.4	979,997.6	767,454.1	106,380.6	166,599.6	130,467.2	732,149.1	1,146,597.1	897,921.3
Ambato	Patate	654,260.0	1,099,475.9	796,263.1	111,224.2	186,910.9	135,364.7	765,484.2	1,286,386.8	931,627.8
		642,927.8	1,084,319.8	784,828.4	109,297.7	184,334.4	133,420.8	752,225.5	1,268,654.1	918,249.2
		592,498.9	1,005,188.9	725,274.1	100,724.8	170,882.1	123,296.6	693,223.7	1,176,071.0	848,570.7
Riobamba	Chambo	735,939.7	1,177,152.2	877,820.9	125,109.8	200,115.9	149,229.6	861,049.5	1,377,268.1	1,027,050.4
Guaranda	Yaguachi	249,828.7	465,506.7	379,829.5	42,470.9	79,136.1	64,571.0	292,299.6	544,642.9	444,400.5

Fuente: Elaboración propia

Los costos operativos anuales (Coperation) se establecieron en 4% del Cgeneratorgroup, con base en estudios realizados de costos de inversión de centrales hidroeléctricas (Tabla 10) (IPCC, 2014).

Tabla 10. Resultados costos operativos anuales (Dólares, \$)

Ciudad	Subcuenca hidrográfica	C _{operation 1}	C _{operation 2}	C _{operation 3}
Tulcán	Carchi	8,640.2	16,458.8	13,856.6
		79,61.0	15,650.9	13,157.3
		76,65.8	15,290.8	12,846.0
Latacunga	Patate	21,800.7	34,027.0	26,508.0
		25,030.7	39,199.9	30,698.2
Ambato	Patate	26,170.4	43,979.0	31,850.5
		25,717.1	43,372.8	31,393.1
		23,699.9	40,207.6	29,011.0
Riobamba	Chambo	29,437.6	47,086.1	35,112.8
Guaranda	Yaguachi	9,993.2	18,620.3	15,193.2

Fuente: Elaboración propia

Mediante la aplicación de la ecuación (5), se obtuvieron los siguientes resultados de VAN (Tabla 11).

Tabla 11. Resultados VAN (Dólares, \$)

Ciudad	Subcuenca hidrográfica	VAN 1	VAN 2	VAN 3
Tulcán	Carchi	-29,093.8	-319,546.0	-222,876.7
		-33,048.7	-318,719.9	-255,446.3
		-34,591.1	-317,851.7	-227,028.6
Latacunga	Patate	260,000.1	-194,196.1	85,129.8
		496,631.4	-29,740.9	286,091.4
Ambato	Patate	560,512.9	-101,062.7	349,501.1
		534,778.6	-121,114.8	323,919.1
		396,835.5	-216,407.7	199,536.1
Riobamba	Chambo	758,361.6	102,735.1	547,531.1
Guaranda	Yaguachi	-19,408.4	-339,898.5	-212,585.1

Fuente: Elaboración propia

Es así, que para la ciudad de:

- Tulcán el VAN más alto fue de \$-29,093.8 y el peor fue \$-319,546.0.
- Latacunga el VAN más alto fue de \$496,631.4 y el peor fue \$-194,196.1.
- Ambato el VAN más alto fue de \$560,512.9 y el peor fue \$-121,114.8.
- Riobamba el VAN más alto fue de \$758,361.6 y el peor fue \$102,735.1.
- Guaranda el VAN más alto fue de \$-19,408.4 y el peor fue \$-339,898.5.

Con base en los resultados de PHAR y la clasificación de centrales hidroeléctricas otorgada por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) (PNUD, 2013), se establecieron los tipos de centrales hidroeléctricas recomendadas para ser implementadas como PER rentables en los posibles lugares factibles identificados (Tabla 12).

Tabla 12. Clasificación de centrales hidroeléctricas⁷

Ciudad	Subcuenca hidrográfica	Posibles puntos proyectos ER	Coordenadas		Altura neta (m)	Caudal medio AR proyectado (m ³ /s)	Tecnología Turbina	PHAR (kW)	PHAR (MW)	Tipo de central hidroeléctrica
			X	Y						
Quito	Guayllabamba	1	781,435.0	9,978,305.0	162.0	7.55		6,000.0	6.0	Pequeña central
		2	785,738.0	9,982,860.0	149.0			6,900.0	6.9	Pequeña central
		3	786,385.0	9,999,483.0	520.0			30,000.0	30.0	Mediana central
Latacunga	Patate	1	763,778.3	9,889,617.2	105.0	0.33	Pelton	301.0	0.31	Mini central
		2	761,260.8	9,889,324.0	140.0			401.3	0.40	Mini central
Ambato	Patate	1	770,467.7	9,871,022.3	72.0	0.68		431.2	0.43	Mini central
		2	769,475.1	9,870,577.0	70.0			419.2	0.42	Mini central
		3	768,899.6	9,870,294.6	60.0			359.3	0.36	Mini central
Riobamba	Chambo	1	766,825.0	9,814,205.3	110.0	0.54		521.0	0.52	Mini central

Fuente: Elaboración propia

Con base en el diagrama de relación caudal, altura y potencia del estudio *Small and mini hydropower solutions* (ANDRITZ, 2019) se considera

para los PER con AR la turbina Pelton. La relación que existe entre las variables determina que la tecnología a implementar sea la mencionada.

⁷ Solo se presentan resultados con VAN positivo, es decir PER rentables.

DISCUSIÓN

La especie humana, en toda su evolución, ha buscado la manera de satisfacer sus necesidades mediante las interrelaciones cotidianas con el ambiente. En la actualidad, dichas interrelaciones generan residuos (sólidos o líquidos), que han superado el nivel de resiliencia del ambiente, lo que produce contaminación de agua, aire y suelos (Teca, 2016).

El PHAR depende de las condiciones locales como topografía, población, sistemas de saneamiento de AR. Además, debe verificarse mediante un análisis detallado cada objetivo específico de los sistemas de saneamiento de AR implementados o proyectados, en cada ciudad, región o país (Bousquet et al., 2017).

Se identificaron 13 posibles lugares factibles para implementar PER. Estos lugares poseen la consideración de que, todas las áreas urbanas están conectadas entre sí y que las AR son captadas y conducidas por gravedad a la zona de nivel más bajo en la subcuenca hidrográfica. El PHAR de las ciudades de Ecuador que intervienen en la investigación se estimó en 45.66 MW. Fuera de estos 45.66 MW, 42.9 MW corresponden a la capacidad hidroeléctrica (potencia) por instalar, a partir de AR crudas y tratadas, del proyecto Vindobona. Este PHAR estimado, sin explotar, puede sustituir en un 1.1% a lo que se estima implementar mediante centrales hidroeléctricas con embalses, transformándose en contribución a las futuras necesidades energéticas de Ecuador, mediante ER amigable con el ambiente.

Los mayores valores de PHAR para Ecuador, que incluyen los estimados por el proyecto Vindobona y los estimados por la aplicación de la metodología de la investigación, se ubican en zonas de las ciudades DMQ, Latacunga, Ambato y Riobamba. Los altos PHAR que se pueden generar en el DMQ se explican por el desarrollo urbano, que ha impulsado una mayor

generación de AR en la capital de Ecuador, 7.55 m³/s. Vinculado a su topografía, con considerables alturas netas mayores a 145 m.

Los lugares en la cordillera de los Andes, con altas caídas, destacaron entre las alturas netas con caudales medios de AR bajos. Tres de los PHAR más altos, sin considerar los estimados en el proyecto Vindobona, tienen alturas netas superiores a 100 m (105, 140 y 110 m), con caudales medios de AR inferiores a 0.6 m³/s (0.33 y 0.54 m³/s). El 96.04% del PHAR de Ecuador se extiende en las subcuencas hidrográficas de los ríos Guayllabamba, Patate y Chambo. Un 0.94% fue ubicado en las subcuencas hidrográficas de los ríos Carchí y Patate, con caídas hidráulicas bajas de 60 m. Sin embargo, no se identificó PHAR en las subcuencas hidrográficas de los ríos Mira, Upano y Zamora. Así como tampoco, en la subcuenca hidrográfica del río Guayas, debido a que esta no se encuentra en la cordillera de los Andes y no posee caídas hidráulicas a considerar.

En el caso de la ciudad de Cuenca, enmarcada en la subcuenca hidrográfica del río Upano, existe la PTAR Ucubamba. Esta PTAR trata el 95% de AR de la ciudad (ETAPA EP, 2019). Pero mediante la metodología no se identificó un lugar con caída efectiva, por lo que se debe analizar otro tipo de ER para el caso de estas AR, que no dependan de combustibles fósiles para actividades de bombeo. Es muy importante que la implementación de los proyectos de ER que aprovechan las AR promuevan la investigación y desarrollo en la academia, de esta manera facilitar el acceso a la educación y capacitación en ER dando como resultado estudios de viabilidad y financiamiento (Comité Editorial ENERLAC, 2020).

El valor de los ingresos (R) durante el primer año de operación hasta culminar la vida útil de los PER, período de 20 años para el estudio, varía en función de la generación anual de electricidad de cada uno. El costo de la turbina,

$C_{turbine}$ o C_{tu} , depende de la tecnología adoptada. En la investigación se seleccionó para los PER la turbina Pelton, tecnología utilizada en estudios previos con resultados similares en la elección de la turbina. Caso específico es el proyecto Vindobona, vinculado al saneamiento ambiental de AR con generación de ER del DMQ. Los VAN para los mejores escenarios, de cada ciudad, se estimaron con la consideración de la turbina Pelton y para los peores escenarios son los estimados con la consideración de la turbina Kaplan. Con base en el análisis de flujo de efectivo, los resultados obtenidos de VAN (Tabla 11) fueron un beneficio para los lugares identificados en las ciudades de Latacunga, Ambato y Riobamba. Es decir, se consideraron los PER rentables en términos de producción de energía hidroeléctrica con AR.

Existen lugares identificados con VAN negativo, que se consideran como no rentables en términos de producción de energía hidroeléctrica con AR, al considerar los 3 tipos de tecnologías de turbina. Este es el caso de los posibles PER para las ciudades de Tulcán y Guaranda. El alto costo del grupo generador al considerar la turbina Pelton, entre \$191,646 y \$735,940, dificulta la viabilidad de este tipo de micro centrales hidroeléctricas con AR. Pero, en estas ciudades se consideran PER con costos de inversión bajos, promedio de \$378,627; que pueden ser factibles de implementar integrando las centrales en un mismo PER. Se debe considerar que, en casos particulares, se podría realizar una captación de descargas de AR agregando una o más ciudades/comunidades vecinas. Con la intervención de conexiones de red de captación y conducción (alcantarillo y emisarios). Es decir, el diseño de la definición del polígono urbano a cubrir con el servicio puede ser mancomunado.

Los VAN se estiman con los ingresos que otorga la producción de energía por cada uno de los PER a implementar. Con base en los resultados, en Ecuador, no son rentables proyectos PER con una potencia instalada menor a

300 kW, porque la inversión que se realizaría no podría ser recuperada durante la vida útil de estos PER, a pesar de que se justificaría por el beneficio que aportarían al cuidado del ambiente.

En países avanzados, la discusión sobre ER no es nueva, regulaciones y tarifas ya están establecidas. A diferencia en los países en desarrollo, las leyes y las tarifas relacionadas con ER no se han establecido (Akçay et al., 2017). Para evitar cambios en leyes y tarifas, lo que a su vez resulta en fluctuaciones en el precio de venta de la energía (Akçay et al., 2017), se debería establecer en Ecuador las leyes y las tarifas relacionadas con ER, en específico energía hidroeléctrica con AR. La transición del sistema de saneamiento de AR actual a un sistema que incorpora recuperación de energía y reciclaje de AR puede ofrecer reducción del potencial de CC (Xue et al., 2016).

Se identificó que la característica principal de implementación de las centrales hidroeléctricas a filo de agua o agua fluyente, es que no consideran un embalse, lo que minimiza el impacto ambiental negativo de los PER. Se establece que en mayor parte los PER posibles a implementar en Ecuador son mini centrales hidroeléctricas (6), seguido por pequeñas centrales hidroeléctricas (2), hasta el tipo de mediana central hidroeléctrica (1).

El PHAR puede ser un instrumento de gestión ambiental para Ecuador, porque podría impactar de manera positiva tanto para colaborar en la toma de decisiones en implementación de PER y así satisfacer las futuras necesidades energéticas, como apoyar en el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030, en específico los ODS: ODS 1. Erradicar la pobreza en todas sus formas en todo el mundo. ODS 3. Garantizar una vida saludable y promover el bienestar para todos y todas en todas las edades. ODS 5. Lograr la igualdad entre los géneros y empoderar a todas las mujeres y niñas. ODS 8. Promover el crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible, el

empleo pleno y productivo, y el trabajo decente para todos. ODS 13. Tomar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos. Además, es beneficioso porque la energía transformada por medio de la implementación de PER vinculados a la gestión ambiental de AR, puede ser utilizada para abastecer a:

- PER (Ej. Mini centrales hidroeléctricas con AR crudas o tratadas).
- Proyectos de saneamiento ambiental de AR, vinculado a la creciente demanda de energía para la gestión de las mismas en las ciudades (Ej. PTAR, que puede ubicarse aguas arriba o aguas abajo de los PER).
- Proyectos de dotación de agua potable en lugares que no llega la cobertura del servicio público (Ej. Obtener agua potable para consumo humano mediante bombeo de aguas subterráneas de un pozo).
- Otros proyectos (Ej. Movilidad metro eléctrico).

Al invertir en PER con aprovechamiento de AR las ciudades de la investigación no dependerían solo de la energía del sistema nacional interconectado, podrían obtenerla de fuente propia con relación en la protección del ambiente. Lo que se traduce en sustentabilidad, así como el estudio demostrado por la Universidad Tecnológica de Tabasco en una PTAR de Tabasco, México que permite determinar el potencial de generación de electricidad a través de fuentes renovables e impulsar y promover el desarrollo e implantación de este tipo de tecnología resultando una reducción del 78% de GEI (López et al., 2020).

Sin embargo, se deben generar datos e información adicionales sobre la generación de AR y la demanda de energía para Ecuador, a través de esfuerzos conjuntos entre funcionarios gubernamentales e investigadores (Yin et al., 2018). Mejorar el nivel de gestión ambiental en

Ecuador sería una forma efectiva de mejorar la eficiencia de la sinergia AR-ER, haciendo énfasis en la innovación del sistema (Wang, Sun, & Wang, 2019).

En la actualidad, el Buen Vivir es una alternativa que incita a un cambio de paradigma, obligando a salir del antropocentrismo para virar hacia una perspectiva sociobiocéntrica, lo cual, en efecto puede mixturarse con el desarrollo de Comunidades Energéticas y elementos que configuren sistemas eléctricos amigables con el ambiente y los diversos espacios y arreglos sociales (Poque, 2020).

Parece que, aunque existe una compensación entre la energía y la seguridad ambiental, los conceptos de seguridad energética se han acercado cada vez más a los conceptos que involucran la sostenibilidad. El aspecto sostenible de la seguridad energética se puede definir como: garantizar la disponibilidad continua de energía, en diversas formas, en las cantidades necesarias y con los costos globales más bajos posibles (Silva et. al, 2020).

CONCLUSIONES

El método propuesto para estimación de PHAR es novedoso, debido a que vincula SIG y aprovechamiento de AR para generación de ER. Otorga información, a escala de país, útil para identificar lugares factibles para implementar posibles PER y estimar la producción anual de hidroelectricidad mediante AR. Este método, con base en elementos de SIG, lugares de la cordillera de los Andes con áreas urbanas grandes y mayor población, caudales medios de generación de AR, costos de inversión y VAN como indicador de rentabilidad, permite realizar una evaluación del impacto significativo de la sinergia AR-energía, mediante la evaluación económica de la viabilidad de cada PER posible a implementar.

Se identificaron 13 posibles lugares factibles para implementar PER, centrales hidroeléctricas

a filo de agua o agua fluyente. Lugares ubicados en las subcuencas de los ríos Carchi, Guayllabamba, Patate, Chambo y Yaguachi. De estos 13 lugares, 10 fueron identificados mediante la aplicación del método establecido en el estudio, los restantes 3 fueron identificados mediante los estudios del proyecto Vindo-bona, proyecto de saneamiento ambiental de AR vinculado a la generación de ER. Sin embargo, de estos 10 lugares identificados solo 6 se consideraron rentables en términos de producción de ER con AR, cada uno con una potencia instalada superior a 300 kW. Teniendo en cuenta la relación entre las variables de ingresos generados, costos anuales de operación, tasa de interés y costos de inversión de las instalaciones de los PER posibles a implementar.

El potencial hidroenergético de aguas residuales (PHAR) de Ecuador estimado, sin explotar, es de 45.66 MW. Este PHAR puede sustituir en un 1.1% a lo que se estima implementar mediante centrales hidroeléctricas con embalses. Es beneficioso porque aportaría a las futuras necesidades energéticas de Ecuador y al cuidado del ambiente, debido a que sería generado mediante el aprovechamiento de AR, que en la actualidad en el país no se realiza, lo que se traduce en un impacto positivo. En específico, colaboraría con la satisfacción de la demanda de energía de proyectos de saneamiento ambiental de AR, PTAR's, vinculados a generación de ER con la consideración de que, en casos particulares, se podría realizar una captación y conducción de descargas de AR agregando una o más ciudades/comunidades vecinas. A pesar de no ser un potencial alto, se considera importante por la integración de economía circular al proceso de generación de electricidad.

El método establecido permite una estimación del PHAR en cualquier área de estudio dada. Los resultados varían de manera importante en función de las consideraciones realizadas para cada uno de los componentes del $C_{investment}$. Por lo descrito, el método debe enfocarse como

un instrumento de gestión ambiental, para el apoyo en la toma de decisiones y colaborar en el cumplimiento de los ODS. El método otorga conceptos generales, por lo que se debe considerar la realización de estudios específicos en cada lugar en particular, con la inclusión de más variables para que los resultados sean más cercanos a la realidad. En comparación con otros métodos utilizados para estimar un potencial hidroenergético, tiene como ventajas la practicidad y agilidad en la obtención de resultados. Por lo que puede representar un instrumento de gestión ambiental clave y útil en la determinación de un inventario hidroenergético de aguas residuales de Ecuador.

Los beneficios de implementar PER con AR, Wastewater to energy, son el aporte de 13.79 GWh/año de ER, la disminución de alrededor de 139,610 toneladas anuales de CO₂ emitidas como GEI⁸, al reducir el uso de combustibles fósiles contaminantes para la generación de electricidad, la generación de empleos verdes en las fases de construcción y operación, y el cambio de paradigma en la visión de las AR consideradas como desechos líquidos, reincorporándolas a un nuevo proceso de generación de energía limpia.

Existe sinergia entre AR y ER. Los caudales medios de AR descargados a la red de alcantarillado público pueden ser interceptados y conducidos hacia una PTAR. En su camino y en la descarga se puede aprovechar el desnivel topografía del territorio como potencial hidráulico para la generación de energía limpia y como un método de pretratamiento al oxigenar las AR. ■

8 Para estimar las emisiones de GEI evitadas, se utiliza el factor de emisión de CO₂ nacional para Ecuador, con referencia a termoelectricas operando, otorgado por el Ministerio del Ambiente de Ecuador cuyo valor es 0.5062 TonCO₂/MWh. Este factor es la masa estimada de toneladas de CO₂ emitidas a la atmósfera por cada unidad de MWh de energía eléctrica generada (MAE, 2013).

Agradecimientos

Agradecemos a nuestras familias por el apoyo incondicional, a las instituciones que facilitaron el desarrollo de la investigación, Facultad de Estudios Ambientales y Rurales, Pontificia Universidad Javeriana - Sede Bogotá y Departamento de Desarrollo Tecnológico en Inteligencia Artificial e Innovación, PROEX-PONENTE S.A. Un especial agradecimiento a Efraín Antonio Domínguez Calle, investigador destacado, mentor y facilitador, en su memoria.

REFERENCIAS

- Akçay, E. C., Dikmen, I., Birgonul, M. T., & Ardi, D. (2017). Estimating the profitability of hydropower investments with a case study from Turkey. *Journal of Civil Engineering and Management*, 23(8), 1002–1012. <https://doi.org/10.3846/13923730.2017.1350877>
- Almeida, C. (2019). Propuesta de optimización de la planta de tratamiento de aguas residuales “Vivienda Popular” de la ciudad de Tulcán, provincia del Carchi. *Duke Law Journal*, 1(1), 1–13. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- ANDRITZ. (2019). *Small and mini hydropower solutions*. Retrieved from www.andritz.com
- Arellano, A., Bayas, A., Meneses, A., & Castillo, T. (2018). Drinking water consumption and endowment in Ecuadorian populations lower than 150,000 people. *NovaSinergia*, (1), 23–32.
- ArcGIS Pro. (2019). *Modelo de elevación digital (DEM)*. Recuperado de <https://pro.arcgis.com/es/pro-app/tool-reference/spatial-analyst/exploring-digital-elevation-models.htm>
- Asamblea Nacional de la República del Ecuador. (2008). *Constitución de la República del Ecuador*. Recuperado de https://www.oas.org/juridico/pdfs/mesicic4_ecu_const.pdf
- Azqueta, D., Alviar, M., Domínguez, L., y O’Ryan, R. (2007). *Introducción a la Economía Ambiental*. Madrid, España; Bogotá McGraw-Hill Interamericana Editores c2007. xxvi.
- Bousquet, C., Samora, I., Manso, P., Rossi, L., Heller, P., & Schleiss, A. J. (2017). Assessment of hydropower potential in wastewater systems and application to Switzerland. *Renewable Energy*, 113, 64–73. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.05.062>
- CEPAL. (2011). *Diagnóstico de la Estadística del Agua en Ecuador*. 81. Retrieved from [http://aplicaciones.senagua.gob.ec/servicios/descargas/archivos/download/Diagnostico de las Estadísticas del Agua Producto IIIc 2012-2.pdf](http://aplicaciones.senagua.gob.ec/servicios/descargas/archivos/download/Diagnostico%20de%20las%20Estadisticas%20del%20Agua%20Producto%20IIIc%202012-2.pdf)
- Comité Editorial ENERLAC. (2020). Mejora, aumento y facilitación del acceso a la educación y capacitación en energía renovable en América Latina. ENERLAC. *Revista de energía de Latinoamérica y el Caribe*, 4(1), 6–9. <http://enerlac.olade.org/index.php/ENERLAC/article/view/150>
- Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). (2013). Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica. *Plan Maestro de Electrificación 2013-2022*, 2, 206.
- Connor, R., Coates, D., Uhlenbrook, S., & Koncagül, E. (2018). Soluciones basadas en la naturaleza para la gestión del agua. In *ONU-Agua*.
- Da Rocha, G. O., Dos Anjos, J. P., & De Andrade, J. B. (2015). Energy trends and the water-energy binomium for Brazil. *Anais Da Academia Brasileira de Ciências*, 87(2), 569–594. <https://doi.org/10.1590/0001-3765201520140560>
- EC-T1386: Apoyo a la Estructuración del Programa de Descontaminación de los Ríos de Quito Recuperado de <https://www.iadb.org/es/projects-search?query%5Bcountry%5D=&query%5Bsector%5D=&query%5Bstatus%5D=&query%5Bquery%5D=EPMAPS&page=5>
- Enríquez, L. A., García, L. J., Miranda, C., & Jordán, A. R. (2019). Influence of structure of wind farms on cost and profit. *Información Tecnológica*, 30(5), 37–46. <https://doi.org/10.4067/S0718-07642019000500037>

- Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento de Quito (EPMAPS). (2014). *Historia del Agua en Quito*. Recuperado de <https://es.scribd.com/document/251329256/Libro-Del-Agua>
- Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento de Quito (EPMAPS). (2019). *Programa para la descontaminación de los ríos de Quito - Bienvenido a EPMAPS. 2*. Retrieved from <https://www.aguaquito.gob.ec/programa-para-la-descontaminacion-de-los-rios-de-quito/>
- Empresa Municipal de Agua Potable y Alcantarillado de Guayaquil (EMAPAG EP) (2018). *“Los merinos” planta de tratamiento de aguas residuales y sus componentes complementarios*. Recuperado de <https://www.emapag-ep.gob.ec/emapag/wp-content/uploads/2018/06/Descripción-del-Proyecto-Merinos.pdf>
- Empresa Pública Municipal de Agua Potable y Alcantarillado de Tulcán (EPMAPA-T). (2019).
- Empresa Pública Municipal de Agua Potable y Alcantarillado de Ibarra (EPMAPA-I). (2019). Recuperado de <https://emapaibarra.gob.ec/>
- ETAPA EP. (2019). *Planta de tratamiento de agua residuales PTAR de Ucubamba*. Recuperado de <https://www.etapa.net.ec/Principal/Agua-potable/Planes-maestros/Factibilidad-Técnica>
- Fan, J. L., Kong, L. S., Wang, H., & Zhang, X. (2019). A water-energy nexus review from the perspective of urban metabolism. *Ecological Modelling*, 392(May 2018), 128–136. <https://doi.org/10.1016/j.ecolmodel.2018.11.019>
- Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC). (2010). Recuperado de <http://redatam.inec.gob.ec/cgi-bin/RpWebEngine.exe/PortalAction>
- Jackson, A. L. R. (2011). Renewable energy vs. biodiversity: Policy conflicts and the future of nature conservation. *Global Environmental Change*, 21(4), 1195–1208. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2011.07.001>
- Jaramillo, M., González, G., & Saldarriaga, O. (2010). Estimación de la demanda de agua. Capítulo 5. *Ideam, Capítulo 5*. Retrieved from <http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/021888/CAP5.pdf>
- Kılıç, Ş., Krajačić, G., Duić, N., Rosen, M. A., & Al-Nimr, M. A. (2018). Advancements in sustainable development of energy, water and environment systems. *Energy Conversion and Management*, 176(September), 164–183. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.09.015>
- López, T., Pérez, O. & Cazán, L. (2020). Generación de energía en plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR). ENERLAC. *Revista de Energía de Latinoamérica y el Caribe*, 4(1), 12–30. <http://enerlac.olade.org/index.php/ENERLAC/article/view/128>
- Ministerio del Ambiente de Ecuador (MAE). (2013). *Factor de emisión de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador*. Informe 2013.
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER). (2016). *Plan Maestro de Electricidad 2016-2025*. Recuperado de <https://www.celec.gob.ec/hidroagoyan/index.php/plan-maestro-de-electricidad-2016-2025>.
- Nieves, J. C., Garcia-Gasulla, D., Aulinas, M., & Cortés, U. (2012). An operational approach for implementing normative agents in Urban Wastewater Systems. *Computacion y Sistemas*, 16(1), 27–42. <https://doi.org/10.13053/cys-16-1-1370>
- Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático IPCC. (2014). *Informe de Síntesis sobre el Cambio Climático*. Recuperado de https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full_es.pdf
- Pase, H., Da Rocha, H., Dos Santos, E., & Patella, A. (2016). The sociopolitical conflict in hydroelectric enterprises. *Ambiente e Sociedade*, 19(2), 45–66. <https://doi.org/10.1590/1809-4422ASOC135480V1922016>
- Peixoto, A. (2008). *Novas Tendências Nos Estudos De Potenciais Hidrelétricos : Metodologia De Prospecção E*.
- Poque, A. (2020). Transición de los Sistemas de Energía Eléctrica en América Latina y el Caribe (2007-2017): Diagnóstico y Alternativas Sistémicas. *ENERLAC*. 4(1), 78–95. <http://enerlac.olade.org/index.php/ENERLAC/article/view/116/146>

- Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). (2013). Medición del potencial hidrológico para generación de energía renovable, la experiencia de la Fundación Solar en Guatemala. *Series Técnicas Energías Renovables*, 48. Retrieved from [https://www.undp.org/content/dam/guatemala/05 Potencial Hidrologico paginas.pdf](https://www.undp.org/content/dam/guatemala/05%20Potencial%20Hidrologico%20paginas.pdf)
- Schreurs, E., Koop, S., & van Leeuwen, K. (2018). Application of the City Blueprint Approach to assess the challenges of water management and governance in Quito (Ecuador). *Environment, Development and Sustainability*, 20(2), 509–525. <https://doi.org/10.1007/s10668-017-9916-x>
- Seme, S., Sredenšek, K., Praunseis, Z., Štumberger, B., & Hadžiselimović, M. (2018). Optimal price of electricity of solar power plants and small hydro power plants – Technical and economical part of investments. *Energy*, 157(2018), 87–95. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.05.121>
- SENAGUA. (2011). *Unidades Hidrográficas Nivel 5*.
- SENAGUA. (2016). Norma de diseño para sistemas de abastecimiento de agua potable, disposición de excretas y residuos líquidos en el área rural. *Secretaría Del Agua*, 1–44. <https://doi.org/10.7>
- Silva, V., Relva, S., Udaeta, M., Gimenes, A. Peyerl, D. (2020). Desafíos e incertidumbres del desarrollo sostenible en la planificación de la energía eléctrica. Un enfoque brasileño. *ENERLAC*, 4(1), 50 – 75. ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)
- Teca, D. (2016). *Tratamiento Primario de Lixiviados: Selección de Aditivos*. Saarbrücken, Deutschland: Omniscriptum GmbH & Co. KG - Editorial Académica Española.
- Teräväinen, T. (2019). Negotiating water and technology-Competing expectations and confronting knowledges in the case of the Coca Codo Sinclair in Ecuador. *Water (Switzerland)*, 11(3). <https://doi.org/10.3390/w11030411>
- Turconi, R., Boldrin, A., & Astrup, T. (2013). Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 28, 555–565. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.013>
- Uhunmwangho, R., Odje, M., & Okedu, K. E. (2018). Comparative analysis of mini hydro turbines for Bumaji Stream, Boki, Cross River State, Nigeria. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 27(October 2016), 102–108. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2018.04.003>
- UNESCO WWAP (Programa Mundial de Evaluación de los Recursos Hídricos de las Naciones Unidas). (2017). *Informe Mundial de las Naciones Unidas sobre el Desarrollo de los Recursos Hídricos 2017. Aguas residuales: El recurso desaprovechado*. París.
- Vallejo, I., Zamora, G., & Sacher, W. (2019). Presentación del dossier. Despojo(s), segregación social del espacio y territorios de resistencia en América Latina. *Íconos - Revista de Ciencias Sociales*, (64), 11–32. <https://doi.org/10.17141/iconos.64.2019.3695>
- Vallejos, J., & Bortoni, E. (2015). Determinación del potencial hidroenergético utilizando herramientas SIG: Cuenca del Río Ypané. *Revista Científica de La UCSA*, 2(1), 75–84.
- Wang, M., Sun, C., & Wang, X. (2019). Analysis of the Water-Energy coupling efficiency in China: Based on the three-stage SBM-DEA model with undesirable outputs. *Water (Switzerland)*, 11(4). <https://doi.org/10.3390/w11040632>
- Xue, X., Hawkins, T. R., Schoen, M. E., Garland, J., & Ashbolt, N. J. (2016). Comparing the life cycle energy consumption, globalwarming and eutrophication potentials of several water and waste service options. *Water (Switzerland)*, 8(4), 1–21. <https://doi.org/10.3390/w8040154>
- Yildiz, V., & Vrugt, J. A. (2019). A toolbox for the optimal design of run-of-river hydropower plants. *Environmental Modelling and Software*, 111, 134–152. <https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2018.08.018>
- Yin, Z., Jia, B., Wu, S., Dai, J., & Tang, D. (2018). Comprehensive forecast of urban water-energy demand based on a neural network model. *Water (Switzerland)*, 10(4), 1–16. <https://doi.org/10.3390/w10040385>
- Zarfl, C., Lumsdon, A. E., Berlekamp, J., Tydecks, L., & Tockner, K. (2014). A global boom in hydropower dam construction. *Aquatic Sciences*, 77(1), 161–170. <https://doi.org/10.1007/s00027-014-0377-0>

Save theDATE

#SemanaEnergia2022



VII ENERGY
WEEK
DECEMBER 2022

December
12-16 / 2022
PANAMA


REPÚBLICA DE PANAMÁ
GOBIERNO NACIONAL

MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA
SECRETARÍA DE ENERGÍA


OLADE
ORGANIZACIÓN
LATINOAMERICANA
DE ENERGÍA


BID
BANCO MUNDIAL
DE INTERCOMERCIO
Y FINANZAS

In collaboration with:



IMPACTO DEL COVID-19 Y HURACANES ETA E IOTA EN EL SECTOR ENERGÉTICO HONDUREÑO DURANTE EL AÑO 2020 Y COMPARATIVO CON LOS AÑOS 2018 Y 2019

*IMPACT OF COVID-19 AND HURRICANES ETA AND IOTA ON THE HONDURAN ENERGY
SECTOR DURING THE YEAR 2020 AND COMPARED TO THE YEARS 2018 AND 2019*

Herson Álvarez Tabora ¹, Álvaro Antonio Araujo Espinal ²

Recibido: 27/07/2021 y Aceptado: 25/10/2021
ENERLAC. Volumen VI. Número 1. Junio, 2022 (50 - 83)
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)

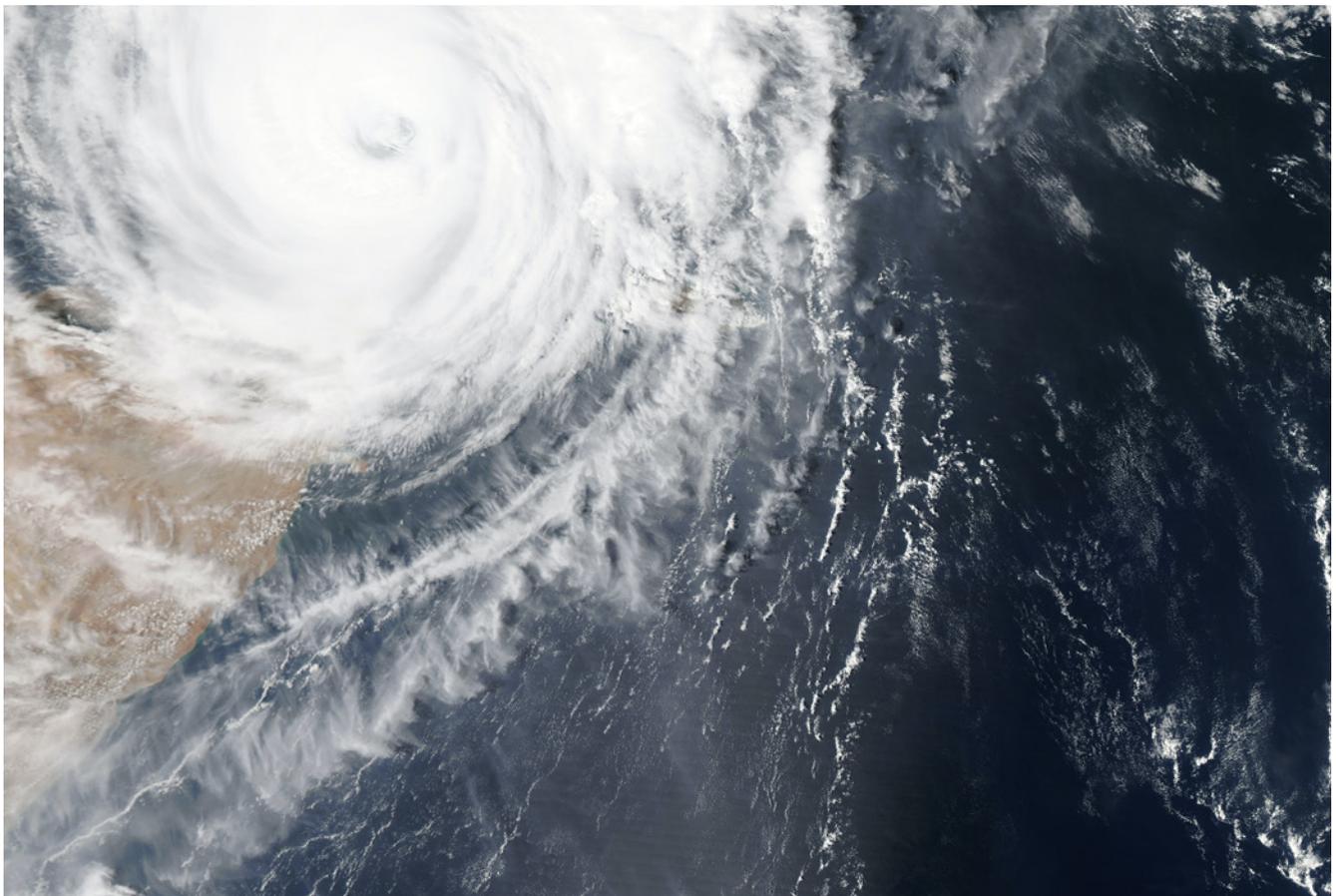


Foto de NASA en Unsplash.

1 Universidad Nacional Autónoma de Honduras. Honduras.
herson2000@gmail.com
<https://orcid.org/0000-0002-8744-6093>

2 Grupo Corporativo Kafie, Tegucigalpa. Honduras.
alvaro.araujo@unah.hn
<https://orcid.org/0000-0003-0183-8916>

RESUMEN

Esta investigación presenta un panorama de lo que sucedió en el sector eléctrico de Honduras durante el año 2020 con un enfoque especial en el comportamiento de las energías renovables, exponiendo los hechos aludidos a la pandemia del COVID-19, que llegó al país en el mes de marzo, y los huracanes ETA e IOTA que llegaron en el mes de noviembre los cuales favorecieron la generación renovable en especial la hidráulica.

El objetivo principal es exponer los impactos que trajo la pandemia y los huracanes en la generación total, generación renovable y no renovable y demanda del sector eléctrico nacional, considerando los cambios en el consumo que hubo por parte de la población de los distintos sectores, residencial, comercial, industrial, etc. También mostrar los resultados de generación - consumo de los años 2018 y 2019, el comparativo de las energías renovables con las térmicas, y cuantificar los cambios que provocó la pandemia y los huracanes para el sector eléctrico.

Se muestran los impactos, las limitaciones y las afectaciones en la generación total, con un análisis de manera anual, mensual, semanal y diario, dividido por sectores, fuentes energéticas y zonas geográficas.

Palabras clave: Energía, Energía Renovable, COVID-19, Capacidad Instalada, Generación, Energía Térmica, Sectores de consumo.

ABSTRACT

This article presents an overview of what happened in the electricity sector in Honduras during 2020, exposing the facts alluded to the COVID-19 pandemic, which arrived in the country in March, and the ETA and IOTA hurricanes that arrived in November.

The main objective is to expose the impacts that the pandemic and hurricanes had on the generation and demand of the national electricity sector, considering the changes in consumption that occurred by the population of the different sectors, residential, commercial, industrial, etc. Also show the generation - consumption results for the years 2018 and 2019 and quantify the changes caused by the pandemic and hurricanes. for the electricity sector.

The impacts, limitations and effects on generation are exposed, with an annual, monthly, weekly, and daily analysis, divided by sectors, energy technologies and geographical areas.

Keywords: Energy, Renewable Energy, COVID-19, Installed Capacity, Generation, Thermal Energy, Consumer sectors.

ANTECEDENTES

Situación Mundial del COVID-19

El COVID-19 fue reportado por primera vez por la Organización Mundial de la Salud (OMS), en diciembre de 2019 en la provincia de Hubei en la ciudad de Wuhan, China. Los casos iniciales ocurren entre el 12 y el 29 de diciembre de 2019, según las autoridades de salud de Wuhan. El 21 de enero se detecta el primer caso en el continente americano siendo el estado de Washington el primero en confirmar el primer caso de COVID-19 en Estados Unidos (OMS, 2020). Tres días después, el 24 de enero, se reportan los primeros casos de COVID-19 en Francia, Europa. Ya para el 14 de febrero se detecta el primer caso en un país del continente africano, en Egipto. En Centroamérica, el primer caso por COVID-19 fue reportado por el Ministerio de Salud de Costa Rica el día 06 de marzo de 2020. En fecha 11 de marzo, ya se contabilizaban 118,000 casos reportados en 114 países y 4,291 personas fallecidas, por lo que la Organización Mundial de la Salud declara que el brote de la enfermedad del COVID-19 causada por el SARS-CoV2, es considerada una pandemia. (CNN Español, 2020)

Situación Nacional del COVID-19 y Huracanes

Es el 11 de marzo de 2020 cuando se confirmaron los dos primeros casos de COVID-19 en Honduras. La secretaria de Salud de Honduras (SESAL) comunicó a la población hondureña la aparición del primer caso por COVID-19 en la ciudad de Tegucigalpa, Francisco Morazán ((IIES), 2020). Con el aumento de casos creciente el gobierno nacional de Honduras declara el 20 de marzo toque de queda absoluto a Nivel Nacional. (UNAH, 2020)

Luego de pláticas entre el sector económico y el gobierno, el 3 de junio se firma el plan nacional de reapertura gradual de la economía y cinco días después inicia la reapertura a nivel nacional. Después de más de un mes con toque de queda absoluto desde la suspensión de la reapertura

económica, el 29 de julio se reinicia la reapertura económica de fase I para Distrito Central y San Pedro Sula. SINAGER autoriza avanzar a la fase 2 de la reactivación económica el 27 de septiembre. Es el 3 de noviembre cuando entro ETA a territorio hondureño causando desastres similares a los del Huracán Mitch (1998), siendo el departamento de Cortés el más afectado por las inundaciones. El 17 de noviembre, Honduras es golpeado por un segundo fenómeno meteorológico, entrando el huracán IOTA a territorio hondureño, provocando así una mayor cantidad de inundaciones en la zona norte del país, provocando aglomeración de personas dentro de los albergues, confirmando así los primeros casos de COVID-19 en estas instalaciones. Para el 22 de noviembre, con 105 mil casos confirmados, se suspende el confinamiento y se autoriza la circulación sin restricciones de 5:00 am a 10:00 pm, manteniéndose en estas condiciones hasta finales del 2020. (UNAH, 2020)

SECTOR ELÉCTRICO HONDUREÑO

Estructura

La estructura del sector eléctrico de Honduras está conformada por los siguientes entes rectores de la política energética nacional (EEH, 2020):

Secretaría de Energía: Coordina el accionar de los distintos actores que intervienen en el desempeño del sector eléctrico.

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE): Revisa y regula las tarifas con base en el análisis de costos que entrega la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y define las reglas del funcionamiento del sector eléctrico del país.

Generadores: Son los encargados de producir la energía y venderla a la ENEE.

Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE): Se encarga de la operación y mantenimiento de los sistemas de generación, transmisión, alumbrado público y expansión de la red.

Operador del Sistema (ODS): Tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de generación y transmisión.

ÁNÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO HONDUREÑO 2018-2020

Generación Neta 2018-2020

De acuerdo con los boletines estadísticos de la ENEE, del año 2018 al 2019 el sector eléctrico hondureño tuvo un aumento en la demanda de 387,692 MWh que representó un crecimiento del 4.25%. De 2019 a 2020, se planificaba tener un aumento en la generación, llegando a una demanda de 10,670,690 MWh para 2020, esto de acuerdo con el informe publicado por el ODS de la planificación 2020–2022. Sin embargo, de 2019 a 2020 hubo una disminución en la demanda de 193,066 MWh que representó una caída de generación del 2.03%, y respecto

a lo planificado a inicios del 2020 se tuvo una disminución de 1,350,972 MWh representando una caída del 12.66%. A continuación, se muestra el gráfico mensual de la generación del 2018 al 2020.

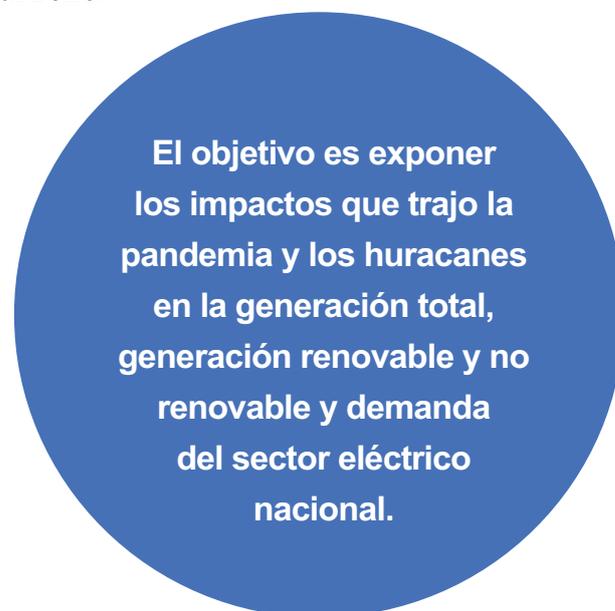
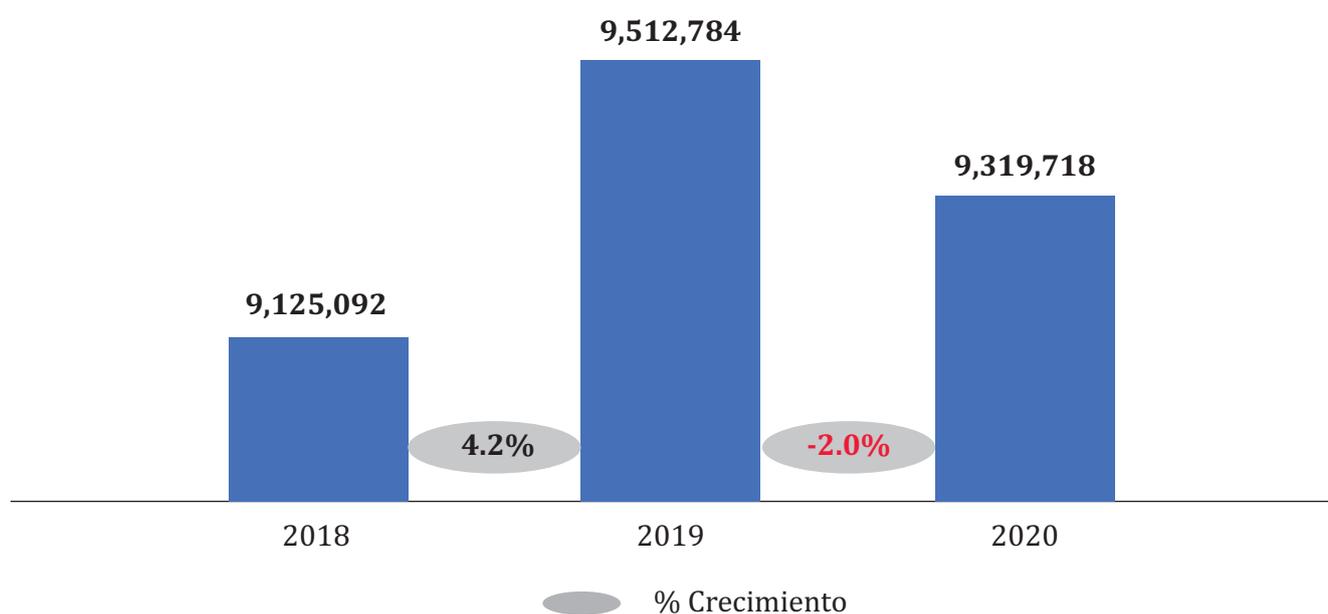


Tabla 1. Generación total neta mensual del 2018-2020 expresada en MWh.

Mes	2018	% crecimiento	2019	% crecimiento	2020
Enero	705,295	6.2%	748,752	1.4%	758,916
Febrero	666,826	7.4%	716,288	1.7%	728,252
Marzo	745,037	6.4%	792,845	-5.7%	747,842
Abril	747,832	4.2%	779,498	-1.3%	769,404
Mayo	831,390	2.6%	853,218	-6.9%	794,077
Junio	784,154	4.9%	822,344	-4.5%	785,109
Julio	822,811	-3.8%	791,564	3.9%	822,193
Agosto	812,165	6.4%	864,524	-3.2%	836,853
Septiembre	771,895	7.1%	826,577	-0.7%	821,096
Octubre	769,580	7.4%	826,206	1.0%	834,265
Noviembre	743,105	1.3%	753,002	-10.3%	675,782
Diciembre	725,003	1.8%	737,967	1.1%	745,929
Total	9,125,092		9,512,784		9,319,718

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

Gráfico 1. Generación neta total por año expresada en MWh .



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

Capacidad Instalada 2018-2020

La capacidad instalada en los últimos años no tuvo un crecimiento tan abrupto, de enero 2018 a diciembre 2020 tuvo un crecimiento de 241 MW, pasando de 2,577 MW a 2,818 MW. En el

2018 la capacidad instalada tuvo un aumento de 105 MW de enero a diciembre, para 2019 fue un aumento de apenas 16 MW y en 2020 fue de 242 MW de aumento en un solo año; a pesar del impacto del COVID-19 y de los huracanes la capacidad instalada aumento significativamente.

Tabla 2. Capacidad total instalada por fuente 2018-2020 expresada en MW.

	2018	% crec.	2019	% crec.	2020
Térmica	882	-0.5%	878	-0.9%	870
Hidraulica	706	3.3%	729	14.8%	837
Fotovoltaica	511	0.0%	511	0.0%	511
Eólica	225	4.4%	235	0.0%	235
Biomasa	210	5.5%	221	0.0%	221
Geotérmica	35	0.0%	35	11.4%	39
Carbón	114	-7.9%	105	0.0%	105
Total	2,682	1.2%	2,714	3.8%	2,818

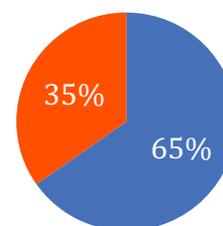
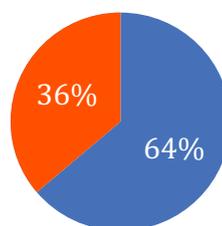
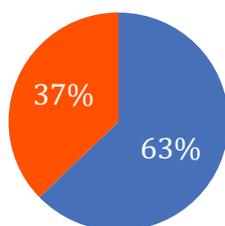
Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

De las 7 fuentes existentes solamente tres tuvieron una variación entre 2019 y 2020, siendo esta la fuente térmica con una disminución en el 2020 de 8 MW, la hidráulica con un aumento de 108 MW (ingreso de Patuca III)

y la geotérmica con un aumento de 4 MW. En el comparativo 2018-2020, se observa un cambio en todas las fuentes excepto la fotovoltaica que ha mantenido su capacidad instalada constante durante los 3 años con 511 MW.

Tabla 3. Capacidad total instalada renovable y no renovable 2018-2020.

	2018	% crec.	2019	% crec.	2020
Renovable (MW)	1,686	2.7%	1,731	6.5%	1,843
Térmica (MW)	996	-1.3%	983	-0.8%	975
Total	2,682	1.2%	2,714	3.8%	2,818



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

Generación Renovable frente a generación Térmica

La matriz energética hondureña tiene en su área renovable las fuentes de energía: solar fotovoltaica, hidráulica, biomasa, eólica y geotérmica, y por el lado de las fuentes térmicas, la generación a partir de bunker, diesel y carbón.

La generación renovable del sistema representó de 2018-2020 más del 50% de la generación total del país. La generación renovable tuvo un aumento respecto al año 2019 de 72,797 MWh siendo la fuente hidráulica la más representativa, que entregó grandes aportes de energía en los últimos meses del año 2020 debido al invierno y huracanes que entraron al país, mientras respecto al año 2018 hubo una disminución de 859,869 MWh.

El mes de diciembre 2020 es el mes que más sobresale respecto a 2018 y 2019, esto porque para ese entonces ya habían pasado los huracanes

por el país, dejando los embalses de las centrales a su nivel máximo. En cuanto a los números de generación el mes de noviembre 2020, estuvo por encima de 2018 y 2019 en 45,395 MWh y 106,932 MWh respectivamente; para diciembre 2020 la diferencia fue aún mayor, estando por encima de 2018 y 2019 en 114,500 MWh y 197,452 MWh respectivamente.



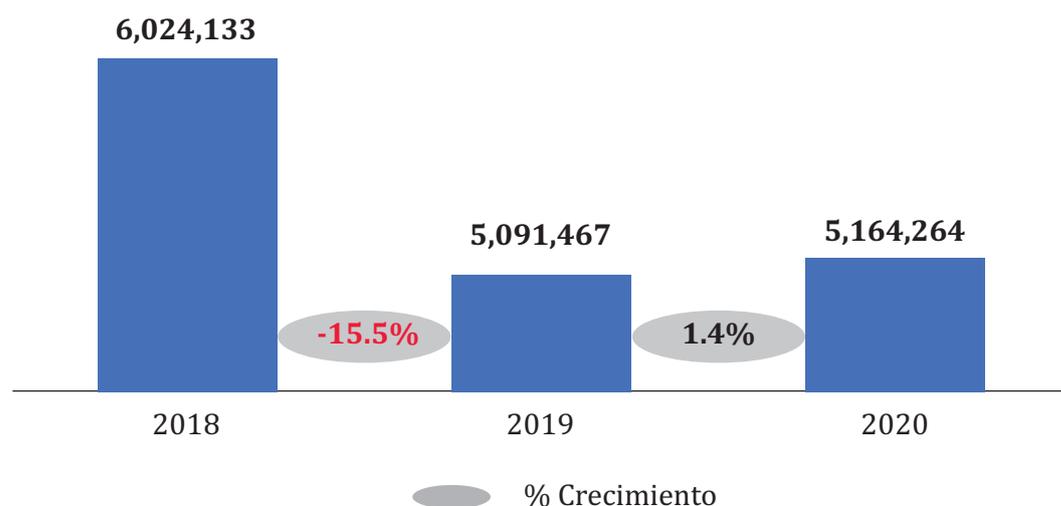
Foto de Sean Foster en Unsplash.

Tabla 4. Generación total neta renovable mensual del 2018-2020 expresada en MWh.

Mes	2018	% crecimiento	2019	% crecimiento	2020
Enero	597,558	-17.2%	494,774	-10.9%	440,821
Febrero	537,172	-21.1%	423,647	-0.9%	420,018
Marzo	539,260	-14.7%	460,044	-4.6%	438,732
Abril	471,626	-14.6%	402,646	-18.5%	328,079
Mayo	471,626	-12.9%	410,754	-20.8%	325,277
Junio	472,982	-8.2%	433,964	-17.4%	358,451
Julio	540,848	-17.5%	446,153	-10.2%	400,423
Agosto	526,132	-18.3%	429,752	-1.3%	423,951
Septiembre	463,079	-15.7%	390,298	16.0%	452,726
Octubre	458,715	-13.1%	398,788	18.0%	470,756
Noviembre	462,990	-13.3%	401,453	26.6%	508,385
Diciembre	482,146	-17.2%	399,194	49.5%	596,646
Total	6,024,133		5,091,467		5,164,264

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

Gráfico 2. Generación total neta renovable por año.



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

En cuanto a la energía térmica en el año 2020 ocurrió una disminución de 298,343 MWh respecto al 2019, y un aumento de 762,489 MWh respecto al 2018. Hubo aumentos en la generación térmica en los meses de verano excepto en marzo donde se observa que tuvo una caída considerable respecto a 2018 y 2019, esto aludido al confinamiento y cierre de la economía para ese mes, provocando una caída en la demanda general y supliendo la mayoría de la demanda por las fuentes renovables

que tienen prioridad de despacho en el país. Para los meses de abril y mayo la generación térmica alcanzó su punto máximo, meses que coincidieron con la mayor baja del precio del barril de petróleo para el 2020 con un precio de 18 USD/barril en abril y 25 USD/barril en mayo, precios que durante todo el año 2020 no se repitieron y además fueron los precios más bajos durante todo el periodo de análisis (2018-2020).



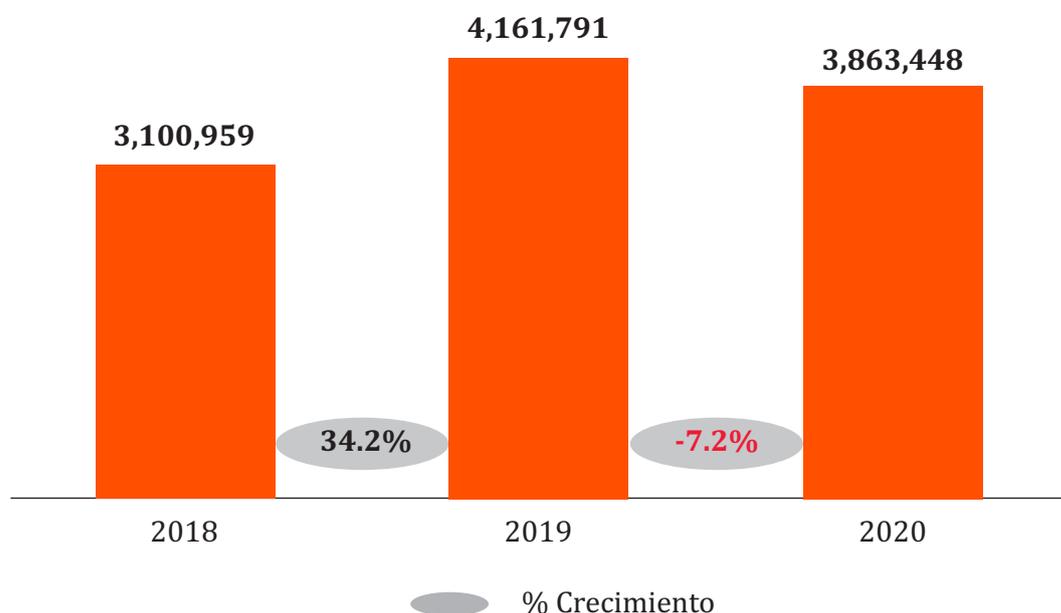
Foto de Mick Truys en Unsplash.

Tabla 5. Generación total neta térmica mensual del 2018-2020 expresada en MWh.

Mes	2018	% crecimiento	2019	% crecimiento	2020
Enero	107,737	135.7%	253,978	18.5%	300,878
Febrero	129,654	125.7%	292,641	-3.1%	283,698
Marzo	205,777	61.7%	332,801	-14.2%	285,556
Abril	276,206	36.4%	376,851	11.3%	419,348
Mayo	359,764	16.7%	419,829	5.3%	442,039
Junio	311,172	17.7%	366,256	8.8%	398,366
Julio	281,963	3.7%	292,314	34.4%	392,954
Agosto	286,033	40.4%	401,482	-4.3%	384,177
Septiembre	308,816	31.3%	405,382	-16.1%	340,068
Octubre	310,866	25.3%	389,631	-14.4%	333,380
Noviembre	280,115	14.3%	320,254	-53.8%	148,097
Diciembre	242,857	27.8%	310,374	-56.5%	134,885
Total	3,100,959		4,161,791		3,863,448

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

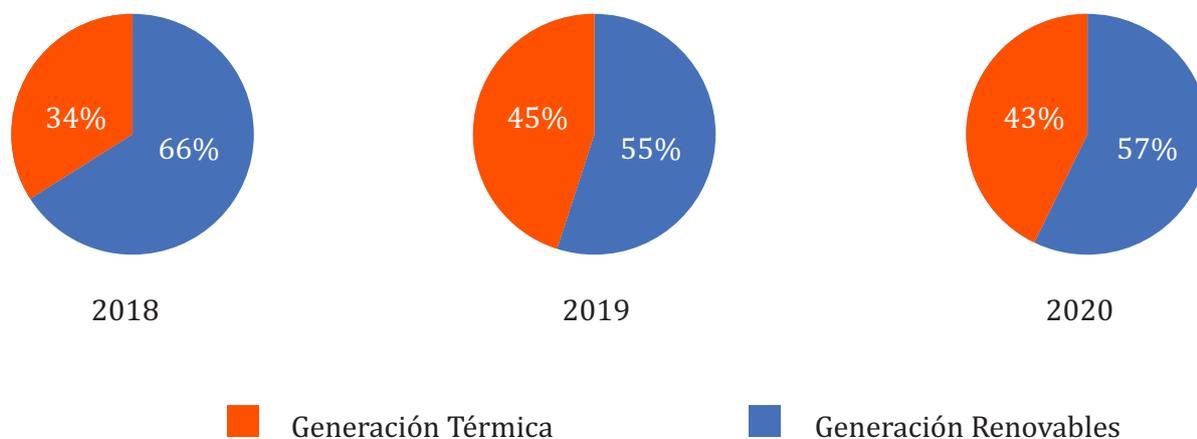
Gráfico 3. Generación total neta térmica por año.



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

Se muestra en el gráfico 4.5.3 como la energía renovable predominó en el sector eléctrico hondureño en los últimos 3 años. Además, se puede observar como a pesar del impacto de la pandemia sobre el país, se mantuvo la tendencia de una generación mayoritaria de las fuentes renovables.

Gráfico 4. Porcentaje de generación total térmica y renovable por año.



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

Generación Hidráulica

La generación hidráulica es una de las fuentes más importantes para Honduras, teniendo alrededor del 30% de la capacidad instalada en todo el país, siendo la planta más representativa la Represa Hidroeléctrica Francisco Morazán, conocida también como el Cajón con 300 MW de potencia instalada.

La fuente hidráulica en el 2020 fue tuvo una muy buena producción de energía, quedando en segundo lugar de la fuente con mayor generación en los tres años de análisis. El alto porcentaje de generación hidráulica se debe en su mayoría al factor climático, más allá del impacto de la pandemia que pasa a un segundo plano en este caso. Sin duda el invierno del año 2020 influyó mucho en la generación hidráulica, y sobre todo la contribución de precipitación que dieron los huracanes en el mes de noviembre.

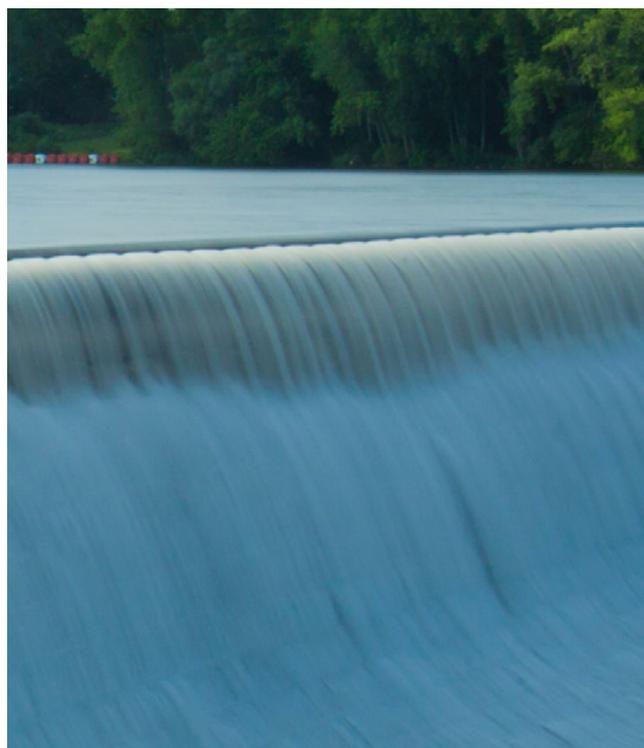


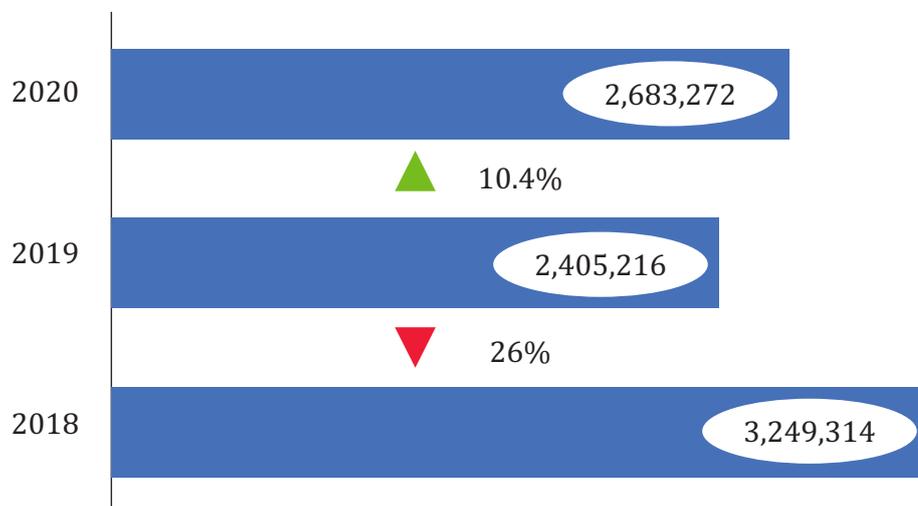
Foto de American Power Plant Association en Unsplash.

Tabla 6. Generación total neta hidráulica mensual del 2018-2020 expresada en MWh.

Mes	2018	%	2019	%	2020	%
Enero	310,801	44%	203,612	27%	188,251	25%
Febrero	279,530	42%	175,472	24%	158,406	22%
Marzo	262,495	35%	174,590	22%	145,772	19%
Abril	252,843	34%	193,388	25%	123,767	16%
Mayo	277,518	33%	227,902	27%	136,616	17%
Junio	291,614	37%	222,744	27%	172,421	22%
Julio	283,896	35%	188,471	24%	180,190	22%
Agosto	286,646	35%	209,781	24%	211,487	25%
Septiembre	269,357	35%	212,193	26%	290,714	35%
Octubre	274,746	36%	244,515	30%	312,754	37%
Noviembre	236,892	32%	194,214	26%	363,978	54%
Diciembre	222,977	31%	158,335	21%	398,917	53%
Total	3,249,314	36%	2,405,216	25%	2,683,272	29%

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

Gráfico 5. Generación total neta hidráulica por año.



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)



Foto de Andreas Gucklhorn en Unsplash.

La generación mensual hidráulica tuvo un comportamiento particular para el año 2020, ya que durante los primeros 7 meses del año, se mantuvo siempre por debajo de la generación de los años 2018 y 2019. A partir del mes de septiembre se coloca el año 2020 como el mayor generador hidráulico de los 3 años en análisis, sacando una diferencia muy significativa para los meses de noviembre y diciembre, teniendo así la mayor generación hidráulica de los 36 meses en análisis en diciembre 2020 con 398,917 MWh.

Generación Solar Fotovoltaica

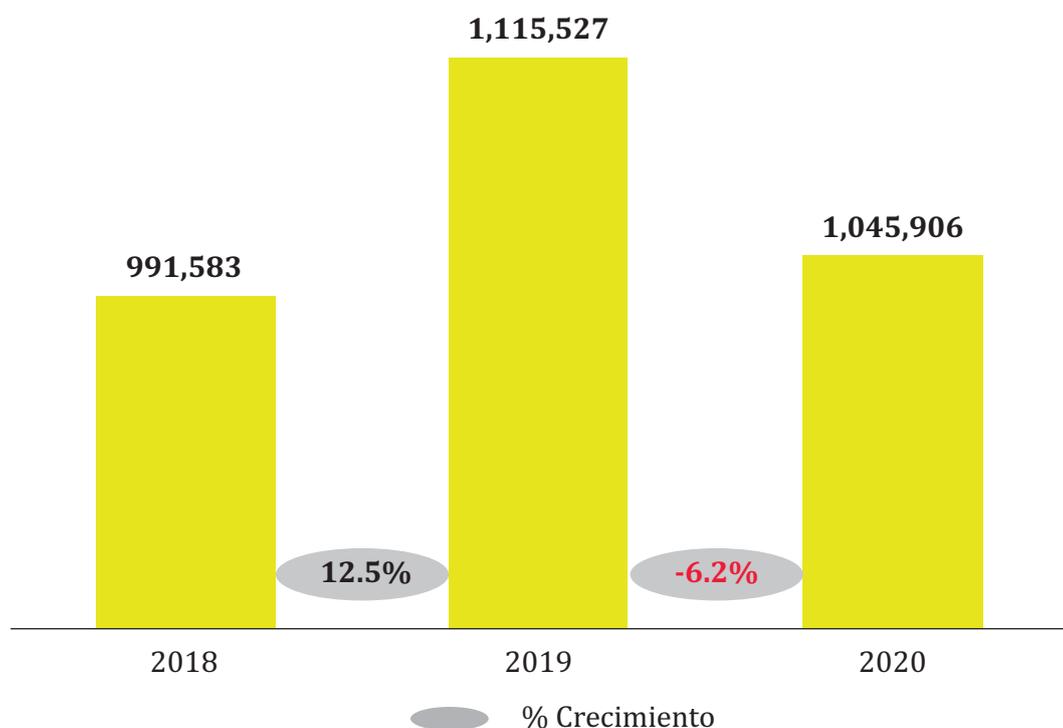
La fuente solar fotovoltaica presentó un 20% de la capacidad instalada del país en el 2020, siendo la tercera fuente con mayor capacidad instalada con 510.8 MW, y mayor generación promedio a través de los últimos tres años, después de la fuente térmica e hidráulica, concentrando su mayor capacidad instalada en la zona sur del país. Para inicios del año 2018 la capacidad instalada solar fotovoltaica era de 450.9 MW, finalizando con 510.8 MW en diciembre de ese mismo año.

Tabla 7. Generación total neta solar fotovoltaica mensual del 2018-2020 expresada en MWh.

Mes	2018	%	2019	%	2020	%
Enero	83,963	12%	95,744	13%	94,276	12%
Febrero	82,927	12%	93,359	13%	96,370	13%
Marzo	94,667	13%	105,070	13%	107,645	14%
Abril	80,156	11%	90,847	12%	96,357	13%
Mayo	80,576	10%	84,483	10%	82,517	10%
Junio	76,780	10%	91,079	11%	79,572	10%
Julio	83,188	10%	98,154	12%	96,094	12%
Agosto	76,302	9%	97,557	11%	89,431	11%
Septiembre	81,584	11%	92,775	11%	93,896	11%
Octubre	73,576	10%	90,711	11%	88,366	11%
Noviembre	87,510	12%	88,848	12%	58,127	9%
Diciembre	90,356	12%	86,901	12%	63,254	8%
Total	991,583	11%	1,115,527	12%	1,045,906	11%

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

Gráfico 6. Generación total neta solar fotovoltaica por año. .



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

La tabla 7 muestra como la mayor producción fotovoltaica es para el mes de marzo, mes del inicio del confinamiento, teniendo en marzo 2020 la generación más alta de los 3 años en análisis. La generación fotovoltaica para el año 2020 se mantuvo casi a los mismos niveles de los años anteriores durante los meses de enero a octubre, luego para noviembre y diciembre se ve una disminución grande, este hecho debido a las fuertes lluvias que trajo el invierno y los huracanes ETA e IOTA, donde este último ingresó justamente por la zona sur del país, manteniendo gran cantidad de días nublados.

Generación Eólica

La energía eólica es una fuente que presentó una capacidad instalada de 225 MW en 2018, y

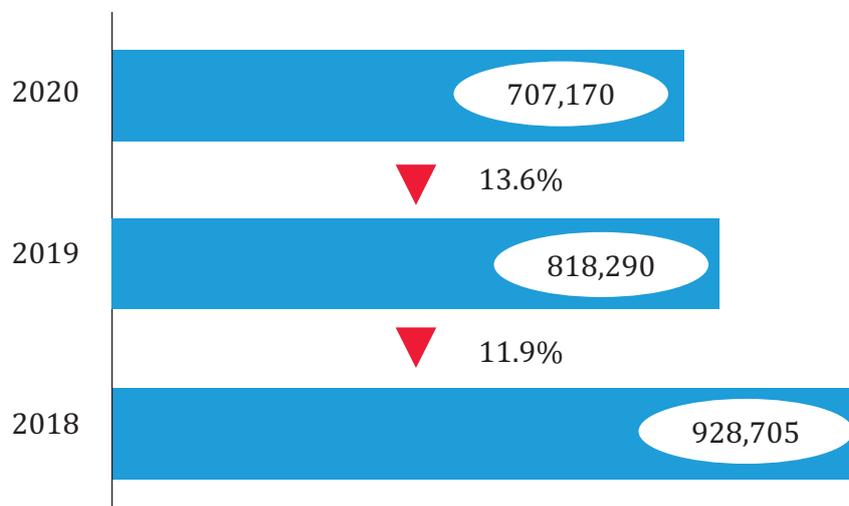
tuvo un aumento a 235 MW en mayo de 2019, manteniéndose así durante el resto del 2019 y todo el año 2020. La fuente de generación eólica fue una de las fuentes que se vio más impactada negativamente en el año 2020, donde a pesar de tener un año completo con 235 MW instalados tuvo una generación de 221,535 MWh menos que 2018 y 111,120 MWh menos que 2019. En comparación al 2018, el año 2020 tuvo una generación mayor únicamente en los meses de marzo y mayo con 6,735 MWh y 9,225 MWh por arriba, respectivamente; y en comparación al 2019 tuvo una generación mayor en los meses de febrero, marzo, mayo y octubre con 13,550 MWh, 1,014 MWh, 6,675 MWh y 4,781 MWh por arriba, respectivamente. Esto aludido sobre todo a las condiciones climáticas durante el 2020, que no favorecieron el recurso del viento.

Tabla 8. Generación total neta eólica mensual del 2018-2020 expresada en MWh.

Mes	2018	%	2019	%	2020	%
Enero	115,268	16%	109,186	15%	95,938	13%
Febrero	103,896	16%	78,115	11%	91,665	13%
Marzo	87,997	12%	93,717	12%	94,731	13%
Abril	45,455	6%	44,916	6%	29,061	4%
Mayo	21,395	3%	23,945	3%	30,620	4%
Junio	63,261	8%	62,805	8%	61,999	8%
Julio	112,689	14%	98,821	12%	71,437	9%
Agosto	99,963	12%	65,639	8%	55,609	7%
Septiembre	52,053	7%	34,414	4%	15,686	2%
Octubre	47,846	6%	26,285	3%	31,066	4%
Noviembre	78,202	11%	81,567	11%	49,844	7%
Diciembre	100,681	14%	98,881	13%	79,512	11%
Total	928,705	10%	818,290	9%	707,170	8%

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

Gráfico 7. Generación total eólica por año.



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

Generación a partir de Biomasa

La capacidad instalada de plantas de biomasa fue de 209.7 MW en 2018 y aumento hasta mayo 2019 a 221.3 MW, manteniéndose con esa capacidad hasta el año 2020.

Al igual que la energía eólica, la biomasa tuvo una disminución considerable en su generación total anual de 2020, con 136,534 MWh menos en comparación a 2018 y 35,587 MWh menos que 2019. Estas plantas generan en su mayoría a partir de bagazo de caña de azúcar (época de Zafra) y otra parte a partir de madera u otro biocombustible (época de no Zafra), la mayoría de esta energía generada es usada para consumo interno, inyectando al sistema un porcentaje de su generación bruta.



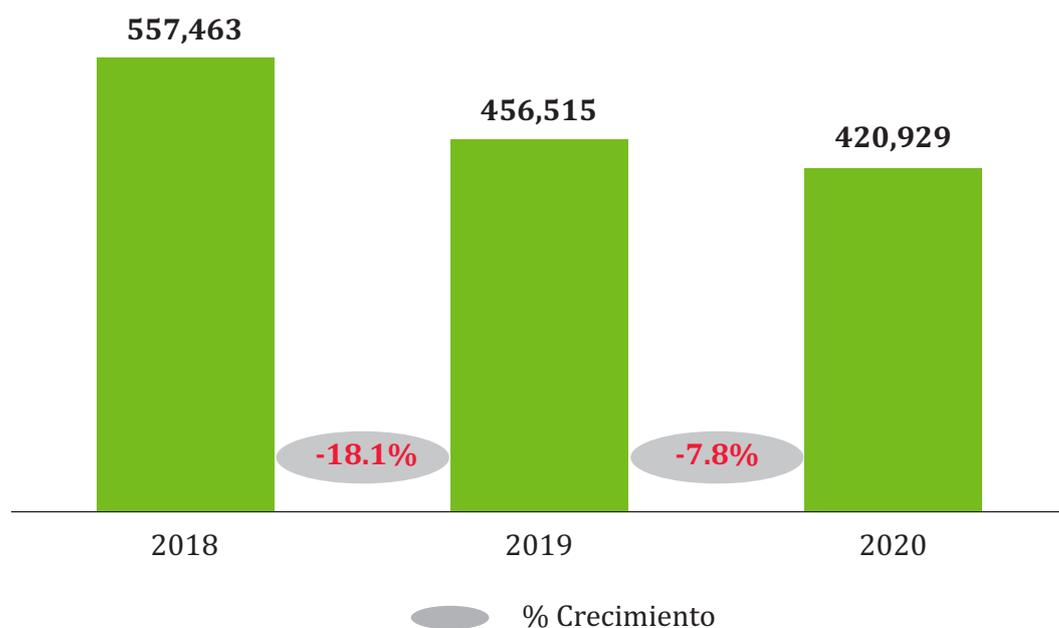
Foto de Alexander Schimmeck en Unsplash.

Tabla 9. Generación total neta de biomasa mensual del 2018-2020 expresada en MWh.

Mes	2018	%	2019	%	2020	%
Enero	62,400	9%	59,889	18.5%	35,458	5%
Febrero	49,001	7%	58,471	61.7%	48,458	7%
Marzo	68,222	9%	60,323	61.7%	63,300	8%
Abril	68,056	9%	48,562	11.3%	54,909	7%
Mayo	66,474	8%	48,555	5.3%	49,842	6%
Junio	22,621	3%	32,301	8.8%	19,431	2%
Julio	35,364	4%	36,336	34.4%	26,282	3%
Agosto	37,797	5%	31,028	61.7%	41,465	5%
Septiembre	35,436	5%	26,284	61.7%	27,003	3%
Octubre	35,940	5%	11,999	61.7%	11,732	1%
Noviembre	34,670	5%	11,749	61.7%	14,958	2%
Diciembre	41,482	6%	31,019	61.7%	28,090	4%
Total	557,463	6%	456,515	5%	420,929	5%

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

Gráfico 8. Generación total de biomasa por año.



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

Una buena parte de los ingenios azucareros se encuentran ubicados en la zona norte del país, zona que se vio fuertemente afectada por los huracanes en el mes de noviembre 2020. Es así como en el 2020 se presenta el dato de la menor generación neta mensual de los últimos 3 años, con 11,732 MWh en el mes de octubre 2020.

Generación Térmica

La fuente térmica en el sector eléctrico hondureño ha sido la de mayor aporte en energía y capacidad instalada de la matriz energética en los últimos dos años (2019 y 2020). La energía térmica ha sido fundamental en la matriz energética hondureña, por su gran aportación a la generación total que ha rondado del 30% al 40% y también por su gran aporte a la estabilidad del SIN, especialmente en la zona norte. Resaltar también que es la fuente que tuvo al cierre del 2020 la mayor capacidad instalada del país con 869.9 MW de los 2,817.8 MW totales instalados, representando el 31% de la capacidad total del país.



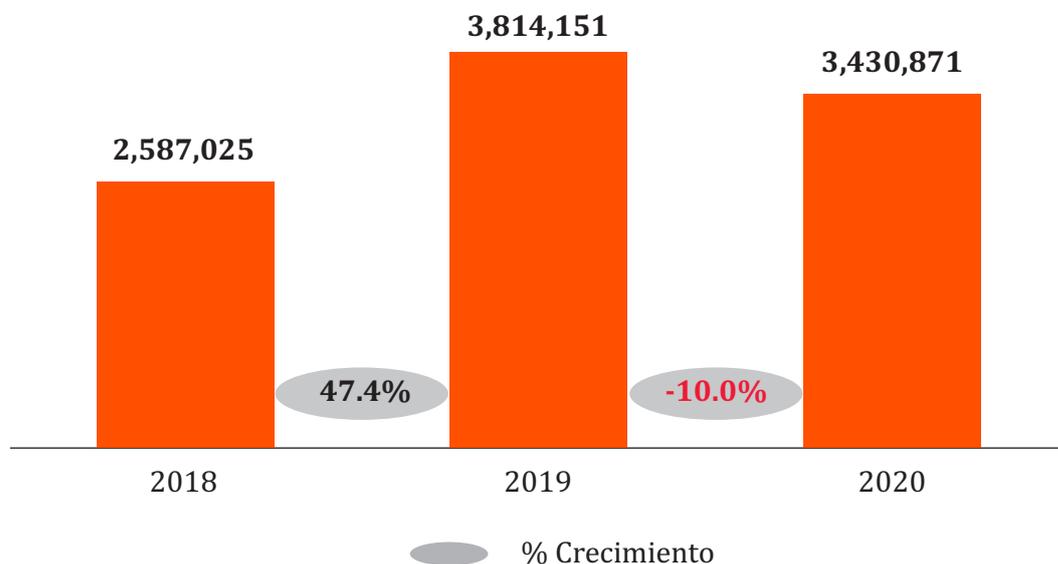
Foto de Severin Demchuk en Unsplash.

Tabla 10. Generación total neta térmica mensual del 2018-2020 expresada en MWh.

Mes	2018	%	2019	%	2020	%
Enero	96,935	14%	229,859	31%	269,699	36%
Febrero	122,347	18%	263,107	37%	259,896	36%
Marzo	185,428	25%	298,759	38%	238,087	32%
Abril	227,032	30%	339,646	44%	362,181	47%
Mayo	309,968	37%	387,392	45%	386,924	49%
Junio	261,162	33%	344,098	42%	351,026	45%
Julio	231,339	28%	278,748	35%	354,346	43%
Agosto	222,925	27%	372,031	43%	343,956	41%
Septiembre	244,010	32%	372,463	45%	303,862	37%
Octubre	245,702	32%	355,136	43%	301,654	36%
Noviembre	231,325	31%	289,027	38%	148,097	22%
Diciembre	208,853	29%	283,885	38%	111,143	15%
Total	2,587,025	28%	3,814,151	40%	3,430,871	37%

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

Gráfico 9. Generación total neta térmica mensual del 2018-2020 expresada en MWh.



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

El año 2020 a pesar que los precios del petróleo bajaron estrepitosamente debido a la pandemia, no fue el año con la mayor generación térmica de los 3 años en análisis, teniendo el petróleo un precio promedio en el 2018 de 69.50 USD/barril a diferencia de 2020 con un precio de 41.33 USD/barril; la generación del 2020 estuvo por debajo de la generación 2019, lo que indica que el sector eléctrico hondureño y las centrales térmicas del sistema no se rigen únicamente por los costos variables de generación, sino que entra en juego un papel importante que es la “Estabilidad del sistema”.

La generación de los meses de noviembre y diciembre 2020 estuvieron muy por debajo de la generación del 2018 y 2019, esto debido al gran aporte de la fuente hidráulica durante la época de los huracanes, además resaltar que los meses de noviembre y diciembre fueron los meses de menor generación del 2020 con 148 GWh y 111 GWh respectivamente. Y siendo el mes de diciembre 2020 el mes con la segunda menor generación histórica mensual de los 3 años en análisis.

Generación a partir de Carbón

La generación a partir de carbón es una de las fuentes con menor generación neta del país, junto con la fuente geotérmica y de biomasa con una capacidad instalada de 105 MW. La generación con carbón a representado para el país en los últimos 3 años únicamente de un 4 a 6% de la generación total neta, por lo que podría ser relevada en un futuro cercano, sobre todo por los proyectos renovables que entraran en operación los próximos años.



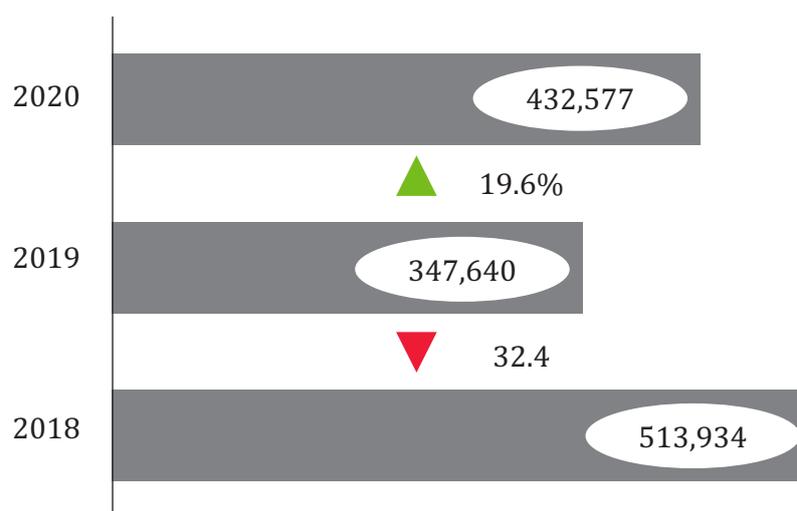
Foto de Brian Patrick Tagalog en Unsplash.

Tabla 11. Generación total neta con carbón mensual del 2018-2020 expresada en MWh.

Mes	2018	%	2019	%	2020	%
Enero	10,802	2%	24,119	3%	31,179	4%
Febrero	7,308	1%	29,534	4%	23,802	3%
Marzo	20,350	3%	34,042	4%	47,469	6%
Abril	49,174	7%	37,205	5%	57,167	7%
Mayo	49,796	6%	32,436	4%	55,115	7%
Junio	50,009	6%	22,158	3%	47,340	6%
Julio	50,625	6%	13,566	2%	38,607	5%
Agosto	63,109	8%	29,451	3%	40,221	5%
Septiembre	64,806	8%	32,919	4%	36,207	4%
Octubre	65,164	8%	34,495	4%	31,727	4%
Noviembre	48,790	7%	31,227	4%	0	0%
Diciembre	34,003	5%	26,489	4%	23,742	3%
Total	513,934	6%	347,640	4%	432,577	5%

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

Gráfico 10. Generación total neta con carbón mensual del 2018-2020 expresada en MWh.



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

El efecto pandemia no se vio reflejado sobre la generación con carbón, sin embargo, se observa que en el 2020 hubo una generación de 0 MWh en el mes de noviembre, esto aludido a los huracanes ETA e IOTA que impactaron sobre el país en ese mes, siendo también está la menor generación vista de los 36 meses en análisis.

Generación Geotérmica

Para el 2020 la energía geotérmica seguía representando solamente un pequeño porcentaje de la capacidad instalada, con una sola planta instalada en todo el país “Geoplatanares” de 39 MW de capacidad, equivalente a un 1% del total de capacidad instalada del país. Aun con tan poco porcentaje de generación, es la fuente que sufrió menor cambio en su generación para el año 2020.

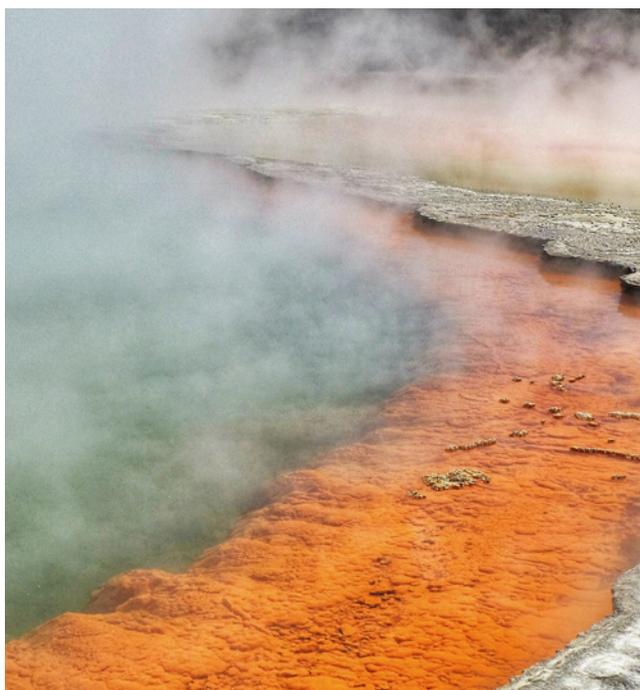


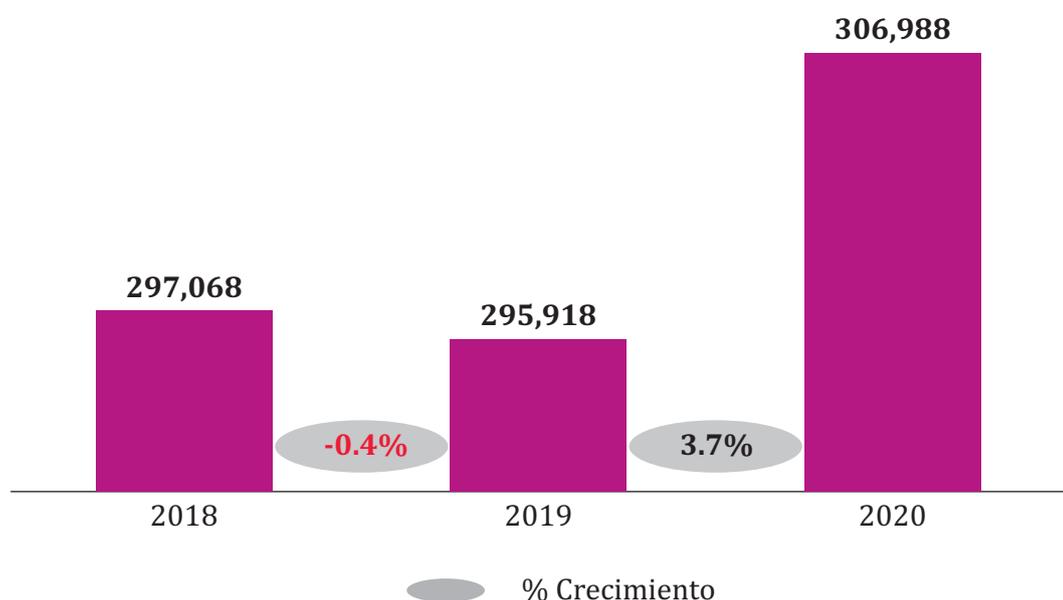
Foto de Hannah Wright en Unsplash.

Tabla 12. Generación total neta geotérmica mensual del 2018-2020 expresada en MWh.

Mes	2018	%	2019	%	2020	%
Enero	25,126	4%	26,345	4%	26,898	4%
Febrero	21,819	3%	18,229	3%	25,119	3%
Marzo	25,880	3%	26,345	3%	27,284	4%
Abril	25,116	3%	24,934	3%	23,985	3%
Mayo	25,663	3%	25,868	3%	25,682	3%
Junio	18,706	2%	25,036	3%	25,027	3%
Julio	25,711	3%	24,370	3%	26,420	3%
Agosto	25,425	3%	25,747	3%	25,959	3%
Septiembre	24,650	3%	24,632	3%	25,427	3%
Octubre	26,606	3%	25,277	3%	26,838	3%
Noviembre	25,716	3%	25,076	3%	21,478	3%
Diciembre	26,651	4%	24,059	3%	26,873	4%
Total	297,068	3%	295,918	3%	306,988	3%

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

Gráfico 11. Generación total neta con geotérmica mensual del 2018-2020 expresada en MWh.



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

Entre 2018 y 2020, el año 2020 fue el año con mayor generación estando por arriba del año 2018 en 9,921 MWh y en el 2019 con 11,070 MWh, lo que representó un crecimiento del 3.3% y 3.7% para el 2020. En cuanto a su planificación, la energía geotérmica tuvo una producción mayor a la planificada a inicios de 2020 que fue de 281.3 GWh, con un aumento del 9% respecto a lo planificado, equivalente a 25.68 GWh más, siendo un aporte a las energías renovables.

Demanda Máxima 2018-2020

El impacto del COVID-19 tuvo mucha influencia en esta demanda máxima, ya que para 2020 la demanda máxima 21 MW respecto al 2019. Este hecho se alude a que justo en los meses en los que sucede usualmente ocurre la demanda máxima, el país declaró toque de queda absoluto además del cierre de una gran cantidad de empresas y zonas industriales/comerciales.

Tabla 13. Generación total neta con geotérmica mensual del 2018-2020 expresada en MWh.

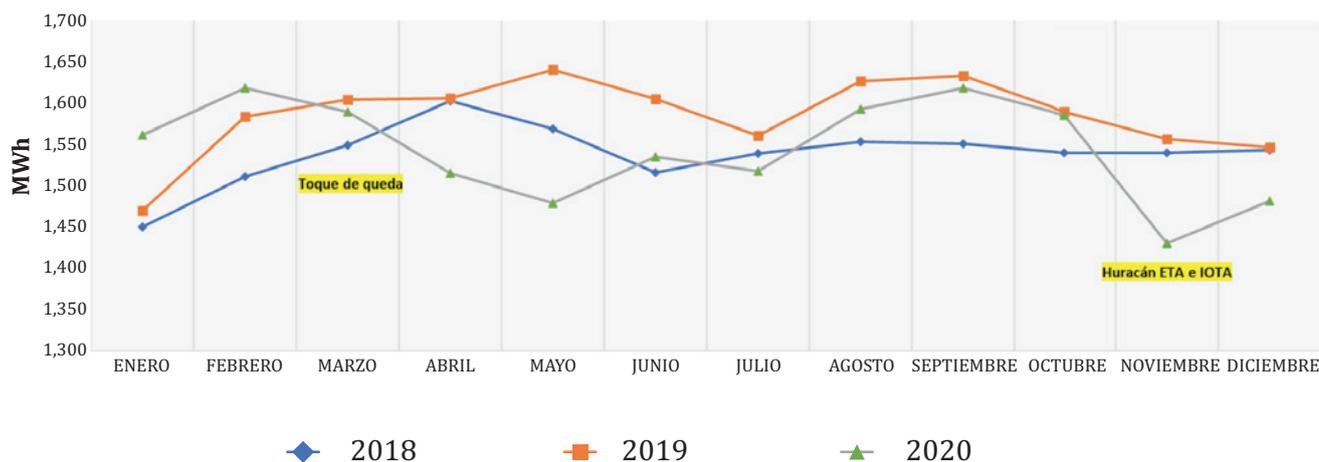
	2018	% crec.	2019	% crec.	2020
Promedio (MW)	1,538	3.0%	1,584	-2.6%	1,543
Demanda máxima del año (MW)	1,602	2.3%	1,639	-1.3%	1,618
Demanda máxima - mínima del año (MW)	1,510	2.4%	1,546	-7.5%	1,430

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

El año 2020 fue el año con la menor demanda máxima mensual de los 3 años en análisis, este hecho sin duda se debió al impacto que tuvieron los huracanes en la zona norte del país, que es la zona industrial, la cual sufrió una gran cantidad

de inundaciones y paro total de la economía debido al desbordamiento de ríos, esto sumado a la pandemia que vivió el país en ese momento con más de 100 mil casos COVID-19 confirmados.

Gráfico 12. Demanda máxima 2018-2020.



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

Consumo por Sector

Honduras tiene consumo principalmente en 3 sectores, que son el residencial, comercial e industrial que representan más del 90% del consumo de energía total del país.

De manera global el sector residencial en el 2020 tuvo un aumento de 98,686 MWh respecto a 2019, y una disminución de 56,816 MWh respecto a 2018. De manera mensual el mes de abril 2020 fue uno de los meses que tuvo una generación arriba respecto a los 2 años anteriores, aludido este hecho a que para el mes de abril se mantenía un confinamiento fuerte y todavía no estaba bien plasmado un plan de reapertura, teniendo así un aumento de 55,349 MWh respecto a 2019 y 10,793 MWh a 2018.

El sector comercial es el segundo sector de mayor demanda en el país representado del 26% al 29% de la demanda total del país. Este sector del país sí tuvo un duro golpe a nivel nacional en el año 2020 debido a las restricciones de movilización y al cierre de gran cantidad de comercios debido a las medidas de bioseguridad que debían ser tomadas. A pesar de la reapertura de la economía, no todos los comercios no resistieron mantenerse a flote con la situación, lo que conllevó al cierre de 924 empresas para agosto 2020 (UNAH, 2020). Esto se reflejado en la tabla 14.

Tabla 14. Consumo total mensual por sector del 2018-2020 expresada en MWh. Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE.

Residencial (MWh)					
Mes	2018	% crec.	2019	% crec.	2020
Enero	195,092	-0.1%	194,843	1.4%	197,644
Febrero	197,176	-6.4%	184,644	3.6%	191,358
Marzo	436,107	-53.9%	201,110	3.6%	208,271
Abril	242,836	-18.3%	198,280	27.9%	253,629
Mayo	115,519	99.9%	230,950	4.8%	241,955
Junio	210,321	9.5%	230,348	-5.0%	218,823
Julio	212,411	8.9%	231,343	-1.7%	227,362
Agosto	232,895	0.6%	234,305	0.1%	234,587
Septiembre	236,653	-4.7%	225,615	-0.1%	225,373
Octubre	232,417	-8.1%	213,612	7.7%	230,156
Noviembre	212,505	-1.4%	209,509	3.3%	216,363
Diciembre	177,235	7.8%	191,104	4.0%	198,827
Total	2,701,164	-5.8%	2,545,662	3.9%	2,644,348

Comercial (MWh)					
Mes	2018	% crec.	2019	% crec.	2020
Enero	113,816	8.6%	123,573	9.5%	135,264
Febrero	183,513	-31.4%	125,968	4.6%	131,735
Marzo	62,195	134.5%	145,837	-0.3%	145,408
Abril	147,693	-6.8%	137,613	-18.2%	112,559
Mayo	145,535	9.5%	159,398	-31.6%	109,073
Junio	141,991	14.1%	161,980	-36.4%	103,005
Julio	142,056	14.5%	162,680	-27.1%	118,517
Agosto	156,169	12.9%	176,337	-35.2%	114,354
Septiembre	159,127	9.0%	173,423	-28.4%	124,135
Octubre	149,580	20.0%	179,495	-25.4%	133,967
Noviembre	143,807	-4.0%	138,088	-8.4%	126,490
Diciembre	115,819	21.6%	140,844	-9.7%	127,162
Total	1,661,300	9.9%	1,825,235	-18.8%	1,481,668

Industrial (MWh)					
Mes	2018	% crec.	2019	% crec.	2020
Enero	105,094	1.8%	107,032	-0.1%	106,939
Febrero	120,517	-5.0%	114,541	4.3%	119,418
Marzo	112,297	11.9	125,707	-4.3%	120,287
Abril	119,191	2.1%	121,638	-21.7%	95,236
Mayo	128,732	-7.4%	119,165	-24.9%	89,445
Junio	117,843	4.3%	122,930	-20.7%	97,537
Julio	118,191	4.5%	123,461	-12.8%	107,697
Agosto	130,091	-1.0%	128,774	-9.9%	116,028
Septiembre	128,602	5.5%	135,618	-14.6%	115,754
Octubre	119,092	2.0%	121,473	-2.9%	117,922
Noviembre	131,466	0.8%	132,458	-14.3%	113,478
Diciembre	99,643	17.8%	117,385	-6.0%	110,313
Total	1,430,757	2.8%	1,470,180	-10.9%	1,310,054

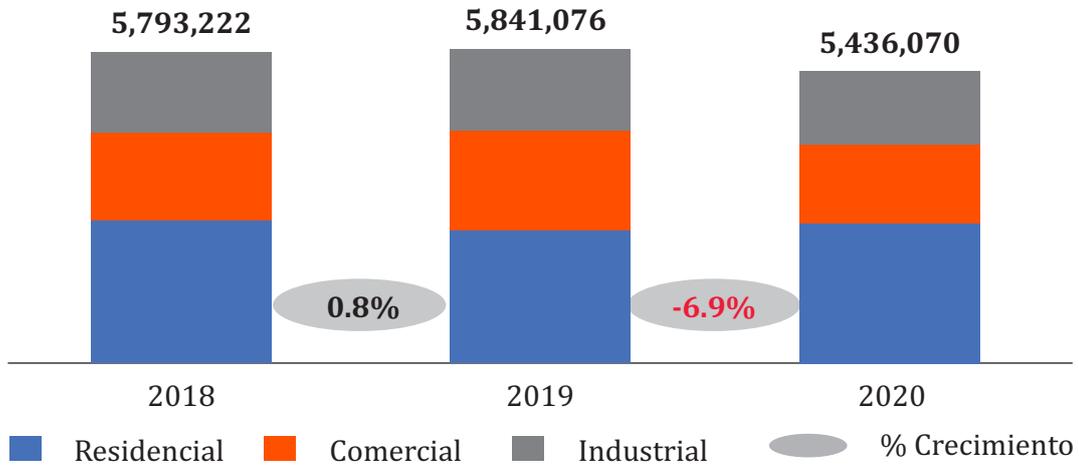
Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

En comparación al 2019, el año 2020 en el sector comercial se tuvo un consumo menor en todos los meses de pandemia (marzo a diciembre), los únicos aumentos fueron en los meses de enero y febrero, que fueron los meses en los que todavía no se había confirmado casos COVID-19 en el país; la diferencia más notable fue en el mes de junio donde la demanda 2020 bajo 58,975 MWh respecto al 2019.

Mensualmente el sector industrial fue el que presentó las mayores diferencias mes a mes, en comparación con el 2018, el 2020 fue un año en el que el sector industrial mantuvo su demanda por debajo desde abril hasta noviembre, siendo mayo el mes con la mayor diferencia, llegando a 39,287 MWh menos. En comparación al año 2019, el año 2020 mantuvo su demanda industrial por debajo en todos los meses, excepto febrero, siendo la mayor diferencia en el mes de mayo con 29,720 MWh. El consumo industrial se mantuvo en los 3 años con promedios de 120 GWh mensuales, sin embargo, se observa como los meses de abril, mayo y junio estuvieron por debajo de los 100 GWh promedio mensuales.

El consumo industrial se mantuvo en los 3 años con promedios de 120 GWh mensuales, sin embargo, se observa como los meses de abril, mayo y junio estuvieron por debajo de los 100 GWh promedio mensuales.

Gráfico 13. Consumo total de los sectores residencial, comercial e industrial 2018-2020.



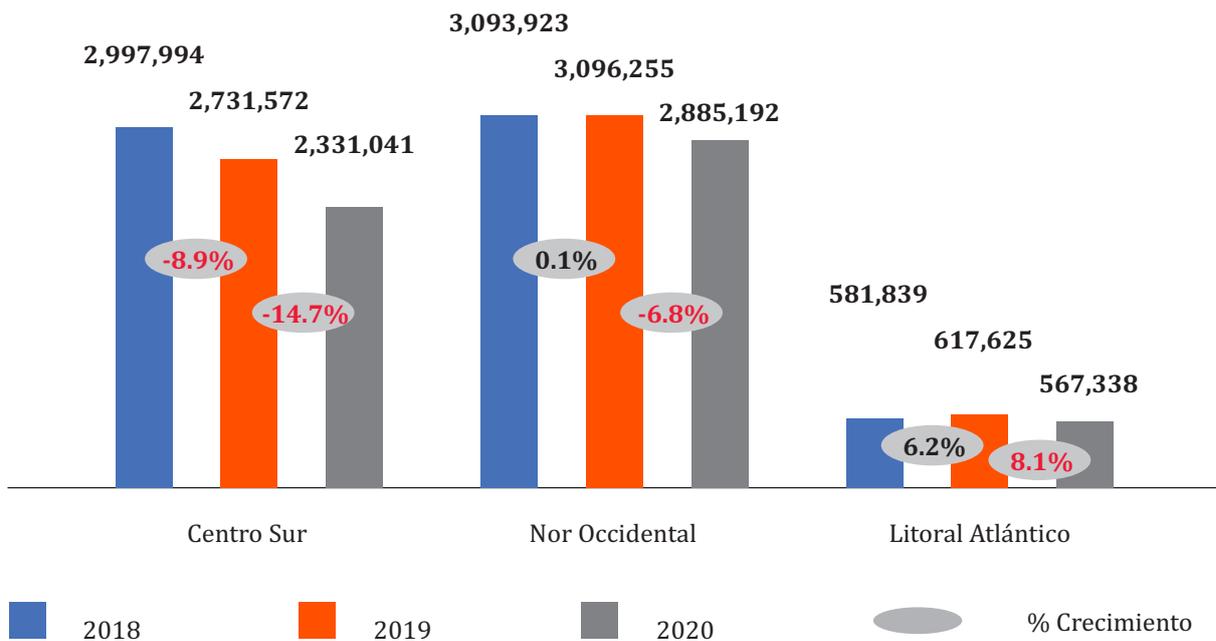
Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

Consumo por Región Geográfica

La ENEE en sus boletines estadísticos divide el territorio hondureño en 3 zonas geográficas, que son la región Centro Sur, Nor Occidental y Litoral Atlántico. El consumo Centro Sur del año 2020 respecto al año 2018 tuvo una disminución de

667 GWh que representó una caída del 22.2% en el consumo. En comparación al 2019, el año 2020 tuvo una disminución menor, que fue de 400.5 GWh.

Gráfico 14. Consumo total de los sectores residencial, comercial e industrial por zona geográfica 2018-2020.



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

Respecto a la zona Nor Occidental en el año 2020 en comparación al año 2018 y 2019 se tuvo una disminución de 208.7 GWh y 211.1 GWh, respectivamente. La región del Litoral Atlántico fue la que tuvo las menores diferencias de consumo respecto al 2020, en comparación al año 2018 la baja en 2020 fue de apenas 14.5 GWh y al 2019 fue de 50.3 GWh.

Para el año 2018 el mayor consumo lo tuvo la región Nor Occidental siendo su sector de mayor consumo el industrial que representó el 36.9% del consumo total seguido por el sector residencial con un consumo del 36.6%. Para el caso de la zona Centro Sur y Litoral Atlántico su mayor consumo se mantuvo en el sector residencial donde representó un 59.8% y 56.9% respectivamente.

En el sector industrial el impacto más notable ocurre en la región de Centro Sur. Para la zona Nor Occidental su disminución en el consumo fue de 77.2 GWh en comparación a 2018 y 51.8 GWh respecto a 2019. El sector industrial es dominante en la zona Nor Occidental pero su impacto no fue tan significativo como lo fue el comercial en la zona Centro Sur, donde tuvo una diferencia de consumo más grande, teniendo una disminución de 44.1 GWh respecto a 2018 y 123.8 GWh respecto a 2019.

En el caso del Litoral Atlántico, al no ser tampoco una zona tan industrializada, sus diferencias de consumo entre un año y otro no fueron tan grandes; el año 2020 tuvo un aumento de 0.7 GWh respecto a 2018 y una disminución de 7 GWh respecto a 2019, representando una caída del 10.7%.

Tabla 15. Generación total neta anual por sector del 2018-2020 expresada en MWh.

	Residencial			Comercial			Industrial		
	2018	2019	2020	2018	2019	2020	2018	2019	2020
Centro Sur	1,600,223	1,222,084	1,220,818	753,616	834,522	645,849	324,221	403,896	280,057
Nor Occidental	1,039,979	1,064,192	1,102,108	754,204	811,800	676,496	1,049,396	1,023,981	972,172
Litoral Atlántico	297,615	300,460	321,424	168,335	205,166	159,323	57,141	64,790	57,826

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

GENERACIÓN 2020

Generación Mensual

En la tabla 5.1.1 se muestran los datos de generación por fuente y además la importación de energía que hizo el país mes a mes. Es de resaltar que Honduras es un país solamente importador, hasta el 2020 el país no contaba con la autorización y capacidad para exportar energía a nivel regional.

Iniciando con la generación hidráulica, esta es la segunda fuente de mayor generación en el

país, hasta el mes de agosto la fuente hidráulica tuvo un promedio de generación de 164.6 GWh; estos datos tienen un cambio muy significativo a partir del mes de septiembre con el comienzo de la época de invierno, empezando a generar alrededor de los 300 GWh en los meses de septiembre y octubre, y con un salto aún mayor en los meses de noviembre y diciembre provocado por los huracanes, teniendo su generación máxima en el mes de diciembre con 399 GWh que representó el 53% de la generación total del mes.

Los últimos 3 meses del año donde se generó más de 300 GWh mensualmente, marcó un hito

en el 2020 como un año histórico para la fuente hidráulica, llegando a tal nivel que la central “El Cajón”, tuvo que realizar descargas periódicas debido a que su embalse llegó a su nivel máximo de 290 metros, este hecho no ocurría desde el año 2010.

En cuanto a la fuente térmica fue la fuente con la mayor capacidad instalada del país con 869.9 MW instalados a finales del 2020. Los meses con muy poca generación hidráulica, el

verano, son los meses en los que la generación térmica alcanza su punto máximo, teniendo su mayor generación en el mes de mayo con 386.9 GWh, valor que estuvo por debajo del máximo de la generación hidráulica con 398.9 GWh, y su generación mínima en el mes de diciembre, con 111.1 GWh. De forma consolidada su generación promedio mensual durante el 2020 fue de 285.9 GWh, y su generación total anual de 3,430.9 GWh que representó un 28% más de energía que la producida por la fuente hidráulica.

Tabla 16. Generación total neta mensual por sector del 2020 expresada en MWh.

Mes	Hidráulica	%	Térmica	%	Biomasa	%	Eólica	%	Fotovoltaica	%	Geotérmica	%	Carbón	%	Importación	%	Total por mes
Enero	188,251	25	269,699	36	35,458	5	95,938	13	94,276	12	26,898	4	31,179	4	17,218	2	758,916
Febrero	158,406	22	259,896	36	48,458	7	91,665	13	96,370	13	25,119	3	23,802	3	24,536	3	728,252
Marzo	145,772	19	238,087	32	63,300	8	94,731	13	107,645	14	27,284	4	47,469	6	23,554	3	747,842
Abril	123,767	16	362,181	47	54,909	7	29,061	4	96,357	13	23,985	3	57,167	7	21,977	3	769,404
Mayo	136,616	17	386,924	49	49,842	6	30,620	4	82,517	10	25,682	3	55,115	7	26,761	3	794,077
Junio	172,421	22	351,026	45	19,431	2	61,999	8	79,572	10	25,027	3	47,340	6	28,292	4	785,109
Julio	180,190	22	354,346	43	26,282	3	71,437	9	96,094	12	26,420	3	38,607	5	28,817	4	822,193
Agosto	211,487	25	343,956	41	41,465	5	55,609	7	89,431	11	25,959	3	40,221	5	28,725	3	836,853
Septiembre	290,714	35	303,862	37	27,003	3	15,686	2	93,896	11	25,427	3	36,207	4	28,301	3	821,096
Octubre	312,754	37	301,654	36	11,732	1	31,066	4	88,366	11	26,838	3	31,727	4	30,128	4	834,265
Noviembre	363,978	54	148,097	22	14,958	2	49,844	7	58,127	9	21,478	3	0	0	19,300	3	675,782
Diciembre	398,917	53	111,143	15	28,090	4	79,512	11	63,254	8	26,873	4	23,742	3	14,397	2	745,929
Total	2,683,272	29	3,430,871	37	420,929	5	707,170	8	1,045,906	11	306,988	3	432,577	5	292,006	3	9,319,718

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

La fuente solar fotovoltaica fue la tercera fuente de mayor generación del país, por debajo de la fuente térmica e hidráulica. Con una generación total anual de 1,045.9 GWh la fuente fotovoltaica logró un factor de capacidad anual promedio del 23.37%. Su generación promedio de enero a octubre fue de 92.45 GWh mensuales, teniendo su generación máxima en el mes de marzo con 107.6 GWh que coincide con el mes de verano más intenso, y su mínima en el mes de noviembre en la época de los huracanes con 58.1 GWh. De manera consolidada su promedio de generación mensual fue de 87.2 GWh.

La siguiente fuente de mayor generación fue la Eólica, esta fuente junto con la generación a partir de biomasa, fueron las fuentes con mayor variación de generación mensual. Los meses de mayor generación eólica se dieron de enero a marzo con una generación promedio de 94.1 GWh mensuales, estos tres meses de generación representaron el 40% de la generación total eólica en el 2020, sin duda los meses más representativos para esta fuente. De manera consolidada se tuvo un promedio mensual de generación de 58.9 GWh. Resaltar que la capacidad instalada eólica fue de 235 MW

para finales de 2020, logrando así un factor de capacidad promedio anual del 34.3%.

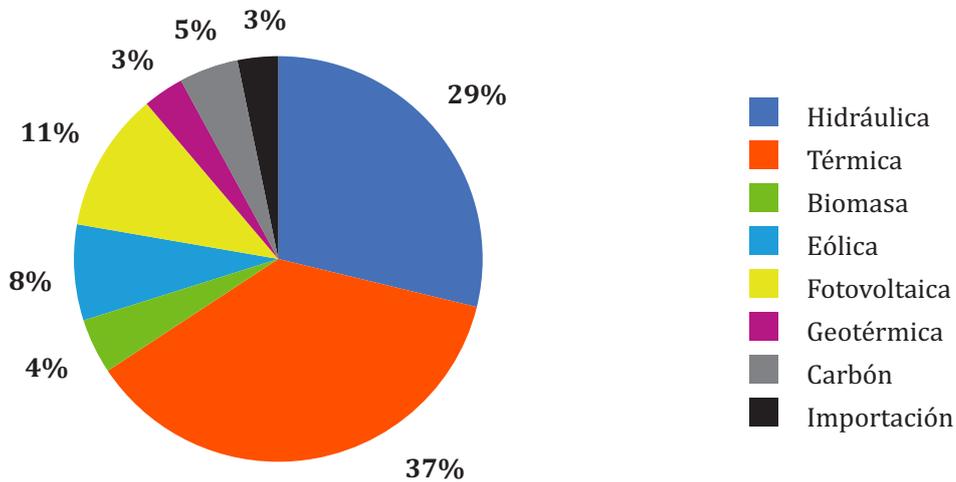
El país cuenta con dos fuentes de energía térmica, una a partir de bunker y la generada a partir de carbón. La fuente a partir de carbón tuvo un particular comportamiento para ese año, ya que, para el mes de noviembre, donde ocurrieron los huracanes, su generación fue nula, siendo la fuente que tuvo la menor generación de toda la matriz energética hondureña; su promedio de generación excluyendo el mes de noviembre, fue de 39.4 GWh, teniendo su generación mínima en el mes de noviembre con 0 GWh y su generación máxima en el mes de abril con 57.2 GWh.

Seguido de la generación a partir de carbón, está la generación a partir de biomasa que, de manera muy similar a la generación a partir de carbón, las centrales a partir de biomasa

usaron gran parte de la energía generada para su consumo propio, que para 2020 el 40% de la energía generada se usó para suplir las necesidades energéticas de los ingenios. Las centrales a partir de biomasa no tienen una generación constante, presentado extremos bastante distanciados, para el caso, la generación máxima ocurrió en el mes de abril con 63.3 GWh generados, y su punto mínimo ocurrió en octubre con 11.7 GWh.

Finalmente se tiene la fuente con la menor capacidad instalada del país que aprovecha el recurso geotérmico con 39 MW de potencia instalada a finales del 2020. Es de destacar que esta capacidad de 39 MW fue hasta diciembre, de enero a noviembre se mantuvo en 35 MW. La central geotérmica, Geoplatañares, fue capaz de generar 306 GWh. Esta fuente fue la más estable con un promedio de generación mensual de 25.6 GWh.

Gráfico 15. Porcentajes de generación total neta 2020.



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

Generación Semanal

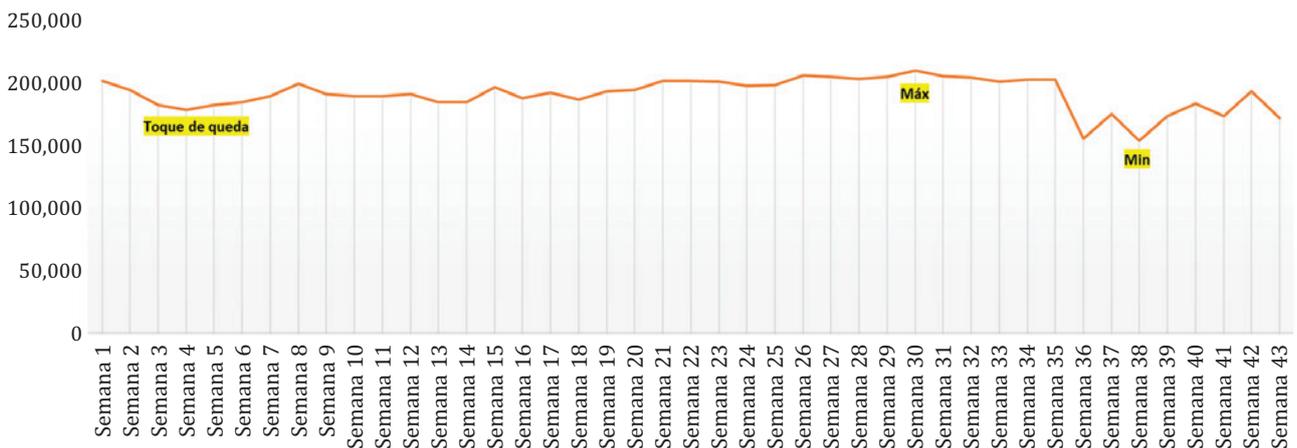
Como parte del análisis del año 2020, se comparten los datos semanales desde el 1 de marzo hasta el 31 de diciembre. Estos datos fueron recopilados de la página oficial del ODS, donde se publicaron los datos diarios de generación y que posteriormente fueron organizados de manera semanal. Los datos de enero y febrero no se presentan ya que no fueron publicados. Los datos que se muestran a continuación son datos de generación bruta y no neta.

Tomar en cuenta que para la última semana del año se contabilizó únicamente del domingo 27 de diciembre al jueves 31 de diciembre, por lo que la semana 44 incluye únicamente 5 días, esto con el objetivo de no involucrar el año 2021 dentro de los datos estudiados. De manera ge-

neral se observa en el gráfico 16 que la generación máxima semanal fue de 209,595 MWh ocurrida del 27 de septiembre al 3 de octubre, siendo esta una época de lluvia en el país, resaltar que el día 27 de septiembre SINAGER autorizó el avance a la fase 2 de la reactivación económica.

En cuanto a la demanda mínima semanal, esta ocurrió en el mes que llegaron los dos huracanes al país. Esta generación de noviembre fue de 153,281 MWh entre el día 15 y 21, semana en la cual entro el huracán IOTA al país. El huracán ETA dejó el territorio nacional el 5 de noviembre; mencionar que para esa semana del 1 al 7 de noviembre la generación semanal fue de 155,296 MWh, la segunda semana de menor generación de las analizadas. En un mismo mes ocurrieron las dos generaciones semanales más bajas de marzo a diciembre.

Gráfico 16. Generación semanal 2020. Toque de queda ocurrido en la semana 3 del 15-21 de marzo, Generación Semanal máxima en la semana 30 del 20 al 26 de septiembre, Generación semanal mínima en la semana 38 del 15 al 21 de noviembre.



Fuente: Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los informes diarios del ODS. (ODS, 2020)

A manera de resumen se tiene la siguiente tabla:

Tabla 17. Generación semanal 2020 clasificada en grupos de 5 semanas con sus datos de generación mínima, máxima y promedio.

	Generación Semanal (MWh)				
	Máxima	Fecha	Mínima	Fecha	Promedio
Semana 1-5	201,089	1 Mar - 7 Mar	178,196	22 Mar - 28 Mar	187,313
Semana 6-10	199,171	19 Abr - 25 Abr	184,340	5 ABr - 11 Abr	190,506
Semana 11-15	196,427	7 Jun - 13 Jun	183,852	31 May - 6 Jun	188,829
Semana 16-20	194,087	12 Jul - 18 Jul	186,516	28 Jun - 4 Jul	190,547
Semana 21-25	200,982	26 Jul - 1 Ago	197,245	9 Ago - 15 Ago	199,465
Semana 26-30	209,595	20 Sep - 26 Sep	202,599	6 Sep - 12 Sep	205,270
Semana 31-35	204,729	27 Sep - 3 Oct	200,669	11 Oct - 17 Octubre	202,674
Semana 36-40	182,879	29 Nov - 5 Dic	153,281	15 Nov - 21 Nov	167,894
Semana 41-43	192,609	13 Dic - 19 Dic	171,445	20 Dic - 26 Dic	179,092
Semana 1-43	209,595	1 Mar - 19 Dic	153,281	22 Mar - 26 Dic	190,692

Fuente: Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los informes diarios del ODS. (ODS, 2020)

Generación Diaria marzo-diciembre

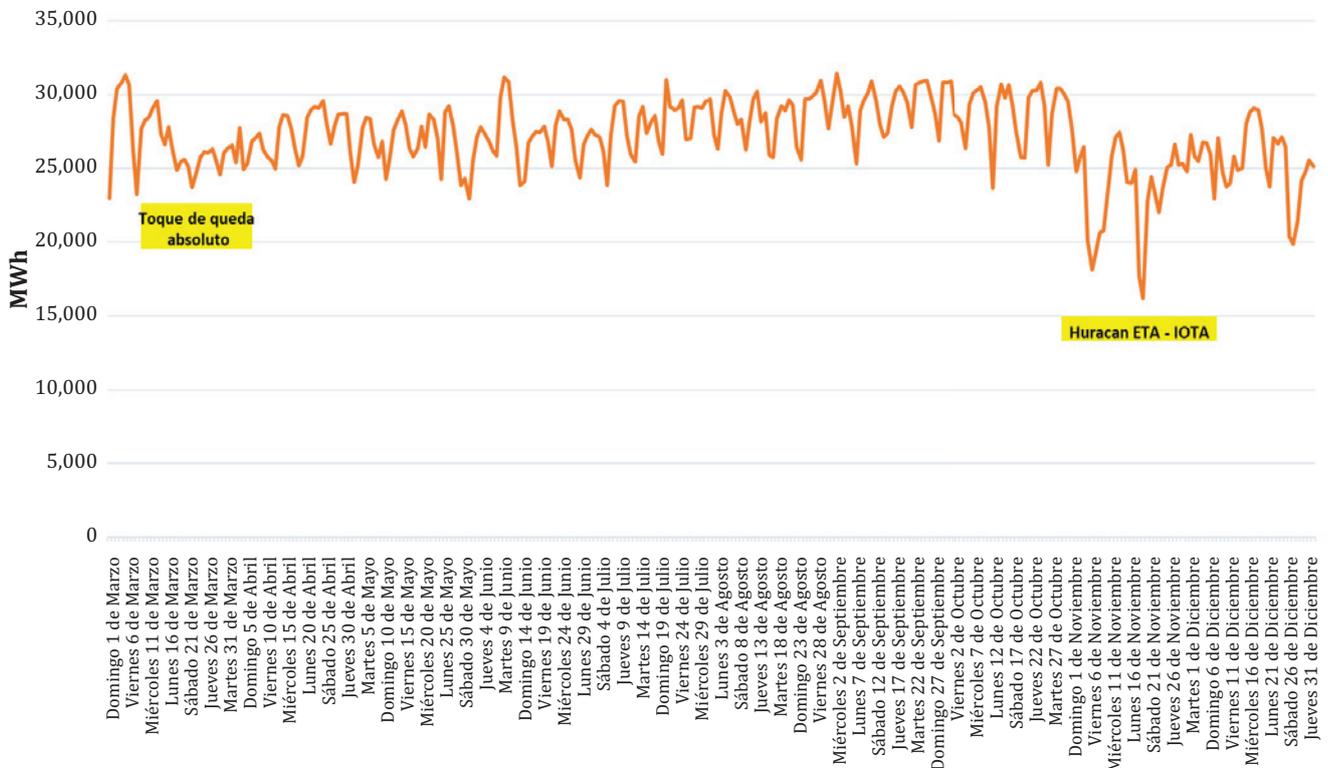
El gráfico 17 muestra día a día como fue el comportamiento de la generación a lo largo del mes de marzo hasta diciembre. La pandemia en Honduras comenzó en el mes de marzo, por lo que se observará como fue impactando las decisiones del gobierno respecto al confinamiento, y como a final de año también se ve afectado el país por los huracanes ETA e IOTA.

Sin duda el impacto de los huracanes fue el más fuerte en la generación de energía, donde el día más afectado fue el 18 de noviembre generando únicamente 16,217 MWh, un día después de la entrada del huracán IOTA. Este mes fue el más duro para la población hondureña y donde se vieron fuertemente afectados todos los sectores del país, energía, economía, agricultura, y la población en general que tuvo una gran cantidad de pérdidas materiales, sobre todo en la zona norte del país. Para las fechas de los huracanes

la fuente que resultó con mayor impacto fue la generada a partir de carbón, la cual mantuvo generación de 0 MWh diarios durante 25 días consecutivos del mes de noviembre.

Un día después de la entrada del huracán IOTA, se vieron fuertemente afectados todos los sectores del país, energía, economía, agricultura, y fue muy duro para la población en general.

Gráfico 17. Generación diaria 2020.



Fuente: Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los informes diarios del ODS. (ODS, 2020)

En comparación con la pandemia y la época de huracanes, se observa que los primeros dos meses de pandemia, que fueron los meses de mayor confinamiento y en los cuales no se tenía planes de reactivación económica ni las medidas de bioseguridad a utilizar, no fueron tan bajos de generación como lo fueron los últimos dos meses del año, donde se observa una baja realmente considerable. Comparando los valores de energía de ambos escenarios se tuvo que de marzo a abril hubo una generación de 2,475.9 GWh, mientras que, en los últimos dos meses, de noviembre a diciembre se generó 1,497.8 GWh, una diferencia de 978.1 GWh que representaron una baja del 39.5% de generación bruta.

El promedio de generación de marzo a diciembre se mantuvo en 27,192 MWh, en el mes de marzo (mes en que se declara el toque de queda) fue de 26,835 MWh y en el mes de noviembre (mes de los huracanes) fue de 23,623 MWh, una caída del 1.3% y 13.1% respectivamente.

Generación Por Fuente marzo-diciembre

El gráfico 18 muestra la generación por fuente y la generación térmica muestra la combinación entre generación térmica a partir de bunker y carbón.

De manera individual la generación térmica a partir de Bunker tuvo un promedio de generación diario de 9,481 MWh, siendo su mayor generación de 14,581 MWh el miércoles 10 de junio, mes de la reactivación económica; por otro lado, su generación mínima fue de 509 MWh ocurrida el 26 de diciembre. Respecto a la generación térmica a partir de carbón esta tuvo un promedio de generación diaria de 2,091 MWh, representando el 18.1% de la generación térmica consolidada; su generación diaria máxima fue de 2,557 MWh ocurrida el miércoles 23 de septiembre.

En cuanto a las fuentes renovables la de mayor peso fue la fuente hidráulica, que presentó un

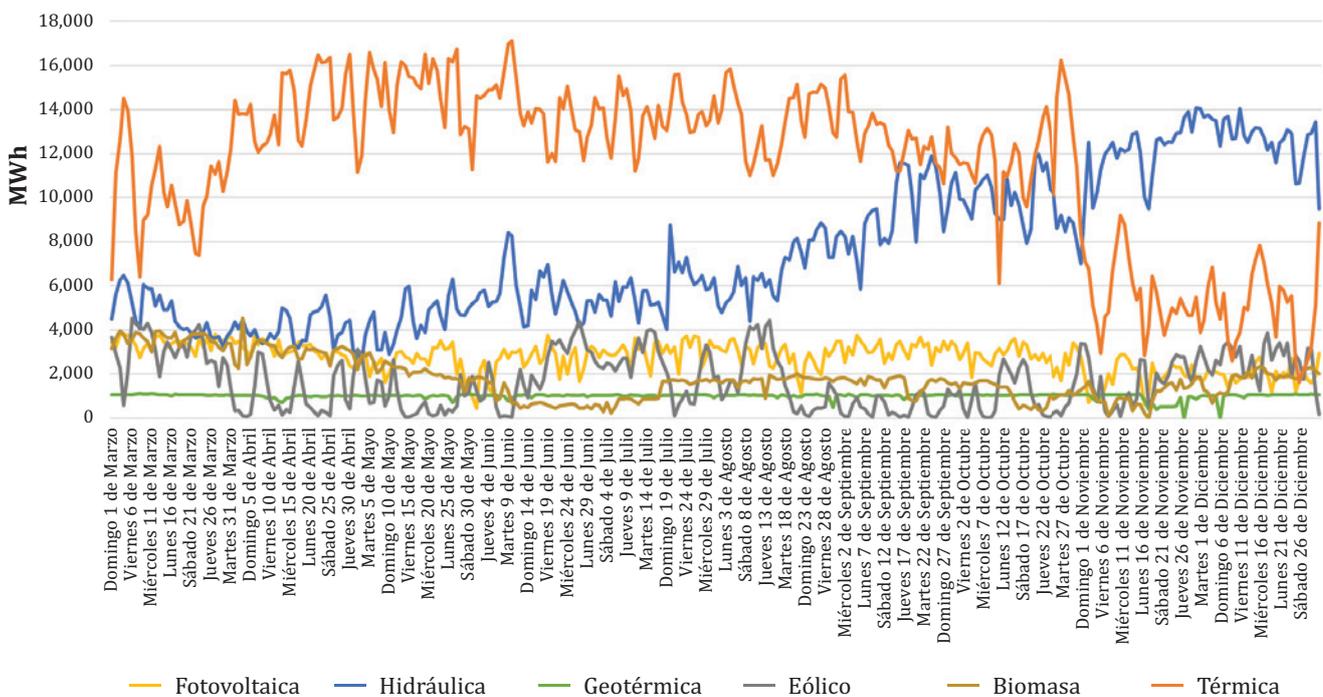
crecimiento muy significativo a finales de año comenzando a verse su aumento a partir del mes de agosto y llegando a sus puntos máximos en el mes de noviembre y diciembre. En cuanto a su generación promedio diaria, esta fue de 7,526 MWh representando así el 50.8% de la generación promedio diaria total renovable.

La generación máxima hidráulica fue de 14,078 MWh, un valor muy cercano al de la fuente térmica a partir de bunker, esta se dio el lunes 30 de noviembre, casi dos semanas después del impacto del segundo huracán que afectó el país.

La segunda fuente renovable de mayor generación fue la fotovoltaica, la cual representó un 18.6% de la generación promedio diaria renovable con 2,751 MWh. Su generación máxima diaria ocurrió el martes 3 de marzo con 3,868 MWh y la mínima fue el lunes 1 de junio con 461 MWh.

Cabe mencionar que la generación mínima fotovoltaica en la época de huracanes ocurrió el martes 17 de noviembre con 627 MWh, día en el que entró el huracán IOTA al país justamente por la zona sur, donde se concentra la máxima capacidad instalada solar fotovoltaica en el país.

Gráfico 18. Generación diaria renovable y térmica 2020.



Fuente: Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los informes diarios del ODS. (ODS, 2020)

La generación a partir de biomasa aportó el tercer mayor promedio anual de generación renovable bruta del país con 1,820 MWh. Su generación máxima promedio fue de 4,531 MWh el viernes 3 de abril y su mínima de 3 MWh ocurrida el 18 de noviembre, un día después de

la entrada de IOTA al país; Esta fuente representó el 12.3% de la generación promedio diaria renovable.

Para el caso del sector eólico, este tuvo una generación diaria máxima muy similar a la bio-

masa, con 4,536 MWh, ocurrida el viernes 6 de marzo. Para el caso de la generación mínima esta fue de 26 MWh el sábado 3 de octubre. Esta fuente representó el 11.5% de la generación promedio diaria renovable, con un promedio de 1,704 MWh.

Finalmente se tiene la última fuente renovable con la tecnología geotérmica, fuente que tiene la menor capacidad instalada del país, esta fuente representó el 6.8% de la generación promedio diaria renovable, siendo la fuente con la generación más constante, incluyendo la térmica, manteniendo un promedio de generación diario de 1,014 MWh. Su generación máxima diaria fue de 1,131 MWh, un valor no muy alejado de su promedio, a diferencia de lo que ocurrió en otras fuentes. Mientras que su generación mínima fue de 0 MWh, ocurrida el 27 de noviembre y 5 de diciembre, hecho aludido al efecto que tuvieron

los huracanes en el país, provocando paros de generación en estos dos días.

Cotas de Generación Mensual y Diaria

A manera de resumen se muestran los datos máximos y mínimos mensuales ocurridos en el año 2020, recalando que estos datos fueron tomados de los boletines estadísticos de la ENEE, ya que el ODS no presentó datos diarios de los meses de enero y febrero. De manera individual la fuente de mayor generación fue la térmica, seguida por la hidráulica. Sin duda se observa como las fuentes renovables predominaron en la generación total del país.

De forma anual, se presentan los datos de los 3 años en análisis con los datos de generación bruta máxima y mínima de cada una.

Tabla 18. Generación mensual máxima y mínima por año.

	Generación Mensual (MWh)			
	Máxima	Mes	Mínima	Mes
2018	921,969	Mayo	748,309	Febrero
2019	989,174	Julio	797,432	Febrero
2020	912,487	Octubre	725,083	Noviembre

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los boletines de la ENEE. (ENEE, 2020)

Se muestra también los datos mencionados en las secciones de generación diaria, con la fecha y valor de la generación máxima y mínima de cada mes, así como el promedio de generación diario que se mantuvo. De manera global, la generación diaria mínima se dio en noviembre, un día después de la entrada de IOTA al país y la máxima al inicio de la época lluviosa en septiembre.

El impacto de la pandemia y los huracanes fue sin duda notable en el sector eléctrico hondureño provocando una reducción de generación neta de 193 GWh.

Tabla 19. Generación diaria máxima, mínima y promedio por mes.

	Generación Diaria (MWh)				
	Máxima	Fecha	Mínima	Fecha	Promedio
Marzo	31,345	Jueves 5 de Marzo	22,996	Domingo 1 de Marzo	26,835
Abril	29,586	Viernes 24 de Abril	24,930	Sábado 4 de Abril	27,267
Mayo	29,225	Martes 26 de Mayo	22,931	Domingo 31 de Mayo	26,645
Junio	31,193	Martes 9 de Junio	23,841	Sábado 13 de Junio	27,164
Julio	31,012	Lunes 20 de Julio	23,862	Domingo 5 de Julio	28,055
Agosto	30,978	Viernes 28 de Agosto	25,615	Domingo 23 de Agosto	28,562
Septiembre	31,449	Martes 1 de Septiembre	25,360	Domingo 6 de Septiembre	29,439
Octubre	30,833	Viernes 23 de Octubre	23,663	Domingo 11 de Octubre	28,836
Noviembre	27,444	Jueves 12 de Noviembre	16,217	Miércoles 18 de Noviembre	23,623
Diciembre	29,091	Miércoles 16 de Diciembre	19,879	Sábado 26 de Diciembre	25,455
Mar - Dic	31,449		16,217		27,192

Fuente: Fuente: Elaboración propia con datos tomados de los informes diarios del ODS. (ODS, 2020)

CONCLUSIONES

El impacto de la pandemia y los huracanes fue sin duda notable en el sector eléctrico hondureño provocando una reducción de generación neta de 193 GWh que representó una baja del 2% respecto al año 2019 y con respecto al 2018 un aumento de 194.6 GWh que representó un crecimiento del 2.1%, siendo en comparación a 2019 la fuente eólica la de mayor impacto que representó una disminución del 13.6% seguido de la fuente térmica con un 10%, y en comparación a 2018 el mayor impacto lo llevo la fuente de biomasa con una reducción del 24.5% seguido por la fuente eólica con un 23.9%.

El consumo de energía en Honduras está dividido principalmente en 3 sectores, el residencial, comercial e industrial, que representan más del 90% del consumo del país. El sector de mayor consumo en el país fue el residencial, el cual para el 2020 tuvo el menor impacto de los 3 sectores y un consumo de 2,644 GWh que representó

un aumento del 3.9% respecto a 2019 y una disminución del 2.1% respecto a 2018, debido al confinamiento de ese año. El sector de mayor impacto fue el comercial el cual tuvo un consumo de 1,482 GWh que representaron una caída de 344 GWh en comparación a 2019 y 180 GWh a 2018, representando una disminución del 18.8% y 10.8% respectivamente.

La región Centro Sur sufrió el mayor impacto del confinamiento con una disminución de consumo total en el 2020 de 189 GWh respecto al año 2019, que representó una caída del 14.7%. Esta misma región tuvo un consumo residencial de 1,221 GWh en el 2020, sector del menor impacto en comparación al 2019, ya que disminuyó únicamente en 1.2 GWh que representó una baja del 0.1%. En la región Nor Occidental aumentó 38 GWh, un 3.6% de crecimiento, y el Litoral Atlántico fue el de mayor impacto con un crecimiento del 7%. La región Centro Sur también sufrió el mayor impacto en el sector industrial en el año 2020 con un consumo

de 280 GWh, que representó una caída de 124 GWh en comparación a 2019 y 44 GWh respecto al 2018, representado una baja del 30.7% y 13.6% en el 2019 y 2018 respectivamente.

Los huracanes marcaron un cambio muy notable en la generación del año 2020. Siendo los meses de noviembre y diciembre los de mayor generación renovable de los 36 meses en análisis con 508.4 GWh y 596.6 GWh respectivamente. El impacto de los huracanes provocó un crecimiento en la generación renovable en el mes de noviembre 2020 del 26.6% respecto al año 2019 y un 9.8% respecto al 2018. Para diciembre 2020 fue aún más notable el cambio con un aumento del 49.5% respecto al 2019 y un 23.7% respecto al 2018. La fuente hidráulica fue la de mayor generación en 2020 que representó un 71.6% de la generación renovable total en el mes de noviembre y un 66.9% en el mes de diciembre, fuente que tuvo un crecimiento en el mes de noviembre 2020 del 87.4% en comparación al año 2019 y un 53.6% en comparación al 2018, crecimiento que fue aún más pronunciado en el mes de diciembre 2020 con un aumento del 151.9% respecto al año 2019 y un 78.9% respecto al 2018.

De acuerdo al análisis semanal de la generación se muestra que fueron las semanas 36 (1 al 7 de noviembre) y 38 (15 al 21 de noviembre) las que tuvieron la generación más baja del periodo de estudio semanal (marzo-diciembre 2020), incluso más que la semana cuatro que fue del 22 al 28 de marzo, una semana después de haber sido declarado el toque de queda absoluto, siendo en el año 2020 el impacto de los huracanes aún mayor que el de la propia pandemia, esto viéndolo desde un punto de vista diario y semanal, ya que a diferencia de los huracanes el impacto de la pandemia no fue tan visible a corto plazo, pero si fue un impacto prolongado, que a largo plazo si afectó al sector energético del país. Para las 43 semanas de estudio, la generación tuvo un promedio de 190,692 MWh semanales a diferencia del mes de noviembre que fue de mayor impacto, donde el promedio de generación se mantuvo en 164,147 MWh semanales, una caída del 13.9% respecto al promedio general. ■

REFERENCIAS

(IIES), I. d. (Abril de 2020). *COVID-19 en Honduras: Análisis de Percepción de Impacto*. Obtenido de <https://iies.unah.edu.hn/assets/Uploads/PIEF-Hogares-Universitarios-COVID19-Nacional3.pdf>

CNN Español. (14 de Mayo de 2020). *CNN ESPAÑOL*. Obtenido de <https://cnnespanol.cnn.com/2020/05/14/cronologia-del-coronavirus-asi-empezo-y-se-ha-extendido-por-el-mundo-el-mortal-virus-pandemico/>

EEH, E. E. (2020). *Sector Eléctrico en Honduras*. Recuperado el Diciembre de 2020, de <https://www.eeh.hn/es/sector-electrico-en-honduras-PG88>

ENEE, E. N. (2020). *Boletines Estadísticos*. Recuperado el Diciembre de 2020, de <http://www.enee.hn/index.php/planificacionicono/182-boletines-estadisticos>

IEA. (Abril de 2020). *Global Energy Review 2020*. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020>

ODS. (2020). *Informes de operación diaria*. Estadístico, Tegucigalpa. Obtenido de <https://www.ods.org.hn/>

ODS, O. d. (2020). *Análisis del Impacto de la Emergencia Nacional COVID-19 en la Planificación Operativa de Mediano Plazo*. Informático, ODS, Gerencia de Operación del Sistema, Tegucigalpa. Obtenido de <https://www.ods.org.hn/pdf/2020/PGCOVID-19/An%C3%A1lisis%20del%20Impacto%20de%20la%20Emergencia%20Nacional%20COVID-19.pdf>

OMS. (2020 de Abril de 2020). *COVID-19: cronología de la actuación de la OMS*. Obtenido de <https://www.who.int/es/news/item/27-04-2020-who-timeline---covid-19>

Operador del Sistema, O. (2020). *Programación de la operación 2020-2022*. Gerencia de Operación del Sistema, Tegucigalpa. Obtenido de <https://www.ods.org.hn/index.php/informes/plan-de-generacion-2020/plan-de-generacion-2020-inicial>

UNAH, U. N. (2020). *Cronología de la pandemia COVID-19 en Honduras*. Recuperado el Diciembre de 2020, de <https://mdd.unah.edu.hn/publicaciones/cronologia-de-la-pandemia-covid-19-en-honduras>

MÉXICO ANTE EL CAMBIO CLIMÁTICO Y LA MATERIALIZACIÓN DEL DERECHO A UN MEDIO AMBIENTE SANO: UNA CONTRIBUCIÓN A LA CALIDAD DEL AIRE

*MEXICO IN THE FACE OF CLIMATE CHANGE AND THE MATERIALIZATION OF THE RIGHT
TO A HEALTHY ENVIRONMENT: A CONTRIBUTION TO AIR QUALITY*

Erika Flores Torres ¹, Natalia Gaspar Pérez ²

Recibido: 15/04/2021 y Aceptado: 07/10/2021
ENERLAC. Volumen VI. Número 1. Junio, 2022 (84 - 103)
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de Alexander Cifuentes de Unsplash.

1 Universidad del Istmo Campus Ixtepec, Oaxaca. México.
erika_florest79@hotmail.com

<https://orcid.org/0000-0001-9786-7054>

2 Benemérita Universidad Autónoma de Puebla de México. México

natgape@live.com.mx

<https://orcid.org/0000-0003-3086-1517>

RESUMEN

El presente estudio tiene como objetivo analizar los elementos de la sentencia SCJN Amparo en revisión 610/2019 del Tribunal Constitucional Mexicano cuya contribución es contrarrestar el cambio climático y contaminación atmosférica cuyo efecto es la disminución de gases de efecto invernadero GEI. El método utilizado fue analítico, y deductivo, se revisaron diferentes acuerdos, normas de regulación y programas en el ámbito nacional e internacional relacionados con la contaminación del aire, cambio climático y su relación con la sentencia emitida por el Tribunal para garantizar el derecho al medio ambiente sano, se revisó la parte teórica-doctrinaria del derecho ambiental considerando la ponderación de los principios de la materia. Con esta investigación se llega a la conclusión que la sentencia permite la materialización del derecho a un medio ambiente sano en relación con la calidad del aire. Así mismo se contribuye a revelar el medio que utiliza el derecho para resolver un problema colectivo y difuso, como lo realiza la ciencia aplicada. Una contribución más, es revelar cómo se nutre el sistema jurídico contemporáneo con sentencias innovadoras, en temas actuales y urgentes como lo es la calidad del aire y el cambio climático.

Palabras clave: materialización derecho humano, medio ambiente sano, gases de efecto invernadero GEI, Tribunal constitucional, Calidad del Aire.

ABSTRACT

The present study aims to analyze the elements of the SCJN Amparo judgment in revision 610/2019 of the Mexican Constitutional Court whose contribution is to counteract climate change and air pollution whose effect is the reduction of greenhouse gases GHG. The method used was analytical and deductive, different agreements, regulation standards and

programs were reviewed at the national and international level related to air pollution, climate change and their relationship with the judgment issued by the Court to guarantee the right to the environment, healthy environment, the theoretical-doctrinal part of environmental law was reviewed considering the weighting of the principles of the matter. With this investigation, the conclusion is reached that the sentence allows the realization of the right to a healthy environment in relation to air quality. Likewise, it helps to reveal the means that law uses to solve a collective and diffuse problem, as applied science does. One more contribution is to reveal how the contemporary legal system is nourished with innovative judgments, on current and urgent issues such as air quality and climate change.

Keywords: *Materialization of Human Rights, Healthy Environment, Greenhouse Gases GHG, Constitutional Court, Air Quality.*

INTRODUCCIÓN

Las agendas mundiales encargadas de supervisar, gestionar y proponer estrategias contra el cambio climático desde la década de los noventa apuntalan la alarmante dependencia de las sociedades actuales al consumo de las energías tradicionales, principalmente los combustibles de origen fósil; la energía eléctrica cuya producción depende de fuentes como el carbón, gas natural (como el gas licuado, propano, butano etc.), etc.

Las altas demandas de energía en todos los sectores, cadenas de producción y consumo representan una alarma para el medio ambiente, ya que científicamente se sabe que el cambio climático está fuertemente correlacionado con la producción de GI, pues en estas cadenas de

producción, transformación, transportación y consumo final de productos se establecen largas cadenas de contaminación por cada producto consumido con elevados niveles de emisiones de gases de efecto invernadero.

La interminable relación entre economía, salud, medio ambiente y desarrollo es el mayor de los retos para las economías internacionales y regionales en la actualidad, estos retos han sido establecidos en Agendas mundiales como la 2030 para el Desarrollo Sostenible de la Organización de Naciones Unidas (Sostenible O. d.)¹, Acuerdo De Kioto y Acuerdo De París; como medidas urgentes para el desarrollo de las economías y protección al medio ambiente. Alcanzar este objetivo no es sencillo máxime para economías emergentes como la de México, cuya planeación económica, crecimiento y producto interno bruto² se centran en los sectores energéticos tradicionales y las empresas de transformación, así como la importación de combustibles.

1 (Sostenible O. d.)La agenda para el Desarrollo sostenible, 17 Objetivos para las personas y para el planeta. Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) constituyen un llamamiento universal a la acción para poner fin a la pobreza, proteger el planeta y mejorar las vidas y las perspectivas de las personas en todo el mundo. En 2015, todos los Estados Miembro de las Naciones Unidas aprobaron 17 objetivos como parte de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, en la cual se establece un plan para alcanzar los Objetivos en 15 años. Fuente ONU, OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE; disponible en <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/development-agenda/> consultado 20 de enero de 2021.

2 (Energética P. Q., 2020) Los ingresos públicos del sector energético representan el 6.7 por ciento del Producto Interno Bruto (PIB) nacional; cinco por ciento provienen del sector de hidrocarburos y 1.7 por ciento del sector eléctrico. Del cinco por ciento del sector de hidrocarburos, 4.2 por ciento corresponden a ingresos petroleros del sector público y el 0.82 por ciento restante atañe a los impuestos para hidrocarburos. fuente PetroQuimex, la revista de la industria energética, disponible en <https://petroquimex.com/datos-del-sector-energetico/>

Los instrumentos jurídicos con los que cuenta México para hacer frente al cambio climático, van desde el ámbito constitucional en el Art. 4o. Que a la letra dice: *Toda persona tiene derecho a un medio ambiente sano para su desarrollo y bienestar. El Estado garantizará el respeto a este derecho (Unión, 2021).*

Partiendo de este máximo precepto se cuenta con legislación en materia ambiental como lo es la Ley de cambio climático la cual mandata la evaluación periódica y sistemática de la política nacional de cambio climático, la ley de transición energética, entre otras leyes, además de los instrumentos de planeación de los últimos dos sexenios, específicamente los objetivos y programas de la reducción en la dependencia de los combustibles fósiles.

Así como el establecimiento institucional de Comisiones, como la Comisión Intersecretarial de Cambio Climático (CICC) y la creación del sistema nacional de cambio climático (SINACC, 2021).

México ha presentado a lo largo de los años un crecimiento exponencial de parque vehicular, que se ha concentrado principalmente en los grandes centros económicos del país como lo son Ciudad de México, Guadalajara, Monterrey, en estas ciudades se han identificado elevados niveles de emisión de gases de efecto invernadero, que llegan a la atmósfera causados principalmente por emisiones provenientes del transporte y las industrias, y es en estos sectores donde las políticas ambientales no están dando los resultados esperados, haciendo un llamado urgente al gobierno y los gobernados para trabajar en conjunto en la mitigación de la contaminación ambiental.

EL DERECHO CONTEMPORÁNEO Y SU CONTRIBUCIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO

Vivimos en la era de verdades implacables, una de ellas es que la naturaleza está mostrando sus límites y que nos encontramos frente a una crisis civilizatoria. (Energía y Crisis Civilizatoria, 2020).

La naturaleza ha tomado el papel principal, iniciando ya un diálogo del humano en armonía con la naturaleza, en esta nueva filosofía denominada “jurisprudencia de la Tierra” se revisa como un sistema holístico de gobernanza, se da un gran paso desde lo jurídico para enfrentar esta crisis civilizatoria, en un reconocimiento de los derechos de la naturaleza, poniendo como énfasis la necesidad de cambiar nuestras percepciones, actitudes y comportamientos de antropocéntricos, y desarrollar una teoría y estrategias fundadas en establecer una visión del mundo centrada en la Tierra (A/71/266, 2017).

La resolución de las Naciones Unidas en el 2020, pone de manifiesto la reconsideración de la relación que se llevaba hasta hoy entre el ser humano y la naturaleza³:

“...a fin de discutir la relación entre la armonía con la naturaleza y la protección de la biodiversidad e inspirar a la ciudadanía y las sociedades a reconsiderar el modo en que interactúan con el mundo natural en el contexto del desarrollo sostenible (Energía y Crisis Civilizatoria, 2020)”.

La relación entre cambio climático y el disfrute de los derechos humanos, se da con evidencia científica que nos advierte de los riesgos que enfrenta la humanidad a causa del aumento global de la temperatura, con fenómenos de desastres naturales con impactos intensos, tales como la extinción de especies recurrentes en el siglo XX, o la proliferación de nuevas enfermedades, como lo ha observado la Organización Mundial de la Salud (OMS, 2021).

Con repercusiones en el estilo de vida de las personas y por lo tanto en el goce de derechos básico como lo es una vida digna, a la salud, al agua, al medio ambiente sano, a la alimentación y viviendas adecuadas, entre otros.

3 Resolución de las Naciones Unidas A/ RES/75/220 emitida el 30 de diciembre de 2020.

La base científica nos ha dado elementos para considerar urgente el hacer frente al cambio climático. El Informe del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre cambio climático, evidenció que a nivel global la temperatura aumentó 0.85 grados centígrados entre 1880 y 2012 y se prevé para el año 2100 de 4°C, proyectando medidas para que los niveles no incrementen más de 1.5 grados al 2100 (Síntesis, 2015) este fenómeno se debe principalmente al aumento de las concentraciones de los gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera, los cuales impiden liberar el calor emitido.

En el 2018 el IPCC⁴ formuló la grave advertencia del calentamiento global y que nos encontramos en la antesala de una serie de acontecimientos climáticos con severos efectos a la vida en el planeta.

Diversos países están adoptando estrategias al respecto. Por ejemplo las estrategias que han tomado países como Estados Unidos, Asia y Europa con la Green New Deal (Rifkin, 2020, pág. 72); la elaboración de instrumentos jurídicos, no solo de disminución de gases sino hablar de neutralidad climática y de una revolución verde; China ha asumido su compromiso ante la Asamblea de las Naciones Unidas, de una neutralidad de carbono para el 2060, con un 62% del suministro eléctrico basado en renovables y la adopción de energías verdes de segunda generación, es decir, un productor de energía solar de capa fina, tecnología que se aplicará a vehículos. (Rifkin, 2020, pág. 84).

Los compromisos de los países para la neutralidad de carbono, se traducen a una transformación y creación de políticas públicas y un marco normativo que permita hacer más rápido esta transición para cumplir el objetivo de invertir la matriz energética e incrementar las energías renovables.

En general América Latina (AL) tiene una baja participación en las emisiones de GIE, de acuerdo con estudios de la CEPAL, se prevé un cambio en las matrices energéticas en los países de AL con una menor contaminación del sector vehicular, las emisiones provenientes del sector de transporte pueden reducirse con el aumento de la eficiencia de los motores y con una mayor utilización de los biocombustibles como una fuente de alto potencial de mitigación de emisiones. Las proyecciones en AL van desde Políticas de preferencias tributarias, programa de restricción de automóviles el mejoramiento de transporte público, además de regulaciones que incentiven el uso de energías renovables, tal es el caso de Brasil, el cual contribuirá a la disminución de GEI (CEPAL, 2017).

Por otro lado las Naciones Unidas considera importante la transición energética con la utilización de la energía sostenible como un potencial de contribuir a la mitigación del cambio climático y la adaptación a él, reconoce que un mayor despliegue de la energía renovable y el aumento de la eficiencia energética como componentes de las contribuciones nacionales al Acuerdo de París, aprobado en virtud de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (ONU, 2021).

Entre un amplio bagaje jurídico en materia de cambio climático, políticas públicas, y estrategias de las naciones, todo es solo una parte para contrarrestar el problema que enfrentamos, los Tribunales nacionales e internacionales juegan un papel destacable para considerar elementos que impacten y contrarresten al cambio climático, pronunciarse con sentencias que ponen de manifiesto los sectores industriales que más contribuyen al deterioro del cambio climático, como el sector automotriz y el exponencial crecimiento del parque vehicular.

Algunas de las sentencias de los tribunales contribuyen al sistema de medidas jurídicas para contrarrestar al cambio climático con las cuales se garantiza el derecho humano a un

4 The Intergovernmental Panel on Climate Change.

medio ambiente sano reconocido en el artículo 4 párrafo 5 de nuestra Constitución Política, poniendo énfasis en valores y principios de la estructura de los medios ambientales y sociales, considerando entre otros el principio precautorio o de prevención (Sostenible D. d., 1972).⁵

Los tribunales arbitrales en materia de inversión (Stockholm, 2019)⁶ son otros espacios jurisdiccionales que ponen de manifiesto disputas en los cuales se discute el interés privado vs. interés nacional, el interés público o el interés general como el medio ambiente. (Stockholm, 2019)⁷ Así el conjunto de prácticas y estrategias jurídicas y judiciales deben estar encaminadas a utilizar al derecho como mecanismo de transformación social teniendo como uno de los fines la defensa del interés colectivo y la promoción de los derechos humanos y la justicia social.

Ejemplo de ello son las resoluciones paradigmáticas a partir de la controversia iniciada en el 2015 en el caso de Urgenda Foundation vs Estado Holandés, en el que el Tribunal Supremo Holandés obliga al Estado a implementar políticas más estrictas en favor del cambio climático, esto es la reducción del 25% de (GEI) para finales de 2020. (CASO KAWAS FENÁNDEZ VS HONDURAS, 2009)⁸

Es importante destacar que otro elemento para contrarrestar los efectos, desde la vía jurisdiccional, lo es el establecimiento de los derechos de la naturaleza, como sujeto de derecho, tal y como se determina en el Acuerdo Desarrollo Sostenible: armonía con la naturaleza A/71/266 del 2016, en el cual la Asamblea de las Naciones Unidas, considera la Jurisprudencia de la tierra, como un sistema holístico de gobernanza, con principios filosóficos y éticos de la jurisprudencia de la tierra.

5 Un principio no es una regla, por tanto debe ser aplicado en cada caso en base a un juicio de ponderación, es decir casuístico, en la Declaración de Río de 1992, establece el Principio 15, lo referente a criterio de precaución:

Con el fin de proteger el medio ambiente, los Estados deberán aplicar ampliamente el criterio de precaución conforme a sus capacidades. Cuando haya peligro de daño grave o irreversible, la falta de certeza científica absoluta no deberá utilizarse como razón para postergar la adopción de medidas eficaces en función de los costos para impedir la degradación del medio ambiente.

En el Protocolo de Montreal sobre sustancias que debilitan la capa de ozono de 1987, dispone, las partes que concurren a este Protocolo han determinado proteger la capa de ozono con la adición de medidas precautorias para controlar de manera equitativa las emisiones globales totales de sustancias que la debiliten.

6 las empresas petroleras principalmente someten las controversias ante estos tribunales de arbitraje de inversión, el total de las controversias hasta el 2018 suman más de 1100 casos relacionados con el medio ambiente.

7 Green Technology Disputes, <https://sccinstitute.com/media/1059447/green-technology-disputes-in-stockholm.pdf>

8 caso C/09/456689 / HAZA 13-1396, <https://www.urgenda.nl/wp-content/uploads/VerdictDistrictCourt-UrgendavStaat-24.06.2015.pdf>



Vivimos en la era de verdades implacables, una de ellas es que la naturaleza está mostrando sus límites y que nos encontramos frente a una crisis civilizatoria.

Bajo estas directrices, observamos un nuevo frente de protección al medioambiente; que sumado a los planes nacionales y la conciencia humana en la forma de consumir y de transitar a nuevos modelos de producción, harán sinergias para nuestra supervivencia.

Las sentencias antes señaladas son algunas vías para hacer frente a la protección al medio ambiente; que sumado a los planes nacionales, políticas públicas, las comisiones de seguimiento, así como todo el marco regulatorio nacional y los diversos instrumentos internacionales y la conciencia humana en la forma de consumir y de transitar a nuevos modelos de producción, harán sinergias para nuestra supervivencia.

El reto es unificar no solo el derecho positivo, sino también unificar la conciencia humana en sus hábitos de consumo, concientizar a empresas de producción, sectores de transporte y demás, para juntos poder transitar a nuevos modelos y hábitos de consumo sostenibles, verdes, pensados en una supervivencia basada en un futuro sin contaminación ambiental.

El contrarrestar los efectos del cambio climático, también es un asunto en el que el derecho juega un papel determinante para modificar estos efectos, así no solo el marco jurídico internacional y regional que determinan la norma sustantiva y adjetiva, y las normas fundamentales donde se consagran los derechos humanos y las garantías, como el derecho a un medio ambiente sano.

Las resoluciones de los Tribunales Constitucionales Nacionales y Tribunales regionales están rompiendo paradigmas en las sentencias emitidas a favor de garantizar el derecho al medio ambiente sano.

Es importante señalar la opinión consultiva OC-23/17 de la Corte Interamericana de Derechos Humanos, la cual adquiere relevancia para todos los países de la región en tanto constituye la primera oportunidad en la que el Tribunal Interamericano se expone de manera extendida sobre el alcance del derecho al medio

ambiente sano y su relación con otros derechos fundamentales. (CASO PUEBLOS KALIÑA Y LOKONO VS SURINAM, 2015)⁹

En esta opinión precisa el derecho al medio ambiente sano tanto en su faz individual como colectiva y distingue el carácter autónomo de este derecho del contenido ambiental que surge de la protección de otros derechos, tales como el derecho a la vida y a la integridad personal.

Así el Tribunal regional establece la obligación de los Estados respecto de la protección y garantía del derecho a la vida y a la integridad personal relacionados con el derecho a un medio ambiente sano; delimita los deberes estatales concernientes al alcance de la jurisdicción medioambiental, entre estos la intervención del Ministerio Público como agente investigador para intervenir en casos en los que generen daños al patrimonio social, a la salud pública y

9 Es de destacar que la Corte IDH ya había reconocido la existencia de una relación innegable entre la protección del medio ambiente y la realización de otros derechos humanos, en tanto la degradación ambiental y los efectos adversos del cambio climático afectan el goce efectivo de los derechos humanos (caso “Kawas Fernández vs. Honduras”, Sentencia de 3 de abril de 2009, Serie C No 196, párr. 148). A su vez, en algunos casos sobre derechos territoriales de pueblos indígenas y tribales, el tribunal regional consideró que el derecho indígena a la propiedad colectiva está vinculado con la protección y acceso a los recursos que se encuentran en esos territorios. Asimismo, la Corte IDH reconoció la estrecha articulación del derecho a una vida digna con la protección del territorio ancestral y los recursos naturales. Entre estos antecedentes, podemos mencionar los casos “Comunidad Indígena Yakye Axa vs. Paraguay”, Sentencia 17 de junio de 2005, Serie C No 125, párr. 137; “Comunidad Indígena Sawhoyamaya vs. Paraguay”, Sentencia de 29 de marzo de 2006, Serie C No 146, párr 118; “Pueblo Saramaka vs. Surinam”, Sentencia de 28 de noviembre de 2007, Serie C No 172, párrs. 121 y 122; y “Caso Pueblos Kaliña y Lokono vs. Surinam”, Sentencia de 25 de noviembre de 2015. Serie C No. 309, párr. 173.

al medio ambiente, al consumidor, a bienes o derechos de valor artístico, histórico o paisajístico, en los casos y mediante los procedimientos que las leyes establezcan.

Si bien el panorama jurídico en el ámbito internacional da pasos de frente a la urgencia del cambio climático y el medio ambiente; México ha adoptado medidas internacionales que adecuan el marco jurídico a las directrices internacionales, también es cierto que los avances en política ambiental han sido mínimas contribuciones frente a los grandes avances y compromisos que han desarrollado otras naciones.

Ante este escenario, la postura del Tribunal Constitucional mexicano en los últimos años refleja un avance en la protección al medio ambiente, es importante destacar que se deben duplicar esfuerzos y considerar los criterios jurisprudenciales a nivel global.



México es una
economía dependiente
de energéticos importados
a pesar de contar con
empresas energéticas
nacionales.

MÉXICO ANTE EL CAMBIO CLIMÁTICO Y EL DISFRUTE DEL DERECHO A UN MEDIO AMBIENTE SANO

El Objetivo 13 de Desarrollo Sostenible, (ODS) denominado “Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos”, aspira a que los Estados cumplan con los mandatos del Acuerdo de París para reforzar la capacidad de lidiar con los efectos del cambio climático, entre otros la de adoptar un marco jurídico que se apegue al cumplimiento cabal de los compromisos. (ONU, Objetivos de Desarrollo Sostenible, 2021).

La Ley General de cambio climático y su Reglamento, establecen entre otras varias disposiciones, las de:

...establecer las bases para que México contribuya al cumplimiento del Acuerdo de París, que tiene entre sus objetivos mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de 2°C, con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir con los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1.5°C, con respecto a los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático.

... Así como regular las emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero para que México contribuya a lograr la estabilización de sus concentraciones en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático considerando, en su caso, lo previsto por el artículo 2o. de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y demás disposiciones derivadas de la misma... (Diputados, 2020).

Con los objetivos de estas disposiciones legales México se alinea a lo planteado para poder cumplir dicho Objetivo ODS, no es solo es positivizar los mandatos en la ley, es el deber de cumplirlos y que existan otros mecanismos, como la justicia para hacer frente a las amenazas y riesgos del cambio climático.



Foto de Szasa Amanda de Unsplash.

Los tribunales establecen que los Estados deben dar una tutela efectiva al derecho a un medio ambiente sano y sostenible, por una parte el derecho humano y por otro un derecho con incidencia colectiva, la Corte Interamericana ha mencionado en la opinión consultiva OC-23/17, que el derecho humano a un ambiente sano tiene un carácter universal; cimentando

sus criterios en los principios rectores de la protección del medio ambiente derivados del derecho ambiental internacional, principios como el de cooperación internacional, principio de comunicación y consulta, principio quien contamina paga, principio de responsabilidad común pero diferenciada y principio de precaución o de cautela.

Los juzgadores trasladan estos principios al plano nacional y con criterio de proporcionalidad ponderan para garantizar el derecho a un medio ambiente sano. Otro compromiso internacional que México tiene en materia medioambiental, son las medidas adoptadas en tratados comerciales como el Tratado México, Estados Unidos y Canadá (TMEC), en donde la protección al ambiente se plasma en el capítulo 24 del acuerdo comercial. (Tratado entre México)¹⁰.

10 El capítulo establece, el reconocimiento de un medio ambiente sano como elemento integral del desarrollo sostenible. (principio in dubio pro natura) principio de precaución y prevención a favor de los recursos naturales como base de la protección al medio ambiente Tratado México, Estados Unidos y Canadá TMEC Dentro de este capítulo 24.11, se reconoce la calidad del aire, considerando la contaminación del aire como una grave amenaza para la salud pública, la integridad de los ecosistemas, y el desarrollo sostenible y que contribuye a otros problemas ambientales; y advierten que la reducción de ciertos contaminantes del aire puede proporcionar múltiples beneficios, reconociendo la implementación de medidas y metodologías para prevenir la contaminación del aire; Un reto importante para México es el cumplimiento de este capítulo, es importante destacar las desventajas entre otras una economía basada principalmente en la utilización de energías fósiles y un bajo desarrollo tecnológico para la generación de energías limpias y contribuir a la disminución de los GEI. Gobierno de México, Consultado 10 de febrero de 2020, disponible en: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/465806/24ESPMedioAmbiente.pdf>

EL USO DE ENERGÉTICOS DE ORIGEN FÓSIL EN MÉXICO, EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO Y LA DEPENDENCIA ENERGÉTICA MEXICANA EN LA MOVILIDAD

México es una economía dependiente de energéticos importados a pesar de contar con empresas energéticas nacionales como PEMEX (Petróleos Mexicanos) y CFE (Comisión Federal de Electricidad). Consume entre un 60 y 70% de combustibles fósiles de proveedores extranjeros para abastecer el consumo interno diario, cabe mencionar que durante el 2019 el consumo de gasolinas extranjeras representaba el 7.5 de cada 10 litros consumidos por los mexicanos (infobae, 2020).

De acuerdo a la Asociación Mexicana de Distribuidores de Automotores (AMDA) En la última década entre 2005 al 2016 el parque vehicular de la zona metropolitana de la Ciudad de México, tuvo un crecimiento de un 159%, es decir aproximadamente 9.5 millones de unidades automotores, lo cual acentúa el aumento de emisiones contaminantes en la megalópolis (AMDA, 2021).

Algunas razones de este incremento del parque vehicular, lo fue la comercialización de vehículos nuevos, y las medidas fiscales como lo fue la eliminación del impuesto de la tenencia vehicular y un laxo programa de verificación vehicular.

Según el reporte del INEGI para el año 2019 existía un parque vehicular activo de 50,594,282 vehículos terrestres (Geografía, 2019)¹¹, de los cuales:

- 34,710,568 son automóviles
- 458,794 corresponden a camiones de pasajeros
- 10,584,007 corresponden a camiones y camionetas de carga
- 4,840,823 corresponden a motocicletas

Como se desprende del estudio realizado por INEGI, no existe registro de los vehículos híbridos y eléctricos que circulan en el país, lo que nos indica que este sector de consumo automotriz sigue siendo incipiente y de poco interés para el consumidor promedio (Rifkin, 2020, pág. 99)¹².

De este sector de transporte el Balance Nacional de energía del año 2019, nos indica que el consumo de energía en este sector representa 89.15% del consumo energético del cual el 75.3% corresponde a Gasolinas y Naftas y el 21.2% corresponde a Diesel (SENER, 2020).

Sumado a lo anterior es preciso considerar que con base en el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y compuestos de Efecto invernadero, el registro realizado indica que en 2013 el 26.2% de las emisiones provienen del sector de autotransporte, con un total de 174,156.53 gg de CO₂e (México, 2020).

Ante los retos internacionales adoptados por México para mitigar la emisión de gases de efecto invernadero, la regulación a este sector ha sido insuficiente, pues según los expertos, se espera que para años venideros el parque vehicular de motor a combustibles fósiles incremente considerablemente.

11 El parque vehicular nacional se conforma por automóviles, camiones y camionetas para pasajeros, camiones para carga y motocicletas. Instituto Nacional de Estadística y Geografía, Disponible en: https://www.inegi.org.mx/sistemas/olap/consulta/general_ver4/MDXQueryDatos.asp?proy=

12 México, en comparación con las estrategias de descarbonización de otros países, se está quedando fuera de la carrera; lo anterior es así pues como ejemplo potencias como China han proyectado metas ambiciosas para incrementar su parque vehicular eléctrico mediante estrategias de corte social que permitieron incrementar el uso de vehículos eléctricos en un 21%; Rifkin, Jeremy, El Green New Deal Global, Ed. Paidós, México, 2020, pps. 99

Es en este punto donde se centra nuestra atención y preocupación por el medio ambiente, pues los mayores índices de contaminación provienen precisamente del sector de movilidad automotriz.

México ha establecido estrategias plasmadas en políticas públicas y normatividad cuyo objeto es contribuir a mitigar las emisiones de gases contaminantes, de las que mencionaremos:

A. Políticas Públicas

Hoy no circula: este programa consiste en sacar de circulación semanalmente un 20% del parque vehicular en la zona metropolitana del valle de México, se implementó el 20 de noviembre de 1998, y tenía como finalidad la reducción de la contaminación. Los beneficios de este programa en la actualidad no pueden llamarse un éxito rotundo ya que los niveles de contaminación no han disminuido de la forma planeada (Rotgé, 2009); sumando a su bajo éxito crecimiento del parque vehicular circulante¹³, aunado a vehículos con tecnología obsoleta que emiten considerables niveles de GEI (Estado, ACUERDO QUE ESTABLECE LAS MEDIDAS PARA LIMITAR LA CIRCULACIÓN DE LOS VEHÍCULOS AUTOMOTORES EN LOS MUNICIPIOS CONURBADOS DEL ESTADO DE MÉXICO DE LA ZONA METROPOLITANA DEL VALLE DE MÉXICO (ZMVM) (HOY NO CIRCULA) PARA CONTROLAR Y REDUCIR LA CONTAMINACION, 2014).

Programa de verificación vehicular: en conjunto con la estrategia de Hoy No Circula, se creó paralelamente la estrategia de verificación vehicular, por medio de ésta se establecieron centros de verificación que obligaban a los propietarios de vehículos acreditar que la unidad en uso no rebasara

13 En el periodo comprendido entre los años 1980 al 2019 el parque vehicular aumento en 44,835,952 unidades (INEGI, 2021)

los límites de emisiones de gases contaminantes, este procedimiento hacía o hace acreedor al vehículo a una calcomanía en la que se indica la terminación y color que corresponderá al día de la semana en el que la unidad no podrá circular en la ciudad, a excepción de aquellos que con base en su acreditación obtuvieran la calcomanía doble cero; ésta permite a la unidad circular todos los días de la semana, bajo el supuesto de que la quema de combustible para la movilidad del vehículo cumple con las normas establecidas para minimizar las emisiones contaminantes. que los índices de contaminación no se redujeron como se tenía planeado (Estado, PROGRAMA DE VERIFICACIÓN VEHICULAR OBLIGATORIA PARA EL PRIMER SEMESTRE DEL AÑO 2016, 2015)¹⁴.

B. Normatividad

Imposiciones de corte fiscal: IEPS¹⁵ a las gasolinas: las normas fiscales nacionales, son consideradas como el ordenamiento nacional con mayor coercitividad en su aplicación, es decir, la imposición o carga fiscal agregada a un producto de consumo habitual no puede ser exento de dicha imposición, generando una contribución automática al momento del acto de consumo.

Al consumo de un litro de gasolina se grava los siguientes conceptos:

a) Primer concepto: el precio base o referencia es aquel que se establece a través de los pre-

14 Lamentablemente el programa de verificación vehicular trajo mayores oportunidades para la corrupción en el funcionamiento de estos centros, pues casos de ventas de hologramas de verificación eran expedidos sin que la unidad aprobará realmente dicho examen; y entre otras circunstancias, muchos de los usuarios vehiculares preferían obtener placas de Estados que no contaran con la restricción de circulación dentro del valle de México, lo que provocó

15 Impuesto sobre Producción y Servicios

cios establecidos en Houston y Waterborne, cuyos datos se obtienen mediante las publicaciones que realiza el *Platts US MarketScan*, cuya finalidad es medir los precios de *commodities* en los Estados Unidos.

b) Segundo Concepto: Ajuste por calidad, son aquellos que se aplican a los precios en relación con octanaje y presión de vapor en las gasolinas.

c) Tercer Concepto: Precios de logística, como cualquier otro producto las gasolinas requieren de un transporte, el cual debemos considerar que es de importación (70% del consumo nacional es importado). A este concepto se suman el almacenamiento, las maniobras de carga y descarga, considerando, además, las distancias existentes entre el punto de importación al punto de consumo final.

d) Margen de Mayoreo: el expendio de gasolinas es un negocio que como tal debe obtener un lucro para el empresario; este lucro o utilidad está a consideración del vendedor; lo anterior genera que existan diferencias entre los precios de venta en diversos puntos de una misma localidad; a este punto es dable sumar que muchas de las empresas expendedoras de gasolinas no entregan los litros completos, lo que significa un incremento fantasma en el consumo de estos energéticos.

e) Cargas Fiscales: las cargas fiscales que se reflejan en las gasolinas constan de los siguientes conceptos:

IEPS 1: cuota de 4.81 pesos para gasolina Magna y 4.06 pesos por litro de gasolina Premium.

IEPS 2: imposición de 12.74 centavos por litro de gasolina.

IVA¹⁶: Como es de conocimiento general este

impuesto corresponde al 16% del valor de la gasolina (Nacional, 2019)¹⁷.

Norma NOM-016-CRE-2016 (Energía C. R., Emite la CRE, Norma de emergencia NOM-EM-005-CRE-2015, Especificaciones de calidad de los petrolíferos, 2016): las Normas Mexicanas relativas a la calidad de las gasolinas, tienen como primer punto de aparición a la Norma de Emergencia NOM-EM-005-CRE-2015, esta norma publicada el 30 de octubre de 2015 en el DOF¹⁸, tiene como objetivo principal establecer los límites máximos permisibles de componentes que generan emisiones de gases de efecto invernadero como resultado de la combustión de gasolinas dentro de la Zona Metropolitana del Valle de México, en esta se estableció que a partir de 2016, las gasolinas deben ser UBA¹⁹, esto es que el contenido de azufre debe ser de 30 ppm²⁰, sin que rebase el límite máximo permisible de 80 ppm; el contenido de aromáticos se reduce de un 35% a un 32% y un límite de 25% en la ZMVM²¹; en cuanto al contenido de olefinas²² se redujo de un 12.5% a un 11.9% en zonas metropolitanas, y en el resto del país se disminuye de un 15% a un 12.5%, para el Valle de México continúa el 10% de su contenido; en cuanto al benceno²³ se fija

17 Para marzo de 2021, el precio de la gasolina regular en México es de \$20.19 pesos y el precio de la gasolina premium es de \$21.825 pesos en promedio a nivel nacional, si bien es cierto el precio del combustible es elevado, también lo es que su alto costo no desincentiva su consumo, ello es así porque México requiere de movilidad constante para todas las actividades diarias, Fuente PI, PRETO INTELIGENCE, consultado el 7 de abril de 2021, disponible en: <https://petrointelligence.com/precios-de-la-gasolina-y-diesel-hoy.php>

18 Diario Oficial de la Federación

19 ultra baja en azufre

20 Ppm; partes por millón

21 Zona Metropolitana del Valle de México

22 Precursoras de ozono troposférico y dañinas para la salud humana.

23 Componente cancerígeno

16 Impuesto al Valor Agregado

en 1% para zonas metropolitanas y se reduce de 3% a 2% en el resto del país. El gobierno de México realiza la siguiente manifestación al respecto *“Es necesario resaltar que las medidas y reducciones referidas anteriormente permitirán, en gran parte, mejorar la calidad del aire en zonas metropolitanas y, de no regularse la calidad de los combustibles, se propiciara a la emisión de contaminantes a la atmósfera que impactarían directamente en la salud y el medioambiente (Energía C. R., Emite la CRE, Norma de emergencia NOM-EM-005-CRE-2015, Especificaciones de calidad de los petrolíferos, 2016)”*.

La norma que a continuación enunciamos, es el centro de interés del presente análisis, su importancia radica no solo en ser un instrumento normativo de control de emisión de gases de efecto invernadero, es una normativa construida para proteger la salud de los mexicanos, al controlar en su texto los límites de contaminantes y cancerígenos adicionados en las gasolinas de consumo diario.

En 29 de agosto de 2016 se publica en el Diario Oficial de la Federación el “ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE LA NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-016-CRE-2016, ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DE LOS PETROLÍFEROS”. Dentro de las especificaciones de este acuerdo, se localiza que los parámetros anteriores se mantienen a excepción del uso de oxigenantes en las gasolinas, que para las zonas ZMVM, ZMG y ZMM²⁴ se establece en 1.0 a 2.7 máximo y 2.7 máximo para el resto del país; haciendo la CRE²⁵ las siguientes aclaraciones:

a) Se permite el uso de metil-ter-butyl éter (MTBE), etil-ter-butyl éter (ETB) y ter-amil-metil-éter (TAME) como oxigenantes

en gasolinas Regular y Premium hasta en un contenido máximo de 2.7% masa de oxígeno en el petrolífero, en todo el territorio nacional.

b) Se prohíbe el uso de etanol en la ZMVM, ZMG y ZMM. Se permite un contenido máximo de 5.8% en volumen de etanol anhidro como oxigenante en gasolinas Regular y Premium, en el resto del territorio nacional, en cuyo caso, por las características físico-químicas de este aditivo, debe ser mezclado durante la carga de los autotanques en las instalaciones de almacenistas y distribuidores en el punto más cercano previo al expendio al público.

c) Precio al uso de cualquier otro oxigenante se deberá atender lo dispuesto en el numeral 4.3. de la Norma.

d) Cuando se importen gasolinas para mezcla final o produzcan en territorio nacional gasolinas Premium y/o Regular, y se vayan a aditivar con etanol como oxigenante, se deberá estar a lo dispuesto en el numeral 4.1. de la Norma relativo a la Gasolina para mezcla final (Energía S. d., 2016).



Deben crearse planes de infraestructura y programas de sistemas integrales de transporte público para garantizar la movilidad de las personas principalmente en la zona metropolitana de la ciudad de México.

24 Zona Metropolitana del Valle de México, Zona Metropolitana de Guadalajara, Zona Metropolitana de Monterrey.

25 Comisión Reguladora de Energía

Asimismo, el siete de febrero del 2020, se publica en el Diario Oficial de la Federación el ACUERDO por el que la **Secretaría de Energía Aprueba y publica la actualización de la Estrategia de Transición para promover el Uso de Tecnologías y combustibles más limpios, en términos de la Ley de Transición energética; del análisis de dicho acuerdo es preciso señalar lo siguiente;** dentro de los objetivos a alcanzar, se contemplan la seguridad y eficiencia energética; mayor uso de energías limpias, uso de nuevas tecnologías en sectores productivos y de obtención de energía; se prioriza a la energía eléctrica como el pilar principal de la transición energética, se prospecta una electrificación paulatina del sistema de transporte así como la transformación de la movilidad.

Sumado a lo anterior, se establece un plazo de 50 años para disminuir la dependencia energética de energías fósiles, se propone un reordenamiento urbano que permitirá reducir las necesidades de movilidad, una mejor infraestructura en las ciudades, desarrollo de sistemas de transporte multimodal que incremente el uso de vehículos públicos, facilitar la movilidad con el uso de tecnologías de comunicación, establecer puntos de carga eléctrica y finalmente la electrificación masiva del transporte de personas como el de carga, tanto el público como el privado (Energía S. d., 2020, págs. 55-56; Energía S. d., 2016; Estado, PROGRAMA DE VERIFICACIÓN VEHICULAR OBLIGATORIA PARA EL PRIMER SEMESTRE DEL AÑO 2016, 2015”).

Los objetivos planteados en la emisión de la norma, en conjunción con regular la calidad de las gasolinas que se consumen en el territorio nacional y zonas metropolitanas, son primordialmente mantener un bajo perfil en cuanto a las emisiones de gases de efecto invernadero, por la combustión de energéticos en vehículos de motores de combustión interna. A pesar de este esfuerzo, los niveles de contaminación ambiental y principalmente la mala calidad

del aire, han demostrado que esta política es insuficiente, debido al considerable incremento del parque vehicular que circula diariamente por toda la República Mexicana. Por ello, México se ha visto en la gran necesidad de adecuar sus normas de calidad, para poder introducir en el consumo nacional gasolinas importadas principalmente de Estados Unidos.

ÍNDICES DE IMPORTACIÓN DE GASOLINAS PARA CONSUMO INTERNO

Con base en las cifras registradas por el sistema de información energética, dependiente de la Secretaría de Energía, para el año 2017 México importó un promedio de 687,141,802 millones de barriles; para el año 2018 un promedio de 745514,097 millones de barriles; para 2019, un promedio de 729,344,576 millones barriles; para el año 2020 la Secretaría reportó un consumo de 603,272,458 millones de barriles de gasolina importados para el consumo en México (Energética S. d., 2020).

Las altas cifras de consumo de energéticos aplicables a la movilidad ciudadana, son alarmantes para un país que alberga una empresa productora de hidrocarburos, lamentablemente la obsolescencia a la que fue sometida PEMEX ha generado año con año considerables incrementos de consumo y una creciente dependencia energética no solo de las importaciones de gasolinas, también una dependencia energética de energías de origen fósil.

LA CALIDAD DE LAS GASOLINAS Y SU RELACIÓN CON EL MEDIO AMBIENTE SANO

De las políticas establecidas es preciso enfatizar la importancia de las Normas de Calidad relativas a las gasolinas que se consumen dentro del territorio nacional; la calidad de la energía consumida impacta directamente a la calidad del aire, que está directamente relacionada con el derecho humano de acceso a un medio ambiente sano, esta relación resulta conflictiva en el punto en que, el uso e incremento de quema

de combustibles para la movilidad nacional generan elevados niveles de gases de efecto invernadero, que impactan negativamente al derecho de acceso a un medioambiente sano; sin embargo la creación de políticas públicas para la protección del ambiente son positivas y necesarias como lo son primordialmente las **NORMAS DE CALIDAD DE LAS GASOLINAS**, cuyo objetivo es impactar directamente en la mejora de la calidad del aire, contribuyendo a la mejora del medio ambiente.

Es importante señalar que deben crearse planes de infraestructura y programas de sistemas integrales de transporte público para garantizar la movilidad de las personas principalmente en la zona metropolitana de la ciudad de México la cual mueve alrededor de 9 millones diariamente.

Para tener un escenario propicio de calidad del aire es necesario mantener niveles bajos de emisiones de GEI y procurar la mejora continua de la calidad del aire, mencionaremos los planes de contingencia ambiental como el publicado en la gaceta oficial del distrito federal el 22 de diciembre de 1999, plan que se hermana con la verificación vehicular, y establece los días de la semana en el que no podrán transitar determinados vehículos, o bien deberán detenerse actividades concretas que son fuente de emisiones contaminantes; para el 2019 el gobierno de la Ciudad de México presentó el nuevo programa de contingencias ambientales y las Medidas Emergentes para Mejorar la Calidad del Aire en la ZMVM, dentro del cual establece:

- Restricción de circulación de automóviles con calcomanía 0 y 00
- Activar fase preventiva cuando exista el 70% de posibilidad que al día siguiente se presenten niveles de ozono en más de 140 puntos.
 - Restringe la circulación a la mitad de los vehículos oficiales, obras públicas y la actividad al aire libre.

- Fase 1 de contingencia será declarada al llegar a los 150 puntos de ozono.
 - Dejarán de circular todos los vehículos oficiales y el 20% de los vehículos particulares con hologramas 0 y 00, se recomienda no hacer ejercicio al aire libre, se restringen actividades comerciales e industriales.
- Fase 2 será declarada si se alcanzan los 200 puntos de ozono.
- Fase 2 combinada (nueva) cuando el ozono rebase 15º puntos y las PM2.5. superen los 14.0. 0 a la inversa cuando el ozono supere los 140 pero las PM2.5. superen los 150 (Político, s.f.).
 - En esta fase se suman también las restricciones a las actividades escolares y los eventos al aire libre (Político, s.f.).

Estos programas de contingencia ambiental también prohíben la quema forestal derivada de las actividades agrícolas, que contribuyen en gran medida a la formación de gases de efecto invernadero y la concentración del ozono en el sistema respiratorio de los habitantes.

De lo anterior, es dable establecer la importancia de regular la calidad de las gasolinas dentro del territorio nacional, pues como se ha venido reiterando, su combustión contribuye exponencialmente a la concentración del ozono troposférico en el ambiente; que con base a los niveles que presenta afectan la calidad de vida y desarrollo de actividades de los habitantes.

Es aquí en donde debemos plantearnos la siguiente pregunta: ¿además de las políticas ambientales, la legislación ambiental nacional, que otro ente estatal puede en el uso de sus facultades procurar la protección del derecho humano a un medio ambiente sano?

Del anterior cuestionamiento, parte un análisis de los derechos que el Estado Mexicano reconoce, pero cuya materialización y efectiva tutela se vislumbra lejana por la cantidad de elementos jurídicos-políticos-económicos-sociales que dificultan la materialización de los derechos positivizados. Priorizar alguno de estos elementos puede ocasionar importantes violaciones a derechos, disfrazados de beneficios a la sociedad. Como ejemplo de lo anterior planteamos el siguiente escenario: “Modificación unilateral de la Norma, bajo la facultad que permite a la Comisión Reguladora de Energía la Modificación de la norma con fundamento en el artículo 51 de la Ley Federal sobre Metrología y normalización.”²⁶

EL TRIBUNAL CONSTITUCIONAL MEXICANO COMO ÓRGANO MATERIALIZADOR DEL DERECHO AL MEDIO AMBIENTE SANO

La NOM-EM-005-CRE, del 2015 tenía como objetivo principal reducir los niveles de contaminación ambiental que México estaba presentando como síntomas de una alarmante acumulación de gases de efecto invernadero; esta norma de emergencia materializó y fundó sus esfuerzos con la publicación de la norma oficial NOM-016-CRE, cuyo objetivo es mejorar la calidad del aire, bajo la directriz primordial de proteger la salud de las presentes y futuras generaciones; lo anterior debió ser así toda vez que su implementación y creación obedece a la necesidad de mitigar los efectos contaminantes en el ambiente, que serán extensibles a las generaciones venideras.

La **Modificación Unilateral de la NOM-016-CRE** por parte de la Comisión Reguladora de Energía; en el uso de sus facultades permite que las gasolinas Regular y Premium que se expendan en zonas metropolitanas puedan contener hasta un 10% de etanol como factor oxigenante;

26 Ley publicada en el DOF el 1 de julio de 1992. Disponible en <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/107522/LEYFEDERALSOBREMETROLOGIAYNORMALIZACION.pdf>

argumentado por un lado que dicho incremento permitiría la reducción de los precios de consumo de combustibles a los ciudadanos, y que por otro lado, las condiciones bajo las cuales se expidió la norma NOM-016-CRE, eran insubsistentes, esto es, que las condiciones que originaron su creación y publicación habían “terminado” motivo por el cual, la Comisión Reguladora de Energía se encontraba en el supuesto de hecho y de derecho para la modificación unilateral de la norma oficial (Nacion, 2020).

La **Suprema Corte de Justicia de la Nación**, consideró que los argumentos vertidos por la Comisión Reguladora de Energía son insuficientes al momento del estudio del amparo que se resolvió en la Segunda del este Tribunal Constitucional, poniendo en la mesa de análisis los siguientes puntos importantes para la solución del amparo solicitado:

1. Al no proporcionar la autoridad responsable²⁷ elementos que acrediten el cambio o la insubsistencia de los elementos que impulsaron la creación y publicación de la norma, la Comisión reguladora de Energía se excede en sus facultades al realizar la modificación unilateral, sin considerar la consulta pública contemplada en el artículo 51 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
2. Es insuficiente justificar dicha modificación con base en argumentos que benefician solo en lo económico a los consumidores, sin tomar en consideración la función primordial de la norma que es combatir la contaminación ambiental.

27 Para efectos del estudio del Amparo en revisión 610/2019, Resuelto por la Segunda Sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, la responsable es la autoridad en contra de cuyo acto se interpone o se solicita la protección de la Justicia Federal, por considerar que su actuar es violatorio de Derechos Humanos. La versión pública del amparo en revisión antes mencionado se puede consultar en: https://www.scjn.gob.mx/sites/default/files/listas/documento_dos/2020-01/AR%20610-2019.pdf

3. Para resolver el amparo en comento la autoridad Federal centró su estudio en el principio de Precaución que la responsable debió considerar, toda vez que del análisis con la directriz que proporciona el principio en comento estaría en la postura de resolver la procedencia o improcedencia de la modificación.

4. Por otra parte, la responsable debió analizar si las condiciones que originaron la norma subsistían, lo cual, dicho sea de paso, no sólo subsisten, sino también se han agravado con el transcurso del tiempo generando un incremento casi irreversible de daño al medio ambiente.

5. La responsable debió realizar una ponderación en estricto sentido entre el beneficio económico (posiblemente temporal) versus el beneficio de la mejora de la calidad del aire de presentes y futuras generaciones, ponderación a la que deben sumarse el derecho humano a un medio ambiente sano, que protege no solo a la sociedad actual, sino que se torna extensible a la protección, procuración y materialización de dicho derecho a futuras generaciones.

6. Y como uno de los puntos de solución más innovadores por parte de la Segunda Sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nación es la resolución otorgando la protección y amparo de la justicia Federal en favor de los agravios vertidos por el quejoso²⁸, que se proyectan como protección supraindividual; es decir los efectos positivos de la resolución protegen a la sociedad en general, futuras generaciones y protegen al medio ambiente.

28 Para efecto del Juicio de amparo, el quejoso es aquel individuo que acude a la autoridad Federal solicitando la protección de la justicia federal, al demandar la violación directa de un derecho humano reconocido por la Constitución, por parte de aquel ente que se identifique como autoridad responsable.

CONCLUSIONES

Con esta revisión llegamos a las siguientes conclusiones, se requiere no solo marco jurídicos nacionales e internacionales transversales y vinculantes a los Estados en el que se consideré como sujeto de derecho “la tierra” y su deber a ser protegida no como obligación estatal, sino, internacional, reconocer que proteger el medio ambiente y cuidar de la tierra es la vía más efectiva para preservar la vida misma, la continuidad no solo de la especie humana que ha tomado un papel protagónico en el deterioro de la tierra, si no la protección y cuidado de aquello que no nos pertenece.

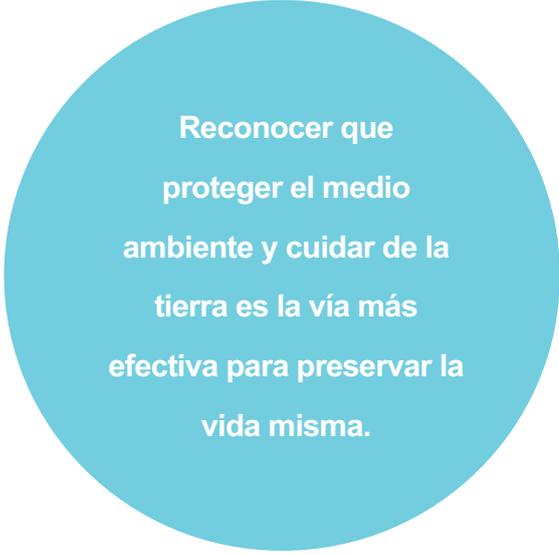
Es urgente la creación de un mecanismo efectivo de justicia ambiental internacional para que las sentencias y criterios emitidos sean con efectos materializables a contrarrestar al cambio climático y la disminución de gases de efecto invernadero, con estricta observancia los instrumentos jurídicos ya existentes, como el Protocolo de Kyoto y el Acuerdo de París.

Debemos dejar de observar a la naturaleza y el ambiente como un bien material, es preciso y urgente ver a la tierra como la fuente de nuestra propia existencia, dejando de lado el extractivismo exacerbado, y el consumo de energías altamente contaminantes, que solo nos brindan riqueza temporal, ser conscientes de preservar todas las especies del planeta; el dinero o las riquezas no serán suficientes para la sobrevivencia humana.

Por tanto la postura de los Tribunales Constitucionales deben continuar con la protección de los derechos de la naturaleza paralelamente con los derechos humanos como el derecho al medio ambiente sano, ante esta urgencia, el Tribunal constitucional Mexicano abre un parteaguas en su resolución, no solo por el hecho de reconocer el daño al ambiente y a la salud que le ocasiona al quejoso la modificación de la norma relativa a la calidad de las gasolinas, sino también, en el alcance de

la protección que brinda la determinación del Tribunal Constitucional con efectos colectivos, siendo lo trascendente de la sentencia la protección a dos ámbitos, el humano y el ambiental.

Esta sentencia debe tomarse como un avance, de las nuevas formas de hacer justicia, esto es, no solo proteger el derecho humano positivo, sino, calificarlo y protegerlo considerando los derechos de la naturaleza, cuya estabilidad y conservación procurarán mejores niveles y mayor calidad de vida a los habitantes; justicia no solo con una visión antropocéntrica, es tiempo de considerar los derechos de la naturaleza y/o la naturaleza como sujeto de derecho. ■



Reconocer que
proteger el medio
ambiente y cuidar de la
tierra es la vía más
efectiva para preservar la
vida misma.

REFERENCIAS

AMDA. (2021). Asociación Mexicana de distribuidores de Automotores ac. Recuperado el 2021, de <https://www.amda.mx/>

Andrina. S. (Agosto 2019). Green Technology Disputes in Stckholm. Scc Institute. Recuperado el Enero de 2021 de: <https://sccinstitute.com/media/1059447/green-technology-disputes-in-stockholm.pdf>

Animal Político (22 de mayo de 2019). *Una fase preventiva y Hoy No Circula a holograma 0 y 00: el nuevo plan ante las contingencias*. Recuperado en febrero de 2021, de <https://www.animalpolitico.com/2019/05/fase-prevetiva-restriccion-vehicular-cero-doble-cero-programa-contingencias/>

Caso comunidad indígena Yakye axa vs Paraguay (Corte Interamericana De Derechos Humanos junio de 17 de 2005). Recuperado de: https://www.corteidh.or.cr/docs/casos/articulos/seriec_125_esp.pdf

Caso Kawas Fenández vs Honduras (Corte Interamericana De Derechos Humanos 3 de abril de 2009). Recuperado de: https://www.corteidh.or.cr/docs/casos/articulos/seriec_196_esp.pdf

Corte Interamericana de Derechos Humanos CEPAL. (abril de 2017). *El Cambio climático y el sector de energía en América Latina*. Naciones Unidas, Ed. Santiago. Recuperado en 2021, de: https://www.cepal.org/sites/default/files/news/files/sintesis_pp_cc_cambio_climatico_y_el_sector_de_energia.pdf

Comunidad indígena Sawhoyamaxa vs Paraguay (29 de marzo de 2006). Recuperado de: https://www.corteidh.or.cr/docs/casos/articulos/seriec_146_esp2.pdf

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM) (2021). Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Obtenido de <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/cpeum.htm>

Diario Oficial de la Federación (18 noviembre de 2016). ACUERDO por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la primera Estrategia de Transición para Promover el uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética. Recuperado en enero del 2021 de: http://www.diariooficial.gob.mx/nota_detalle_popup.php?codigo=5463923

Diario Oficial de la Federación (7 de febrero de 2020). ACUERDO por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética. Recuperado el diciembre de 2020, de http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5585823&fecha=07%2F02%2F2020&print=true

Diario Oficial de la Federación. (12 de mayo de 2016). ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía ordena la publicación del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos. Recuperado el diciembre de 2020, de Diario Oficial de la Federación: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5436878&fecha=12/05/2016

Diputados, C. d. (6 de 6 de 2020). Ley General de Cambio Climático. Recuperado el 2021, de http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LGCC_061120.pdf

Energética, P. Q. (5 de febrero de 2020). Datos del Sector Energético. Recuperado el abril de 2021, de Petroquimex: <https://petroquimex.com/programa-integral-de-energia-para-la-peninsula-de-yucatan/>

Energía y Crisis Civilizatoria, A. I. (2020). Biodiversidad la. org. Recuperado el febrero de 2021, de Revista Alai: <https://www.biodiversidadla.org/Documentos/Energia-y-crisis-civilizatoria.-Revista-ALAI-550>.

Gobierno de México (19 de abril de 2016). Emite la CRE, Norma de emergencia NOM-EM-005-CRE-2015, Especificaciones de calidad de los petrolíferos. Recuperado el noviembre de 2020, de <https://www.gob.mx/cre/prensa/emite-la-cre-norma-de-emergencia-nom-em-005-cre-2015-especificaciones-de-calidad-de-los-petroliferos>

Gobierno de México (2013). Reforma Energética, Recuperado el mayo de 2021 de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/164370/Resumen_de_la_explicacion_de_la_Reforma_Energetica11_1_pdf

Gobierno de México (abril de 2016). Emite la CRE, Norma de emergencia NOM-EM-005-CRE-2015, Especificaciones de calidad de los petrolíferos. Recuperado en enero de 2021. de: <http://www.gob.mx/cre/prensa/emite-la-cre-norma-de-emergencia-nom-em-005-cre-2015-especificaciones-de-calidad-de-los-petroliferos>

Gobierno de México. Tratado entre México, E. U. Recuperado el diciembre de 2020, de: <https://www.gob.mx/t-mec>

Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) (2015) Cambio Climático 2014 Informe de síntesis. Recuperado en febrero de 2020, de: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR_AR5_FINAL_full_es.pdf

Hernández, F., & Anton, A. (Mayo de 2014). *El Impuesto sobre las Gasolinas, Una aplicación para el Ecuador, El Salvador y México* (Cepal) Recuperado el diciembre de 2020, de Estudios de Cambio Climático en América Latina: https://www.researchgate.net/profile/Arturo-Anton-Sarabia/publication/275020336_El_impuesto_sobre_las_gasolinas_una_aplicacion_para_el_Ecuador_El_Salvador_y_Mexico/links/552e7ca20cf2acd38cb9d34a/El-impuesto-sobre-las-gasolinas-una-aplicacion-para-el-Ecuador

INEGI. (2019). *Parque Vehicular*. Recuperado en diciembre de 2020, de: <https://www.inegi.org.mx/temas/vehiculos/>

INFOBAE. (24 enero de 2020). *Pemex gastó más de USD 14 mil millones en importaciones de gasolina durante el 2019*. Recuperado en 6 de junio de 2020 de: <https://www.infobae.com/america/mexico/2020/01/24/pemex-gasto-mas-de-usd-14-mil-millones-en-importaciones-de-gasolina-durante-el-2019/>

Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC). Inventario Nacional de Emisión de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2013. Recuperado en febrero de 2021 de: <https://www.gob.mx/inecc/acciones-y-programas/inventario-nacional-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero>

- OMS. (2021). *Cambio Ambiental Mundial*. Recuperado el 2021, de <https://www.who.int/globalchange/climate/es/>
- ONEXPO. (4 de junio de 2019). *Como se Calcula el Precio de las Gasolinas*. Recuperado el diciembre de 2020, de <https://www.onexpo.com.mx/NOTICIAS/COMO-SE-CALCULA-EL-PRECIO-Y-QUE-IMPUESTOS-PAGAS-PO/>
- ONU (25 de septiembre de 2015) *Objetivos de Desarrollo Sostenible*. Recuperado en diciembre de 2020 de: <https://www.unu.org.mx/agenda-2030/objetivos-del-desarrollo-sostenible/>
- ONU (junio de 1972). *División de Asuntos Económicos y Sociales. Declaración de Río sobre el Medioambiente y el Desarrollo*. Recuperado en diciembre de 2020, de: <https://www.un.org/spanish/esa/sustdev/agenda21/rio/declaration.htm>
- ONU. (2021). Resoluciones Aprobadas por la Asamblea General. Obtenido de <https://www.un.org/es/documents/ag/res/21/ares21.htm>
- ONU. (2021). Objetivos de Desarrollo Sostenible. Recuperado el 2021, de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/>
- Periódico Oficial del Estado Libre y Soberano de México (2014). ACUERDO QUE ESTABLECE LAS MEDIDAS PARA LIMITAR LA CIRCULACIÓN DE LOS VEHÍCULOS AUTOMOTORES EN LOS MUNICIPIOS CONURBADOS DEL ESTADO DE MÉXICO DE LA ZONA METROPOLITANA DEL VALLE DE MÉXICO (ZMVM) (HOY NO CIRCULA) PARA CONTROLAR Y REDUCIR LA CONTAMINACION. Recuperado en diciembre de 2020, de: <http://sma.edomex.gob.mx/sites/sma.edomex.gob.mx/files/files/TramitesServicios/VerificacioVehicular/HoyNoCircula/HNC%20EDOMEX.pdf>
- Periódico Oficial del Estado Libre y Soberano de México (21 de diciembre de 2015). PROGRAMA DE VERIFICACIÓN VEHICULAR OBLIGATORIA PARA EL PRIMER SEMESTRE DEL AÑO 2016. Recuperado en diciembre de 2020, de: https://www.ipomex.org.mx/recursos/ipo/files_ipo/2015/1/6/a18cf54521ca9e4b610635bb35b3619e.pdf
- Resolución A/71/266. (2017). Asamblea General de Naciones Unidas. UN.ORG. Recuperado el mayo de 2020, de: <https://www.un.org/es/ga/71/resolutions.shtml>
- Resolución A/RES/75/220. (2020). Asamblea General de Naciones Unidas. UN.ORG. Recuperado el enero de 2021, de: <https://www.un.org/es/ga/75/resolutions.shtml>
- Rifkin, J. (2020). *El Green New Deal Global*. México: Paidós.
- Rotgé, H. G. (2009). UNAM, de Análisis del programa “Hoy no Circula” . Recuperado el 22 de 06 de 2020 de: <https://www.fisica.unam.mx/personales/hgriveros/docu/10-HoyNoCircula.299122533.pdf>
- SENER. (2020). *Balance Nacional de Energía 2019*. Recuperado el 22 de 06 de 2020, de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/618408/20210218_BNE.pdf
- SINACC. (2021). *Sistema Nacional del Cambio Climático*. Recuperado el 2021, de <https://cambioclimatico.gob.mx/category/informacion/marco-institucional/>
- Sistema de Información Energética. (2020). Recuperado el enero de 2021, de Sistema de Información Energética: <http://sie.energia.gob.mx>
- Suprema Corte de Justicia de la Nación (SCJN). (2020). *Contenido y alcance del derecho humano a un medio ambiente sano Serie: Cuadernos de jurisprudencia*. Recuperado en Noviembre de 2020, de: <https://www.sitios.scjn.gob.mx/cec/biblioteca-virtual/contenido-y-alcance-del-derecho-humano-un-medio-ambiente-sano>
- Urgenda Foundation VS The State of The Netherlands, C/09/456689/HA ZA 13-1396 (CHAM-BERT FOR COMMERCIAL AFFAIRS 24 de JUNIO de 2015). Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa Recuperado en junio de 2020 de: <https://aarhusclearinghouse.unece.org/resources/netherlands-hague-district-court-urgenda-foundation-vs-state-netherlands-c09456689-ha-zaphp?codigo=5585823&fecha=07%2F02%2F2020&print=true>

GUIDELINES FOR THE NEGOTIATION OF BENEFITS DISTRIBUTION OF HARNESSING SHARED ENERGY RESOURCES ACCORDING TO THE EXPERIENCES OF NEGOTIATORS AND THE APPROACH OF REGIONAL SPECIALISTS. CASE STUDY OF ITAIPU BINATIONAL HYDROPOWER PLANT.

LINEAMIENTOS PARA LA NEGOCIACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE BENEFICIOS DEL APROVECHAMIENTO DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS COMPARTIDOS DE ACUERDO CON LAS EXPERIENCIAS DE LOS NEGOCIADORES Y EL ENFOQUE DE LOS ESPECIALISTAS REGIONALES. ESTUDIO DE CASO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA BINACIONAL ITAIPÚ.

Eduardo Ortigoza ¹, Richard Ríos ², Noel Jiménez ³, Victorio Oxilia ⁴

Recibido: 22/11/2021 y Aceptado: 28/06/2022

ENERLAC. Volumen VI. Número 1. Junio, 2022 (104 - 119)

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



Foto de Ana María Arroyo en archivo personal.

1 Grupo de Investigación en Sistemas Energéticos (GISE), Facultad Politécnica de la Universidad Nacional de Asunción. Paraguay. eortigoza@pol.una.py
<https://orcid.org/0000-0002-8525-3984>

2 Grupo de Investigación en Tecnologías Verdes (GITV), Facultad Politécnica de la Universidad Nacional de Asunción. Paraguay. rrios@pol.una.py
<https://orcid.org/0000-0002-6951-9498>

3 Paraguay. noeljimenez91@gmail.com
<https://orcid.org/0000-0002-9993-9725>

4 Núcleo de Investigación en Energía y Recursos Naturales (IRNE), Facultad Politécnica de la Universidad Nacional de Asunción. Paraguay. voxilia@pol.una.py
<https://orcid.org/0000-0002-4152-0788>

ABSTRACT

In South America, in the 1970s, bilateral treaties were signed for the use of the shared hydroelectric potential. These treaties were results of international negotiations among countries of the La Plata Basin, which took place in the midst of various complexities. The systematization of these negotiation experiences could support the advancement of electricity integration, given that there is still a high regional hydroelectric potential to be exploited. The main objective of this work is to systematize the lessons learned in the negotiation processes in which Paraguay participated, in order to provide elements for future decision-making. Methods were applied to systematize these lessons learned. The results of the analysis provide valuable information for strategic decision-making, implementation, monitoring and communication to stakeholders, regarding what to negotiate (considering the revision of Annex C of one the hugest hydropower plant of the world: ITAIPU scheduled for 2023) and how to organize internally to carry out the negotiations. The con-

clusions of this study are also valid for other region's watershed and also could be applied for the use of shared natural resources in other regions of the world.

Keywords: Energy Integration; Negotiations; Learning History, ITAIPU.

RESUMEN

En Sudamérica, en la década de 1970, se firmaron tratados bilaterales para el uso del potencial hidroeléctrico compartido. Estos tratados fueron resultado de negociaciones internacionales entre los países de la Cuenca del Plata, que se desarrollaron en medio de diversas complejidades. La sistematización de estas experiencias de negociación podría apoyar el avance de la integración eléctrica, dado que aún existe un alto potencial hidroeléctrico regional por explotar. El objetivo principal de este trabajo es sistematizar las lecciones aprendidas en los procesos de negociación en los que participó Paraguay, con el fin de aportar elementos para la toma de decisiones futuras. Se aplicaron métodos para sistematizar estas lecciones aprendidas. Los resultados del análisis aportan información valiosa para la toma de decisiones estratégicas, la implementación, el monitoreo y la comunicación a los actores, respecto a lo que se debe negociar (considerando la revisión del Anexo C de una de las centrales hidroeléctricas más grandes del mundo: ITAIPU, prevista para 2023) y cómo organizarse internamente para llevar a cabo las negociaciones. Las conclusiones de este estudio también son válidas para las cuencas hidrográficas de otras regiones y también podrían aplicarse al uso de los recursos naturales compartidos en otras regiones del mundo.

Palabras clave: Integración energética; Negociaciones; Historia de aprendizaje; ITAIPU.

INTRODUCTION

The 1960s saw a strong growth in the demand for electricity in Paraguay's neighboring countries Argentina and Brazil, with which Paraguay shares important hydroelectric resources. In the late 1960s and early 1970s, the Paraguayan State negotiated and signed two bilateral treaties, namely the Treaties of ITAIPU and YACYRETA, that established binational entities with equal state participation, with the aim of harnessing the Paraná River's shared resources for electricity generation. The legal foundations were established for the association between the States (Paraguay-Brazil; Paraguay-Argentina) for their respective exploitation in the aspects of governance of the binational entities (Annex A of the Treaties), based on principles of equal rights and obligations between the signatory countries; the construction work and technical characteristics of the projects (Annex B); and the financial and marketing terms for the energy produced (Annex C). The documents stipulated an equal division of this energy between the partner countries, as well as the exclusive – or, in the case of EBY, priority– rights of companies in the partner countries to purchase the energy, exclusively for domestic consumption.

Bilateral –in some instances tripartite– negotiations took place in the context of disputes over ownership of benefits from shared natural resources –water resources, in particular– in the same hydrographic basin: the La Plata River basin, on its international stretch of the Paraná River.

International negotiations took place in very different contexts in Paraguay and its neighboring partner countries, as regards the size of their electrical systems, development of their industrial sectors –particularly the basic industry and capital goods sectors– and general country conditions for obtaining loans, as the projects were to be carried out through external financial resources due to the very low ratio between the capital of the binational entities formed and their financing

requirements. Binational negotiations continued during construction through to operation of the hydropower plants, seeking various adjustments in the three above-mentioned organizational, technical and financial dimensions, the results and strategies of which were contested by some segments of society, particularly in Paraguay. Both international agreements provide for the review of financial aspects as of 2014 in the case of YACYRETA –already approved by the National Congress of Paraguay– and 2023 in the case of ITAIPU.



The 1960s saw a strong growth in the demand for electricity in Paraguay's neighboring countries Argentina and Brazil, with which Paraguay shares important hydroelectric resources.

Main construction work for these two major engineering projects was carried out beginning in the mid-1970s and over the course of four decades, on the basis of complex international agreements reached through negotiations featuring all sorts of complexities, conditions and challenges such as: (i) asymmetries among the countries (Debernardi, 1996; Pereira, 1974); (ii) diversity of geopolitical approaches on the use of a hydrographic basin for electricity generation; (Debernardi, 1996; Pereira, 1974) (iii) technological challenges; (iv) the need for external financing in an unfavorable global context; (Oxilia, 2009) and (v) difficulties in reaching consensus on binational agreements at the country level (Canese & Mauro, 1985; Gugliamelli, 1980; Pereira, 1974).

OBJECTIVES

The main objective of this study is to systematize the lessons learned from the bilateral and tripartite negotiations carried out during the preparation, construction and operation phases of both ITAIPU and YACYRETA binational hydropower projects on the Paraná River, with a view to providing elements for future decision making in the scope of regional integration processes and initiatives, and in the phase of negotiation over financial and marketing aspects of the energy generated by both.

Considering the proposed objective and time elapsed since the first negotiations took place, we propose applying the documentation method based on historical analysis for historical contextualization of the binational projects in combination with the learning history method for collecting information from relevant actors identified on an actor is map.

Identifying and organizing the lessons learned in international negotiations over the Paraná River hydropower plants are relevant for South American countries because of the immense hydropower potential still to be exploited in hydrographic basins whose sovereignty is shared by multiple countries, such as those of the Amazon River and especially that of the River Plate. Difficulties of all sorts that have arisen during implementation of large international or national hydropower projects in South America –e.g., the Inambari, Belo Monte, Madera River Complex projects, among others– demonstrate the usefulness of learning from the evolution of large hydropower projects in the region.

Learning about the experiences of people who participated in the construction of the binational projects is of utmost importance for Paraguay, considering that in the year 2023 Annex C of the Treaty of ITAIPU will be revised. Furthermore, the possibility still exists of building new hydropower projects on the Paraná River, which are binational in essence. That is,

these projects would entail a negotiation not so much with Brazil, but rather with Argentina –e.g. the Aña Cuá (related to YACYRETA), expansion of YACYRETA hydropower plant, Itacorá-Itatí and Corpus projects– involving works that would contribute to the attainment of one of the objectives in the Energy Policy of the Republic of Paraguay, namely to “guarantee energy security with self-sufficiency criteria...” (MOPC, 2016).

The proposed objective is relevant for the energy sectors in South American countries and for the advancement of energy integration. This is because a sizeable hydropower potential exists that remains to be exploited in the hydrographic basins whose sovereignty is shared among multiple countries: the Amazon River basin and especially the La Plata River basin, as shown in Table I. Therefore, learning from already completed projects could contribute to an important and crucial future development of the region’s power systems.

Regarding future hydropower projects (Table I), some specialists in the region (Sauer, 2015) highlight the convenience of implementing an integrated management approach for both hydropower resources and the assets of existing enterprises by creating a Southern Energy Corporation. This regional corporation’s objective would be to invest in construction of new binational projects in the La Plata River basin and in their electrical interconnection networks, with the corporation acting as the main electricity generation hub in an integrated electricity market in the Southern Cone of the Americas¹. Therefore, learning from already completed projects could contribute to an important and crucial future development of the region’s power systems (Ortigoza et al., 2018; Walczak et al., 2021).

1 Argentina, Bolivia, Brazil, Chile, Paraguay and Uruguay.

Table 1. Hydroelectric Projects in the La Plata River Basin (not yet implemented)

Available potential (Paraná and Uruguay rivers)			
Projects	Power	Average energy	Partner countries
Aña Cua (*)	270 MW	2.000 GWh/año	
YACYRETA (*) (**)	4.650 MW	21.200 GWh/año	Paraguay - Argentina
Itacora Itatí (*)	1.660 MW	11.300 GWh/año	
Corpus (*)	2.880 MW	20.200 GWh/año	
Panambi (***)	1.048 MW	5.970 GWh/año	Argentina - Brazil
Garabi (***)	1.152 MW	5.475 GWh/año	

a (*) Source: Technical Report IPPSE (IPPSE, 2017) (**) Includes currently installed capacity (3100 MW)

b (***) Source: <http://garabipanambi.com.ar>

Although there are accounts from some of key actors in the negotiations, which have sometimes been published as their own work (Damill & Fanelli, 1994; Debernardi, 1996), or as a compilation and analysis by researchers (Oxilia, 2009), these experiences had not been systematized in the form of lessons learned, as has been done in this study².

This analysis will focus on systematizing the elements that could be used as an analysis in the preparation of objectives, strategies and internal organization for the revision of Annex C of the Treaty of ITAIPU. Therefore, the specific objectives for this analysis are:

- I. To identify guidelines for organizing the negotiation process, during its preparation phase prior to negotiation; and
- II. To define guidelines for defining a new cost of electricity service setting structure for ITAIPU Binational, based on the Objectives of the National Energy Policy 2040 (PEN 2040).

² It should be noted that this study is being carried out with financial support from the National Council of Science and Technology of Paraguay

MATERIALS AND METHODS

This research work was undertaken in three stages. First, a historical analysis of the projects was carried out. In the second stage, a learning histories survey was carried out through interviews with key actors who expressed their willingness to collaborate with the project. Finally, the third stage consisted in preparing a Preliminary Table of Lessons Learned (PTLL). Each of the stages is described below:

Although historical contextualization of the negotiations helps in understanding the motivations that could explain actions and decisions related to the projects, it fails to capture the learning from experiences during implementation of these projects. This requires deploying tools and techniques for identifying and systematizing lessons learned. Considering the proposed objective and the long period of time elapsed since the last developments relating to the binational treaties –late 1950s for YACYRETA and mid-1960s for ITAIPU– we propose applying the learning histories (LH) method for collecting and systematizing information on lessons learned from actors who were linked to the projects during their various

phases, from initial negotiations through to their current operation phase.

Therefore, both a historical and geopolitical analysis and the application of learning histories serve as components of this study's methodological proposal. Following are theoretical considerations for these methodological components:

Historical analysis with a geopolitical focus on the use of natural resources under shared sovereignty

Several authors (Canese & Mauro, 1985; Cardozo, 1965; Caubet, 1991; Cotrim, 1999; Debernardi, 1996; Oxilia, 2009) contextualize the negotiation and implementation of the binational Treaties of ITAIPU and YACYRETA within the framework of the development of Keynesian policies and as examples of geopolitical disputes over the use of shared natural resources during a particular historical period in the region in which military governments predominated. In addition, the global financial context was very unstable during the period when the terms of the binational treaties were negotiated and financial disbursements began.

Within the methodological proposal, this analysis functioned as the basis for the preparation of research instruments for the surveying of lessons learned, as well as for their systematization and presentation. On the one hand, the oil price shock in 1973 and at the end of that decade produced an unprecedented concentration of foreign currency in oil exporting countries with the consequent abundance of petrodollars. On the other hand, the breakdown of the Bretton Woods agreements and fluctuations in exchange rates among the world's main currencies produced a crisis in the international financial system, with high, fluctuating interest rates, and serious consequences for Latin America, where it was known as a period of external debt crisis or The Lost Decade (1980)(Bértola & Ocampo, 2012; Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2001).

Several methods for systematizing lessons learned have been applied in different contexts, such as in topics related to perceptions on inter-company negotiations (Eiteman, 1990), the use of renewable sources (Baigún et al., 2011; Sanyal & Eney, 2011; Tokman, 2011; Wiltsee, 2000), internationalization in companies (Bianchi & Ostale, 2006), among others. However, no studies can be found in the literature that aim at systematizing lessons learned from international negotiations over binational hydropower enterprises.



**South American countries
have an immense
hydropower potential,
still to be exploited in
hydrographic basins whose
sovereignty is shared
by multiple countries.**

Method for systematizing the lessons learned

The main objective of systematizing the lessons learned is to avoid institutional amnesia: the team that participated in the execution of the projects losing that learning. Learning from mistakes made and setbacks, as well as from solutions implemented, is valued (Guzzo et al., 2012).

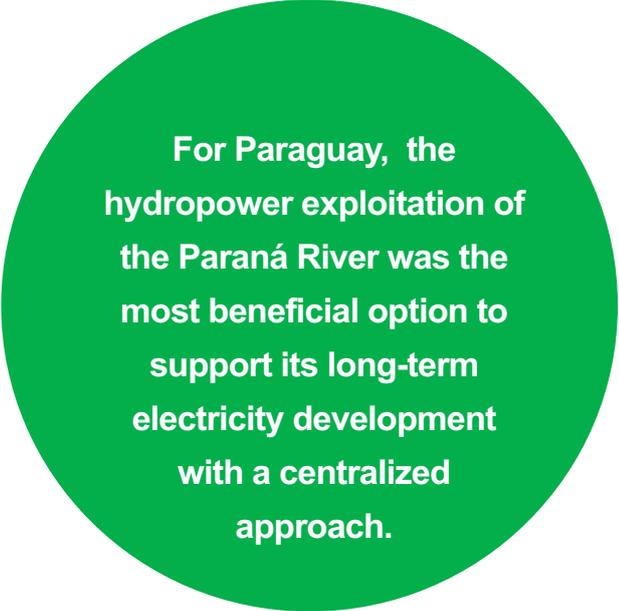
The tool selected presents the experiences and understandings of participants –people who initiated, implemented and participated in organizational transformation efforts or experiences– as well as direct non-participants who

were affected by these events (Kleiner & Roth, 1996). Thus, tacit knowledge, which in some cases is irretrievable, is codified and converted into a knowledge base, which people can access when similar situations arise.

To apply learning histories, interviews were conducted using techniques (interviews) and instruments (e.g. questionnaires).

Once interview results were obtained, the lessons learned were identified in expert workshops. The lessons learned identified can be organized following an approach related to achievement of the objectives proposed for their systematization. Finally, the results are presented in a Lessons Learned Table.

Additionally, based on the lessons learned, a proposal was designed for: i) future components of the post-2023 UCES, and ii) internal organization of the negotiation process that can be used by either negotiating party.



For Paraguay, the hydropower exploitation of the Paraná River was the most beneficial option to support its long-term electricity development with a centralized approach.

STAGES OF THIS RESEARCH WORK

This research work was carried out in four stages. First, a historical and geopolitical study of the binational enterprises was carried out by means of a documentary analysis. The next step was applying learning histories through interviews with key actors in Argentina, Brazil and Paraguay, who were carefully identified by reason of their links with the projects. Information was collected from various sectoral actors, such as the government, binational entities, public energy companies, private sector and academia. Subsequently, possible elements of the post-2023 UCES and for the preparation of the Lessons Learned Table were assessed. The following is a description of work done in each of the stages:

First stage - Analyzing the socioeconomic roots of the binational enterprises and geopolitical problems related to the use of shared water resources on the Paraná River

The conditions of the economies and electricity sectors of Argentina, Brazil and Paraguay were very different during the decades when the negotiations for the signing of the Treaties of ITAIPU and YACYRETA took place. Paraguay was an agro-exporting country, with production based on family agriculture, small farms and little industrial development. Argentina and Brazil were countries with significant, diversified industrial development. They were the first two economies in South America to have experienced expanding markets, developing basic industries driven by state-owned companies, and significant progress in the local business sector. There were also differences among the countries' electricity sectors and their financing capacities for this sector: Argentina and Brazil had their own financing programs for the electricity sector at the state level. However, there was a common element to all three countries: the State's marked presence in electricity development. State-owned (public) electricity companies operated in all

cases under plans to develop their hydropower generation systems, with greater intent after the 1973 oil price crisis, the year of the signing of the binational treaties.

In Brazil, a strong growth in electricity demand necessitated an accelerated increase in electricity production (Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2001). During the 1950s and 1960s, the Brazilian electricity sector needed to consider options for its electricity supply (Pereira, 1974). Though without the high growth rates of Brazil, in Argentina the increase in electricity demand led Agua y Energía Eléctrica to push a hydropower generation program that was implemented decisively during the 1970s and 1980s (Agua y Energía Eléctrica, 1987).

Since the late 1950s and during the 1960s, Argentina and Brazil showed strong interest in exploiting the hydropower potential of the Paraná River's international stretch, in an environment with a strong geopolitical content.

For Paraguay, a country that had been in the process of organizing its power system through its vertically organized, state-owned company ANDE since the mid-1960s, the hydropower exploitation of the Paraná River was of great importance, as this was the most beneficial option, whether from the perspective of unit capacity cost or energy security and quality, to support its long-term electricity development with a centralized approach.

It should also be recalled that ITAIPU Binational has historical roots in a boundary demarcation conflict between Paraguay and Brazil in the area around the now vanished Guairá Falls. The diplomatic solution is also considered a successful case of negotiation over a geopolitical dispute over the use of a natural resource under shared sovereignty.



Foto de Valdemaras D. en Unsplash.

Second stage - Applying learning histories through interviews with key actors from Argentina, Brazil and Paraguay

After better understanding the reasons for the creation of the ITAIPU and YACYRETA binational entities, the most important aspects to be extracted from the negotiation processes and which could be used for future enterprises were identified. Subsequently, interviews were conducted with the relevant actors using the learning histories method.

In order to deploy the learning histories tool selected for data collection, subjects to be interviewed were identified by analyzing their links to and the roles they played in these projects. Interviews were conducted with actors from Argentina, Brazil and Paraguay who were involved in the negotiations over the projects. More than thirty people were interviewed in total, from various sectors of society.

Before conducting the interviews, a list was drawn up with the names of the people who were involved in the most relevant negotiations; with this list including actors from Argentina, Brazil and Paraguay. Selection of the actors to be consulted was done on the basis of how closely they participated in the bilateral negotiations. The final list included former directors of ITAIPU and YACYRETA, financial directors, advisors, ministers, builders, presidents of ANDE and ELETROBRAS, legislators, professors, Presidents and others who renegotiated the treaties. Once the list of people to be interviewed had been drawn up, a questionnaire was developed including targeted questions for each actor, depending on the position they held at the time, in order to elicit first-hand experiences that could be relevant and usable in the future.

Interview reports were presented in the format recommended by the learning histories tool, to facilitate the work carried out in the next stage.

Third stage: Assessing the elements that should be considered in the revision of Annex C

Regarding the case study on the unit cost of electricity service (CES), components were assessed that could be part of the new Annex C as a result of the negotiations. To support this assessment, two elements were taken into account: (i) discourse analysis of the interviews conducted and characterized in section D; and (ii) instruments included in Objective IV of the National Energy Policy 2040 (approved by Executive Order 6092/2016), namely to “Consolidate Paraguay’s position as a regional energy integration hub based on the sustainable use of its natural resources and on its strategic geographic location”(MOPC, 2016). From the discourse analysis stands out a conservative attitude towards the current CES structure. The National Energy Policy 2040 establishes the creation of a National Infrastructure Bank for Economic and Social Development (BNIDES) to manage the financial resources that would originate from the revision of Annex C, in the event that the current components are maintained and by redirecting the components to new ones.



From the systematization of the lessons learned, following are the elements of a proposed possible structure for the CES that would benefit the societies of Paraguay and Brazil:

- 1) Operating expenses;
- 2) Technological updating;
- 3) Social-environmental responsibility;
- 4) Capital gain or equity profits (ANDE and ELETROBRAS);
- 5) Royalties I (refers to the royalties currently in force); and
- 6) Royalties II (here, new “royalties” are included to be applied towards the creation of the National Infrastructure Bank for Economic and Social Development (BNIDES), as defined in the Energy Policy 2040).

These new elements must be monitored and supervised and must allow society to carry out this task, as an institution belonging to all Paraguayans (50% of the hydropower plant), and must comprise policies, programs and plans for developing infrastructure, education and health. The social participation and transparency are crucial when strategic natural resources are harnessed.

Stage four - Preparing the lessons learned table

Once the interviews were completed, a report was prepared. This report contained the A report was prepared after interviews were completed. This report contained the stories, experiences, suggestions and recommendations from interviewees, who had participated in the different negotiation processes over the ITAIPU and YACYRETA hydropower plants.

Subsequently, a focus group was used to validate the PTLL, with the participation of actors who had been interviewed, specialists in negotiation issues, professors, students, legislators, among others.

The learning history reports were analyzed in an expert workshop³ and the lessons learned were identified and classified. Bearing in mind that the objective of systematizing the lessons learned is to improve the conditions and results of future negotiations, this analysis showed that achieving this objective is feasible using Deming’s continuous improvement approach (Arvesin, 1998). These categories are: 1) Policy decision making; 2) Strategy planning; 3) Strategy implementation; 4) Monitoring and evaluation of strategies and results. Also, based on the interviewees’ responses, an additional category to the continuous improvement approach was included (+D) related to communication and social participation, taking into account the content and political nature of the negotiations.

3 Specialists from the Energy Systems Research Group (GISE) of the National University of Asunción Polytechnic School, Asuncion.

Table 2. Lessons Learned table¹

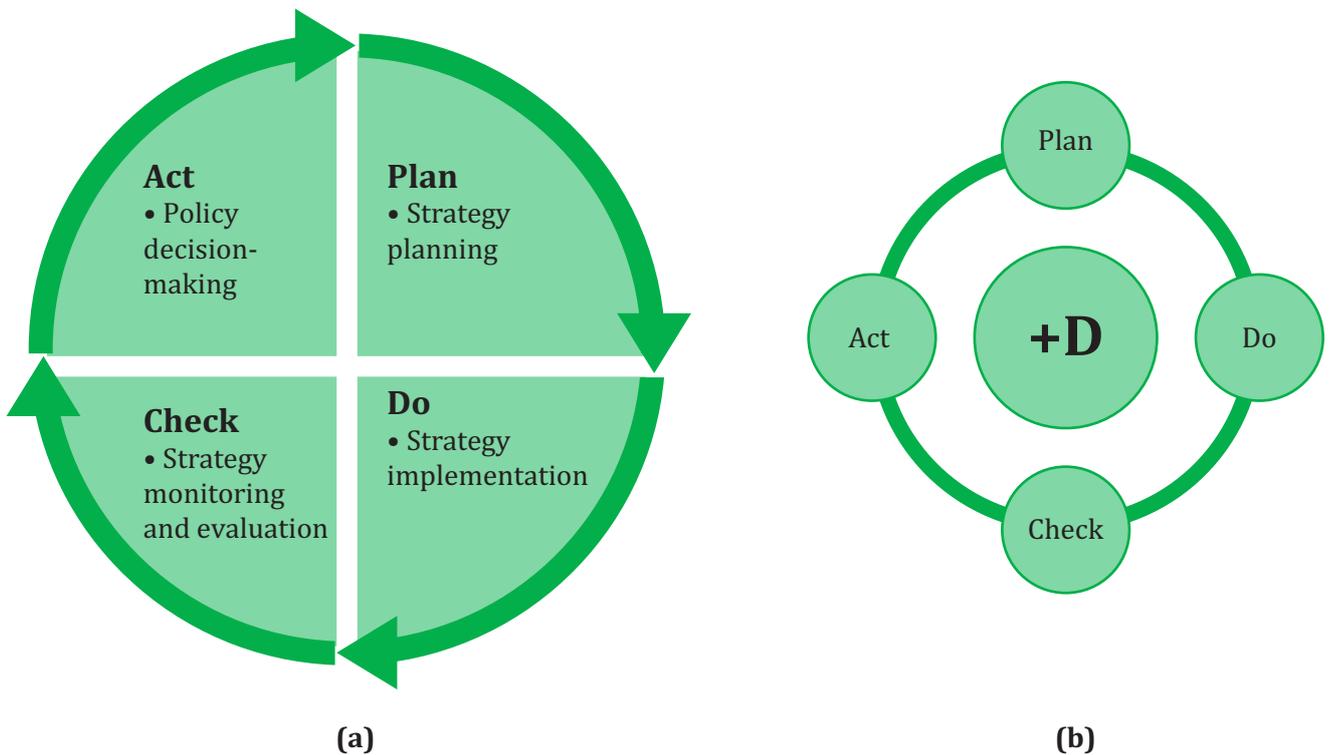
Catering	Binational entities	
	Lessons learned	Remarks
Policy decision making	Leveraging favorable political situations in both countries.	Environment conditions should exist to carry out the negotiations. Valid interlocutors with strong leadership are needed.
Strategy Planning	Involving government leaders in crucial and difficult-to-agree-on issues.	When situations cannot solved at the technical level, leaders must be involved.
Strategy implementation	Bring country proposals previously developed with technical rigor.	Proposals to be presented must be developed by the experts from the sector.
Monitoring, evaluation and results of negotiations	Monitoring and evaluating progress and results of negotiations.	Decisions made must be followed up on and evaluated.
Communication and social participation	Defining and establishing participatory mechanisms to facilitate communication and participation for consensus on national positions.	Society must participate in strategies that will be followed.

1 From past negotiations

The analysis of the lessons learned systematized following the negotiation process approach over aspects with political content –as these are negotiations between countries over the use of their shared resources– allows to recommend a scheme of internal organization that can be implemented by a negotiating party (a country), at three levels (i) Policy decision-making; (ii) Strategy planning and implementation; and (iii) Social consensus building. The classification

for the systematization of the lessons learned organized according to the Deming cycle quality tool can be seen in Figure 1. Considering the lessons learned from the international negotiations, it was possible to make a classification following the continuous improvement process, with the objective of providing a tool that could help decision makers when negotiating future hydropower projects, as mentioned above.

Figure 1. (a) Deming Cycle - Continuous Improvement that serves to improve planning and processes within an organization; (b) Deming Cycle adapted for negotiations with other countries, which incorporates the social participation (+D).



Source: Own elaboration.

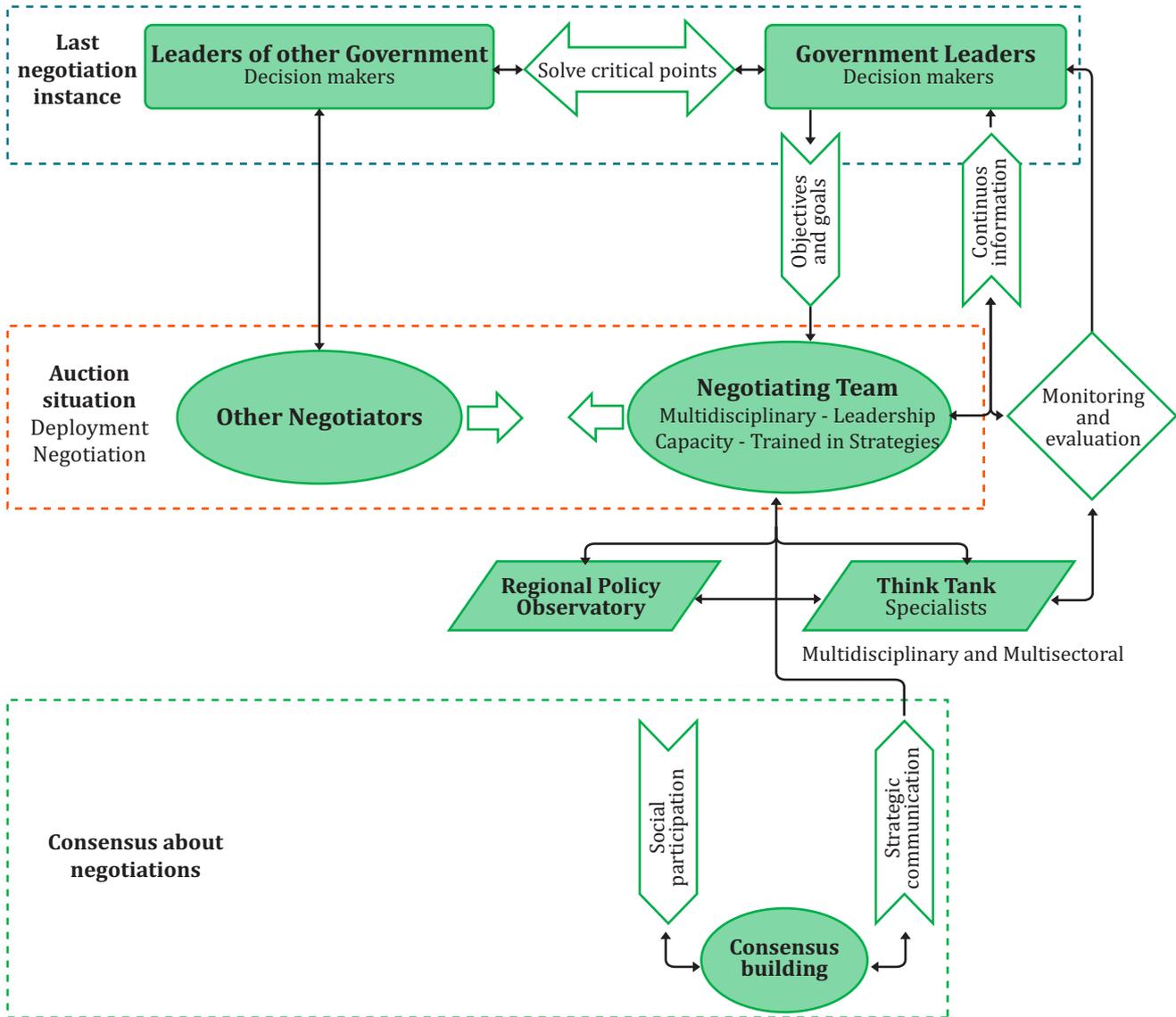


Figure 2. Proposed internal organization of the negotiation process

Source: Own elaboration.

Figure 2 describes an experience-based negotiation process that incorporates a continuous improvement process and includes both the use of prospective techniques and the participatory use of prospective techniques and the participatory

tion of civil society stakeholders:

Level I: Policy decision making. On the one hand, it represents the authority that draws up the policies for the negotiation –including the objectives and goals to be achieved– and, on the other hand, the final decision-making authority for the negotiations. This level of hierarchy includes heads of state, ministers, foreign ministers and ambassadors. This authority should clearly brief the negotiating team (Level II) on the objectives and goals. This level must have access to relevant and timely information on the progress of the implementation of negotiation strategies; and intervene in the resolution of critical and conflictive issues between the negotiating parties.

Level II: Strategy planning and implementation. This is the level of permanent negotiation. Teams in charge of negotiations must be multidisciplinary, and possess leadership skills and training in strategy. It is their role to plan strategies and ways to implement them. To achieve this, these teams must rely on contributions from: 1) a specialist think tank implementing multisectoral technical-scientific based methods (proposal and evaluation of prospective studies and systemic analysis, among others); and 2) a regional politics watch that analyzes the political situation in the countries seeking to leverage favorable situations for energy integration. Likewise, monitoring strategy implementation using clear indicators and evaluating the results are relevant to the progress of the negotiation process.

Level III: Social consensus building. This level is represented by a loop of reflections on how the negotiations are perceived socially and adequate communication on the negotiating team's progress. Different sectors of society must perceive transparency in the negotiations and at the same time feel involved in the process. They must endorse the negotiating team's

statements (Level II) and the government leaders' decisions (Level I).

DISCUSSION

This article presents an attempt to understand and analyze the negotiations that led to the development of ITAIPU and YACYRETA, while presenting important information on the lessons learned from those discussions, according to the experiences of those who were part of the negotiations or had contact with those who did. The contents collected in the interviews were analyzed by a team of specialists who extracted the central ideas from the discourse of the interviewees and classify them in the PTL. Subsequently, focus groups were held to review the PTL and validate the contents collected and classified in the table. This section presents a synthesis of the lessons learned, organized by themes following the steps of the PDCA and D+ cycle as described above. The D+ factor introduces an upward feedback that has been absent in the early stages of the negotiations, but which has gradually become more vocal in recent developments. It is now bidirectional, i.e., the population must be involved. On the one hand, it is necessary to design a communication strategy to make the information and the process transparent, so that an active effort to deepen and enrich the downward feedback, from decision-makers to the society, is crucial. Furthermore, upward feedback (from society to decision-makers) should be sought as well. In order to achieve consensus and acceptance of results of these negotiations in society, there must be mechanisms to help public participation in the procedure to achieve final results, as well as contingent planning that creates the necessary flexibility to allow for adaptation (or at least the possibility of doing so) with the adversary.

CONCLUSIONS

This paper analyzed the experiences – whether positive or negative– of the people who participated in the creation of ITAIPU and YACYRETA. Interviews with key actors in the two projects led to the identification of a number of lessons learned.

First, it should be noted that the theoretical and methodological framework proposed is appropriate for systematizing lessons learned. A historical and geopolitical analysis allowed identifying actors and conducting the interviews; the learning histories tool facilitated the recording and analysis of experiences; and the Deming cycle provided a way to classify and present the lessons learned following an approach that allowed to prepare a proposal for organizing the negotiations within the countries, based on prior learning. The results of this work entails that the approach of Deming cycle for the international negotiation process must be complemented by social participation and mechanisms to communicate to the society in a transparent way about the negotiation progress. In this context, the main contribution of this study is the systematization of lessons learned from international negotiations by combining the learning histories tool with Deming's continuous improvement approach.

It has been perceived that when negotiating, there are several factors that contribute to these actions being carried out more promptly and in a cordial environment. These identified factors contribute to the ability to apply this work to any projects with similar characteristics.

Secondly, this research work at its current state points at several elements that should be taken into account for the advancement of energy integration based on the use of shared hydro-power resources, among which the following are mentioned: (i) high-level officials should be informed about the follow-up on interests, particularly on critical issues; (ii) negotiating team should be carefully selected; (iii) it is advisable to create a multisectoral forum of

advisors and specialists to analyze various strategy and result scenarios.

Regarding the guidelines for the revision of Annex C, a proposal for the CES structure was presented, in which the current cost would be maintained, with both states receiving the distribution of Royalties I and II. ■

ACKNOWLEDGEMENTS

The authors are very grateful to the Paraguayan National Council of Science and Technology (CONACyT) for financial support through the projects PINV 18-1040 and the PRONII program. Finally, gratitude is also extended to one anonymous reviewer for her/his comments and suggestions, which were very helpful to improve this article.

REFERENCES

- Agua y Energía Eléctrica. (1987). *40 Años agua y energía eléctrica*. Gráficas Tabaré S.A.C.I. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Arvesin, P. (1998). *The Deming Cycle*.
- Baigún, C., Oldani, & P. A., & Van Damme. (2011). Represas hidroeléctricas en América Latina y su impacto sobre la ictiofauna: lecciones aprendidas. En P. A. Van Damme, F. M. Carvajal-Vallejos, & J. M. Carpio (Eds.), *Los peces y delfines de la amazonía boliviana hábitats, potencialidades y amenazas unidad de limnología y recursos acuáticos* (p. 397). Editorial INIA.
- Bértola, L., & Ocampo, J. A. (2012). *Learning from America Latina: debt crises, debt rescues and when and why they work*.
- Bianchi, C. C., & Ostale, E. (2006). Lessons learned from unsuccessful internationalization attempts: Examples of multinational retailers in Chile. *Journal of Business Research*, 59(1), 140-147. <https://doi.org/10.1016/j.jbusres.2005.01.002>

- Canese, R., & Mauro, L. A. (1985). *Itaipú: dependencia o desarrollo*. Editorial Araverá.
- Cardozo, E. (1965). *Los derechos del Paraguay sobre los saltos del Guairá* (Biblioteca). Asunción.
- Caubet, C. (1991). *As grandes manobras de Itaipu: energia, diplomacia e direito na Bacia do Prata*. Editora Acadêmica.
- Centro da Memória da Eletricidade no Brasil. (2001). *Energia Elétrica no Brasil. Breve Histórico 1880-2001*.
- Cotrim, J. R. (1999). *Notas sobre os antecedentes da criação de Itaipu Binacional*. Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, Memória da Eletricidade.
- Damill, M., & Fanelli, J. M. (1994). La macroeconomía de América Latina: de la crisis de la deuda a las reformas estructurales. En *Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Política, 29. Asociación Argentina de Economía Política. 1994*. La Plata. AR; Facultad de Ciencias Económicas, UNLP.
- Debernardi, E. (1996). *Apuntes para la Historia Política de Itaipú*. Gráfica Contínua S.A.
- Eiteman, D. K. (1990). American executives' perceptions of negotiating joint ventures with the People's Republic of China: lessons learned. *Columbia Journal of World Business*, 25(4), 59-68.
- Guglielmelli, J. E. (1980). Corpus-Itaipú. Tres batallas perdidas por la Argentina y, ahora peligrosas perspectivas: el papel de socio menor del Brasil. En *Pensar con Estrategia: Vol. II* (pp. 23-32).
- Guzzo, C., Maccari, E. A., & Piscopo, M. R. (2012). Sistematização de um modelo de lições aprendidas em projetos como contribuição à aprendizagem organizacional. *Gestão & Planejamento - G&P*, 13(3).
- IPPSE, I. de P. P. del S. E. (2017). *Requerimientos de generación eléctrica del Paraguay. Periodo 2017-2036*.
- Kleiner, A., & Roth, G. (1996). *Field Manual for a Learning Historian*.
- MOPC, M. de O. P. y C. (2016). Política Energética Nacional 2040 de la República del Paraguay. Decreto N° 6096/2016. En *Decreto N° 6092/2016*.
- Ortigoza, E., Ríos, R., & Oxilia, V. (2018). Lineamientos para la negociación del Anexo C de ITAIPU según la experiencia de negociadores y el enfoque de especialistas regionales. En *Jornada de Jóvenes Investigadores (AUGM)*. <https://doi.org/https://bdigital.uncu.edu.ar/fichas.php?idobjeto=12930>
- Oxilia, V. (2009). *Raízes socioeconomicas da integração energética na América do Sul: análise dos projetos Itaipu, Gasbol e Gasandes* [Biblioteca Digital de Teses e Dissertações da Universidade de São Paulo]. <https://doi.org/10.11606/T.86.2009.tde-16082010-184420>
- Pereira, O. D. (1974). *ITAIPU Pros e Contras - Ensaio sobre a localizacao, no Brasil, da maior barragem do mundo e suas implicacoes em nossa politica continental*.
- Sanyal, S. K., & Eney, S. L. (2011). Fifty years of power generation at the geysers geothermal field, california - The lessons learned. *Proceedings, Thirty-Sixth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.
- Sauer, I. L. (2015). Proposta de integração produtiva em energia: recursos minerais para o desenvolvimento na América Latina. En Editora da Universidade de São Paulo (Ed.), *Os desafios da América Latina no século XXI* (pp. 173-197).
- Tokman, M. R. (2011). Energías renovables: un desafío para Chile. En A. Cubillos & F. Estenssoro (Eds.), *Energía y medio ambiente. Una ecuación difícil para América Latina: los desafíos del crecimiento y desarrollo en el contexto del cambio climático* (Primera ed, pp. 45-63).
- Walczak, N., Walczak, Z., & Nieć, J. (2021). Influence of Debris on Water Intake Gratings in Small Hydroelectric Plants: An Experimental Study on Hydraulic Parameters. *Energies* 2021, Vol. 14, Page 3248, 14(11), 3248. <https://doi.org/10.3390/EN14113248>
- Wiltsee, G. (2000). *Lessons Learned from Existing Biomass Power Plants* (NREL/SR-570-26946). National Renewable Energy Laboratory.

SOLUCIONES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y CONFORT TÉRMICO EN EDIFICACIONES A PARTIR DE MODELADO ENERGÉTICO

*ENERGY EFFICIENCY AND THERMAL COMFORT SOLUTIONS FOR BUILDINGS
BASED ON ENERGY MODELING*

William P. Guamán ¹, Jonathan A. Chicaiza ², Byron J. Vilcasana ³,
Gabriel N. Pesántez ⁴, Xavier A. Proaño ⁵

Recibido: 20/04/2022 y Aceptado: 06/06/2022
ENERLAC. Volumen VI. Número 1. Junio, 2022 (120 - 133)
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de Sergei A de Pexels.

1 Universidad Técnica de Cotopaxi. Ecuador.

wilian.guaman8956@utc.edu.ec

<https://orcid.org/0000-0002-9905-8231>

2 Universidad Técnica de Cotopaxi. Ecuador.

jonathan.chicaiza0570@utc.edu.ec

3 Universidad Técnica de Cotopaxi. Ecuador.

byron.vilcasana2541@utc.edu.ec

4 Universidad Técnica de Cotopaxi. Ecuador.

gabriel.pesantes3889@utc.edu.ec

5 Universidad Técnica de Cotopaxi. Ecuador.

xavier.proano@utc.edu.ec

RESUMEN

En este trabajo se realiza el análisis de la eficiencia energética en edificaciones mediante la herramienta de código abierto *OpenStudio* aplicando normativas como: ASHRAE 90.1-2016 y la Norma Ecuatoriana de Construcción (NEC). En primera instancia, se realizó una investigación bibliográfica de normativas de eficiencia energética en edificaciones. Posteriormente se buscó información acerca de los planos arquitectónicos del edificio Matriz UTC, reportes de consumo de energía eléctrica mensual del año 2019 y se realizó el levantamiento de cargas eléctricas mediante una visita *in situ*. Luego, se plantearon tres casos de estudio: caso base, inclusión de sistemas HVAC y energía fotovoltaica. Luego, se valida el modelo en *OpenStudio* mediante los coeficientes NMBE y CV(RMSE), comparando el consumo de energía eléctrica mensual del año 2019 con los resultados de la simulación en *OpenStudio*. Como resultados se obtiene que la inclusión de sistemas HVAC representa un incremento del 34.78% en el consumo de energía eléctrica anual y el sistema fotovoltaico será capaz de generar 352.210 MWh/año, energía que sirve para satisfacer el incremento de la demanda generada por los sistemas HVAC.

Palabras clave: Eficiencia energética, consumo eléctrico, sistemas HVAC, sistemas fotovoltaicos, modelado energético.

ABSTRACT

In this work, an analysis of energy efficiency in buildings is carried out using the open source tool OpenStudio, applying standards such as: ASHRAE 90.1-2016 and the Ecuadorian Construction Standard (NEC). First, a bibliographic research of energy efficiency standards in buildings



was carried out. Subsequently, information was sought about the architectural plans of the UTC Matriz building, monthly electricity consumption reports for the year 2019 and a survey of electrical loads was carried out through an on-site visit. Then, three case studies were proposed: base case, inclusion of HVAC systems and photovoltaic energy. Then, the model is validated in OpenStudio through the NMBE and CV(RMSE) coefficients, comparing the monthly electricity consumption of 2019 with the simulation results in OpenStudio. The results show that the inclusion of HVAC systems represents an increase of 34.78% in annual electricity consumption and the photovoltaic system will be able to generate 352.210 MWh/year, energy that serves to meet the increased demand generated by the HVAC systems.

Keywords: Energy efficiency, electrical consumption, HVAC systems, photovoltaic systems, energy modeling.

Gran parte de los edificios públicos en Ecuador fueron diseñados sin considerar criterios de eficiencia energética, lo que ocasiona un alto consumo energético.

INTRODUCCIÓN

Gran parte de los edificios públicos en Ecuador fueron diseñados sin considerar criterios de eficiencia energética, lo que ocasiona un alto consumo energético. Además, no se consideró el ingreso de generación *in situ* mediante fuentes renovables como la energía solar fotovoltaica, producida cuando la luz solar incide sobre las células solares (Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación, 2002).

Por otra parte, el confort térmico en edificaciones se debe ajustar a los requerimientos de la Normativa Ecuatoriana de la Construcción (NEC), que establece como aceptable una temperatura de 22 °C, por lo que se hace necesario la implementación de sistemas de aire acondicionado y calefacción (HVAC), cuya función es brindar comodidades de temperatura, humedad de aire y calidad de aire, independientemente de las condiciones climáticas exteriores o adyacentes (Gulati, 2012). Para evaluar los cambios en el consumo de energía en el edificio, se puede emplear el modelado energético, que consiste en el uso de *software* profesional para analizar edificios o instalaciones complejas y a partir de allí, obtener los resultados de su consumo energético y el coste de los equipos de acondicionamiento térmico (ASHRAE, 2018).

Varios trabajos se han realizado en la región utilizando modelado energético, por ejemplo, Bravo Muñoz (2016) realizó un estudio sobre la aplicación de *EnergyPlus* como herramienta de simulación energética para edificios con el objetivo de conocer las ventajas y desventajas que presenta esta aplicación, por lo cual deduce que *EnergyPlus* presenta beneficios importantes con respecto a programas como LIDER o CALENER, como motor de cálculo de cargas térmicas. Por otro lado, la investigación de Caderot Bofill (2017) caracteriza una parte del edificio EEBE de la Universidad Politécnica de Cataluña mediante el uso de *OpenStudio* para predecir el consumo de energía, propo-

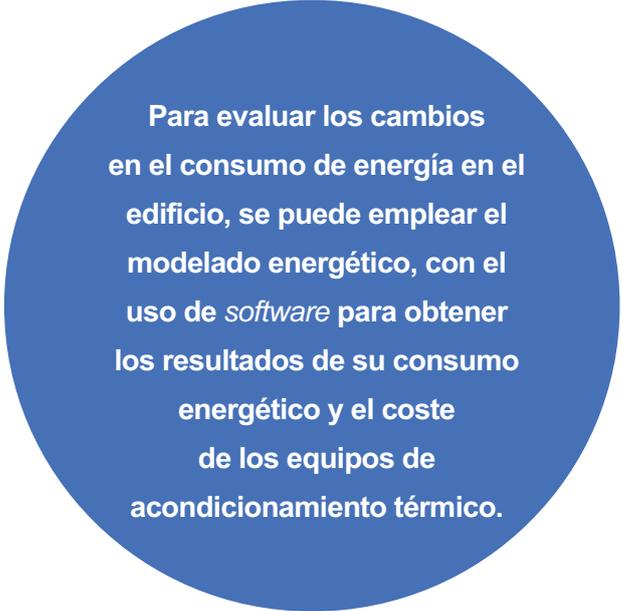
niendo como solución es reducir el consumo en el acristalamiento de las ventanas, en la fachada y en el uso de energías renovables.

El proyecto de Galán Parras (2014), realiza un estudio de demanda energética utilizando EnergyPlus en el edificio del campus central de la Universidad de El Salvador. Este campus presenta un gran consumo de energía eléctrica y lo cual se ve reflejado en las facturas mensuales del consumo eléctrico. Para dar posibles soluciones realizan el modelo de línea base y así proponer propuestas de ahorro energético como el cambiar de luminarias y sistemas eléctricos más eficientes. También, Trezza (2018) analiza el comportamiento energético de una vivienda compuesta por dos domos divididos a través del simulador energético *EnergyPlus*, para mejorar la eficiencia energética de la vivienda el autor plantea cambiar el color de acabado a blanco, usar elementos de protección solar tipo cortina y sustitución de los acristalamientos.

El campus de la Universidad Técnica de Cotopaxi se encuentra ubicado en Ecuador, ciudad de Latacunga, y dispone de dos bloques de edificios (A y B) que están conectados por pasillos en los laterales y conforman el edificio Matriz UTC. El consumo promedio anual de electricidad en el edificio durante el 2019 fue 558.676 kWh entre iluminación, y equipos eléctricos. Latacunga, es una ciudad con clima continental templado, bajas temperaturas que en promedio se acercan a los 8°C. De ahí que, este trabajo propone alternativas para mejorar la eficiencia energética del edificio al tiempo que se ajusta a los niveles de confort recomendados por la NEC.

METODOLOGÍA

En este apartado se detalla una explicación simplificada de la metodología a utilizar con las herramientas que se usaron para la simulación energética y el dimensionamiento del sistema de energía fotovoltaica. Para ello se tomarán



Para evaluar los cambios en el consumo de energía en el edificio, se puede emplear el modelado energético, con el uso de *software* para obtener los resultados de su consumo energético y el coste de los equipos de acondicionamiento térmico.

como referencia las siguientes normativas: (NEC) (2018), ANSI/ASHRAE/IES 90.1(2016), ASHRAE 14 (2002) y Resolución Nro. ARCONEL – 003/18 (2018).

Las herramientas que utilizadas para evaluar la eficiencia energética del edificio Matriz UTC son el *software SketchUp* que permite dibujar y modelar la geometría de los edificios en 3D; el simulador *OpenStudio* sirve para el ingreso de variables como cargas eléctricas, térmicas, horarios y materiales de construcción junto con el motor de cálculo de *EnergyPlus*; y por último el *software PVsyst*, que permite dimensionar un sistema fotovoltaico conectado a la red.

Caso base

En el caso base se tomaron como referencia las condiciones originales de la edificación: materiales de construcción para superficies (techos, suelos, paredes) y sub superficies (ventanas y puertas), cargas eléctricas (luminarias y equipos eléctricos), en la Tabla 1 se presentan los datos del consumo mensual de energía eléctrica obtenidos a partir de las planillas de consumo del año 2019, considerando que en dicho año el estado de emergencia de la pandemia asociada al COVID19 aún no se presentó.

Tabla 1. Consumo de energía eléctrica del edificio Matriz UTC año 2019.

Mes	Consumo de Energía (kWh)	Demanda Pico (kW)	Costo (\$)
1	53,265.00	147	3,805.02
2	43,371.00	138	3,614.94
3	38,620.00	123	3,226.13
4	51,289.00	153	3,746.09
5	52,773.00	155	4,299.01
6	52,097.00	138	3,718.11
7	53,617.00	134	4,278.34
8	33,126.00	98	2,684.62
9	39,806.00	134	3,286.82
10	47,975.00	147	3,917.38
11	48,133.00	150	3,943.94
12	44,604.00	159	3,715.00
Total	558,676.00	1,676.00	44,235.40

Fuente: Elaboración propia.

Para modelar una edificación es necesario contar con planos arquitectónicos, donde se especifiquen las dimensiones de cada espacio, los materiales de construcción de techos, puertas, ventanas y paredes. El edificio Matriz UTC posee una potencia instalada de 300 kVA,

principalmente el consumo de energía eléctrica se da por las luminarias demandan un 49% y los equipos eléctricos representan el 51% restante. A continuación, en la Figura 1 se muestra el edificio modelado al que se le añaden las cargas en la opción *loads* de *OpenStudio*.

Figura 1. Modelado completo del edificio Matriz UTC.



Fuente: Elaboración propia.

Caso 1: Inclusión de sistemas HVAC

Se añaden sistemas HVAC para la calefacción, ventilación y agua caliente sanitaria en el edificio con la finalidad de ajustarse a los criterios de confort térmico definidos en la NEC. Para ello se mantienen constantes, el tipo de construcción, las cargas de iluminación, personas, equipos eléctricos y los horarios de uso de todos los tipos de espacio. Mientras que, en la pestaña de horarios de OpenStudio se creará un horario nuevo para añadir los termostatos, y por último la pestaña de sistemas HVAC se propone un equipo de calefacción y ventilación.

Sistema HVAC

En cuanto al horario de operación de HVAC, se lo realiza por medio de un horario de “siempre encendido en discreto” que se basa en los siguientes criterios:

- El sistema de ventilación entra en funcionamiento automático a una temperatura mayor de 22°C y el sistema de calefacción entrará en funcionamiento automático a una temperatura menor de 22°C.
- En la configuración del ciclo nocturno se implementan sensores de presencia, de modo que si no hay personas o movimiento físico el sistema permanecerá apagado.

Sistema de agua caliente

Se escogió una plantilla con dos sistemas de servicio de agua caliente para el bloque A y el bloque B. En la Tabla 2 se muestra la descripción y capacidad de los elementos del sistema de agua caliente. Este proceso se basa en la normativa ANSI/ASHRAE/IES Standard 90.1-2016. Sección 7. Servicio de Calentamiento de Agua, donde se recomienda tener en cuenta ciertos aspectos que mejoran la eficiencia energética como:

- Los calentadores de agua de resistencia eléctrica están disponibles con pérdidas en espera tan bajas como 0.06% por hora.
- Eficiencia térmica mínima admisible es del 80 %.
- El control debe ajustar la temperatura a 49°C (120°F), a menos que el fabricante del equipo especifique un mínimo más alto para evitar la condensación y la corrosión resultante.
- La norma exige que estos controles de bomba de circulación proporcionen un máximo de cinco minutos entre el final del ciclo de calefacción y el apagado de la bomba de circulación.

Tabla 2. Elementos para el dimensionamiento del sistema de agua caliente.

Descripción	Capacidad	Eficiencia
Bomba de presión variable	179.33 kPa	90%
Calentador de agua	845 kW	95%
<i>Setpoint Manager</i>	6.72 °C a 49 °C	-

Fuente: Elaboración propia.

Caso 2: Inclusión de Energía Fotovoltaica

El diseño del sistema fotovoltaico debe tener como objeto reducir el consumo de energía de la red y debe estar condicionado a la emisión de factibilidad de conexión de la empresa distribuidora. Con la ayuda de *PVsyst* (García Castro, 2015) se simuló un sistema fotovoltaico conectado a la red para el bloque A y el bloque B del edificio Matriz UTC.

• Orientación e inclinación

Se desarrolló la simulación del edificio Matriz UTC considerando que la inclinación de los paneles fotovoltaicos para aprovechar al máximo la radiación esta definida en el trabajo de Guerrero García (2019), aplicando la Ecuación (1):

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

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

En este apartado se detallan los resultados obtenidos en la simulación de *OpenStudio* para los tres casos de estudio propuestos en la sección precedente: caso base, inclusión del sistema HVAC e inclusión de Energías Renovables.

Simulación del caso base

En la Tabla 3 se presenta la comparación de los valores del consumo mensual en kWh de la edificación Bloque A y B de la Matriz UTC, además se detalla la demanda pico por mes y finalmente el costo mensual del consumo de energía eléctrica basados tanto en las planillas del consumo real que se da en dicha edificación y la simulación en el *software OpenStudio*.

Tabla 3. Comparación del consumo de energía eléctrica del caso base

Mes	Consumo de energía eléctrica en planillas			Consumo de energía eléctrica en <i>OpenStudio</i>		
	Consumo de energía (kWh)	Demanda pico (kW)	Costo (\$)	Consumo de energía (kWh)	Demanda pico (kW)	Costo (\$)
1	53,265.000	147.000	3,805.020	54,893.000	177.580	3,898.950
2	43,371.000	138.000	3,614.940	48,146.000	177.580	3,638.670
3	38,620.000	123.000	3,226.130	38,773.000	127.750	2,774.270
4	51,289.000	153.000	3,746.090	52,978.000	177.430	3,820.750
5	52,773.000	155.000	4,299.010	55,225.000	177.430	5,346.840
6	52,097.000	138.000	3,718.110	49,374.000	177.430	5,063.240
7	53,617.000	134.000	4,278.340	55,225.000	177.430	5,346.840
8	33,126.000	98.000	2,684.620	35,318.000	113.830	3,423.670
9	39,806.000	134.000	3,286.820	33,861.000	113.830	2,445.310
10	47,975.000	147.000	3,917.380	49,736.000	154.440	3,456.710
11	48,133.000	150.000	3,943.940	46,070.000	154.440	3,316.690
12	44,604.000	159.000	3,715.000	48,098.000	154.440	3,394.440
Total	558,676.000	1,676.000	44,235.400	567,697.000	1,883.610	45,926.380

Fuente: Elaboración propia.

• **Validación de resultados del caso base**

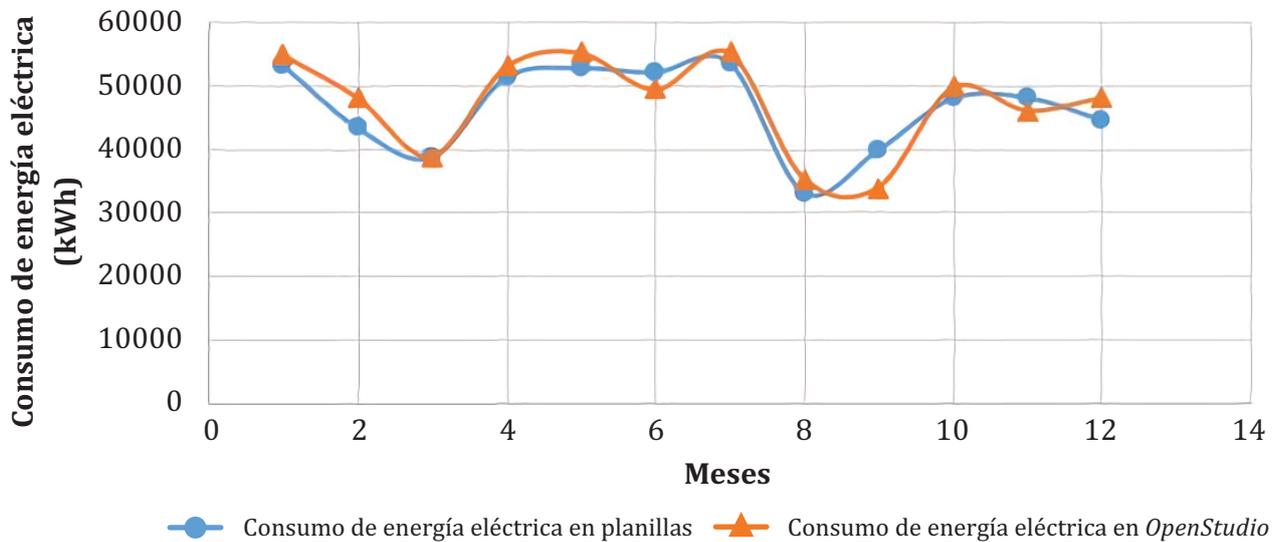
Para la validación de resultados del caso base se utilizó el coeficiente de variación del error cuadrático medio CV(RMSE) y el error medio de sesgo NMBE para cuantificar la desviación entre la medición y simulación. El primero debe estar entre 5% y el segundo deberá ser inferior al 15%, ambos vienen definidos en las Ecuaciones (2) y (3):

$$NMBE = \frac{1}{\bar{M}} * \frac{\sum_{i=1}^n (M_i - S_i)}{n} * 100 \quad (2)$$

$$CV(RMSE) = \frac{1}{\bar{M}} * \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (M_i - S_i)^2}{n}} * 100 \quad (3)$$

En la Figura 2 se comparan los resultados del consumo de energía eléctrica entre los datos de consumo reales y la simulación en OpenStudio. Los resultados muestran que existe similitud de los valores mensuales, por ejemplo, en el mes de julio se consume mayor cantidad de energía eléctrica con 53.617 kWh, este valor obtenido por planillas, mientras que en *OpenStudio* se tiene 55.225 kWh. Además, el NMBE es de -1.61% y CV(RMSE) del 5.59%, por lo tanto, el modelo energético representa el consumo energético real del edificio.

Figura 2. Comparación del consumo eléctrico de planillas y simulación en *OpenStudio*



Fuente: Elaboración propia.

Simulación del caso 1: Inclusión del Sistema HVAC

En la Tabla 4 se muestra la descripción, la capacidad y la eficiencia de los elementos del sistema HVAC utilizados para satisfacer los criterios de confort térmico en los bloques de edificios en estudio.

Tabla 4. Elementos para el dimensionamiento del sistema HVAC.

Descripción	Capacidad	Eficiencia
Bomba eléctrica de calefacción	10.82 kW	90%
Ventilador	924 cfm	70%
<i>Setpoint Manager</i>	22 °C	-

Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, la Tabla 5 presenta los resultados del consumo de energía eléctrica en kWh, demanda pico y el costo mensual, tanto del caso base como del caso 1. Una vez añadido al programa sistemas HVAC como calefacción, ventilación y servicio de agua caliente, se observa que incrementa el consumo de energía eléctrica, pasando de 567.697 kWh a

869.042 kWh de consumo anual de electricidad, esto representa un incremento del 34.68% de la energía consumida anualmente. Según la norma ANSI/ASHRAE/IES Standard 90.1-2016, los sistemas HVAC típicamente representan entre un 30% y 50% del consumo total de electricidad en la edificación.

Tabla 5. Comparación del consumo de energía eléctrica del caso base y caso 1

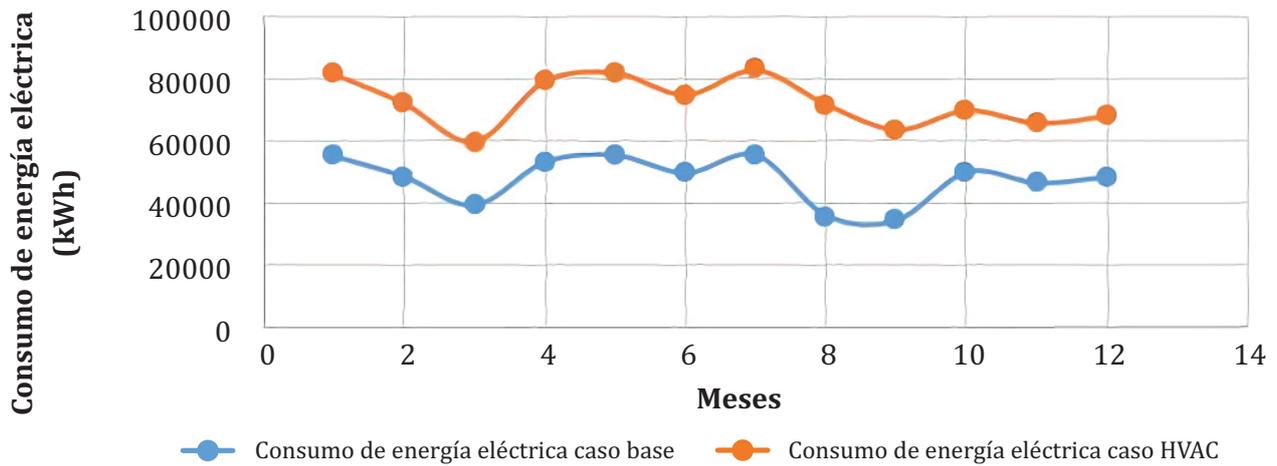
Mes	Consumo de energía eléctrica del caso base			Consumo de energía eléctrica con sistemas HVAC		
	Consumo de energía (kWh)	Demanda pico (kW)	Costo (\$)	Consumo de energía (kWh)	Demanda pico (kW)	Costo (\$)
1	54,893.000	177.580	3,898.950	81,522.880	256.870	5,653.370
2	48,146.000	177.580	3,638.670	71,905.170	277.160	5,489.970
3	38,773.000	127.750	2,774.270	59,313.020	246.080	4,678.610
4	52,978.000	177.430	3,820.750	79,215.290	310.910	6,098.590
5	55,225.000	177.430	5,346.840	81,957.300	309.070	8,553.400
6	49,374.000	177.430	5,063.240	74,737.110	306.680	8,162.170
7	55,225.000	177.430	5,346.840	82,855.270	317.320	8,713.110
8	35,318.000	113.830	3,423.670	71,540.950	341.250	8,495.680
9	33,861.000	113.830	2,445.310	63,263.050	314.840	5,503.240
10	49,736.000	154.440	3,456.710	69,594.650	240.220	5,016.620
11	46,070.000	154.440	3,316.690	65,443.600	324.260	5,695.040
12	48,098.000	154.440	3,394.440	67,694.030	314.230	5,683.600
Total	567,697.000	1,883.610	45,926.380	869,042.000	3,559.000	88,034.520

Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente en la Figura 3 se presenta la variación del consumo mensual de energía eléctrica por parte del sistema HVAC y el caso base, es evidente que el consumo de energía del sistema HVAC es superior, presentando el

pico más alto de consumo en el mes de Julio con 82.855 kWh y el consumo el consumo más bajo en el mes de marzo con 59.313 kWh debido al periodo vacacional del edificio matriz UTC.

Figura 3. Variación del consumo de energía eléctrica del caso base y caso HVAC.

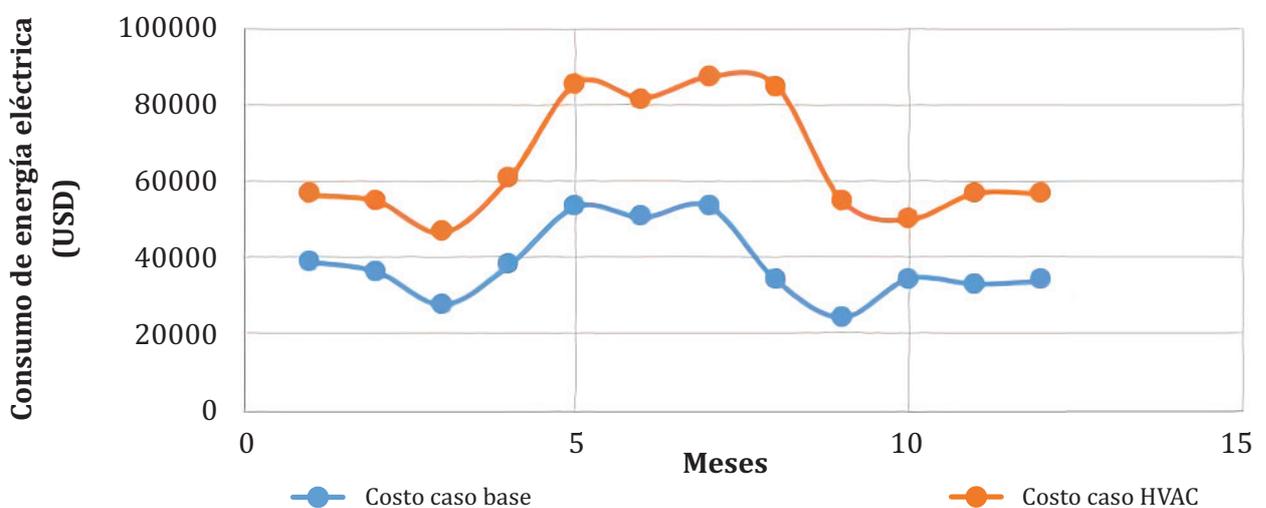


Fuente: Elaboración propia.

Con respecto al costo de la energía consumida tanto del caso base como del caso HVAC, se observa en la Figura 4 la evolución de los costos, presentando un claro incremento del 34.68% en la planilla eléctrica lo que representa el consumo tanto del sistema de calefacción, ventilación y servicio de agua caliente. el con-

sumo máximo se presenta en el mes de Julio que asciende a un valor de \$8,713.11 mientras que, el consumo más bajo se presenta en el mes de marzo con un valor de \$4,678.11 debido a que, en el edificio se presenta una baja afluencia de estudiantes por el periodo de vacaciones y deriva en un bajo consumo de energía eléctrica.

Figura 4. Comparación del costo de energía del caso base con el caso HVAC



Fuente: Elaboración propia.

Para validar el correcto funcionamiento y dimensionamiento del sistema HVAC se aplica el concepto horas de cargas no satisfechas, expresado en la norma ANSI/ASHRAE/IES Standard 90.1-2016. Donde las horas de carga no

satisfechas para el diseño propuesto no deberán exceder las 300 (de las 8.760 horas simuladas). Entonces, el diseño cumple con la normativa impuesta ya que las horas no satisfechas presentes en la Tabla 6 son inferiores a las 300 horas.

Tabla 6. Horas no satisfechas

Zona	Horas no satisfechas (h)	Horas no satisfechas Occ (h)
Zona térmica 1	107	33
Zona térmica 2	92	27
Zona térmica 3	99	29
Zona térmica 4	72	16
Zona térmica 5	98	32
Zona térmica 6	85	19
Zona térmica 7	92	27
Zona térmica 8	102	32
Zona térmica 9	0	0
Zona térmica 10	0	0
Zona térmica 11	94	29
Zona térmica 12	0	0
Zona térmica 13	0	0

Fuente: Elaboración propia.

Simulación del caso 2: Inclusión de Energías Renovables

Se proyectó un sistema fotovoltaico con capacidad de generación de 108.5 kWp para el bloque A y para el bloque B de 93.9 kWp que en conjunto satisfacen el consumo eléctrico asociado a la inclusión de los sistemas de HVAC en el edificio Matriz UTC. Para establecer el número de módulos totales necesarios a ser instalados se utiliza la Ecuación (4):

$$N_T = \frac{P_{FV \text{ máx INV}}}{P_M} \quad (4)$$

Donde:

P_{FV} : Potencia fotovoltaica máxima que admite el inversor.

P_M : Potencia del módulo fotovoltaico.

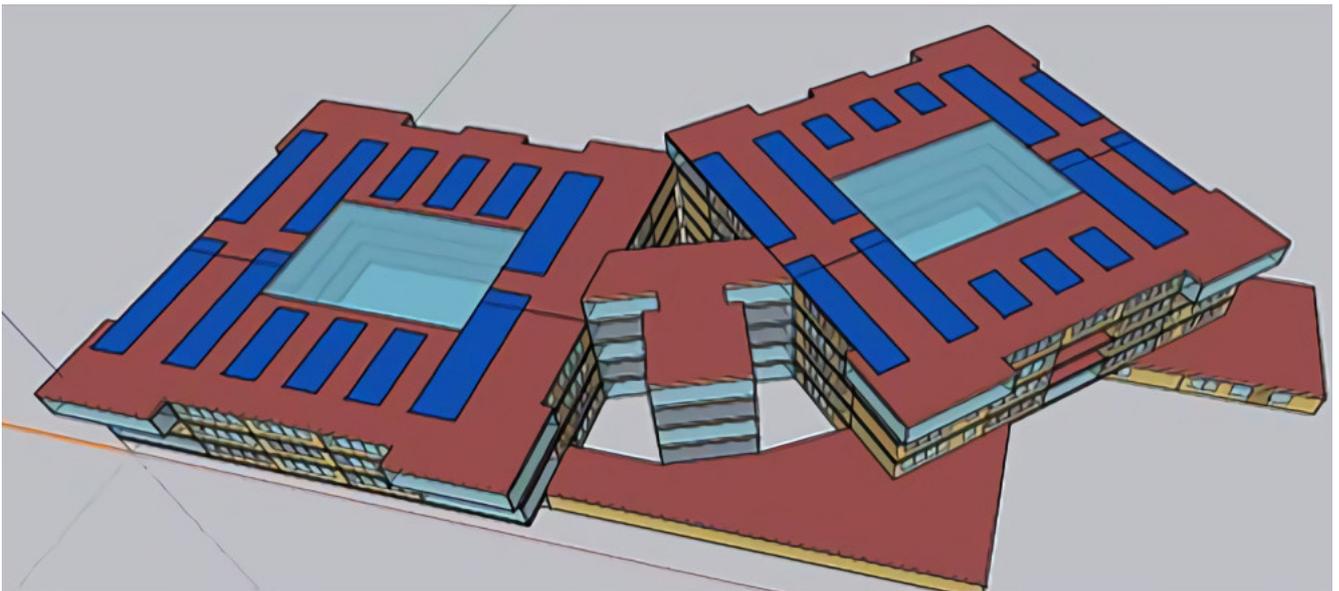
El número total de paneles del edificio A (N_{TA}) y edificio B (N_{TB}) fueron calculados a partir de las ecuaciones (5) y (6) respectivamente:

$$N_{TA} = \frac{P_{FV \text{ máx INV}}}{P_M} = \frac{108.000}{400} = 270 \quad (5)$$

$$N_T = \frac{P_{FV \text{ máx INV}}}{P_M} = \frac{96.000}{400} = 240 \quad (6)$$

La energía eléctrica que genera el sistema fotovoltaico a una inclinación de 4 grados es de 352.210 MWh/año. En la Figura 5 se muestra el modelado del edificio Matriz UTC con la inclusión de paneles fotovoltaicos con la orientación e inclinación adecuada para aprovechar al máximo la energía proveniente del sol.

Figura 5. Vista 3D del edificio con inclusión de paneles fotovoltaicos.



Fuente: Elaboración propia.

Para la validación de resultados del caso 2, se compara la generación anual de MWh que produce en la simulación de *OpenStudio* con la capacidad de generación que se obtiene en el *software PVsyst*. En la Tabla 7 se representan ambos resultados, la diferencia de

5.73% está asociada a que el modelo de *PVsyst* incluye características particulares del panel fotovoltaico que no fueron contempladas en *OpenStudio*, en embargo, con fines ilustrativos, se considera el error en el rango del 5% aceptable para el modelo.

Tabla 7. Generación de energía eléctrica con energía renovable.

Software	Energía generada anual (MWh/año)
<i>OpenStudio</i>	373.650
<i>PVsyst</i>	352.210

Fuente: Elaboración propia.

CONCLUSIONES

El modelamiento del edificio matriz UTC fue realizado en base a la geometría real que presentan los planos arquitectónicos, el levantamiento de cargas eléctricas definidas como cargas por iluminación y equipamiento eléctrico representan un consumo del 558.676 kWh anuales.

El sistema HVAC diseñado en la herramienta de código abierto *OpenStudio* garantizará el confort térmico de la edificación, la normativa ASHRAE 90.1.2016 posee parámetros para satisfacer las necesidades tanto de calefacción, ventilación y servicio de agua caliente. Teniendo en cuenta estos aspectos, el consumo de energía eléctrica aumentó un 34,48% en comparación a la planilla real, de igual manera el costo del consumo de electricidad aumento un 47,83%. Mientras que, las pérdidas de calor en la envolvente disminuyeron en un 5% en comparación con el caso base.

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico del edificio Matriz UTC produciría 352.10 MWh/año para satisfacer la demanda asociada a los sistemas de HVAC. En *OpenStudio* se simularon los edificios con la inclusión de paneles solares, lo que arroja un valor de 375.150 MWh/año, es válido el caso 2 ya que existe un 0.88% de diferencia de generación eléctrica entre el *software PVsyst* y *OpenStudio*.

La incorporación del sistema HVAC para el edificio Matriz UTC implica un crecimiento del consumo de electricidad de 47,83% que sería abastecido en su totalidad por la generación del sistema fotovoltaico. Es decir, la energía extra requerida para garantizar que la temperatura sea de 22°C correspondiente al nivel de confort térmico aceptable según la ASHRAE. ■

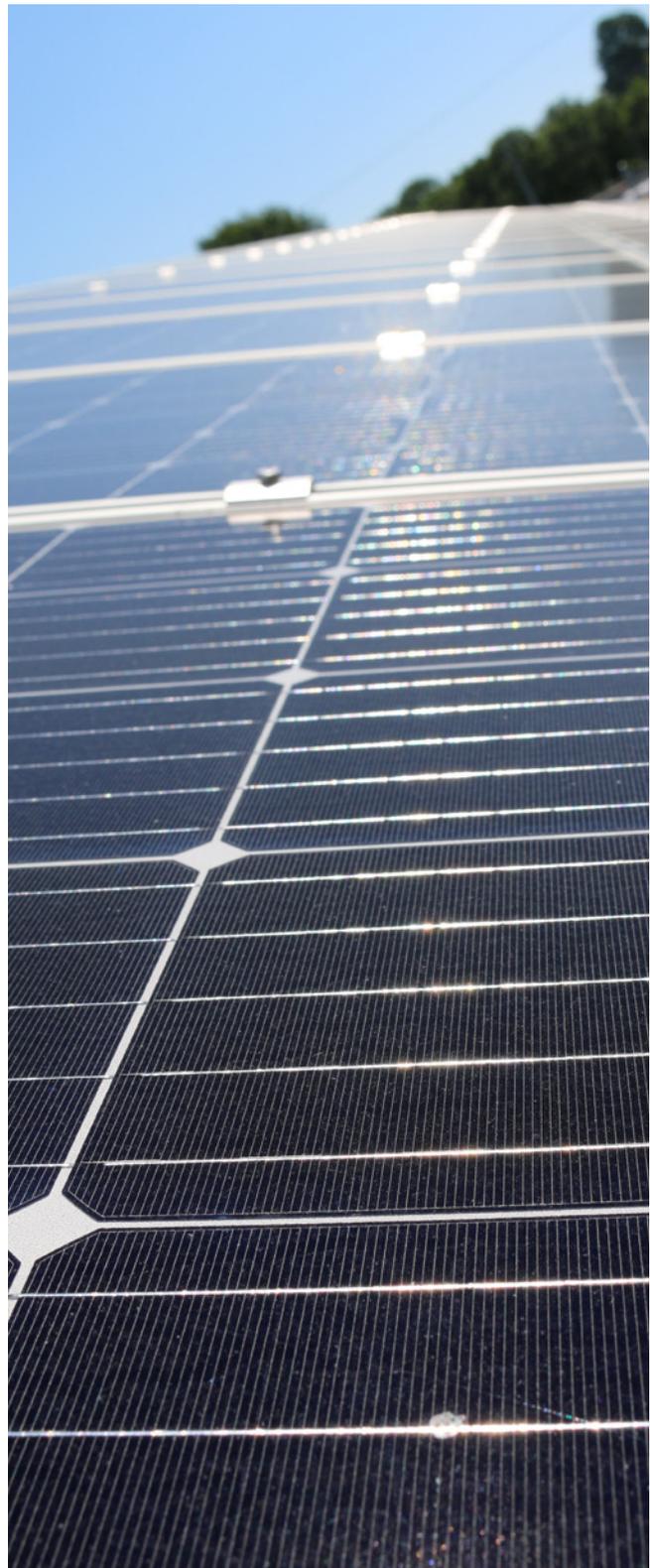


Foto de Michael Wilson de Unsplash.

REFERENCIAS

- ANSI, ASHRAE, & IES Standard. (2016). *Standard 90.1 user's manual: Energy Standard for Buildings Except Low-Rise Residential Buildings*. ASHRAE.
- ARCONEL. (2018). *Resolución Nro. ARCONEL - 042/2018: Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica. (Photovoltaic generation for self-supply of end-users of electrical energy)*.
- ASHRAE. (2018). *Energy Simulation Aided Design for Buildings Except Low-Rise Residential Buildings*.
- ASHRAE Guideline 14-2002. (2002). *Measurement of Energy and Demand Savings*.
- Bravo Muñoz, V. (2016). *Metodología para la simulación energética de un edificio terciario empleando la herramienta Energy Plus. (Methodology for the energy simulation of a tertiary building using the Energy Plus tool)*. Universidad Politécnica de Madrid.
- Caderot Bofill, J. (2017). *Modelización energética de edificios con herramientas de simulación dinámica. (Energy modeling of buildings using dynamic simulation tools)*. Universidad Politécnica de Cataluña.
- Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación. (2002). *Energía Solar Fotovoltaica. (Photovoltaic Solar Energy)*. Ibergraphi.
- Galán Parras, R. B. (2014). *Estudio de demanda energética utilizando software y hardware libre en el edificio de Ingeniería Industrial, UES. (Energy demand study using free software and hardware in the Industrial Engineering building, UES)*. Universidad del Salvador.
- García Castro, C. (2015). *Simulación de instalaciones fotovoltaicas con PVSYST. (Simulation of photovoltaic systems with PVSYST)*. Universidad de Jaén.
- Guerrero García, J. J. (2019). *Instalaciones solares fotovoltaicas. (Photovoltaic solar installations)*. Editorial Síntesis, S. A.
- Gulati, N. (2012). Cost effectiveness in HVAC by building envelope optimization. *AUS*, 1–3.
- Sandoya Unamuno, A. D., Chica Martínez, C. L., Ordóñez, G. R., & Arias Zambrano, J. L. (2018). *Norma Ecuatoriana de la Construcción: Eficiencia Energética en edificaciones Residenciales (EE). (Ecuadorian Construction Standard: Energy Efficiency in Residential Buildings (EE))*.
- Trezza, L. (2018). *Análisis energético de una vivienda geodésica y autosuficiente ubicada en Jumilla. (Energy analysis of a geodesic and self-sufficient house located in Jumilla.)*. Universidad Politécnica de Cartagena.





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

