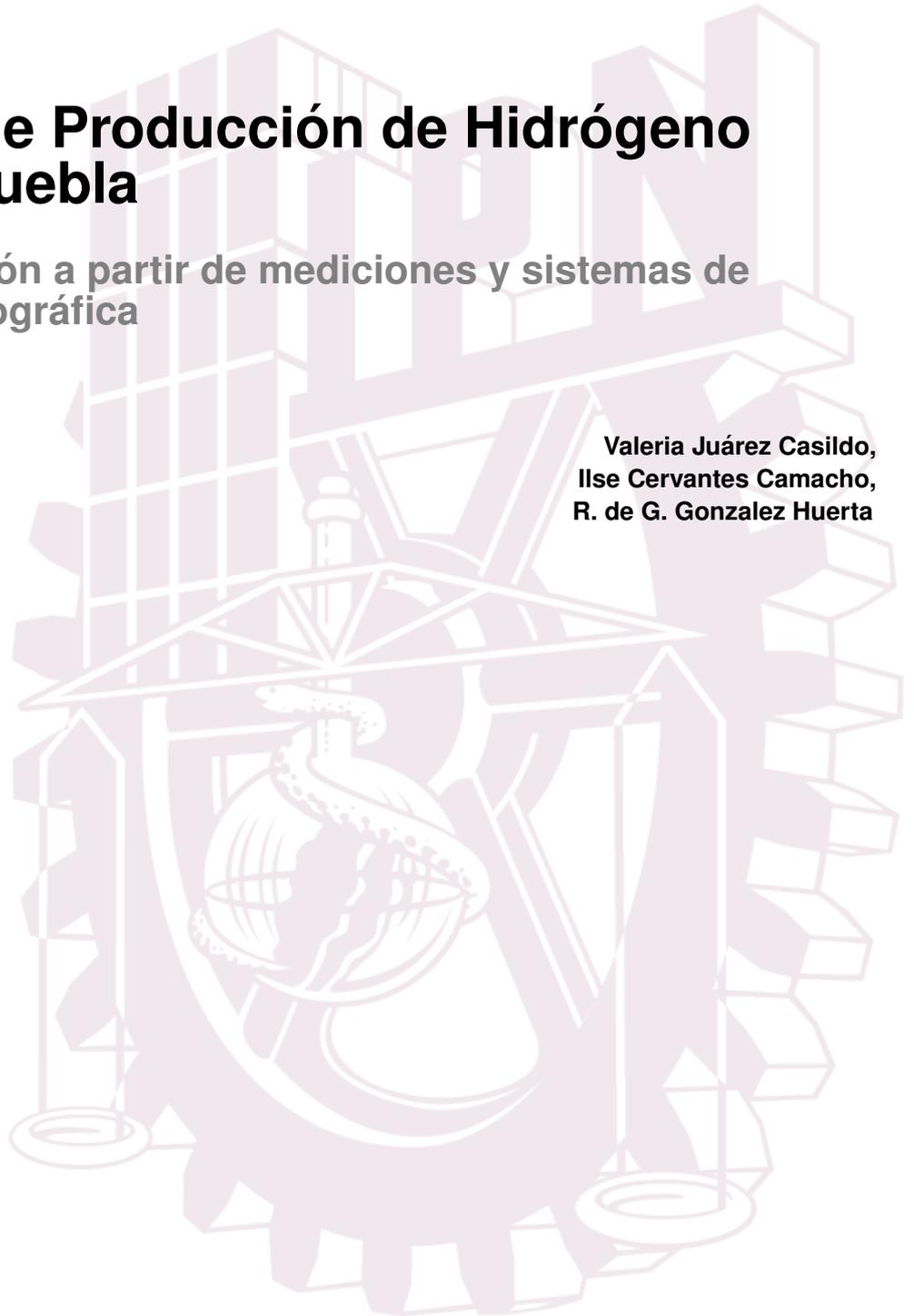


Potencial de Producción de Hidrógeno Verde en Puebla

Una aproximación a partir de mediciones y sistemas de información geográfica

Valeria Juárez Casildo,
Ilse Cervantes Camacho,
R. de G. Gonzalez Huerta



POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE EN PUEBLA

Una aproximación a partir de mediciones y sistemas de información geográfica





Índice general

1. ¿Por qué este informe?	5
2. Antecedentes	7
2.1. El estado de Puebla	7
2.2. Energías renovables en Puebla	9
2.3. El hidrógeno	10
2.3.1. El hidrógeno verde	10
2.3.2. Tecnologías para la producción de hidrógeno verde	10
2.4. Preguntas que se planean responder	13
2.5. Consideraciones técnicas acerca de este informe	13
3. Potencial de Hidrógeno Solar	17
3.1. Efecto fotovoltaico	17
3.2. Metodología	18
3.2.1. Potencial de producción de hidrógeno	20
3.2.2. Consideraciones para la generación de energía solar en zonas urbanas	20
3.2.3. Recursos hídricos de lluvia	21
3.2.4. Evaluación del costo nivelado de hidrógeno (LCOH)	22
3.2.5. Horas de operación y duración del día	22
3.2.6. Índice de sensibilidad	23
3.3. Potencial solar geográfico y técnico	23
3.3.1. Escenario centralizado	23
3.3.2. Escenario descentralizado	26
3.4. Producción de hidrógeno	26
3.4.1. Escenario centralizado	26
3.4.2. El efecto de la eficiencia del electrolizador	27
3.4.3. Escenario descentralizado	29
3.4.4. El efecto de la eficiencia del electrolizador	29
3.5. Uso del agua de lluvia para producción de hidrógeno.	30
3.6. Producción de hidrógeno en relación a la época del año	32
3.7. Costos de producción	33
3.7.1. Escenario centralizado	35
3.7.2. Escenario descentralizado	36
3.7.3. Dependencia del costo con la época del año	36
4. Potencial de Hidrógeno Eólico	39
4.1. Energía eólica	39
4.2. Métodos	40
4.2.1. Densidad de potencia eólica	41



4.2.2. Interpolación de velocidad del viento	42
4.2.3. Métodos del potencial técnico de la energía eólica	43
4.3. Potencial de recurso	45
4.4. Potencial de técnico	46
4.5. Costos de producción	47
5. Conclusiones	53
5.1. Recomendaciones	54
5.1.1. Proyecto demostrativo de transporte basado en hidrógeno	55
5.1.2. Desarrollo de tecnología de electrolizadores	56
5.1.3. Incentivos gubernamentales, regulaciones y la expansión del hidrógeno verde	56
5.2. Créditos	57
5.3. Declaración de conflicto de intereses	58
5.4. ¿Cómo citar este informe?	58



CAPÍTULO 1

¿Por qué este informe?

El Instituto Politécnico Nacional (IPN), en consonancia con su lema "La Técnica al Servicio de la Patria", ha mostrado un firme compromiso con el desarrollo científico y tecnológico de México. En este contexto, la entrega de este informe "**Potencial de Producción de Hidrógeno en Puebla: Una Aproximación a partir de Mediciones y Sistemas de Información Geográfica**" al estado de Puebla refleja este compromiso desde varios ángulos.

En primer lugar, el IPN tiene como uno de sus ejes fundamentales el desarrollo de la ciencia, tecnología e innovación para la solución de problemas nacionales. Este informe representa un esfuerzo en esa dirección, ya que aborda uno de los retos más desafiantes e importantes en materia de energía limpia y sustentable: la producción de hidrógeno. **Al proporcionar datos basados en mediciones climatológicas reales y no en modelos teóricos o datos de reanálisis, así como su análisis usando sistemas de información geográfica, el IPN ofrece una herramienta valiosa y precisa para que el estado de Puebla pueda tomar decisiones informadas sobre el uso y desarrollo del hidrógeno como fuente de energía renovable.**

El segundo eje que subraya la importancia de este presente es el de vinculación con la sociedad y el sector productivo. Este enfoque se sustenta en la misión del IPN de colaborar activamente en el bienestar de la nación a través de la ciencia aplicada. El informe es una manifestación de esta vocación del IPN que espera que resulte en el fomento de un desarrollo sostenible que beneficie tanto a la industria local como a la sociedad en general. **La entrega del informe no solo muestra la metodología completa usada en el cálculo del potencial del hidrógeno, sino que también destaca cómo el avance tecnológico puede influir en la reducción de costos, lo que en principio podría hacer viable la implementación de esta tecnología en sectores clave en Puebla.**

Otro aspecto relevante es el de la transferencia de conocimientos. Puebla es un estado con un potencial importante para atraer inversiones en energías renovables, este informe es el culmen también de un esfuerzo por hacer asequibles los conocimientos de las autoras en materia de producción de hidrógeno en conjunto con la **Agencia de Energía del Estado de Puebla**. Este esfuerzo lo constituyó el seminario Virtual de Hidrógeno Verde, llevado a cabo del martes 17 de septiembre al martes 8 de octubre de 2024. Se espera que este informe sirva no sólo a las personas tomadoras de decisiones, sino también, a inversionistas y otros actores interesados en el desarrollo del hidrógeno.



Este informe es un ejemplo del compromiso del IPN con el desarrollo sostenible y la equidad en el acceso a tecnologías limpias. El IPN ha impulsado constantemente proyectos que contribuyen al progreso del país, como se detalla en su Programa de Desarrollo Institucional, y este informe es una extensión de esa misión. A través de este tipo de colaboraciones, el IPN busca asegurar que regiones como Puebla tengan acceso a los conocimientos y avances tecnológicos necesarios para mejorar su competitividad y calidad de vida, todo bajo la filosofía de que la técnica debe estar siempre al servicio de la patria.



CAPÍTULO 2

Antecedentes

2.1 EL ESTADO DE PUEBLA

El estado de Puebla es una de las entidades más destacadas de México, tanto por su diversidad geográfica como por su importancia económica, cultural e industrial. A nivel poblacional, según datos recientes del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), Puebla tiene aproximadamente 6,6 millones de habitantes, lo que lo posiciona entre los estados más poblados del país. Su población es predominantemente joven, con un alto porcentaje de personas menores de 30 años, lo que sugiere un potencial importante para el crecimiento económico y el desarrollo social en el futuro.

En términos de ingreso per cápita, Puebla se encuentra en un rango medio dentro del contexto nacional. El ingreso per cápita anual en el estado ronda los \$117,000 pesos (aproximadamente \$6,500 USD), lo que refleja ciertas desigualdades regionales. Si bien la capital del estado, Puebla de Zaragoza, es un centro económico y urbano avanzado, en las zonas rurales del estado persisten desafíos económicos, con niveles de pobreza y marginación que superan la media nacional. A pesar de esto, Puebla ha mostrado avances significativos en sectores como la educación y la salud, que contribuyen al mejoramiento del bienestar de su población.

El desarrollo industrial de Puebla ha sido uno de los motores principales de su economía en las últimas décadas. La entidad ha logrado diversificar su base productiva, posicionándose como un polo de desarrollo manufacturero. Uno de los sectores industriales más relevantes es el automotriz, con la planta de Volkswagen como principal referente. Establecida en 1964 en la ciudad de Puebla, esta planta es la más grande del Grupo Volkswagen fuera de Alemania y es un pilar de la economía regional, proporcionando empleo directo e indirecto a miles de personas. Además de Volkswagen, Audi también tiene una planta en el estado, en San José Chiapa, lo que refuerza la relevancia de Puebla en el sector automotriz.

La industria textil, que históricamente ha sido uno de los sectores más importantes del estado, sigue siendo relevante. Puebla es conocido por su producción de textiles de calidad, tanto para el mercado interno como para la exportación. Aunque la industria ha enfrentado retos en los últimos años debido a la competencia internacional, sigue siendo una fuente considerable de empleo.

Además del sector automotriz y textil, Puebla ha experimentado un crecimiento notable en la industria agroalimentaria. El estado es uno de los mayores productores de maíz, frijol, café y caña de azúcar en México, lo que ha impulsado el desarrollo de una industria alimentaria sólida. Empresas nacionales e internacionales han establecido plantas procesadoras en Puebla, atrayendo inversión y creando cadenas de valor que conectan la agricultura con la industria.



Figura 2.1: Zona conurbada de la Ciudad de Puebla

Puebla también ha emergido como un centro de innovación tecnológica y desarrollo académico. El estado alberga instituciones de educación superior de renombre, como la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla (BUAP), Universidad Tecnológica de Puebla (UTP), Universidad Politécnica de Puebla (UPP), Instituto Tecnológico de Puebla (TecNM Puebla) y el Instituto Politécnico Nacional. Estas instituciones, junto con centros de investigación como el Instituto Nacional de Astrofísica, Óptica y Electrónica (INAOE), han promovido la investigación y el desarrollo tecnológico en áreas clave como la energía, la electrónica y la automotriz.

Un aspecto singular que destaca de Puebla es su fuerza en la energía renovable. El estado ha sido un pionero en la investigación y el desarrollo de energías limpias, incluyendo proyectos de energía eólica y solar. Esto no solo posiciona a Puebla como un jugador importante en la transición energética de México, sino que también atrae inversión extranjera y promueve la creación de empleo en sectores innovadores y sostenibles.

En términos de infraestructura, Puebla cuenta con una red de carreteras bien desarrollada que conecta la entidad con otros polos industriales y comerciales del país, como la Ciudad de México y el puerto de Veracruz. Su ubicación geográfica estratégica facilita el comercio y la logística, beneficiando tanto a las industrias locales como a los inversionistas extranjeros. Además, el estado ha realizado inversiones significativas en infraestructura urbana y tecnológica para fortalecer sus capacidades industriales y mejorar la calidad de vida de sus ciudadanos.

Puebla es un estado que combina una población dinámica y diversa con una economía que, aunque presenta disparidades, está en crecimiento y diversificación. Sus fortalezas en el sector automotriz, textil, agroindustrial y energético, junto con una infraestructura sólida y una creciente inversión en educación e investigación, lo posicionan como un actor clave en el desarrollo industrial de México. La conjunción de estos factores, sumada a su rica herencia cultural e histórica, hace de Puebla un estado único con un gran potencial para el futuro. El IPN a través de este informe, busca asegurar que Puebla tenga acceso a la información necesaria para mejorar su competitividad y calidad de vida, todo bajo la filosofía de que la técnica debe estar siempre al servicio de la patria.



De todas las fuentes de energía renovables, existen dos: la solar y eólica que tienen particular importancia en el estado dada su amplia disponibilidad. Por lo anterior, este informe se centrará en estas fuentes y cómo se puede producir hidrógeno a partir de ellas.

2.3 EL HIDRÓGENO

El hidrógeno es el elemento químico más abundante en el universo, se caracteriza por ser un gas incoloro, inodoro e insípido en condiciones normales de presión y temperatura. El hidrógeno, en su forma molecular (H_2), no existe en grandes cantidades en la Tierra en estado libre, sino que está combinado con otros elementos, como en el agua (H_2O) o los hidrocarburos.

Debido a sus propiedades energéticas, el hidrógeno ha sido identificado como un vector energético con un gran potencial para la transición hacia un sistema energético más limpio y sostenible. Puede ser utilizado como combustible, tanto en procesos de combustión directa como en celdas de combustible, y su combustión produce solo agua como subproducto.

El hidrógeno es una de las principales opciones para almacenar energía renovable. La energía del hidrógeno (H_2) se considera una de las fuentes de energía más importantes del futuro próximo [44], se puede obtener de forma limpia a partir de agua y transformarlo en energía útil con alta eficiencia y sin impacto negativo en el medio ambiente, ya que el único desecho de su combustión es vapor de agua [37]. Además, tiene aplicación en turbinas de gas para aumentar la flexibilidad del sistema de energía.

En las redes y microrredes, definir el tamaño óptimo de los componentes es necesario para que el sistema sea seguro y confiable, al tiempo que se minimizan los costos [43]. El dimensionamiento adecuado y la mejor estrategia de operación de la red eléctrica deben tener en cuenta las características y necesidades de la locación, así como las propiedades de los recursos de energía distribuida; considerar al hidrógeno como sistema de almacenamiento implica evaluar diferentes tecnologías de producción y almacenamiento a fin de hacer una selección eficiente, así como una óptima estrategia de operación.

La principal dificultad para el uso generalizado del hidrógeno es el almacenamiento, debido a que es el gas más ligero de todos (densidad= 0.089 kg/m^3). Por ello se han desarrollado diferentes métodos para tratar con esa particularidad. En la Tabla 2.1, se presentan las diferentes tecnologías de almacenamiento de hidrógeno.

2.3.1. El hidrógeno verde

El **hidrógeno verde** es aquel que se produce utilizando fuentes de energía renovables, como la solar, eólica o hidráulica, a través de un proceso conocido como *electrólisis*. En este proceso, el agua (H_2O) se descompone en sus componentes elementales, hidrógeno y oxígeno, mediante la aplicación de una corriente eléctrica. Si esta electricidad proviene de fuentes renovables, el hidrógeno resultante se considera "verde", ya que no se genera dióxido de carbono (CO_2) durante su producción.

Este tipo de hidrógeno contrasta con el **hidrógeno gris** y el **hidrógeno azul**, que se obtienen a partir de combustibles fósiles. El hidrógeno gris se produce mediante la reforma de gas natural, un proceso que emite grandes cantidades de CO_2 , mientras que el hidrógeno azul también utiliza gas natural, pero sus emisiones de carbono son capturadas y almacenadas.

2.3.2. Tecnologías para la producción de hidrógeno verde

El método predominante para producir hidrógeno verde es la **electrólisis del agua**, que se lleva a cabo mediante diferentes tecnologías (vea Figura 2.3):



Almacenamiento de hidrógeno	
Métodos físicos	Métodos químicos
<ul style="list-style-type: none"> ■ Compresión ■ Licuefacción ■ Crio-compresión 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Materiales absorbentes <ul style="list-style-type: none"> • Estructuras organo-metálicas (MOF) • Materiales basados en carbono • Estructuras Orgánicas Covalentes (COF) ■ Hidruros metálicos <ul style="list-style-type: none"> • Hidruros metálicos simples • Hidruros metálicos complejos ■ Hidruros químicos <ul style="list-style-type: none"> • Borohidruros • Borazano

Tabla 2.1: Tecnologías de almacenamiento de hidrógeno [6]

- **Electrólisis alcalina:** Este es uno de los métodos más establecidos y utiliza una solución alcalina de hidróxido de potasio (KOH) como electrolito. Un electrolizador alcalino tiene dos electrodos sumergidos en esta solución, y al aplicar una corriente eléctrica, el agua se descompone en oxígeno y gas hidrógeno.
- **Electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM):** En este método, una membrana especial permite que los protones (H^+) pasen a través de ella, mientras que los electrones son forzados a moverse a través de un circuito externo. Esta tecnología es más eficiente y compacta que la electrólisis alcalina, pero tiene costos más elevados debido a los materiales involucrados.
- **Electrólisis de óxido sólido (SOEC):** Este método utiliza electrolitos cerámicos y opera a altas temperaturas. La mayor eficiencia térmica de este proceso permite reducir los requisitos de energía eléctrica, aunque está en fases más experimentales que las tecnologías alcalinas o PEM.

Otras tecnologías emergentes también están explorando la producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables, como la **fotocatálisis** y la **pirólisis de biomasa**, que podrían en el futuro complementar o reemplazar las tecnologías tradicionales de electrólisis.

El hidrógeno verde representa una opción prometedora para la descarbonización de sectores industriales y de transporte que dependen de combustibles fósiles. Sin embargo, su adopción a gran escala depende de la reducción de los costos de producción, la mejora en la eficiencia de las tecnologías de electrólisis y el desarrollo de una infraestructura adecuada para su almacenamiento y distribución.

Tipo de electrolito	Líquido	Membrana polimérica		Cerámico
PROPIEDADES	ALCALINA (AE)	ALCALINA (AME)	ÁCIDA (PEME)	ÓXIDO SÓLIDO (SOE)
Semirreacciones	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$ $2\text{OH}^- \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$ $2\text{OH}^- \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$ $2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	$2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightarrow 2\text{O}_2^- + 2\text{H}_2$ $2\text{O}_2^- \rightarrow \text{O}_2 + 4\text{e}^-$
Proceso				
Electrodos/Catalizadores	Ánodo: Ni, Fe/Aleaciones Ni, óxidos metálicos Cátodo: Acero+Ni/Ni-Co	Ánodo: Base Ni Cátodo: Ni, Ni-Fe, NiFe ₂ O ₄	Ánodo: Grafito-PTFE+Ti/RuO ₂ , IrO ₂ Cátodo: Grafito + Pt/Pt	Ánodo: Cerámicos (Mn, La, Cr) / Ni Cátodos: Zr+Ni/CeOx
Electrolito	NaOH (15-20%w) koh (30-35%w)	Membrana aniónica (OH ⁻), Sólida	Polimérico sólido Usualmente Nafion®	Y ₂ O ₃ - ZrO ₂ , Sc ₂ O ₃ ZrO ₂ MgO - ZrO ₂ , CaO - ZrO ₂
Medio separador	Membrana de intercambio aniónico, Zirfon, NiO	Membrana	Membrana electrolítica de intercambio protónico	Membrana electrolítica de intercambio iónico
Ión	OH ⁻	OH ⁻	H ⁺	O ²⁻
Temperatura y presión de operación	(60-80) °C Hasta 30 Bar	(20-200) °C Hasta 30 Bar	(50-80) °C Hasta 700 Bar	(600-1000) °C Hasta 5 Bar
Consumo energético	4.3-5 kWh/Nm ³ de H ₂	4.3-5 kWh/Nm ³ de H ₂	4.2-4.6 kWh/Nm ³ de H ₂	2.8-3 kWh/Nm ³ de H ₂
Eficiencia	50-70%	40-80%	40-80%	90-95%
Capacidad	1-500 Nm ³ /h	1-230 Nm ³ /h	1-230 Nm ³ /h	1 Nm ³ /h
Vida Útil	20-30 años	Escala laboratorio	10-20 años	1-12 años

Figura 2.3: Tecnologías existentes para producción de hidrógeno





2.4 PREGUNTAS QUE SE PLANEAN RESPONDER

La generación de hidrógeno a partir de fuentes renovables como la energía solar y eólica en Puebla plantea diversas preguntas clave, tanto desde el punto de vista técnico como económico y ambiental. A continuación se exponen las preguntas de mayor relevancia sobre este tema:

1. **¿Cuál es la capacidad técnica para generar hidrógeno en el estado de Puebla a partir de energías solares y eólicas?**

Es fundamental conocer la capacidad instalada y el potencial de producción de hidrógeno en términos de la energía generada (MW) y el hidrógeno producido (kg o toneladas por año) aprovechando las condiciones geográficas del estado.

2. **¿Qué infraestructura se requiere para producir hidrógeno?**

Este aspecto incluye las especificaciones de la tecnología requerida para la generación de hidrógeno en dos escenarios: centralizada y distribuida. Siendo la primera en plantas especializadas y la otra, en los techos de las casas y de los edificios.

3. **¿Cómo influyen las variaciones climáticas estacionales en la producción de energía para el hidrógeno?**

Las fluctuaciones en radiación solar impactan la generación de energía, por lo que es importante evaluar cómo afectan estas variaciones la constancia en la producción de hidrógeno.

4. **¿Qué costos están asociados a la producción de hidrógeno a partir de energía solar y eólica en el estado de Puebla?**

Los costos de instalación, operación y mantenimiento determinarán la competitividad del hidrógeno frente a otras fuentes de energía.

5. **¿Qué estrategia de producción de hidrógeno, centralizada o descentralizada contribuiría a la mayor penetración del uso del hidrógeno?**

La producción de hidrógeno a pequeña escala (descentralizada) podría traer ventajas en aumentar la penetración de este vector energético; sin embargo, los costos y los potenciales deben ser claros para poder establecer políticas públicas adecuadas.

6. **¿Qué incentivos gubernamentales y regulaciones facilitan o limitan la expansión del hidrógeno verde en el estado de Puebla?**

Las políticas energéticas y los incentivos financieros influyen en la implementación de proyectos de hidrógeno, y las barreras regulatorias podrían afectar su desarrollo.

Estas preguntas son fundamentales para entender los desafíos y las oportunidades que representa el desarrollo del hidrógeno en Puebla, en función de sus recursos naturales y su infraestructura energética.

2.5 CONSIDERACIONES TÉCNICAS ACERCA DE ESTE INFORME

Este informe se ha elaborado con el objetivo de que los métodos y consideraciones empleados sean completamente claros y justificados, permitiendo una comprensión integral por parte de los tomadores de decisiones. La intención subyacente de este estudio ha sido garantizar la transparencia en cada uno de los procesos metodológicos utilizados, de manera que puedan ser replicados en el futuro. Además, se pretende que la transparencia metodológica facilite la evaluación de nuevos escenarios, no contemplados originalmente, en respuesta a las demandas emergentes de los responsables de la toma de decisiones.

Para cumplir con estos objetivos, en las secciones siguientes se detallan exhaustivamente los métodos utilizados, así como las fuentes de referencia de donde se obtuvieron. Este enfoque permite no solo una

validación más rigurosa del estudio, sino que también abre la posibilidad de que otras investigaciones adapten o modifiquen estos métodos para explorar diferentes contextos o nuevas variables de interés. Asimismo, se ha puesto especial énfasis en el uso de datos históricos provenientes de la base de datos meteorológica del país, asegurando que el análisis se fundamente en información confiable y representativa.

La utilización de datos históricos permite realizar un análisis robusto de tendencias pasadas, lo que facilita la generación de escenarios predictivos ajustados a las particularidades climáticas del país. Esta base de datos no solo proporciona una alta precisión en la evaluación del potencial de producción de energía, sino que también asegura que los resultados del informe sean aplicables a largo plazo y se puedan ajustar a futuros contextos climáticos o tecnológicos. De este modo, el informe está concebido para ser una herramienta valiosa en la toma de decisiones estratégicas, especialmente en el contexto de la evaluación de recursos renovables y su viabilidad técnica.

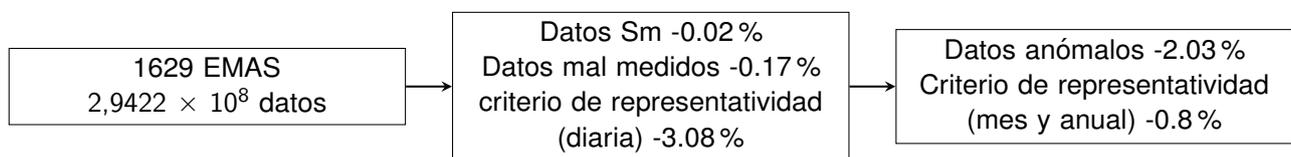


Figura 2.4: Procedimiento de depuración de datos climatológicos. EMA: Estación Meteorológica Automática

Este estudio requirió variables climatológicas como la temperatura máxima promedio mensual, la velocidad de viento, la irradiancia, entre otras. Al aplicar los criterios de integridad a todas estas variables, se refinó la selección de las estaciones, cada una de las cuales cumplía con los estándares de integridad para al menos un año completo de datos en todas las variables necesarias. El procedimiento completo se detalla en la Figura 2.4 e incluye también el retiro de datos mal medidos o anómalos.

Es importante señalar que el enfoque detallado de preprocesamiento de datos descrito en la Figura 2.4 rara vez se considera en estos estudios o en los artículos de investigación, aunque es crucial para garantizar la representatividad de los datos y se alinea con los estándares recomendados para el manejo de datos por la Organización Meteorológica Mundial (OMM).

No cumplir con los criterios de integridad de la OMM en la investigación reduce significativamente la validez de los resultados. Este estándar es esencial para garantizar la calidad y consistencia de los datos, los cuales son fundamentales para realizar comparaciones confiables y obtener resultados precisos en la investigación meteorológica. No seguir estas pautas puede generar datos inconsistentes y de baja calidad, resultados de investigación sesgados y conclusiones poco confiables.

Finalmente, el análisis e integración de los datos climatológicos utilizó sistemas de información geográfica (SIG) que permiten integrar datos geoespaciales con información climática, como la radiación solar o el régimen de vientos, para determinar con precisión las regiones con mejores condiciones para la generación de hidrógeno a partir de fuentes renovables. Esto mejora la toma de decisiones al optimizar la ubicación de plantas de producción de hidrógeno y maximizar su eficiencia energética.

Los SIG permiten realizar análisis multicriterio al combinar diversos factores geográficos, técnicos y económicos, como proximidad a fuentes de energía, permitiendo una planificación más eficiente y sostenible de los proyectos de hidrógeno. Estas capacidades hacen que los SIG sean una herramienta poderosa para optimizar la producción de hidrógeno y facilitar su integración en un sistema energético sostenible.







CAPÍTULO 3

Potencial de Hidrógeno Solar

La energía solar es esencial para la descarbonización debido a su carácter renovable y su capacidad de generar electricidad sin emisiones directas de carbono. Esto es particularmente relevante en la producción de hidrógeno verde, un elemento clave en la transición energética hacia un futuro más limpio.

El hidrógeno verde tiene una doble ventaja: primero, permite almacenar la energía generada por los paneles solares, superando la intermitencia propia de la energía solar, y segundo, puede utilizarse en sectores industriales difíciles de electrificar directamente, como la siderurgia y el transporte pesado. Este enfoque no solo reduce las emisiones de CO₂, sino que también mejora la seguridad energética al aprovechar recursos abundantes como la radiación solar.

La combinación de energía solar y producción de hidrógeno verde es una estrategia eficaz para la descarbonización a gran escala, tanto en la generación de energía como en sectores industriales y de transporte, donde el uso directo de electricidad no es siempre viable.

3.1 EFECTO FOTOVOLTAICO

El efecto fotovoltaico es un proceso en el que una celda solar convierte la luz solar en electricidad. Este fenómeno se basa en la interacción entre los fotones de la luz solar y los semiconductores de tipo p y n que forman la unión p-n en la celda. Cuando la luz con energía adecuada incide sobre el material, los fotones transfieren su energía a los electrones del semiconductor, lo que provoca que estos salten a la banda de conducción, generando así una corriente eléctrica en un circuito [40, 39].

Las celdas solares están fabricadas principalmente de semiconductores, siendo el silicio policristalino uno de los más comunes en las aplicaciones comerciales. Las celdas pueden clasificarse en uniones simples o múltiples, y un parámetro clave para su eficiencia es el *band gap*, que define la diferencia de energía entre la banda de valencia y la banda de conducción [34, 36].

Los sistemas fotovoltaicos constan de módulos interconectados que permiten aumentar la generación de energía. Estos sistemas pueden instalarse de manera aislada o conectados a la red eléctrica, proporcionando beneficios como el ahorro energético y la reducción de la huella de carbono. A diferencia de las plantas de carbón, donde la mayoría de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) provienen de la combustión de combustibles, en los sistemas fotovoltaicos las emisiones se concentran mayormente en la fabricación de materiales y módulos [35].

Desde un punto de vista ecológico, los análisis de ciclo de vida (ACV) permiten evaluar la huella de carbono a lo largo de toda la vida útil de la tecnología fotovoltaica. Un estudio del Laboratorio Nacional de Energía

Renovable (NREL) comparó las emisiones de GEI asociadas con la energía fotovoltaica y las centrales de carbón, mostrando que, en el caso del carbón, la mayor parte de las emisiones se generan durante la combustión de combustibles, mientras que en las plantas fotovoltaicas, la mayor contribución proviene de la fabricación de los módulos (Figura 3.1) [35].

Etapas del ciclo de vida	Procesos previos	Procesos operacionales	Procesos subsecuentes
 <p>Fotovoltaico ~ 40 g CO₂eq/kWh</p>	<ul style="list-style-type: none"> Extracción de materias primas Producción de materiales Fabricación de módulos Fabricación de componentes del sistema Instalación / Construcción de plantas <p>~ 60 % – 70 %</p>	<ul style="list-style-type: none"> Generación de energía Operación y mantenimiento del sistema/planta <p>~ 21 % – 26 %</p>	<ul style="list-style-type: none"> Desmantelamiento del sistema/planta Eliminación <p>~ 5 % – 20 %</p>
 <p>Carbón ~ 1,000 g CO₂eq/kWh</p>	<ul style="list-style-type: none"> Extracción de materias primas Materiales de construcción Fabricación Construcción de plantas eléctricas <p>< 1 %</p>	<ul style="list-style-type: none"> Minería de carbón Preparación del carbón Transporte del carbón Combustión del carbón Operación y mantenimiento de las plantas de carbón <p>> 98 %</p>	<ul style="list-style-type: none"> Planta de energía Desmantelamiento Depósito de residuos Rehabilitación de la mina de carbón <p>< 1 %</p>

Figura 3.1: Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para fotovoltaicos y carbón

3.2 METODOLOGÍA

La metodología general empleada en este estudio para evaluar el potencial de producción de hidrógeno solar se ilustra en la Figura 3.2. Se utilizaron estaciones meteorológicas automáticas para obtener tres variables fundamentales: la duración de la luz solar, la irradiancia global horizontal y la precipitación. Adicionalmente, se consideraron las mediciones de temperatura con el fin de calcular las variaciones en la eficiencia de los paneles fotovoltaicos. Todos los datos recopilados cumplieron con los criterios de integridad establecidos por la Organización Meteorológica Mundial (OMM) [49], asegurando la representatividad temporal de las mediciones al contar con al menos el 8/9 de los datos disponibles en periodos diarios, mensuales y anuales.

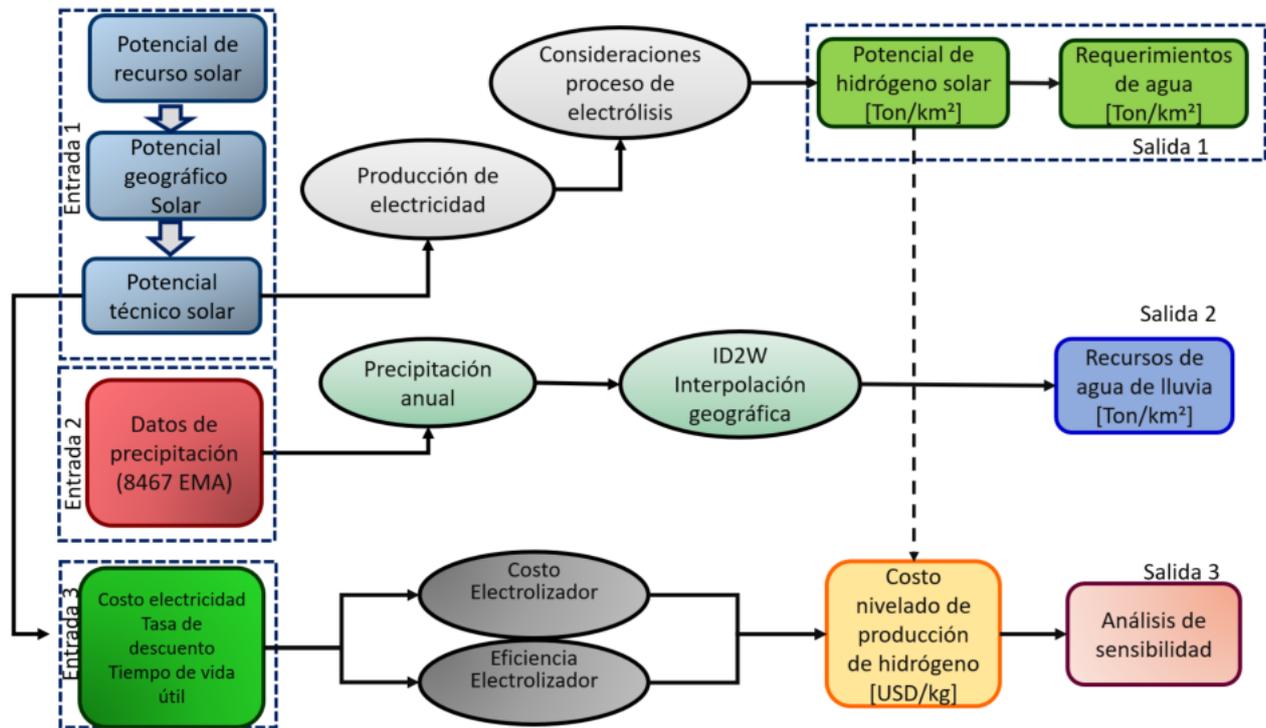


Figura 3.2: Metodología general utilizada para la derivación del potencial de hidrógeno solar en el estado de Puebla

Para el cálculo del potencial técnico de los recursos solares, se aplicaron restricciones específicas para excluir territorios con más del 4 % de inclinación o cuyo uso del suelo correspondiera a bosques, selvas, áreas agrícolas, cuerpos de agua o zonas urbanas. Asimismo, se descartaron áreas protegidas, sitios arqueológicos, estaciones de servicio, zonas recreativas, instalaciones de entretenimiento, aeropuertos, volcanes, puertos, áreas industriales y oleoductos y gasoductos. El terreno restante se identificó como Área de Terreno Disponible (LAA, por sus siglas en inglés) para la captación de energía solar e hidrógeno. Esta superficie resultó significativa al expresarse como un porcentaje del área total de cada estado. La estimación del área disponible se realizó mediante el uso de Sistemas de Información Geográfica (SIG), utilizando celdas de resolución espacial de 500 m x 500 m. Si A_i representa el área de una celda apta para captar energía solar, el área de terreno disponible se calcula como:

$$LAA = \sum A_i \quad (3.1)$$

La disponibilidad del 90 % del LAA indica que el 90 % de la superficie de un estado es adecuada para la captación de energía solar y la producción de hidrógeno. Es fundamental señalar que, para asegurar la consistencia, la disponibilidad de agua se reporta considerando únicamente el LAA destinado a la producción de hidrógeno, sin incluir áreas adicionales.

Se empleó la tecnología Si-PV con una eficiencia nominal global del 17 %. Para derivar el potencial solar, dicha eficiencia se ajustó considerando las pérdidas ocasionadas por polvo, sombras, circuitos electrónicos de potencia y cables, según lo indicado en [7]. En términos generales, la eficiencia fotovoltaica consideró dos factores: el primero abarca las pérdidas eléctricas y el bloqueo de la luz solar, mientras que el segundo incluye las variaciones en la eficiencia debido a cambios de temperatura, tal como se describe en [7].



El potencial técnico de los recursos solares fue utilizado para estimar tanto la producción de hidrógeno como el volumen de agua necesario, siguiendo la metodología expuesta a continuación.

3.2.1. Potencial de producción de hidrógeno

La producción anual de hidrógeno ($\overline{M_{H_2,i}}$), medida en toneladas por kilómetro cuadrado (Ton/km²), se calculó mediante la ecuación 3.2 [30].

$$\overline{M_{H_2,i}} = \frac{\eta_{elec} \overline{E_{pvs,i}}}{HHV_{H_2}} \quad (3.2)$$

donde HHV_{H_2} corresponde al Poder Calorífico Superior del hidrógeno (39.4 kWh/kg), η_{elec} es la eficiencia del electrolizador y $\overline{E_{pvs,i}}$ representa el potencial técnico de energía fotovoltaica disponible, expresado en kWh/km² por año.

La cantidad total de hidrógeno por unidad de área en el territorio se estimó usando álgebra de mapas en Q-GIS, con datos ráster geoespaciales y celdas de área (A_i) en km². La masa total de hidrógeno producida (M_{H_2}) en megatoneladas anuales (Mton/año) se obtuvo con la ecuación 3.3.

$$M_{H_2} = \sum \overline{M_{H_2,i}} A_i \quad (3.3)$$

3.2.2. Consideraciones para la generación de energía solar en zonas urbanas

El uso de técnicas de análisis geoespacial para la evaluación del potencial de producción de hidrógeno a partir de recursos renovables es una herramienta clave en los proyectos energéticos. No obstante, es común que en muchos estudios se excluyan sistemáticamente los asentamientos urbanos de las restricciones geográficas establecidas [30]. Esta exclusión se debe, por un lado, al enfoque en la producción centralizada de energía e hidrógeno a gran escala, y por otro, a la complejidad de los entornos urbanos, que presentan una densa infraestructura y actividades humanas que podrían limitar el despliegue de tecnologías renovables.

Sin embargo, la exclusión de las áreas urbanas supone una limitación significativa para una comprensión integral del potencial de producción de energía e hidrógeno, ya que estas zonas podrían generar y consumir energía localmente, evitando así el transporte desde regiones remotas. Por ello, es fundamental estudiar las áreas urbanas de manera independiente.

Diversos autores [33, 14, 15, 26] han demostrado que las áreas urbanas presentan grandes oportunidades y capacidades para la recolección de energía y la producción de hidrógeno.

Las ubicaciones geográficas destinadas a la captación de energía solar en asentamientos urbanos fueron seleccionadas conforme al Ordenamiento Territorial establecido por el INEGI [22], considerando un factor de área efectiva disponible en la ciudad. En este sentido, el presente estudio analiza un escenario de generación distribuida, en el que se asume la instalación de paneles fotovoltaicos en los techos de viviendas y edificios.

No se consideraron aptas para la instalación de paneles las áreas protegidas, sitios arqueológicos, gasolineras, zonas recreativas, parques acuáticos, instalaciones de entretenimiento, aeropuertos, puertos, áreas industriales, oleoductos y gasoductos que pudieran atravesar ciertas ciudades. Adicionalmente, solo se tomó en cuenta el 10 % del área resultante como Área Efectiva Disponible (EAA) para la recolección de energía, según lo descrito en [7].



3.2.3. Recursos hídricos de lluvia

El agua es fundamental en el proceso de electrólisis, por lo que se evaluó la precipitación como fuente de agua para la producción de hidrógeno.

La masa de agua necesaria ($\overline{W_{req,i}}$), medida en Ton/km², se calculó mediante la ecuación 3.4:

$$\overline{W_{req,i}} = \overline{M_{H_2,i}} \cdot E_r \quad (3.4)$$



donde E_r es la relación estequiométrica de la electrólisis, asumiendo 10 kg de agua por kilogramo de hidrógeno producido. Se utilizó una densidad de agua de 1000 kg/m³ para simplificación. La cantidad total de agua se calculó para cada celda de área, y posteriormente se determinó la precipitación media anual para cada punto de medición. Finalmente, se aplicó la interpolación ponderada por inversa del cuadrado de la distancia (ID2W) para mapear la distribución de la precipitación en todo el país.

La cantidad de agua requerida también se expresó como un porcentaje de la precipitación anual, denominado Porcentaje de Agua de Lluvia Requerida (PWreq). Un valor de PWreq del 20 % significa que la cantidad de agua necesaria para producir hidrógeno, basada en el potencial solar total del área, representa el 20 % de la precipitación total del territorio.

Se analizaron dos escenarios de disponibilidad de agua: estatal y local. La naturaleza local de la precipitación justifica el análisis a nivel estatal, evaluando las variaciones por unidad de área.

3.2.4. Evaluación del costo nivelado de hidrógeno (LCOH)

La evaluación del Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH), una medida del costo promedio de producción de hidrógeno por unidad de masa (USD/kg), considera tanto la inversión inicial como los costos de operación durante toda la vida útil del proyecto. El LCOH se calculó según [31] y [45] usando la ecuación 3.5.

$$\text{LCOH} = \frac{\sum_{j=0}^N ((\text{CAPEX} + \text{OPEX})(1 + I)^{-j})}{\sum_{j=0}^N ((M_{H_2}[j])(1 + I)^{-j})} \quad (3.5)$$

donde I es la tasa de descuento (10 % en este estudio), N es la vida útil del proyecto, y CAPEX representa los gastos de capital para la adquisición de la tecnología de electrólisis, calculado como:

$$\text{CAPEX} = \text{UCE} \times \frac{M_{H_2} R_{en}}{\text{Top}} \quad (3.6)$$

donde UCE es el costo unitario del electrolizador (USD/kW), R_{en} es la energía teórica para producir 1 kg de hidrógeno (52.5 kWh/kg), y Top es el número de horas de operación por año (generalmente 8,760 horas, [30], [45], [41]). En este estudio, se comparó el LCOH estándar con un escenario donde Top solo considera las horas de luz solar (duración del día). Los gastos operativos (OPEX) se calculan así 3.7:

$$\text{OPEX} = \text{CIE} + \text{COM} + \text{CORP} \quad (3.7)$$

donde COM es el costo de operación y mantenimiento, y CORP es el costo de reemplazo, calculado como el 2 % y el 25 % del CAPEX, respectivamente [21], [30]. El costo de inversión en electricidad (CIE) se calcula mediante la ecuación 3.8:

$$\text{CIE} = E_{gc} \cdot E_{pvs} \quad (3.8)$$

donde E_{gc} es el costo de generación de electricidad (USD/kWh), y E_{pvs} es la energía suministrada por el sistema fotovoltaico (kWh).

3.2.5. Horas de operación y duración del día

Al calcular el LCOH, es común asumir 8760 horas de operación anuales, sin embargo, el electrolizador únicamente puede producir hidrógeno durante las horas de luz solar. Por lo tanto, este factor debe ser considerado.

La duración de la luz solar o duración del día depende principalmente de la latitud del sitio, lo que permite estimar la radiación teórica con datos de ubicación. Sin embargo, la duración real de la insolación es más compleja, ya que factores climatológicos como la nubosidad, la temperatura, la humedad relativa y



el viento influyen en ella. En este estudio, la duración del día se determinó mediante mediciones diarias de irradiancia global horizontal, siguiendo los procedimientos de la Organización Meteorológica Mundial (OMM) [49], y se calcularon promedios anuales para los años con datos disponibles.

Además de las horas diurnas, se consideraron los periodos en los que la energía solar fue suficiente para generar potencia utilizable [49].

Cabe señalar que el potencial de hidrógeno no depende de los tiempos de operación del electrolizador, ya que se basa en mediciones reales de radiación solar y considera el tiempo total de exposición solar. Sin embargo, el LCOH se ve afectado al incluir los costos de operación durante la vida útil del electrolizador.

3.2.6. Índice de sensibilidad

Para evaluar la influencia de distintos parámetros en el LCOH y en la producción de hidrógeno, se utilizó el índice de sensibilidad (SI), definido por la siguiente ecuación:

$$SI = \frac{[max_{\gamma} - min_{\gamma}(x)]}{max_{\gamma}(x)} \quad (3.9)$$

donde γ es el parámetro variado y x la variable dependiente evaluada. En este estudio, los índices de sensibilidad se calcularon para variables como el costo del electrolizador (incluyendo importación), la eficiencia del electrolizador, la energía disponible, el costo de la energía y el tiempo de operación.

Finalmente, se evaluó el impacto de los costos de producción de electricidad con el fin de comparar diferentes tecnologías de generación de energía. En particular, se analizaron dos escenarios distintos. El primero estimó los costos en función de la disponibilidad energética, siguiendo el enfoque descrito en [7]. En este escenario, los precios de la electricidad dependen inversamente de la producción de energía; es decir, los estados con mayor capacidad para generar energía solar presentan costos de producción más bajos.

3.3 POTENCIAL SOLAR GEOGRÁFICO Y TÉCNICO

En esta sección se presentan los resultados clave sobre las capacidades de producción de hidrógeno solar en dos escenarios: el primero, centralizado, mediante plantas solares; y el segundo, descentralizado, aprovechando los techos de casas y edificios en áreas urbanas.

3.3.1. Escenario centralizado

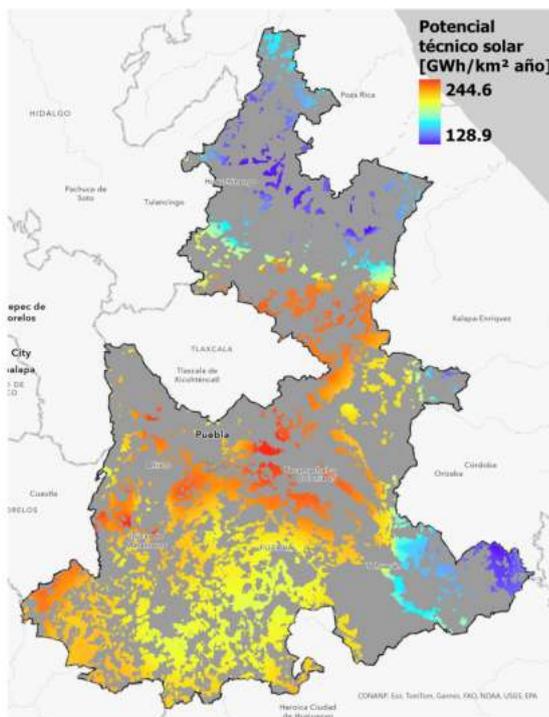
La evaluación del potencial técnico de producción de hidrógeno se realizó con base en el potencial de generación solar estimado en [7], utilizando mediciones de 1,629 estaciones meteorológicas para calcular el promedio anual de energía solar fotovoltaica aprovechable a nivel nacional.

En el caso de Puebla, los resultados del potencial solar se aprecian en la Figura 3.3(a). La imagen presenta el potencial técnico solar medido en GWh/km²/año para el estado de Puebla, utilizando una escala cromática que varía desde los 128.9 GWh/km²/año (representado en azul claro) hasta los 244.6 GWh/km²/año (representado en rojo). Este mapa permite identificar las áreas con mayor capacidad para la generación de energía solar, tomando en cuenta las características geográficas y climáticas de la región. Las áreas en gris indican regiones no viables para la generación solar, debido a restricciones geográficas o de uso de suelo, como montañas, áreas protegidas o zonas con alta densidad de infraestructura.

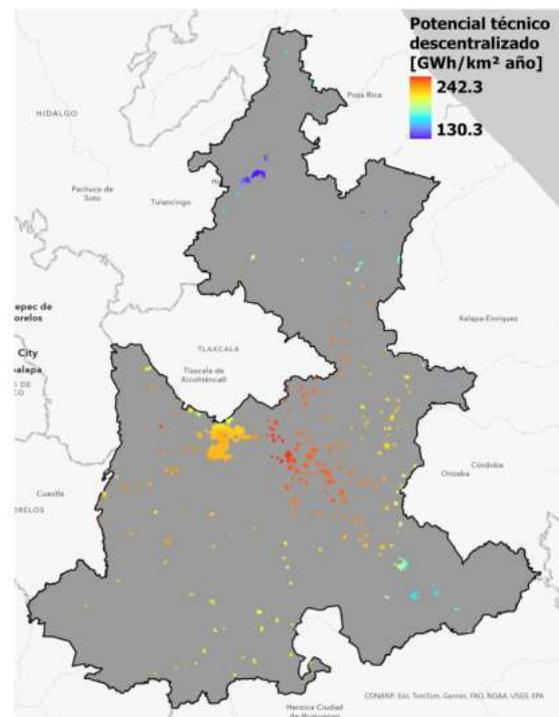


En términos de resultados, se observa que las zonas con mayor potencial se concentran principalmente en el sur y el centro del estado. Municipios como Jolalpan, Chiautla, Acatlán se perfilan como puntos clave para la instalación de proyectos solares a gran escala debido a su elevado potencial energético. Algunos alrededores de la ciudad de Puebla, así como zonas cercanas a Tepexi de Rodríguez, Tepeyahualco, Santa Inés Ahuatempan, también presentan un alto potencial solar, lo que las convierte en regiones estratégicas para la implementación de plantas solares, favorecidas además por su infraestructura y conectividad.

En contraste, las áreas representadas en azul claro y verde, localizadas al norte y oriente del estado, muestran un menor potencial para la generación solar. Municipios como Huauchinango y sus alrededores, aunque presentan un potencial inferior, aún son viables para proyectos energéticos de menor escala. De igual manera, la región sureste, en las cercanías de Tehuacán, aunque con menor capacidad, sigue siendo aprovechable para la energía solar.



((a)) Centralizado



((b)) Descentralizado

Figura 3.3: Potencial técnico de generación de energía solar en el estado de Puebla. Izq. Centralizado, Der. Descentralizado.

Tabla 3.1: Municipios con mayor potencial solar en Puebla (escenario centralizado)

Municipio	Potencial Solar (TWh/año)	Municipio	Potencial Solar (TWh/año)
Jolalpan	50.08	Tehuiztingo	27.28
Chiautla	45.86	Ixcamilpa de Guerrero	25.96
Acatlán	39.42	Cohetzala	25.51
Tepexi de Rodríguez	35.25	Oriental	24.90
Tepeyahualco	34.32	Teopantlán	24.53
Santa Inés Ahuatempan	28.81	Izúcar de Matamoros	24.48



3.3.2. Escenario descentralizado

El objetivo de evaluar un escenario descentralizado es medir las capacidades de generación en los lugares donde inmediatamente se utilizaría el hidrógeno, evitando las etapas de transporte de la energía desde la planta al punto de utilización. Para ello, se consideró la producción de hidrógeno aprovechando los techos de las viviendas en los asentamientos poblacionales.

Los municipios con mayor potencial solar descentralizado se encuentran principalmente en el centro del estado, alrededor de la capital, Puebla. Municipios como Puebla, Amozoc, Tepeaca, Tecamachalco, Palmar de Bravo destacan por su elevado potencial. En estos lugares, las condiciones geográficas y climáticas, junto con la infraestructura existente, favorecen el aprovechamiento de la energía solar en un contexto descentralizado, como la instalación de paneles fotovoltaicos en techos de edificios y viviendas.

En contraste, algunas áreas más al norte y al este del estado, aunque aún presentan cierto potencial, se encuentran en la franja de menores valores de producción solar. Estas áreas, identificadas en azul en la imagen, podrían no ser tan competitivas para la instalación de infraestructuras solares debido a limitaciones geográficas o climáticas. Estos resultados son congruentes con los anteriores para plantas solares.

Tabla 3.2: Municipios con mayor potencial solar descentralizado en Puebla

Municipio	Potencial Solar (TWh/año)	Municipio	Potencial Solar (TWh/año)
Puebla	25.86	Acatzingo	2.67
Amozoc	5.76	Acajete	2.61
Tepeaca	4.60	Tehuacán	2.50
Tecamachalco	4.54	Tlacotepec de Benito Juárez	2.37
Palmar de Bravo	3.07	Huauhinango	2.30
Tlachichuca	2.78	Quecholac	2.21

3.4 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

3.4.1. Escenario centralizado

La Figura 3.4(a) muestra un mapa de densidad de producción de hidrógeno solar en el estado de Puebla, expresado en toneladas por kilómetro cuadrado al año (Ton/km²/año). Los colores del mapa indican diferentes capacidades de producción de hidrógeno solar, basadas en la energía solar disponible en cada región del estado. El gradiente de color varía desde verde hasta rojo, donde el verde representa las áreas de menor capacidad de producción (2,453.7 Ton/km²/año) y el rojo identifica las áreas con mayor capacidad (4,657.7 Ton/km²/año).

En municipios del estado como Jolalpan, Chiautla, Acatlán y Tepexi de Rodríguez, presentan las mayores capacidades de producción de hidrógeno solar, señaladas en tonos rojos y amarillos. Mientras que municipios como Tepyahualco, Santa Inés Ahuatempan, Tehuiztingo, Ixcamilpa de Guerrero, muestran capacidades moderadas a altas, seguidas de Cohetzala, Orienta, Teopantlán e Izúcar de Matamoros.

Estos resultados indican que, si se aprovechara toda la energía disponible por unidad de área, se podrían generar hasta 1,468 TWh/año, que al convertirse en H₂ permitirían producir hasta 27.95 MTon/año, lo que representa el 1.18 % de la producción nacional. Además, se observó que solo el 29 % del territorio poblano es apto para su aprovechamiento, con la mayor disponibilidad en los municipios de la región mixteca.

Si se maximizara la capacidad de producción de hidrógeno solar en Puebla, se podría cubrir 111 veces la demanda actual de hidrógeno (0.23 MTon/año), lo que subraya la abundancia de este recurso, incluso en

escenarios de un crecimiento significativo en la demanda de H_2 .

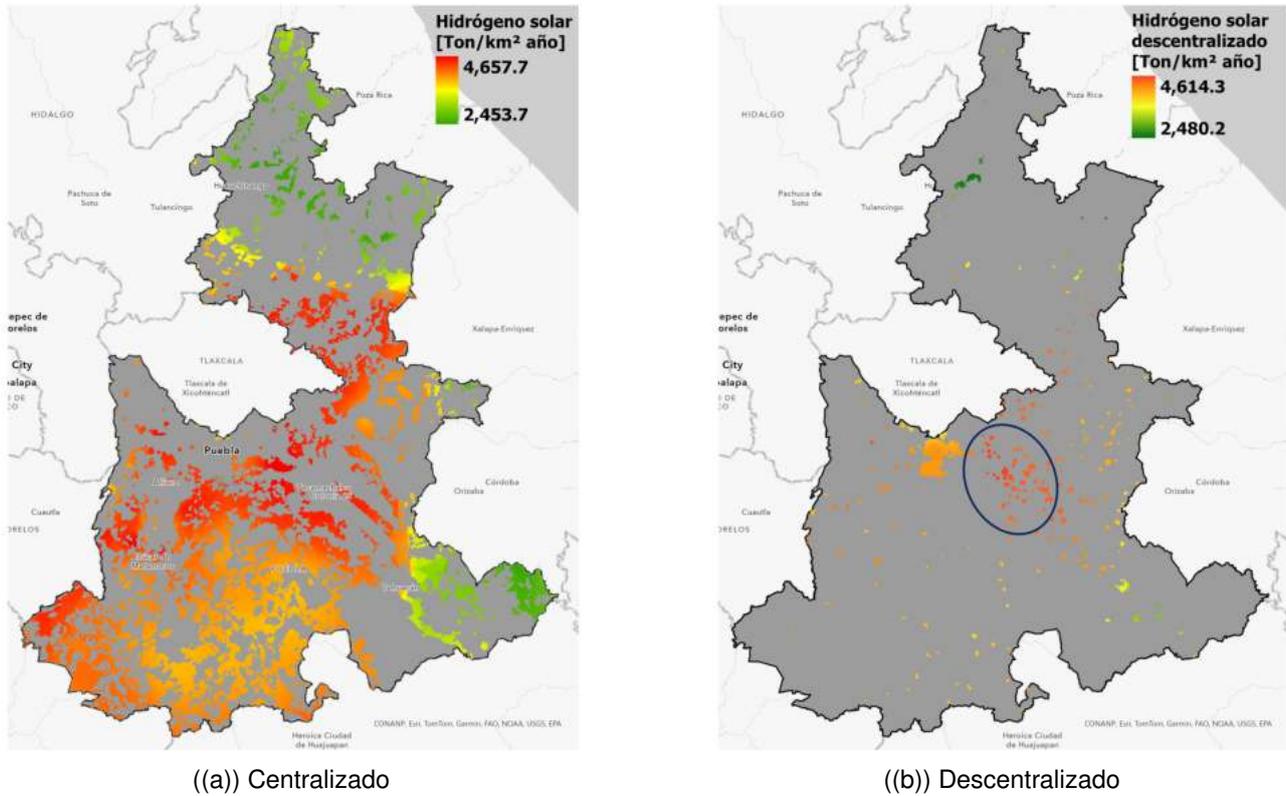


Figura 3.4: Potencial de producción de hidrógeno solar fotovoltaico en el estado de Puebla considerando $\eta_{elec}=75\%$.

3.4.2. El efecto de la eficiencia del electrolizador

La Tabla 3.3 evalúa el potencial de generación de hidrógeno solar en diversos municipios del estado de Puebla, considerando dos escenarios de eficiencia de electrolizadores: el 75% y el 65%. Estas eficiencias se refieren al porcentaje de energía eléctrica transformada en hidrógeno utilizable. Una mayor eficiencia implica una mayor producción de hidrógeno a partir de la misma cantidad de energía solar. Los valores escogidos se sitúan entre los valores típicos de un electrolizador nuevo (75%) y uno cerca de su capacidad de uso final (65%).

Jolalpan se destaca con el mayor potencial de generación, produciendo 1,356.55 kTon/año de hidrógeno en el escenario del 75% de eficiencia, y 1,174.93 kTon/año con una eficiencia del 65%. Esto significa que una reducción del 10% en la eficiencia del electrolizador se traduce en una disminución considerable de aproximadamente 181.62 kTon/año en la producción de hidrógeno; esto es en una pérdida de producción de hidrógeno de alrededor del 13.38%. Este patrón es consistente en todos los municipios evaluados, donde una disminución de la eficiencia lleva a una caída en la producción de hidrógeno solar.

Por otro lado, municipios como Acatlán y Tepexi de Rodríguez también presentan un potencial significativo de producción de hidrógeno. Acatlán, por ejemplo, podría producir 1,067.99 kTon/año con una eficiencia del 75%, mientras que con una eficiencia del 65% esa cifra desciende a 925.00 kTon/año. Tepexi de Rodríguez muestra una reducción de 127.89 kTon/año entre los escenarios de 75% y 65% de eficiencia.

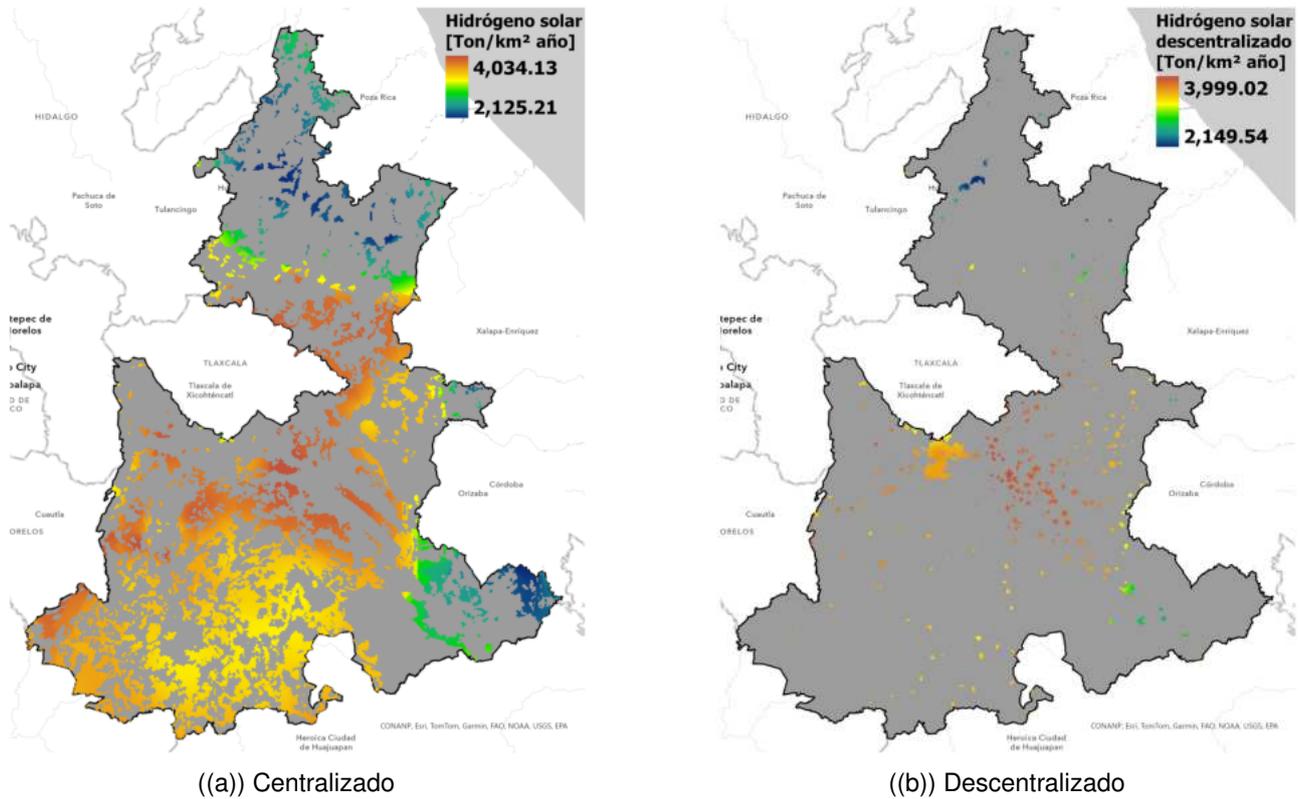


Figura 3.5: Potencial de producción de hidrógeno solar fotovoltaico en el estado de Puebla considerando $\eta_{elec} = 65\%$.

La tabla permite identificar las regiones con mayor potencial de producción de hidrógeno en función de la tecnología empleada. La diferencia entre los dos escenarios de eficiencia resalta la importancia de utilizar electrolizadores eficientes para maximizar la producción de hidrógeno, ya que una mejora en la eficiencia puede llevar a un aumento significativo en la cantidad de hidrógeno generado anualmente. Esto es crucial para el desarrollo de proyectos de energía renovable y para optimizar el aprovechamiento de los recursos solares en la región.

Tabla 3.3: Potencial de generación de hidrógeno solar por municipio en Puebla con diferentes eficiencias de electrolizadores. Escenario centralizado

Municipio	H ₂ Solar (kTon/año, 75 %)	H ₂ Solar (kTon/año, 65 %)
Jolalpan	1,356.55	1,174.93
Chiautla	1,242.24	1,075.92
Acatlán	1,067.99	925.00
Tepexi de Rodríguez	954.96	827.11
Tepeyahualco	929.62	805.16
Santa Inés Ahuatempan	780.57	676.07
Tehuizingo	739.03	640.09
Ixcamilpa de Guerrero	703.16	609.02
Cohetzala	690.96	598.45
Oriental	674.55	584.24
Teopantlán	664.49	575.53
Izúcar de Matamoros	663.28	574.48



3.4.3. Escenario descentralizado

Se sabe que a nivel nacional se puede obtener una producción total anual de H₂ en todos los asentamientos poblacionales es de 9.39 MTon. Los resultados indican que México tiene la capacidad de producir 124,311 TWh/año de energía y 2,366.33 MTon/año de hidrógeno solar, concentrándose aproximadamente el 60 % de esta capacidad en la región norte del país. Este potencial podría satisfacer diez veces la demanda mundial de hidrógeno.

En el estado de Puebla, el potencial de generación de energía solar fotovoltaica va de los 130.3 a los 242.3 GWh/km² año con capacidades de producción de hidrógeno de hasta 4,614.3 Ton/km² año en la zona centro-oriente del territorio (Figura 3.4(b)) que es justo donde se encuentra la mayor actividad industrial-comercial del estado. Las 5 poblaciones con mayor capacidad de generación por unidad de área se enlistan en la Tabla 3.4.

En el estado de Puebla, el potencial de generación de energía solar fotovoltaica va de los 130.3 a los 242.3 GWh/km² año (Figuras 3.4(b) y 3.5(b) y) con capacidades de producción de hidrógeno de hasta 4,614.3 Ton/km² año en la zona centro-oriente del territorio (Figura 3.4(b)) que es justo donde se encuentra la mayor actividad industrial-comercial del estado. Las 5 poblaciones con mayor capacidad de generación por unidad de área se enlistan en la Tabla 3.4. Entre estas se encuentran Tepaxtlaco de Hidalgo, Tepeaca, Acajete y Acatzingo.

Tabla 3.4: Poblaciones con mayor potencial de generación de hidrógeno solar en Puebla

Población	Potencial solar [GWh/km ² año]	Producción de H ₂ [Ton/km ² año]
Tepaxtlaco de Hidalgo	241.62	4,599.5
Tepeaca	241.15	4,590
Acajete	237.06	4,512.66
Los Reyes de Juarez	235.46	4,482.2
Acatzingo	234.44	4,462.8

Considerando exclusivamente los asentamientos urbanos del estado de Puebla, es posible generar 0.34 millones de toneladas (MTon) de hidrógeno solar al año, lo que cubriría 3.4 veces la demanda de hidrógeno en Puebla, estimada en 97.8 mil toneladas (kTon) anuales según [20]. En particular, la capacidad de producción total de hidrógeno en la ciudad de Puebla se ha calculado en 60 kTon/año, lo cual cubriría 15 veces el consumo nacional aparente de hidrógeno del sector químico, reportado en 3.9 kTon en 2023 [1]. Estos resultados evidencian el considerable potencial de producción de hidrógeno disponible en el estado, que podría beneficiar significativamente a las principales industrias de Puebla en un escenario futurista, donde el desarrollo de la infraestructura facilite la producción distribuida de hidrógeno.

3.4.4. El efecto de la eficiencia del electrolizador

La Tabla 3.5 presenta el potencial de generación de hidrógeno solar en varios municipios del estado de Puebla, evaluando dos escenarios de eficiencia de los electrolizadores: 75 % y 65 %. Como en casos anteriores, el valor de las eficiencias se escogieron de acuerdo a escenarios de uso del electrolizador.

En el escenario del 75 %, el municipio de **Puebla** destaca con un potencial de 700.66 kTon/año, mientras que en el escenario de 65 %, la producción baja a 607.24 kTon/año. Este patrón de reducción es consistente en todos los municipios evaluados.

Municipios como **Amozoc**, **Tepeaca** y **Tecamachalco** también presentan un potencial considerable de



generación de hidrógeno solar, aunque significativamente menor que Puebla. Por ejemplo, en Amozoc, se podría generar 156.10 kTon/año con una eficiencia del 75 %, y 135.29 kTon/año con una eficiencia del 65 %.

En contraste, municipios como **Huauchinango** y **Quecholac** presentan un potencial mucho menor, con valores entre 62.27 y 59.74 kTon/año, respectivamente, en el escenario del 75 %.

Estos valores sugieren que la eficiencia del electrolizador tiene un impacto significativo en la cantidad de hidrógeno solar que puede ser producido, con una reducción de producción entre 10 % y 15 % en la mayoría de los municipios cuando la eficiencia baja de 75 % a 65 %.

Tabla 3.5: Potencial de generación de hidrógeno solar por municipio en Puebla con diferentes eficiencias de electrolizadores. Escenario Descentralizado

Municipio	H ₂ Solar (kTon/año, 75 %)	H ₂ Solar (kTon/año, 65 %)
Puebla	700.66	607.24
Amozoc	156.10	135.29
Tepeaca	124.72	108.09
Tecamachalco	122.93	106.54
Palmar de Bravo	83.13	72.05
Tlachichuca	75.20	65.18
Acatzingo	72.34	62.70
Acajete	70.80	61.36
Tehuacán	67.81	58.77
Tlacotepec de Benito Juárez	64.20	55.64
Huauchinango	62.27	53.96
Quecholac	59.74	51.78

3.5 USO DEL AGUA DE LLUVIA PARA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO.

Si bien en muchos estudios científicos se ha reportado que la producción de hidrógeno a gran escala no pone en riesgo los recursos hídricos del planeta [2, 25, 3], en este estudio se muestra un escenario donde se propone la utilización de agua de lluvia para ser utilizada en el proceso de electrólisis después de acondicionarla.

La Figura 3.7 presenta un mapa del estado de Puebla que muestra el porcentaje de agua de lluvia requerida para la producción de hidrógeno solar, expresado en términos porcentuales. El gradiente de colores refleja las variaciones en la cantidad de agua de lluvia necesaria en diferentes regiones del estado. Los colores azules representan áreas donde el porcentaje de agua requerido es bajo (0.5%), mientras que los tonos rojos indican zonas con un mayor porcentaje de agua requerida (hasta 16.2%).

Las zonas con mayores necesidades de agua, se concentran principalmente en el centro y sureste del estado, lo que sugiere que en estas regiones la producción de hidrógeno solar demanda una proporción significativa del agua disponible. En contraste, las áreas en tonos azules, como el norte del estado, muestran un menor porcentaje de agua de lluvia necesaria para la producción de hidrógeno, lo que indica que estas zonas tienen una mayor eficiencia hídrica o mayor disponibilidad de agua en comparación con la cantidad requerida.

Los resultados mostraron que en toda el área disponible para la cosecha de hidrógeno solar, solo se requeriría entre el 0.5 y el 16 % del agua de lluvia si se transformara todo el potencial solar a H₂ a como se

muestra en la Figura 3.7.

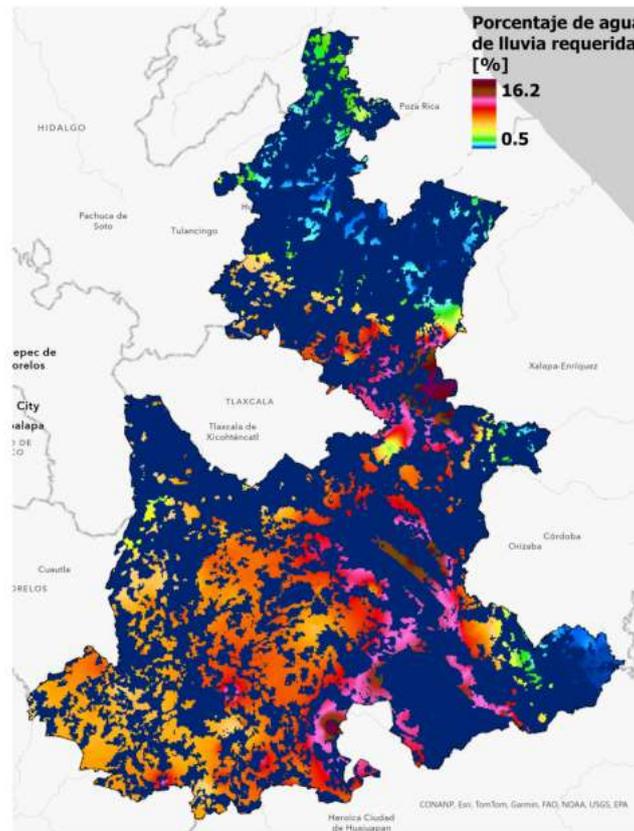


Figura 3.6: Porcentaje de agua de lluvia requerida para transformar el potencial técnico solar a hidrógeno ($\eta_{elec} = 75\%$).

Tabla 3.6: Porcentaje de agua de lluvia necesaria para producir el máximo potencial de hidrógeno solar en los municipios de Puebla de mayor potencial. Escenario centralizado

Municipio	H ₂ O (% agua lluvia, $\eta = 75\%$)	H ₂ O (% agua lluvia, $\eta = 65\%$)
Jolalpan	2.66	2.32
Chiautla	1.86	1.61
Acatlán	2.62	2.27
Tepexi de Rodríguez	3.31	2.87
Tepeyahualco	4.92	4.26
Santa Inés Ahuatempan	4.03	3.49
Tehuizingo	2.43	2.10
Ixcamilpa de Guerrero	2.89	2.50
Cohetzala	3.43	2.97
Oriental	4.26	3.69
Teopantlán	3.47	3.01
Izúcar de Matamoros	1.61	1.39

La Tabla 3.6 muestra el porcentaje de agua de lluvia necesario para generar el máximo potencial de hidrógeno solar en diferentes municipios del estado de Puebla, bajo dos escenarios de eficiencia de los electrolizadores: 75 % y 65 %.

En el escenario del 75 %, municipios como **Tepeyahualco** y **Santa Inés Ahuatempan** requieren un 4.92 %



y 4.03 % de agua de lluvia disponible, respectivamente, para cubrir sus necesidades de generación de hidrógeno solar. Estas cifras disminuyen a 4.46 % y 3.49 % cuando la eficiencia de los electrolizadores disminuye al 65 %, evidenciando una disminución considerable en la demanda de agua. En contraste, municipios como **Izúcar de Matamoros** y **Chiautla** presentan los porcentajes más bajos, con un 1.61 % y 1.86 % bajo el escenario del 75 %, y 1.39 % y 1.61 % para el 65 %, lo que indica una mayor disponibilidad de agua de lluvia en estas regiones.

El impacto de la disponibilidad de agua de lluvia es crucial en este contexto, ya que el uso de agua de origen pluvial reduce la dependencia de recursos hídricos subterráneos. En el estado de Puebla, donde una gran parte del agua utilizada proviene de acuíferos, el uso sostenible de agua de lluvia se convierte en una estrategia clave para preservar los recursos subterráneos. Actualmente, la sobreexplotación de los acuíferos en el estado representa un desafío importante, ya que muchas regiones enfrentan problemas de agotamiento y contaminación de sus fuentes subterráneas. La posibilidad de utilizar agua de lluvia para generar hidrógeno solar podría aliviar la presión sobre los acuíferos, proporcionando una alternativa más sostenible para el desarrollo energético en la región.

El uso de agua de lluvia en la producción de hidrógeno solar, tal como se refleja en la tabla, puede ser una estrategia fundamental para minimizar el impacto sobre los acuíferos subterráneos de Puebla, al mismo tiempo que maximiza la producción de hidrógeno, especialmente en municipios con mayores recursos pluviales.

3.6 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO EN RELACIÓN A LA ÉPOCA DEL AÑO

La Figura 3.7 y Tabla 3.7 proporcionan los resultados de la producción mensual de hidrógeno solar en el estado de Puebla en relación a la época del año, evaluando dos escenarios de eficiencia de los electrolizadores: 75 % y 65 %. Los valores están expresados en kilotoneladas (métricas) por mes (kTon/mes), lo que permite identificar con mayor precisión cómo varía la producción a lo largo del año.

Los meses de marzo, abril y mayo muestran una producción máxima, alcanzando un valor de 27.95 kTon/mes en abril bajo la eficiencia del 75 %, mientras que con una eficiencia del 65 % la producción disminuye a 24.20 kTon/mes. Esto confirma que la primavera es la época del año más favorable para la generación de hidrógeno solar, debido a la mayor irradiación solar disponible durante esos meses.

En contraste, los meses de octubre a diciembre presentan los niveles más bajos de producción. En diciembre, por ejemplo, la producción es de 21.42 kTon/mes con una eficiencia del 75 %, y baja a 18.56 kTon/mes con una eficiencia del 65 %. Esta disminución en la producción está en línea con la menor radiación solar que se recibe durante los meses de otoño e invierno, lo que reduce la eficiencia de los sistemas de generación de hidrógeno.

La diferencia entre los dos escenarios de eficiencia de los electrolizadores es notable en todos los meses. En los meses de alta producción, como abril, la brecha entre ambas eficiencias alcanza los 3.75 kTon/mes. Esta diferencia es menos pronunciada en los meses de menor producción, pero sigue siendo significativa, lo que subraya la importancia de la eficiencia tecnológica para maximizar la generación de hidrógeno solar.

La adopción de electrolizadores con una mayor eficiencia tecnológica (75 %) permite una mayor producción a lo largo de todo el año, con una diferencia de 3 a 4 kTon/mes en comparación con los electrolizadores menos eficientes (65 %). Esto sugiere que una mejora en la tecnología podría compensar parcialmente las limitaciones impuestas por la estacionalidad, optimizando así la producción total de hidrógeno solar.

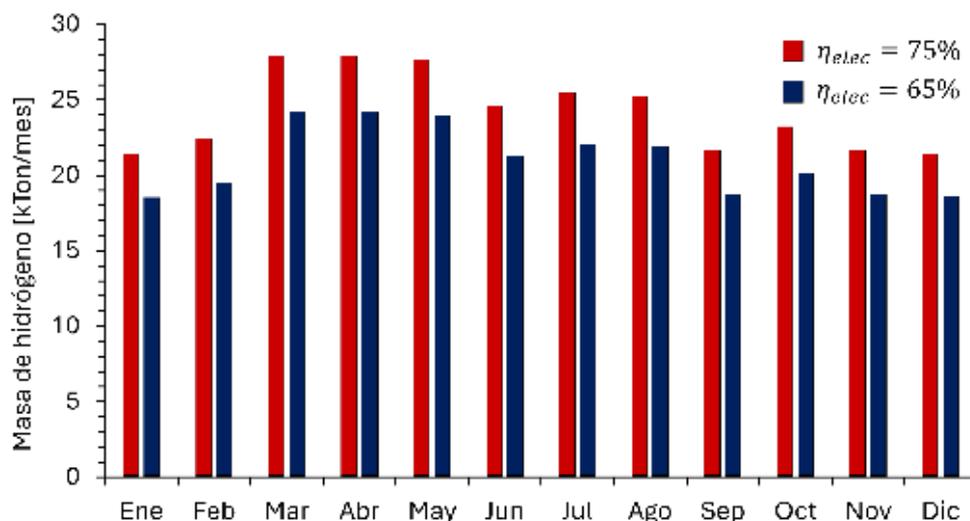


Figura 3.7: Producción de hidrógeno en asentamientos poblacionales a lo largo del año

Tabla 3.7: Producción mensual de hidrógeno solar en el estado de Puebla con diferentes eficiencias de electrolizadores

Mes	H ₂ Solar (kTon/mes, 75 %)	H ₂ Solar (kTon/mes, 65 %)
Enero	21.39	18.54
Febrero	22.47	19.47
Marzo	27.92	24.20
Abril	27.95	24.22
Mayo	27.67	23.98
Junio	24.60	21.32
Julio	25.45	22.05
Agosto	25.27	21.90
Septiembre	21.65	18.76
Octubre	23.24	20.14
Noviembre	21.62	18.74
Diciembre	21.42	18.56

3.7 COSTOS DE PRODUCCIÓN

La Figura 3.8 muestra los resultados de la comparación de dos tecnologías de electrolizadores: el alcalino y el PEM (Membrana de Electrolito Polimérico), analizando el impacto de los distintas variables en el LCOH a través de dos escenarios de operación: 8,760 h/año (operación continua: 24H, 365 días/año) y 3,237 h/año (operación parcial) coincidente con los tiempos de luz solar al año. Las barras muestran el porcentaje de efecto que tienen los costos de importación, la disponibilidad de la energía, la eficiencia del electrolizador, y el costo de la electricidad en LCOH.

El mayor impacto sobre el LCOH proviene de la variación en el CAPEX del electrolizador, debido a los costos de importación, para el electrolizador alcalino, bajo el escenario de operación continua de 8,760 h/año. Estos gastos representan el 72 %, seguidos de la disponibilidad de la energía, con un 17 %, y el costo de la electricidad, con un 16 %. La eficiencia del electrolizador tiene un impacto menor, contribuyendo con un 13 %.

En el escenario de operación parcial de 3,237 h/año, los costos de importación aumentan su influencia



en el LCOH, alcanzando el 77 %. Esto sugiere que, a medida que disminuye el tiempo de operación, los costos fijos, como los de importación, adquieren un mayor peso relativo. En este escenario, el CAPEX del electrolizador se convierte en el factor dominante sobre el LCOH, mientras que el costo de la electricidad reduce su impacto a solo un 8 %.

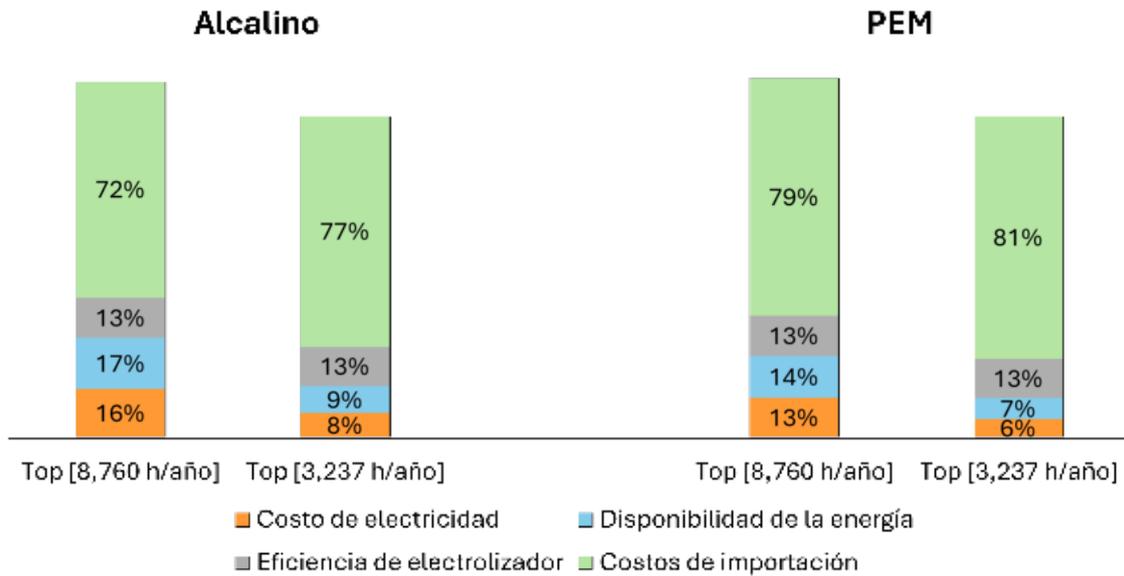


Figura 3.8: Análisis de sensibilidad del precio en relación a variables clave.

Bajo el escenario de operación continua de 8,760 h/año, el CAPEX del electrolizador PEM también se incrementa debido a los costos de importación, representando el 79 %, superando el impacto observado en el electrolizador alcalino. En el escenario de operación parcial de 3,237 h/año, el impacto de los costos de importación aumenta al 81 %, mientras que el efecto del costo de la electricidad disminuye al 6 %.

Cabe destacar que los costos relacionados con la eficiencia del electrolizador se mantienen constantes en ambos casos, representando un 13 % tanto para el electrolizador alcalino como para el PEM, lo que indica la independencia de que este parámetro con respecto al tiempo de operación.

A pesar de que en ambos escenarios, la variable que mayor afecta al LCOH es el CAPEX (Capital Expenditures en inglés o gastos de capital) del electrolizador, los costos de electricidad, así como la disponibilidad de energía también son significativos en escenarios de operación continua. Esto sugiere que la selección de la tecnología y el tiempo de operación influyen drásticamente en el perfil de costos, donde se vuelve necesario incrementar los tiempos de operación para reducir el impacto de los costos fijos (CAPEX de electrolizador) y al mismo tiempo que la energía sea más barata ya que el LCOH también presenta esa dependencia del costo de la energía.

Como ya se estableció, bajo escenarios de producción de hidrógeno solar solamente, los costos de importación se vuelven significativos, lo que revela la importancia del desarrollo de la tecnología nacional para abaratar la producción. Operar un electrolizador las 24 hrs se vuelve factible en escenarios en donde se pueden mezclar fuentes de energía renovable, por ejemplo con la eólica, con ello se podría amortizar de mejor manera los costos. Sin embargo, dado el considerable peso de la importación del equipo tiene en el precio, el desarrollo de tecnología nacional tendría que priorizarse.



3.7.1. Escenario centralizado

Finalmente el costo se analiza tomando en cuenta precios reales de electrolizadores en el mercado. Conforme a lo reportado internacionalmente, los electrolizadores tipo PEM, tienen un costo de alrededor de 2000 USD/kW, mientras que la tecnología alcalina (ALC) de 1700 USD/kW. Sin embargo, la importación a México y los gastos de transportación suben mucho estos precios a niveles de 12000 USD/kW para tecnología tipo PEM y de 8000 USD/KW. El efecto de estos precios se ve reflejado en el análisis de la Tabla 3.8.

Tabla 3.8: Precio nivelado del hidrógeno en el estado de Puebla y su dependencia con los costos de importación (Escenario centralizado).

Municipio	SIN IMPORTACIÓN Y TRANSPORTACIÓN		CON IMPORTACIÓN Y TRANSPORTACIÓN	
	LCOH [USD/kg]		LCOH [USD/kg]	
	ALC	PEM	ALC	PEM
Jolalpan	11.96	15.32	52.80	72.81
Chiautla	12.02	15.38	52.94	73.00
Acatlán	12.14	15.51	53.23	73.37
Tepexi de Rodríguez	12.19	15.58	53.40	73.60
Tepeyahualco	12.17	15.53	53.05	73.08
Santa Inés Ahuatempan	12.31	15.69	53.44	73.61
Tehuizingo	12.35	15.72	53.41	73.54
Ixcamilpa de Guerrero	12.34	15.68	52.99	72.92
Cohetzala	12.44	15.79	53.22	73.22
Oriental	12.50	15.83	53.13	73.05
Teopantlán	12.53	15.85	52.91	72.71
Izúcar de Matamoros	12.80	16.17	53.82	73.94

La tabla muestra el *precio nivelado del hidrógeno* en varios municipios del estado de Puebla, expresado en *LCOH (USD/kg)*, además, se comparan dos tipos de tecnología de electrolizadores: *ALC* (alcalina) y *PEM* (Membrana de Intercambio Protónico).

En el escenario *sin importación y transportación*, el costo del hidrógeno varía entre 11.96 USD/kg y 12.80 USD/kg para la tecnología ALC, y entre 15.32 USD/kg y 16.17 USD/kg para la tecnología PEM. Se observa que los costos de producción de hidrógeno con la tecnología ALC son consistentemente más bajos que los de la tecnología PEM en todos los municipios. Esto está relacionado con los costos de la tecnología.

Por otro lado, en el escenario *con importación y transportación*, los costos de producción de hidrógeno se incrementan considerablemente, con un rango de 52.80 USD/kg a 58.92 USD/kg para ALC, y de 72.81 USD/kg a 73.94 USD/kg para PEM. Este aumento significativo en los costos refleja el impacto del gravamen y el transporte en el precio de producción final del hidrógeno, lo que subraya la importancia de tener una infraestructura local robusta para minimizar estos costos.

Municipios como *Jolalpan* y *Tepexi de Rodríguez* muestran los costos más bajos en ambos escenarios, tanto para la tecnología ALC como para la PEM. Esto sugiere que estos municipios pueden tener condiciones favorables para la producción de hidrógeno, posiblemente debido a su potencial de recursos renovables o menores costos operativos locales.

En contraste, municipios como *Cohetzala* y *Tehuizingo* presentan los costos más altos, lo que podría estar relacionado con mayores costos logísticos, menor disponibilidad de recursos o mayor dependencia de la infraestructura de transporte.



3.7.2. Escenario descentralizado

La Tabla 3.9 muestra el LCOH en varios municipios del estado de Puebla, para el caso en que la generación del hidrógeno es distribuída en las zonas urbanas mediante la energía del sol captada en los techos de las casas. El análisis se divide en dos escenarios principales: *sin importación y transportación* y *con importación y transportación* y además, compara el costo utilizando dos tecnologías de electrolizadores

Tabla 3.9: Precio nivelado del hidrógeno en el estado de Puebla y su dependencia con los costos de importación (Escenario descentralizado).

Municipio	SIN IMPORTACIÓN Y TRANSPORTACIÓN		CON IMPORTACIÓN Y TRANSPORTACIÓN	
	LCOH [USD/kg]		LCOH [USD/kg]	
	ALC	PEM	ALC	PEM
Puebla	11.95	15.30	52.74	72.74
Amozoc	12.03	15.39	52.97	73.04
Tepeaca	12.01	15.35	52.64	72.56
Tecamachalco	12.04	15.38	52.68	72.61
Palmar de Bravo	12.15	15.50	52.94	72.94
Tlachichuca	12.36	15.76	53.72	73.99
Acatzingo	12.20	15.53	52.72	72.58
Acajete	12.33	15.66	52.93	72.84
Tehuacán	12.60	16.00	53.98	74.27
Tlacotepec de Benito Juárez	12.57	15.93	53.48	73.54
Huauchinango	12.65	16.01	53.52	73.55
Quecholac	12.72	16.06	53.45	73.41

En el escenario *sin importación y transportación*, los precios del hidrógeno para la tecnología ALC se encuentran en un rango entre 11.95 USD/kg y 12.72 USD/kg, mientras que para la tecnología PEM los costos son consistentemente más altos, variando entre 15.30 USD/kg y 16.06 USD/kg. Esto indica que la tecnología PEM, aunque más avanzada y eficiente, es más costosa de operar en términos de producción local de hidrógeno incluso sin costos adicionales de importación o transporte. En la tabla, los precios aumentan hacia el final, debido a que los municipios fueron ordenados de mayor disponibilidad del recurso a menor. Esto indica que se puede ver el efecto de la disponibilidad de energía en esta dirección.

Estos resultados evidencian cómo los costos del hidrógeno varían significativamente dependiendo del municipio, la tecnología utilizada y la inclusión o no de los costos de importación y transportación. La tecnología PEM, resulta en costos más altos en todos los escenarios, mientras que la tecnología alcalina ofrece una opción más económica.

3.7.3. Dependencia del costo con la época del año

En la Figura 3.9 se muestra la variación del LCOH según la estación del año para los escenarios con y sin importación. Estos resultados permiten destacar varios aspectos. En primer lugar, se observa que los valores de LCOH son ligeramente más bajos durante los meses de primavera en comparación con los meses de invierno y otoño. Además, a medida que aumenta el CAPEX del electrolizador (8,000 USD/kW y 1,200 USD/kW), las variaciones en el LCOH a lo largo del año se vuelven menos pronunciadas, a diferencia de lo que ocurre cuando el CAPEX es bajo. Este comportamiento confirma los resultados del análisis de sensibilidad, que indican que, debido al impacto del CAPEX del electrolizador, especialmente al considerar la importación y el transporte, se reduce la influencia de la variación en el costo de la electricidad y en la disponibilidad de energía.

Por otra parte, conocer el perfil mensual del LCOH permite planificar estrategias de producción y almacenamiento más eficientes. Por ejemplo, durante los meses con mayor radiación solar y menores costos, se



podría producir y almacenar más hidrógeno para cubrir la demanda en los meses de menor radiación.

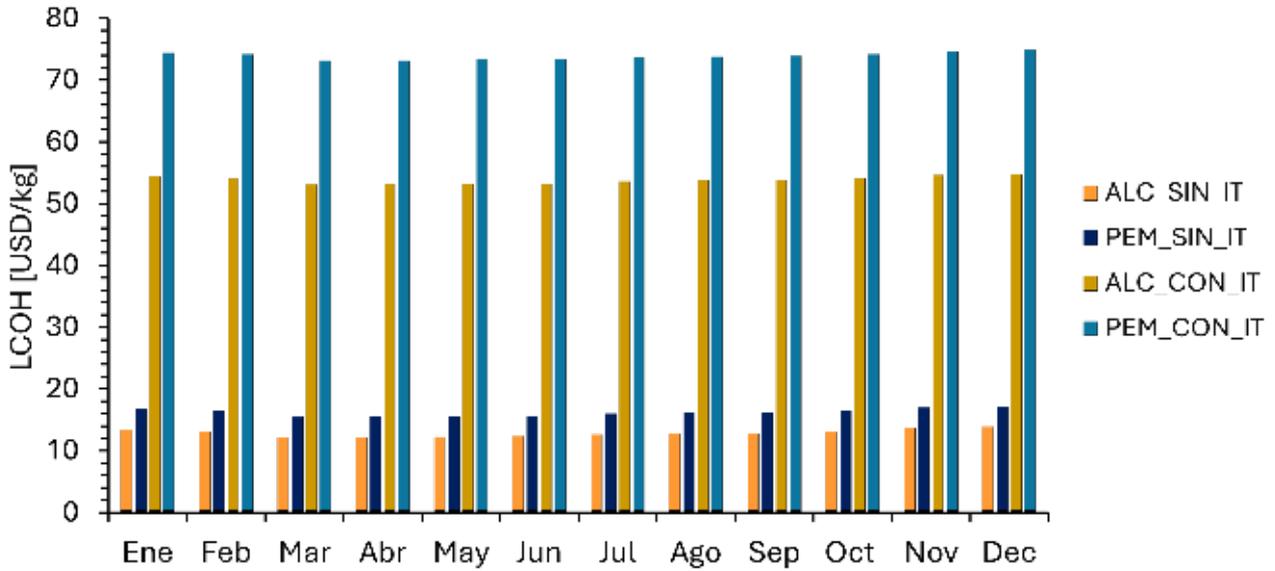
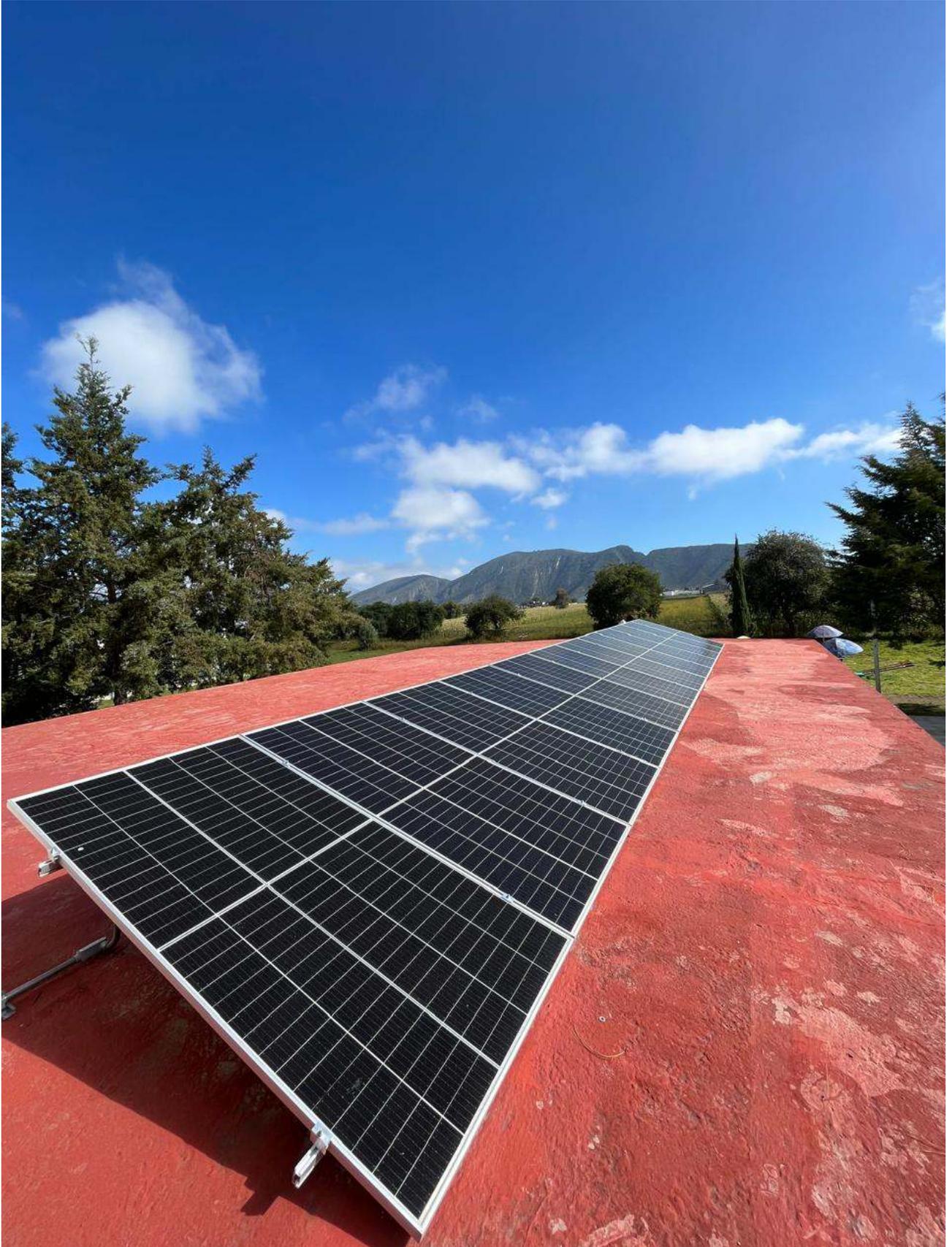


Figura 3.9: Variación del LCOH a lo largo del año en el escenario descentralizado. Este cálculo consideró una eficiencia de $\eta_{ele}=75\%$, SIN_IT= SIN IMPORTACIÓN Y TRANSPORTACIÓN, CON_IT= CON IMPORTACIÓN Y TRANSPORTACIÓN.





CAPÍTULO 4

Potencial de Hidrógeno Eólico

La energía eólica se basa en la conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica mediante aerogeneradores. El viento, generado por diferencias de presión atmosférica causadas por el calentamiento desigual de la superficie terrestre, transporta una cantidad de energía que depende de su velocidad y de la densidad del aire. En este proceso, la potencia extraída es proporcional al cubo de la velocidad del viento, lo que significa que pequeñas variaciones en la velocidad pueden tener un impacto significativo en la energía generada. A mayor altura, la velocidad del viento tiende a ser más alta y más uniforme, lo que justifica la instalación de aerogeneradores elevados.

La orografía, o las características físicas del terreno, juegan un papel determinante en la distribución y comportamiento del viento. Las formaciones geográficas como montañas, colinas y valles influyen en la aceleración o desaceleración del viento. En áreas con pendientes pronunciadas, el viento puede acelerarse cuando es canalizado a través de valles o sobre colinas, aumentando su velocidad y favoreciendo la instalación de parques eólicos. Sin embargo, la orografía compleja también puede inducir turbulencias, lo que afecta negativamente la eficiencia y estabilidad de los aerogeneradores.

Las zonas costeras y las llanuras presentan condiciones óptimas para la energía eólica debido a sus vientos más uniformes y menos perturbados por obstáculos geográficos. Estas regiones permiten un aprovechamiento más eficiente de la energía eólica, con menos interferencias derivadas del terreno. Por otro lado, en áreas montañosas, aunque los vientos pueden ser más intensos, la presencia de turbulencias y variaciones bruscas en la dirección del viento requieren una evaluación más detallada para asegurar la viabilidad de los proyectos eólicos.

4.1 ENERGÍA EÓLICA

El potencial de generación de energía eólica terrestre en México ha sido analizado previamente por varios autores. Sin embargo, se han identificado ciertas deficiencias debido al origen de los datos utilizados. Algunos estudios emplean conjuntos de datos de estaciones meteorológicas, pero se consideran pocas estaciones para la interpolación en todo el territorio mexicano. En otros casos, solo se analiza una región geográfica específica debido a la falta de datos medidos [5]. Por ejemplo, en [19] se utilizaron ocho años de datos de velocidad del viento de 131 estaciones meteorológicas para describir el potencial energético en todo México, encontrando que la velocidad media anual máxima del viento era de 4.7 m/s.

En [18], se evaluó el recurso eólico en cinco estados del norte de México utilizando datos de 221 estaciones meteorológicas y 21 puntos específicos derivados de datos satelitales. Los resultados mostraron que en el estado de Tamaulipas se pueden encontrar densidades de potencia de 1000 W/m².



Se ha demostrado que MERRA-2 no representa adecuadamente el comportamiento del viento en México. En [32], se calcularon los factores de capacidad de energía eólica para México utilizando el conjunto de datos MERRA-2 y se contrastaron con mediciones de estaciones meteorológicas. Los autores demostraron que MERRA-2 sobreestima los valores de velocidad del viento en un 18 % en áreas con alta variabilidad topográfica, resultando en coeficientes de correlación por debajo de 0.5.

Según [38], ERA5 podría ser el conjunto de datos climatológicos más confiable para la modelización de energía eólica, aunque su resolución es una de sus mayores desventajas. Giovanni Gualtieri [16] demostró esto al comparar los valores de velocidad del viento de ERA5 con mediciones en ubicaciones específicas. Los resultados mostraron que ERA5 (31 km × 31 km) subestima los valores de velocidad del viento en un 48 % en terrenos altamente complejos. Por lo tanto, se debe evitar el uso de ERA5 en topografías con alta variación.

En México, han existido proyectos colaborativos como el “Atlas del Viento de México”, donde diversas instituciones intentaron adaptar el conjunto de datos ERA5 y mejorar su representación de alta resolución mediante un proceso de reducción de escala considerando la orografía de México. Sin embargo, según un informe de 2016, el modelado a mesoescala no fue exitoso, lo que resultó en datos severamente sobreestimados en zonas con altos recursos eólicos [17]. Posteriormente, en 2021, un informe del mismo proyecto no presentó un resultado final sobre las predicciones del modelo para todo el territorio mexicano [47].

Una practica común en evaluación de potencial de energía eólica es el uso de los datos proporcionados por el “Global Wind Atlas”(GWA) [11], sin embargo, estos datos no han sido validados por mediciones reales de velocidad de viento en México. Además, de acuerdo con el análisis mostrado en [28] se resalta que la utilización de estos datos muestra grandes diferencias al compararlo con datos reportados por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) para el territorio mexicano.

Hasta la fecha, no se ha realizado una caracterización adecuada del potencial eólico de México. De hecho, la SENER, en el “Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias”[42], informa mapas de potencial eólico basados en estudios previamente mencionados que no representan con precisión el recurso eólico. Esto subraya la importancia de llevar a cabo una evaluación precisa utilizando mediciones de estaciones meteorológicas, las cuales pueden servir como referencia para validar los datos calculados mediante modelización. Una evaluación precisa del potencial eólico es crucial para el uso efectivo y el desarrollo de este recurso renovable.

4.2 MÉTODOS

Para este análisis, se procesaron datos de velocidad del viento provenientes de la base de datos de CONAGUA, con resoluciones que varían entre 10, 15, 20 y 30 minutos, y 1 hora, dependiendo de la estación meteorológica. El primer paso en el análisis de la energía eólica disponible a partir de mediciones climatológicas consiste en la depuración de datos. En este caso, se utilizaron los estándares establecidos por la Organización Meteorológica Mundial para definir los parámetros de calidad. Para las variables climatológicas, se consideran las estaciones meteorológicas que disponen de al menos 8/9 de los datos disponibles para un año, mes y día determinados [49].



4.2.1. Densidad de potencia eólica

A partir de los valores promedio anual o mensual de velocidad de viento, es posible evaluar los diferentes potenciales de energía eólica en el estado de Puebla:

1. Potencial de recurso: Potencial teórico que abarca todo el territorio.
2. Potencial geográfico: El terreno disponible apto para la instalación de aerogeneradores, teniendo en cuenta las limitaciones geográficas.
3. Potencial técnico: La energía generada dentro del territorio disponible, considerando las pérdidas energéticas inherentes a la tecnología.

El potencial de recurso puede describirse en función de la densidad de potencia eólica (WPD) en W/m^2 (Ecuación 4.1), donde la densidad del aire (ρ) puede aproximarse como una función de la temperatura utilizando una ecuación de estado o como una función de la altitud.

$$WPD = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (4.1)$$

De acuerdo con [29], la densidad del viento se puede aproximar a partir de una correlación de altura, siguiendo la ecuación 4.2.

$$\rho = 1,225 - (1,194 \times 10^{-4}) \times z \quad (4.2)$$

Donde z es la variación de la altura respecto al suelo. Al utilizar el modelo de elevación digital para el estado de Puebla, se encontró el valor de densidad del aire según la altura (Figura 4.1)

La medición estándar de la velocidad del viento en estaciones meteorológicas se realiza a 10 metros sobre el suelo, mientras que los aerogeneradores operan a alturas superiores a los 80 metros. Por lo tanto, es necesaria una extrapolación de la velocidad del viento para obtener valores precisos a la altura de las turbinas. Los métodos más utilizados para esta extrapolación son la ley de potencias y el método logarítmico. Este último depende del valor de la rugosidad del terreno, ya que influye significativamente en el perfil vertical del viento. La Figura 4.2 muestra la clasificación de los tipos de suelo en Puebla con sus respectivos valores de rugosidad.

El potencial geográfico del viento está limitado por las áreas donde no es posible instalar turbinas eólicas, tales como zonas protegidas, bosques, selvas, entre otras. En la Tabla 4.1 se presentan las restricciones consideradas para este análisis.

Tabla 4.1: geográficas

Restricción	Buffer
Carreteras	200 m
Aeropuertos	2500 m
Asentamientos urbanos	1000 m
Zonas protegidas	-
Cuerpos de agua	200 m
Selvas	-
Oleoductos	100 m
Zonas arqueológicas	-

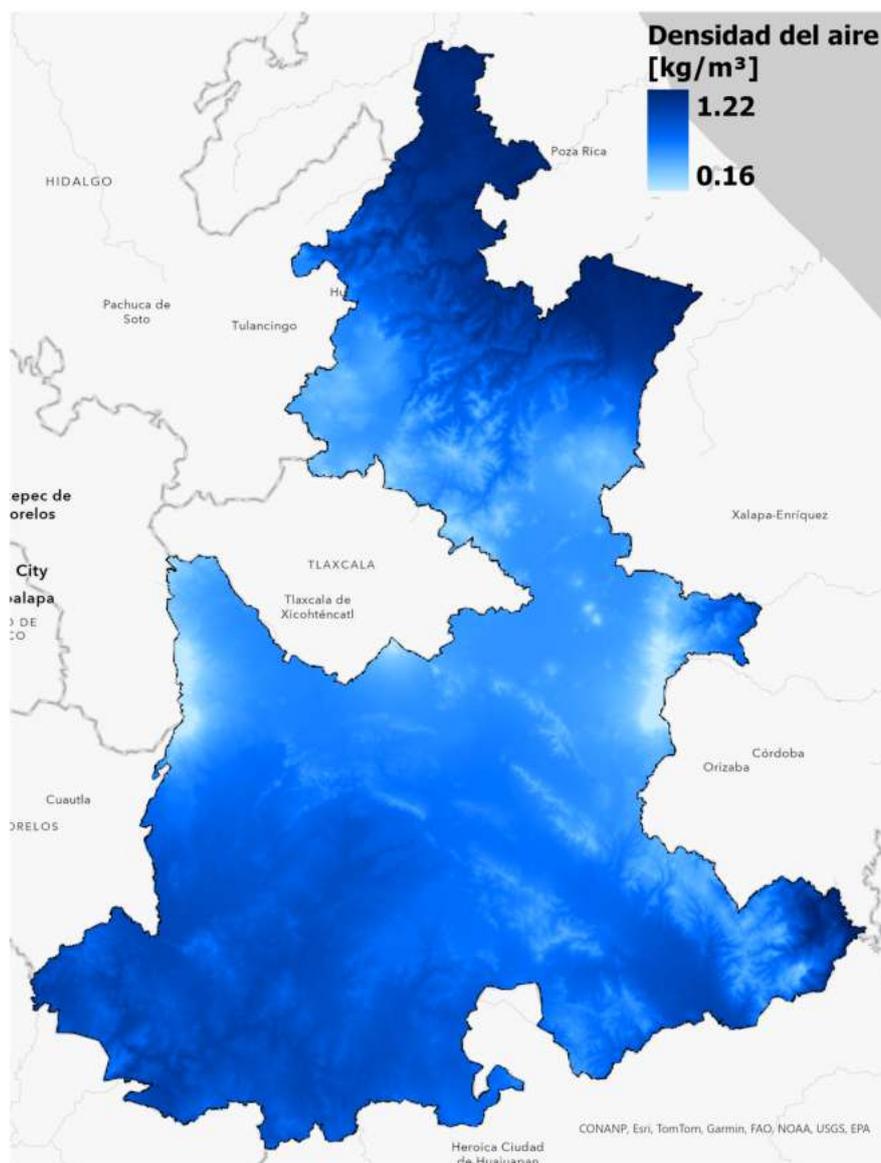


Figura 4.1: Densidad del aire según la altura en el estado de Puebla.

4.2.2. Interpolación de velocidad del viento

Las mediciones de las estaciones meteorológicas fueron interpoladas para crear una superficie de valores de velocidad del viento a lo largo del territorio poblano. Aunque la velocidad del viento es una variable compleja de predecir, varios estudios han reportado que los métodos de kriging e IDW son los que mejores resultados ofrecen [8]. La efectividad del método IDW depende fuertemente del coeficiente utilizado; algunos estudios han señalado que un exponente de 3 (ID3W) produce resultados precisos [46], mientras que en otros un exponente de 2 es suficiente (ID2W) [24]. En este estudio, se utilizó el método IDW con un exponente de 2 para interpolar la velocidad del viento, y la selección del número de vecinos se determinó midiendo el error cuadrático medio (RMSE) mediante validación cruzada, utilizando una muestra aleatoria del 3% de las estaciones. Los resultados indicaron que un mayor número de vecinos (12) condujo a una interpolación más precisa, reduciendo el valor del RMSE. Un estudio realizado por NREL también encontró que, para la interpolación de la velocidad del viento, el método IDW presenta mejores resultados con un mayor número de vecinos [13].

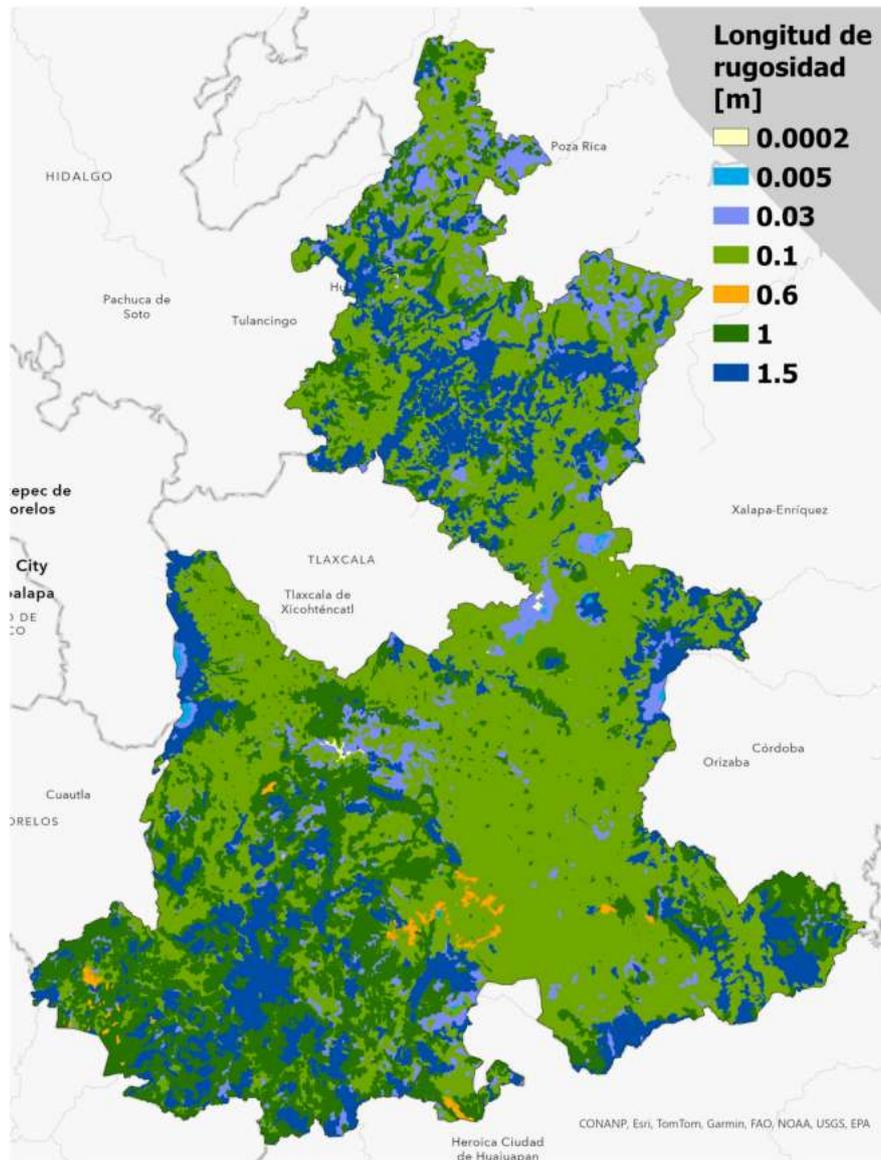


Figura 4.2: Longitud de rugosidad para el estado de Puebla. Fuente: elaboración propia con datos de INEGI sobre uso de suelo [22]

4.2.3. Métodos del potencial técnico de la energía eólica

La evaluación del potencial técnico se determina mediante la energía generada por una turbina eólica, la cual se define por la curva característica de potencia ($P(v)$) y la función de densidad de probabilidad de la velocidad del viento ($f(v)$) durante un período específico, por ejemplo, 1 año (Ecuación 4.3).

$$PT = \int_{vcut_{in}}^{vcut_{out}} P(v)f(v) dv = \sum_{vcut_{in}}^{vcut_{out}} P(v)f(v) \quad (4.3)$$

donde PT es la potencia entregada por la turbina durante el año, considerando sus características como $vcut_{in}$, que es la velocidad mínima para que la turbina comience a generar energía, y $vcut_{out}$, que es la velocidad máxima permisible durante la operación de la turbina.

La probabilidad de una determinada velocidad del viento se describe mediante la distribución de Weibull (Ecuación 4.4), un modelo estadístico cuyos parámetros de forma (k) y escala (c) deben ser determinados.



$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (4.4)$$

Existen diversos métodos para determinar los valores de los parámetros k y c . Numerosos autores han comparado la efectividad de estos métodos. Entre los más utilizados se encuentran Máxima Verosimilitud (MMV), Regresión Lineal (RL), Momentos, Desviación Estándar y Densidad de Potencia. En este estudio, se empleó el método RL para aproximar los valores de los parámetros para cada estación meteorológica analizada.

El método de regresión lineal está basado en la Función de distribución acumulada de Weibull (Ecuación 4.4), la cual puede ser convertida a una función lineal de la siguiente manera:

$$\ln[-\ln[1 - F(v)]] = k \ln(v) - k \ln(c) \quad (4.5)$$

La implementación de este método consta de varias etapas:

1. Utilizando los datos de velocidad del viento, calcular la distribución de frecuencia acumulada. Primero, se debe evaluar la distribución de frecuencia, lo que implica clasificar los datos de velocidad del viento, y luego, a partir de esta distribución de frecuencia, obtener la distribución de frecuencia acumulada.
2. Calcular los valores de $\ln(v_i)$ y $\ln\{-\ln[1 - F(v_i)]\}$.
3. Resolver el problema de mínimos cuadrados para encontrar los parámetros de forma y escala.

Método de Desviación Estándar

En ciertas investigaciones, se ha empleado el Método de Desviación Estándar para estimar los parámetros con una precisión notable ([23], [12]). El parámetro k presenta una relación con la desviación estándar (α), como se muestra en la Ecuación (4.6), mientras que el parámetro c está correlacionado con la velocidad media del viento y su determinación se facilita mediante la aplicación de la Ecuación (4.7). Aquí, \bar{v} simboliza la velocidad media del viento y γ denota la función gamma.

$$k = \left(\frac{\alpha}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (4.6)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (4.7)$$

La producción anual de energía eólica ($E_{expected}$) de una celda de la cuadrícula se calculó de la siguiente manera (Ecuación 4.8), considerando el número total de horas efectivas (h_{eff}) en un año.

$$E_{expected} = h_{eff} \times PT \quad (4.8)$$

En este trabajo, se utilizó la turbina eólica Vestas de 2 MW (V110-2.0) con un diámetro de rotor de 110 m, cuya curva de potencia se muestra en la Figura 4.3. Se consideraron cinco y ocho diámetros de rotor en las direcciones transversal y longitudinal, respectivamente, como espaciado entre turbinas.

Un indicador clave en la evaluación del potencial de energía renovable es el Factor de Capacidad (CF), que cuantifica la producción eléctrica real de una instalación de energía en relación con su capacidad máxima de

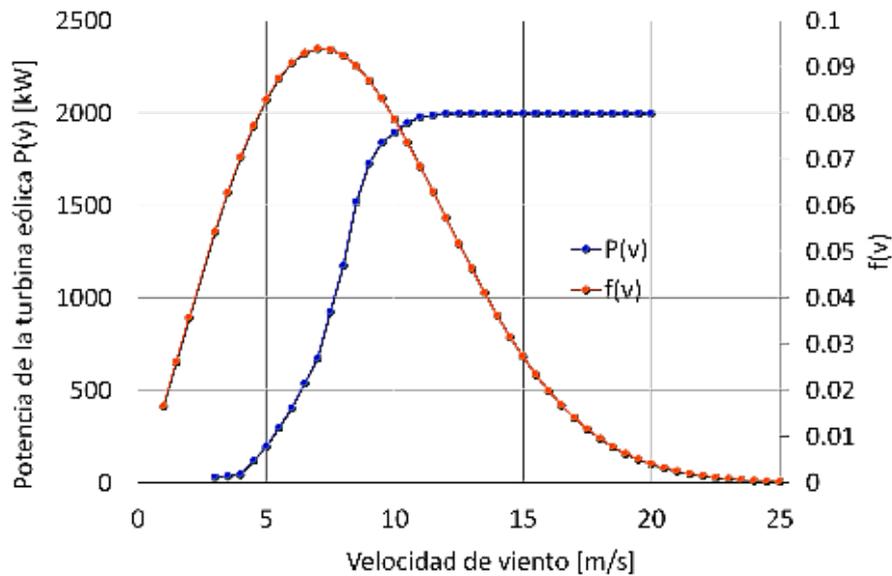


Figura 4.3: Curva de Potencia de turbina Vestas de 2MW

generación bajo operación continua a plena capacidad durante un período específico de tiempo. En este trabajo, el CF se evaluó de manera anual y mensual siguiendo la Ecuación (4.9), donde E_{nom} es la cantidad de energía que una turbina eólica generaría si operara a su máxima capacidad durante un tiempo determinado.

$$CF = \frac{ET}{E_{nom}} \quad (4.9)$$

Tabla 4.2: Tipos de potencia eólica medidas a 50 metros sobre el nivel del suelo según la clasificación basada en la densidad de potencia eólica de NREL.

Potencial	Recurso	Densidad de Potencia [W/m^2]	Velocidad del Viento [m/s]
1	Pobre	0-200	0.0-5.9
2	Limitado	200-300	5.9-6.7
3	Regular	300-400	6.7-7.4
4	Bueno	500-600	7.4-7.9
5	Excelente	500-600	7.9-8.4
6	Excepcional	600-800	8.4-9.3
7	Sobresaliente	>800	>9.3

4.3 POTENCIAL DE RECURSO

En la Figura 4.4 se presenta el mapeo de la densidad de potencia teórica del viento para el estado de Puebla, evaluada mediante la ecuación (4.1). Los resultados indican según la estratificación de la Tabla 4.2 que el recurso eólico en la mayor parte del estado es limitado, con densidades de potencia inferiores a los $200 W/m^2$. No obstante, se identifican áreas con mayor abundancia de viento en las regiones sur, poniente, oriente y noreste, donde las condiciones son ser más favorables para el desarrollo de proyectos eólicos.

Específicamente, las zonas con mayor densidad de potencia eólica se concentran principalmente en el municipio de Atlixco Huaquechula, Tepeojuma y áreas cercanas, donde los valores superan los $150 W/m^2$.

Adicionalmente, se observan zonas de interés moderado en la región sur del estado, en cercanías a Izúcar de Matamoros, con valores superiores a 100 W/m^2 .

Por otro lado, la región norte y centro-norte de Puebla presenta un bajo potencial eólico, con densidades que no superan los 30 W/m^2 , lo que las convierte en áreas poco favorables para el desarrollo de proyectos de generación eólica. Estas zonas serían ineficientes para la producción energética, al no alcanzar los valores mínimos requeridos para una inversión rentable en infraestructura eólica.

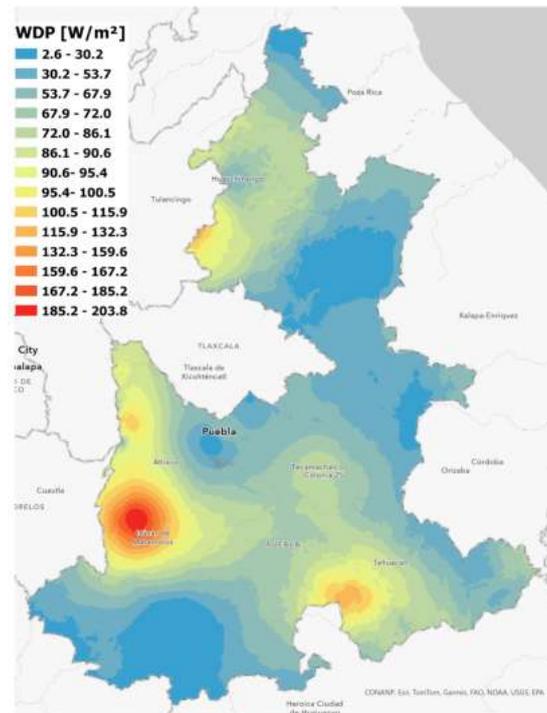


Figura 4.4: Densidad de potencia teórica del viento en el estado de Puebla.

En la Tabla 4.3 se muestran los parámetros de la distribución de Weibull para algunos de los municipios con más potencial del estado de Puebla y que se reportan con el fin de ayudar a la evaluación de proyectos de generación eólica en el estado.

4.4 POTENCIAL DE TÉCNICO

Con base en las restricciones geográficas consideradas en este estudio y tras excluir las áreas donde la velocidad promedio anual del viento es inferior a 3.5 m/s , se determinó el área técnicamente disponible para la explotación de energía eólica. Dicho espacio se muestra en la Figura 4.5(a), representando solo el 4.8% de la superficie poblana, lo que equivale a $1,654.5 \text{ km}^2$ aptos para albergar una capacidad instalada de 1.2 GW , destinada a la generación de electricidad a gran escala. Actualmente, México cuenta con una capacidad instalada de energía eólica de 291 MW [10], lo que implica que solo se ha aprovechado el 24.2% del potencial eólico disponible hasta la fecha.

En la Figura 4.5 se muestran las áreas disponibles para la instalación de parques eólicos. El cálculo del potencial indica que se podría generar hasta 17.34 GWh/km^2 (Figura 4.5(a)), lo que implicaría una generación anual de 9.61 TWh . En 2022, el consumo de energía eléctrica en Puebla fue de 7.21 TWh [9], lo que significa que aunque el potencial eólico es limitado, si se aprovechara en su totalidad, se podría cubrir la demanda estatal de energía.



Municipio	k	c [m/s]	Municipio	k	c [m/s]
Atexcal	3.39	5.74	Chietla	3.71	5.44
Zapotitlán	3.44	4.89	Acteopan	3.72	6.03
Juan N. Méndez	3.17	5.13	San Nicolás de los Ranchos	3.5	6.34
Tehuacán	3.41	5.2	Tepanco de López	3.26	5.11
Tepexco	3.65	4.89	Epatlán	3.5	5.6
Chapulco	3.33	5.67	Izúcar de Matamoros	3.59	5.26
Cañada Morelos	3.26	4.63	Tianguismanalco	3.42	5.55
Palmar de Bravo	2.99	4.84	San Diego la Mesa Tochimiltzingo	3.32	5.27
Coyotepec	3.22	5.18	Ahuatlán	3.44	5.17
Huaquechula	3.53	6.17	Atlixco	3.4	5.43
Cohuecan	3.81	5.77	Teopantlán	3.27	5.03
Totaltepec de Guerrero	3.27	5.07	Zacatlán	4.09	5.26
Tepeojuma	3.51	6.0	Chignahuapan	3.79	5.66
Tochimilco	3.64	5.92	Pahuatlán	4.29	5.03

Tabla 4.3: Parámetros de la distribución de Weibull para algunos municipios de Puebla con mayor potencial eólico.

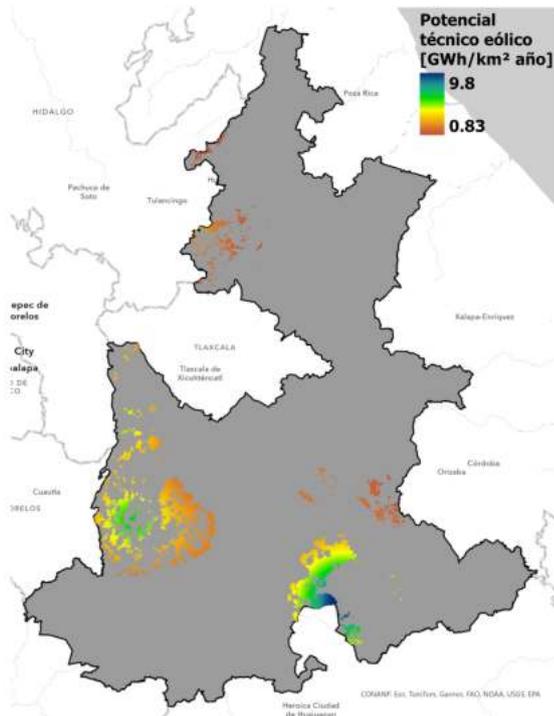
La Figura 4.5(b) muestra la distribución de la producción de hidrógeno por unidad de área. Similar al primer mapa, las áreas con mayor capacidad de producción de hidrógeno están representadas por tonos verdes y amarillos, destacando nuevamente la *Mixteca Poblana*. Las zonas con los valores más altos alcanzan hasta $181 \text{ Ton/km}^2/\text{año}$ de producción de hidrógeno. En contraste, las áreas con menor capacidad de producción de hidrógeno, con valores mínimos de $15.3 \text{ Ton/km}^2/\text{año}$.

Las regiones con los mejores recursos se concentran en el surcentro y suroeste del estado, lo que las convierte en áreas clave para el desarrollo de proyectos de energía renovable y producción de hidrógeno. Las variaciones en el potencial entre las diferentes áreas del estado resaltan la importancia de seleccionar estratégicamente los sitios para maximizar la eficiencia y la producción.

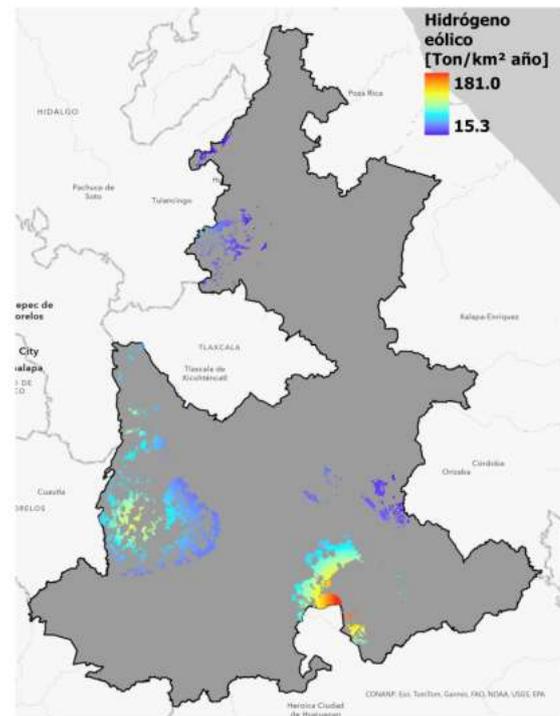
Puebla presenta una producción por unidad de área de hasta 181 Ton/km^2 al año, mientras que el potencial total es de 0.17 Mton/año . Esta capacidad podría cubrir 1.73 veces la demanda actual de hidrógeno en el estado (91.8 kton/año), por lo que se puede considerar que este potencial es suficiente para cubrir tanto los requerimientos actuales y futuros de hidrógeno (vehículos, industria, refinerías, gas natural).

4.5 COSTOS DE PRODUCCIÓN

El costo nivelado de producción de hidrógeno (LCOH, por sus siglas en inglés) fue evaluado tomando en cuenta una eficiencia del electrolizador del 75 %, con una planta eólica de 100 MW como fuente de energía, y dos escenarios de costos de capital (CAPEX) para los electrolizadores. El primer escenario, denominado internacional (E1), representa un LCOH basado en los costos de electrolizadores reportados en países productores de esta tecnología y por lo tanto no incluye costos de importación y transporte, donde el CAPEX para electrolizadores alcalinos (ALC) y de membrana de intercambio de protones (PEM) se estima en 1,700 y 2,000 USD/kW, respectivamente. Este sería el escenario que prevalecería si México fuera productor de su propia tecnología. El segundo escenario, denominado con gastos de importación y transportación (E2), se basa en los costos reales de importación y transportación de electrolizadores en México, donde las cotizaciones obtenidas indican que el CAPEX de un electrolizador alcalino es de 8,000 USD/kW y el de un electrolizador PEM es de 12,000 USD/kW.



((a)) Energía eólica por unidad de área.



((b)) Masa de hidrógeno eólico por unidad de área

Figura 4.5: Potencial técnico de generación de energía e hidrógeno a partir del viento.

En la Figura 4.6 se presenta el LCOH para un electrolizador alcalino en ambos escenarios. En el escenario E1 (Figura 4.6(a)), se observa que si en México se alcanzaran las condiciones del mercado internacional, el LCOH podría variar entre 8.9 USD/kg en las zonas de mayor potencial (sur del estado) y 43.5 USD/kg en áreas con menor disponibilidad de recurso (norte del estado). Esta disparidad refleja la diferencia sustancial entre una buena y escasa disponibilidad de energía eólica. En el escenario E2 (Figura 4.6(b)), los valores del LCOH se incrementan significativamente en todas las zonas, oscilando entre 26.2 y 81.5 USD/kg, lo que evidencia el impacto negativo de los altos costos de importación sobre la competitividad del hidrógeno producido.

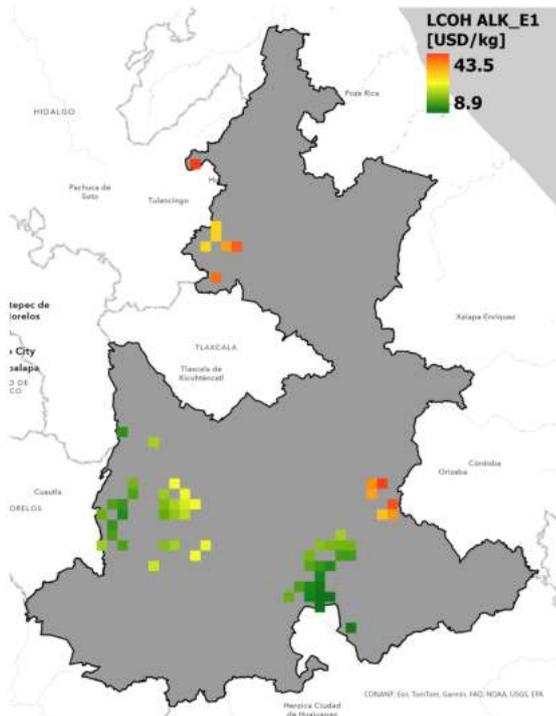
La Figura 4.7 también ilustra el LCOH para un electrolizador PEM. En el escenario E1 (Figura 4.7(a)), el LCOH varía entre 10.2 y 45 USD/kg, mientras que en el escenario E2 (Figura 4.7(b)), este rango se expande considerablemente, alcanzando valores entre 40.5 y 112.3 USD/kg. Este análisis demuestra que, bajo las condiciones actuales del mercado mexicano, los costos de producción de hidrógeno mediante electrolizadores PEM son significativamente mayores que los reportados en mercados internacionales, lo que subraya la necesidad de estrategias que promuevan la reducción de costos de tecnología para fomentar la adopción del hidrógeno verde en el país.

En la Tabla 4.4 se presenta el costo nivelado de producción de hidrógeno (LCOH) por municipio, considerando los sitios con mayor disponibilidad de recurso en el escenario E1. Se destaca que el municipio de Atexcal, ubicado al sur del estado de Puebla, registra el menor LCOH, con valores de 10.67 USD/kg para electrolizadores alcalinos y 12.02 USD/kg para electrolizadores PEM. Atexcal es seguido en este ranking por los municipios de Zapotitlán, Juan N. Méndez y Tehuacán, que también muestran un alto potencial para la generación de hidrógeno a partir de energía eólica.

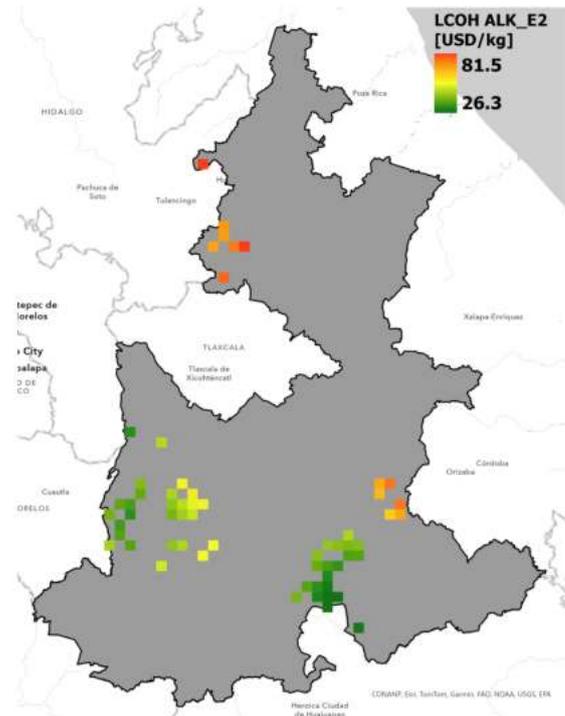
Estos resultados subrayan que el estado de Puebla cuenta con zonas de elevado potencial para la generación eólica y, consecuentemente, para la producción de hidrógeno verde. No obstante, es crucial

POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE EN PUEBLA

Una aproximación a partir de mediciones y sistemas de información geográfica

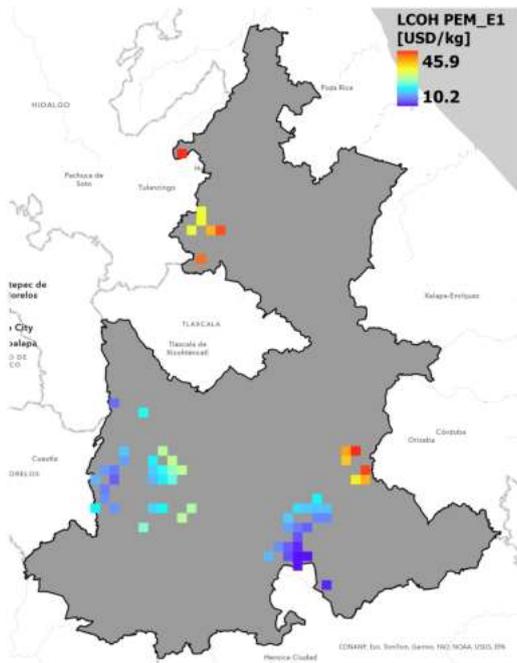


(a) LCOH con $CAPEX_{el/ec}=1,700$ USD/kW.

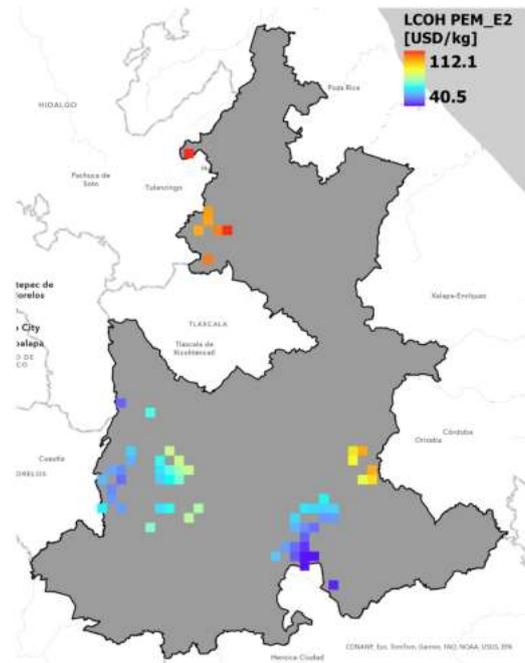


(b) LCOH con $CAPEX_{el/ec}=8,000$ USD/kW

Figura 4.6: Costo nivelado de hidrógeno eólico para electrólisis alcalina en el escenario internacional (E1) y en el escenario con gastos de importación y transportación (E2).



(a) LCOH con $CAPEX_{el/ec}=2,000$ USD/kW



(b) LCOH con $CAPEX_{el/ec}=12,000$ USD/kW

Figura 4.7: Costo nivelado de hidrógeno eólico para electrólisis PEM en el escenario internacional (E1) y en el escenario con gastos de importación y transportación (E2)

considerar que Atexcal se encuentra a más de 100 kilómetros de la capital del estado, lo que plantea desafíos logísticos para el transporte del hidrógeno producido. En este contexto, resulta esencial analizar la



viabilidad de distribuir el hidrógeno no solo dentro del estado, sino también hacia entidades vecinas, donde podría ser utilizado de manera eficiente. La planificación adecuada del transporte y uso del hidrógeno será un factor determinante para maximizar el aprovechamiento de estas zonas de alto potencial energético.

Tabla 4.4: Costo nivelado de hidrógeno para los municipios con disponibilidad de energía eólica en el estado de Puebla en el escenario internacional.

Municipio	Energía [GWh/año]	Masa H2 [kTon/año]	Alcalino LCOH [USD/kg]	PEM LCOH [USD/kg]
Atexcal	652.12	12.05	10.47	11.42
Zapotitlán	143.77	2.66	10.67	12.05
Juan N. Méndez	263.36	4.87	13.16	14.87
Tehuacán	113.38	2.09	14.55	16.17
Tepexco	133.2	2.46	15.01	16.59
Chapulco	117.67	2.38	15.50	17.44
Cañada Morelos	170.15	3.16	16.04	17.96
Palmar de Bravo	137.72	2.47	17.23	18.11
Coyotepec	162.84	3.01	15.37	17.00
Huaquechula	191.39	3.54	15.90	17.54
Cohuecan	34.57	0.64	16.80	18.42
Totoltepec de Guerrero	132.45	2.45	16.85	18.52
Tepeojuma	157.93	2.92	17.38	19.10
Tochimilco	58.87	1.09	17.55	19.23
Chietla	177.41	3.28	17.69	19.32
Acteopan	71.45	1.32	15.37	16.98
San Nicolás de los Ranchos	45.03	0.83	18.27	19.71
Tepanco de López	117.04	2.16	18.37	20.09
Epatlán	33.91	0.63	20.39	22.18
Izúcar de Matamoros	125.32	2.32	20.71	22.48
Tianguismanalco	110.21	2.04	20.71	22.52
San Diego la Mesa Tochimiltzingo	158.03	2.92	22.49	24.36
Ahuatlán	179.58	3.32	25.49	27.38
Atlixco	61.84	1.14	25.74	27.72
Teopantlán	157.68	2.91	26.00	27.97
Zacatlán	76.29	1.41	29.50	32.19
Chignahuapan	187.71	3.47	34.46	36.97
Pahuatlán	14.39	0.27	43.57	46.00







CAPÍTULO 5

Conclusiones

La producción de hidrógeno, tanto a partir de la energía solar como de la energía eólica, muestra un potencial considerable en múltiples municipios de Puebla. Sin embargo, existe una diferencia considerable entre el potencial solar y eólico en el estado. El potencial técnico solar del estado de Puebla es 152 veces más grande que el eólico. Aún así, el potencial eólico del estado podría satisfacer hasta 1.3 veces la demanda estatal de electricidad. Esto pone en perspectiva el potencial de energías renovables que tiene el estado.

El análisis de factibilidad muestra que escenarios centralizados de plantas solares serían más viables en el sur del estado, en municipios como Jolalpan y en algunos otros como Chiautla, Acatlán, Tepexi de Rodríguez. Los resultados muestran que hasta el 29 % del estado el municipio de Puebla tiene potencial solar considerable. En escenarios de producción descentralizada de energía solar, el potencial más alto del estado está por mucho en el municipio de Puebla, seguido de Amozoc, Tepeaca y Tecamañachalco.

	Eólica	Solar
Potencial Técnico Total		
Estado [TWh/año]	9.61	1,485.00
Potencial Técnico Centralizado [TWh/año]	9.61	1,468.00
Potencial Técnico Descentralizado [TWh/año]	N/A	17.63
Potencial de Producción de H ₂ [centralizado Mton/año]	0.17	27.95

Tabla 5.1: Potencial técnico y de producción de hidrógeno en el estado, dividido por energía eólica y solar.

El *potencial técnico centralizado* es de 9.61 TWh/año para la energía eólica, mientras que para la energía solar alcanza 1468 TWh/año. En cuanto a la *producción de hidrógeno*, la energía eólica tiene un potencial de 0.17 Mton/año, frente a los 27.95 Mton/año que puede generar la energía solar. Esto subraya el mayor potencial de la energía solar para la producción de hidrógeno en comparación con la energía eólica. Sin embargo, a pesar de estas diferencias la producción de hidrógeno eólica del estado podría suficiente como para satisfacer 1.73 veces la demanda actual de hidrógeno del estado, lo que alcanzaría a cubrir incluso necesidad futuras para la electrificación de transporte o industria.

Los análisis revelan que la eficiencia de los *electrolizadores* es un factor determinante para maximizar la producción de hidrógeno. Las eficiencias del 75 % y 65 % fueron utilizadas como escenarios de referencia,



que coincidían con eficiencias típicas de electrolizadores nuevos y usados y se determinó que esta variación podría afectar significativamente la producción. Esto subraya la importancia de utilizar tecnologías avanzadas que permitan optimizar la producción.

En cuanto a los recursos hídricos, se evalúa la viabilidad de utilizar agua de lluvia en el proceso de *electrólisis*. Los datos muestran que varios municipios tienen acceso a cantidades suficientes de agua de lluvia para cubrir la demanda requerida en la producción de hidrógeno. Esto representa una ventaja sostenible en términos del consumo de recursos naturales, en comparación con el uso de aguas subterráneas, las cuales, en muchas regiones del estado, están en niveles críticos de disponibilidad.

El análisis económico también refleja que, aunque la inversión inicial en la infraestructura para la producción de hidrógeno es alta, los costos operativos pueden reducirse significativamente a largo plazo, a medida que las tecnologías de *electrólisis* y las energías renovables se vuelvan más eficientes y accesibles. Esto posiciona al hidrógeno como una alternativa competitiva frente a los combustibles fósiles en el futuro.

El estado de Puebla presenta condiciones óptimas para convertirse en un líder en la producción de hidrógeno verde, siempre y cuando se adopten tecnologías eficientes y se implementen políticas públicas que fomenten su desarrollo.

5.1 RECOMENDACIONES

Para la adopción del hidrógeno en el estado de Puebla, se presentan varias recomendaciones clave que se alinean con los objetivos de transición energética y descarbonización. En primer lugar, es esencial establecer una evaluación del estado actual de Puebla en términos de investigación, capacidades económicas, industriales y ecológicas. Este diagnóstico proporcionará una base sólida para diseñar estrategias a largo plazo. A partir de ello, se debe planificar una transición energética que abarque hitos para los años 2030, 2040 y 2050. Este plan debe contemplar la integración de parques renovables que incluyan hidrógeno verde y sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías.

El hidrógeno debe ser reconocido como una opción importante en la descarbonización en la agenda estatal de transición energética, tanto parcial como completa, de los sectores industrial y de movilidad. Este reconocimiento debe reflejarse en políticas que promuevan su penetración en el mercado a partir de 2025, iniciando con sectores estratégicos a través de proyectos demostrativos que con financiamiento gubernamental. Entre estos proyectos, se destacan los siguientes:

1. **Inyección de hidrógeno en la red de gas natural:** Iniciar con un proyecto demostrativo que inyecte un 1 % de hidrógeno en ductos de gas natural, lo cual permitirá evaluar su viabilidad técnica y económica.
2. **Sustitución de hidrógeno gris por hidrógeno verde:** En este proyecto se busca reemplazar progresivamente el hidrógeno gris, utilizado en la producción de amoníaco y acero, por hidrógeno verde. Además, se recomienda ofrecer estímulos fiscales a las industrias que utilicen hidrógeno verde y establecer convenios internacionales para reducir los impuestos aduanales sobre electrolizadores, facilitando así su importación.
3. **Producción de hidrógeno verde en el sector industrial:** Se propone un proyecto enfocado en la producción de hidrógeno verde mediante *electrólisis* alcalina, con una capacidad de 10-100 kW, alimentada por energías renovables. Esto promovería la autosuficiencia energética en el sector industrial y contribuiría a la descarbonización de sus procesos.
4. **Combustión dual en termoeléctricas, calderas y hornos:** Implementar tecnologías de combustión dual que permitan el uso de hidrógeno junto con otros combustibles en plantas termoeléctricas y



equipos industriales básicos, como calderas y hornos, contribuyendo a la reducción de emisiones de carbono.

5. **Implementación de hidrógeno azul:** Este proyecto se enfoca en la producción de amoníaco y acero, utilizando hidrógeno azul. Se destaca el hecho de que existen empresas que ya cuentan con sistemas de recuperación de CO₂, lo cual facilita su venta a otras empresas, mostrando un potencial camino hacia la descarbonización mediante hidrógeno azul.
6. **Autobuses a hidrógeno:** Introducir un proyecto demostrativo de autobuses impulsados por hidrógeno en el sistema de transporte público. Este proyecto incluye la implementación de la infraestructura necesaria para obtener experiencia operativa y evaluar la eficiencia de estos vehículos.
7. **Fabricación de electrolizadores:** Identificar la industria base en el estado de Puebla para comenzar la fabricación local de electrolizadores, promoviendo la autosuficiencia tecnológica y reduciendo la dependencia de importaciones.
8. **Programa de capacitación:** Desarrollar programas de capacitación para el personal que trabajará en las nuevas tecnologías asociadas al hidrógeno, con el objetivo de garantizar una transición efectiva y sostenible en el sector energético.
9. **Promoción del hidrógeno en las universidades:** Se sugiere promover el desarrollo de líneas de investigación y programas educativos centrados en el hidrógeno en las universidades locales. Esto asegurará la formación de una nueva generación de profesionales capacitados para abordar los desafíos de la transición energética.

La implementación de estos proyectos y estrategias permitiría al estado de Puebla liderar la adopción del hidrógeno, avanzando hacia una economía más limpia y sostenible en los sectores industrial y de transporte. La colaboración entre el gobierno, la industria y las instituciones educativas será esencial para lograr una transición energética exitosa y para capitalizar las oportunidades que ofrece el hidrógeno en la eficiencia energética.

5.1.1. Proyecto demostrativo de transporte basado en hidrógeno

El proyecto demostrativo de autobuses impulsados por hidrógeno en el sistema de transporte público ofrecería diversas ventajas tanto desde el punto de vista energético como medioambiental y operativo. Desde el punto de vista operativo, los autobuses de hidrógeno presentan un rendimiento equiparable a los vehículos convencionales en términos de autonomía y tiempo de recarga. Con una autonomía que puede superar los 300 km por carga, estos autobuses podrían ser una solución viable para cubrir rutas urbanas e interurbanas sin comprometer el tiempo de servicio. Además, la carga de hidrógeno es relativamente rápida, lo que minimiza el tiempo de inactividad de los vehículos en comparación con otras alternativas como los autobuses eléctricos con baterías.

Otro aspecto clave es la posibilidad de implementar la infraestructura de recarga de hidrógeno en paralelo con la expansión de la flota, lo que permitiría una transición gradual y controlada hacia un transporte más sostenible. Este tipo de proyectos también facilita la adquisición de experiencia operativa, permitiendo a las autoridades locales y las empresas de transporte evaluar la viabilidad económica y técnica de los autobuses de hidrógeno a gran escala, así como identificar áreas de mejora en la gestión de la flota, mantenimiento y logística de abastecimiento.

En términos de sostenibilidad económica, aunque los autobuses de hidrógeno y la infraestructura de producción y distribución de este combustible requieren una inversión inicial considerable, los costos operativos pueden disminuir a largo plazo a medida que las tecnologías de producción de hidrógeno, como



la electrólisis con energías renovables, se vuelven más eficientes y económicas. A su vez, esto reduciría la dependencia de combustibles fósiles y favorece la creación de un ecosistema de transporte alineado con los objetivos de descarbonización, si se alimentara con hidrógeno verde.

Finalmente, este tipo de proyectos fomentaría la innovación tecnológica y el desarrollo de cadenas de suministro locales, promoviendo la creación de empleos especializados en sectores emergentes, como la fabricación de electrolizadores, el diseño de estaciones de recarga de hidrógeno y la operación y mantenimiento de flotas de autobuses con tecnología avanzada.

5.1.2. Desarrollo de tecnología de electrolizadores

La fabricación de electrolizadores en el estado de Puebla representa una oportunidad estratégica para fortalecer la infraestructura energética local y fomentar la autosuficiencia tecnológica en el ámbito de la producción de hidrógeno verde. Este proyecto implica identificar y desarrollar la industria base en la región, con el fin de establecer una cadena de suministro integral que permita la producción, ensamblaje y distribución de electrolizadores de forma local.

El desarrollo de la industria de fabricación de electrolizadores no solo reduciría la dependencia de la importación de equipos clave, sino que también impulsaría la creación de empleos especializados y el crecimiento económico local. La fabricación local permitiría una mayor adaptabilidad a las condiciones específicas de los proyectos energéticos de la región, optimizando el diseño y producción de electrolizadores para satisfacer las necesidades específicas del mercado mexicano y, en particular, las de Puebla.

Además, contar con la capacidad de producir electrolizadores localmente contribuiría a reducir los costos logísticos y los tiempos de espera asociados con la importación de tecnología. Esto aceleraría la implementación de proyectos de hidrógeno verde en el estado y mejoraría la competitividad de las empresas locales en el sector energético.

Desde el punto de vista tecnológico, la fabricación de electrolizadores requeriría fomentar la investigación y desarrollo (I+D) en universidades y centros tecnológicos de la región, creando sinergias entre la academia, la industria y el gobierno. La capacitación de personal calificado, junto con la transferencia de tecnología, también sería esencial para asegurar que la industria local sea capaz de producir equipos con los más altos estándares de calidad y eficiencia. Así también requeriría de la creación de metas tecnológicas formuladas por ejemplo en términos de potencia pico, así como en el tipo de tecnología.

La fabricación de electrolizadores en Puebla no solo permitiría satisfacer la creciente demanda de esta tecnología en la transición energética, sino que también promovería un ecosistema industrial sostenible, orientado al futuro, y alineado con los objetivos de descarbonización y autonomía energética.

5.1.3. Incentivos gubernamentales, regulaciones y la expansión del hidrógeno verde

La adopción y desarrollo de tecnologías de hidrógeno verde en el estado de Puebla, puede acelerarse a través de una serie de incentivos gubernamentales bien diseñados. Estos incentivos son cruciales para superar las barreras iniciales que enfrenta la implementación de una tecnología relativamente nueva. Entre los incentivos más efectivos se encuentran los estímulos fiscales por el uso de hidrógeno verde, que pueden reducir los costos operativos de las empresas que opten por esta tecnología, haciéndola más competitiva frente a fuentes de energía tradicionales. Estos estímulos fiscales podrían incluir deducciones por la inversión en infraestructura, créditos fiscales por la reducción de emisiones de CO₂ y exenciones fiscales por el uso de tecnologías limpias.



Por otro lado, la implementación de impuestos sobre las emisiones de CO₂ es una medida que puede incentivar a las industrias a buscar alternativas más limpias, como el hidrógeno verde. Al penalizar económicamente a los grandes emisores de carbono, se crea un incentivo financiero directo para la adopción de tecnologías que reduzcan las emisiones.

En cuanto a la regulación de los recursos hídricos, dado que el proceso de producción de hidrógeno por electrólisis requiere grandes cantidades de agua, es esencial establecer una regulación del uso del agua que sea sostenible y que promueva el uso eficiente de este recurso en la producción de hidrógeno verde, especialmente en áreas donde el agua es limitada.

La creación de proyectos estatales piloto abiertos, en los cuales la academia, la industria y el gobierno colaboren, es fundamental para ganar experiencia operativa. Estos proyectos permitirían la retroalimentación constante sobre las experiencias positivas y negativas de las implementaciones iniciales, lo que mejorará la eficiencia y efectividad de futuras aplicaciones. Además, estos pilotos servirán como base para el desarrollo de convocatorias específicas para proyectos sobre hidrógeno, que facilitarán la asignación de recursos y el financiamiento para iniciativas innovadoras en este sector.

La apertura a la colaboración internacional también juega un papel vital en la transferencia de conocimientos y tecnologías. Sin embargo, es crucial que dicha colaboración exija la participación nacional forzosa, con el fin de garantizar que la industria local adquiera experiencia y se fortalezca. Esta participación permitirá una mayor independencia tecnológica en el futuro y ayudará a desarrollar una base industrial sólida en el país.

Otro aspecto esencial es el establecimiento de normas de seguridad y calidad para los equipos relacionados con la producción, almacenamiento y uso del hidrógeno. Estas normas asegurarían que la adopción de estas tecnologías sea segura para los operadores y para el público en general, además de garantizar la interoperabilidad y la eficiencia de los equipos en el mercado.

Finalmente, es necesario implementar programas de capacitación específicos en el uso y operación de las tecnologías del hidrógeno. Esto incluye tanto la formación técnica para los operadores como la difusión del conocimiento en las instituciones educativas, asegurando que el personal calificado esté disponible para las empresas que adopten esta tecnología.

En resumen, un enfoque integrado de incentivos económicos, regulatorios y educativos, junto con una visión clara de colaboración internacional y participación nacional, permitirá que Puebla avance hacia la implementación exitosa del hidrógeno verde como un pilar en la transición energética.

5.2 CRÉDITOS

Este estudio fue financiado por la Secretaría de Investigación y Posgrado del Instituto Politécnico Nacional a través de los siguientes proyectos de investigación:

- **20211649** “Potencial del Hidrógeno Solar y Eólico en México y su Impacto en la Transportación Eléctrica”
- **20221372** “Encontrando patrones en datos de viento y su relación con la orografía y el clima para simplificar la estimación de la posible penetración de la energía eólica en la transportación
- **20232798** y **20241096** Proyecto de Innovación para estudiantes a cargo de Valeria Juárez Casildo.

Las autoras agradecen a CONAGUA, en particular a la Gerencia de Aguas Superficiales e Ingeniería de Ríos, Subdirección General Técnica por la base de datos climatológicos proporcionados que hicieron posible este estudio. Gratis los recibimos, el conocimiento que aportaron también se brinda de la misma manera.

Las autoras agradecen de manera especial a la M. Rosa Etna Cervantes Camacho y al M. Eduardo Porras Calderón de la CONAGUA, por su valiosísimo apoyo, sin el cual no hubiera sido posible este estudio.

5.3 DECLARACIÓN DE CONFLICTO DE INTERESES

Las autoras declaran que no tienen intereses financieros en competencia ni relaciones personales o políticas que puedan haber influido en el trabajo presentado en este estudio.

5.4 ¿CÓMO CITAR ESTE INFORME?

Juárez Casildo, V., Cervantes, I., & González Huerta, R. de G. Potencial de Producción de Hidrógeno en Puebla. Una Aproximación a partir de Mediciones y Sistemas de Información Geográfica. LANCEI: Laboratorio Nacional CONAHCYT en Electromovilidad Inteligente. Octubre 2024. Recuperado a partir de <https://cv.cicataqro.ipn.mx/dsm/index.php/biocq/article/view/65>





Bibliografía

- [1] ANIQ. *ANUARIO ESTADÍSTICO DE LA INDUSTRIA QUÍMICA*. Inf. téc. 2024. URL: <https://aniq.org.mx/webpublico/notas/anuarioestadisticoiq.asp>.
- [2] Rebecca R. Beswick, Alexandra M. Oliveira y Yushan Yan. “Does the Green Hydrogen Economy Have a Water Problem?” En: *ACS Energy Letters* 6.9 (2021), págs. 3167-3169. DOI: 10.1021/acsenergylett.1c01375.
- [3] Sofia G. Simoes and Justina Catarino and Ana Picado and Tiago F. Lopes and Santino di Berardino and Filipa Amorim and Francisco Gírio and C.M. Rangel and Teresa Ponce de Leão. “Water availability and water usage solutions for electrolysis in hydrogen production”. En: *Journal of Cleaner Production* 315 (2021), pág. 128124. ISSN: 0959-6526. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.128124>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652621023428>.
- [4] N. Camacho. “Puebla lidera el sector energético con cinco fuentes renovables”. En: *Telediario México* (2024). URL: <https://www.telediario.mx/economia/puebla-lidera-el-sector-energetico-con-cinco-fuentes-renovables>.
- [5] Magdiel Carrasco-Díaz et al. “An assessment of wind power potential along the coast of Tamaulipas, northeastern Mexico”. En: *Renewable Energy* 78 (2015), págs. 295-305. ISSN: 0960-1481. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.01.007>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115000142>.
- [6] Valeria Juarez Casildo. “Feasibility of Hydrogen Integration with Renewable Energy in Mexico: A Geospatial and Computational Analysis.” Tesis doct. Centro de Investigación en Ciencia Aplicada y Tecnología Avanzada- Querétaro, Instituto Politécnico Nacional, 2024.
- [7] Carlos A. Cervantes-Ortiz, Ilse Cervantes y Rosa E. Cervantes-Camacho. “The effect of parameters and irradiance estimation techniques on PV potential quantification: The case of Mexico”. En: *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 45 (2021), pág. 101131. ISSN: 2213-1388. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101131>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213138821001417>.
- [8] Xin Chen et al. “Improving the accuracy of wind speed spatial interpolation: A pre-processing algorithm for wind speed dynamic time warping interpolation”. En: *Energy* 295 (2024), pág. 130876. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.130876>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544224006480>.
- [9] CONAHCYT. *Consumo eléctrico*. Accessed = 2024-09-29. 2023. URL: <https://energia.conacyt.mx/planeas/electricidad/consumo>.
- [10] CONAHCYT. *Sistema Eléctrico Nacional*. Accessed = 2024-01-29. 2023. URL: <https://energia.conacyt.mx/planeas/electricidad/sistema-electrico-nacional>.
- [11] Neil N. Davis et al. “The Global Wind Atlas: A High-Resolution Dataset of Climatologies and Associated Web-Based Application”. En: *Bulletin of the American Meteorological Society* 104.8 (2023), E1507-E1525. DOI: <https://doi.org/10.1175/BAMS-D-21-0075.1>. URL: <https://journals.ametsoc.org/view/journals/bams/104/8/BAMS-D-21-0075.1.xml>.



- [12] Luiz Filipe de Assis Tavares et al. "Assessment of the offshore wind technical potential for the Brazilian Southeast and South regions". En: *Energy* 196 (2020), pág. 117097. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117097>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544220302048>.
- [13] Dmitry Duplyakin et al. *Bias Characterization, Vertical Interpolation, and Horizontal Interpolation for Distributed Wind Siting Using Mesoscale Wind Resource Estimates*. Inf. téc. NREL, 2021.
- [14] Vincenzo Franzitta et al. "Hydrogen Production from Sea Wave for Alternative Energy Vehicles for Public Transport in Trapani (Italy)". En: *Energies* 9.10 (2016). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en9100850. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/9/10/850>.
- [15] Daniele Groppi et al. "A GIS-based model to assess buildings energy consumption and usable solar energy potential in urban areas". En: *Sustainable Cities and Society* 40 (2018), págs. 546-558. ISSN: 2210-6707. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.05.005>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210670718301902>.
- [16] Giovanni Gualtieri. "Reliability of ERA5 Reanalysis Data for Wind Resource Assessment: A Comparison against Tall Towers". En: *Energies* 14.14 (2021). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en14144169. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/14/4169>.
- [17] Andrea Hahmann, Alfredo Peña Diaz y Jens Carsten Hansen. *WRF Mesoscale Pre-Run for the Wind Atlas of Mexico*. Inf. téc. 2016. URL: <https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal>.
- [18] Quetzalcoatl Hernandez-Escobedo et al. "Is the wind a periodical phenomenon? The case of Mexico". En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15.1 (2011), págs. 721-728. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.023>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110003102>.
- [19] Q. Hernández-Escobedo, F. Manzano-Agugliaro y A. Zapata-Sierra. "The wind power of Mexico". En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14.9 (2010), págs. 2830-2840. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.019>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110001991>.
- [20] Jorge Luis Hinojosa et al. *Prospectiva Energética: Hidrógeno Verde en Puebla*. Inf. téc. 2024. URL: https://hinicio.com/wp-content/uploads/2024/03/Prospectiva_Energetica_H2V_en_Puebla.pdf.
- [21] IEA. *The future of hydrogen*. Inf. téc. International Energy Agency, 2019. URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.
- [22] INEGI. *Uso de suelo y vegetacion*. Inf. téc. 2018. URL: <https://www.inegi.org.mx/temas/usuariosuelo/>.
- [23] Dongbum Kang, Kyungham Ko y Jongchul Huh. "Comparative Study of Different Methods for Estimating Weibull Parameters: A Case Study on Jeju Island, South Korea". En: *Energies* 11.2 (2018). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en11020356. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/2/356>.
- [24] Merve Keskin et al. "Comparing Spatial Interpolation Methods for Mapping Meteorological Data in Turkey". En: *Energy Systems and Management*. Ed. por Ali Nezihi Bilge, Ayhan Özgür Toy y Mehmet Erdem Günay. Cham: Springer International Publishing, 2015, págs. 33-42. ISBN: 978-3-319-16024-5.
- [25] M. A. Khan et al. "Seawater electrolysis for hydrogen production: a solution looking for a problem?" En: *Energy Environ. Sci.* 14 (9 2021), págs. 4831-4839. DOI: 10.1039/D1EE00870F. URL: <http://dx.doi.org/10.1039/D1EE00870F>.
- [26] Birol Kilkıs y Siir Kilkıs. "Hydrogen Economy Model for Nearly Net-Zero Cities with Exergy Rationale and Energy-Water Nexus". En: *Energies* 11.5 (2018). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en11051226. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/5/1226>.



- [27] Verónica López. “Inversión en energías limpias llega a 2 mil mdd en Puebla”. En: *Milenio* (2023). URL: <https://www.milenio.com/estados/puebla-5-fuentes-generacion-energia-limpia#:~:text=En%20ese%20contexto%2C%20Barrera%20detall%C3%B3,e%C3%B3lica%2C%20solar%20y%20biomasa%E2%80%9D..>
- [28] Vanesa Magar et al. “Wind Energy and the Energy Transition: Challenges and Opportunities for Mexico”. En: *Sustainability* 15.6 (2023). ISSN: 2071-1050. DOI: 10.3390/su15065496. URL: <https://www.mdpi.com/2071-1050/15/6/5496>.
- [29] Dimitrios Mentis et al. “Assessing the technical wind energy potential in Africa a GIS-based approach”. En: *Renewable Energy* 83 (2015), págs. 110-125. ISSN: 0960-1481. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.03.072>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115002633>.
- [30] Djilali Messaoudi et al. “GIS based multi-criteria decision making for solar hydrogen production sites selection in Algeria”. En: *International Journal of Hydrogen Energy* 44.60 (2019), págs. 31808-31831. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.10.099>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036031991933887X>.
- [31] M. Minutillo et al. “Analyzing the levelized cost of hydrogen in refueling stations with on-site hydrogen production via water electrolysis in the Italian scenario”. En: *International Journal of Hydrogen Energy* 46.26 (2021). European Fuel Cell Conference and Exhibition 2019, págs. 13667-13677. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.110>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920343160>.
- [32] C.F. Morales-Ruvalcaba et al. “Estimating wind speed and capacity factors in Mexico using reanalysis data”. En: *Energy for Sustainable Development* 58 (2020), págs. 158-166. ISSN: 0973-0826. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2020.08.006>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082620302878>.
- [33] Ali Mostafaeipour, Hossein Rezayat y Mostafa Rezaei. “A thorough investigation of solar-powered hydrogen potential and accurate location planning for big cities: A case study”. En: *International Journal of Hydrogen Energy* 45.56 (2020), págs. 31599-31611. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.211>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920332389>.
- [34] NREL. <https://www.nrel.gov/research/re-photovoltaics.html>.
- [35] NREL. *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Solar Photovoltaics*. 2012. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56487.pdf>.
- [36] Office of Energy efficiency and Renewable energy. <https://www.energy.gov/eere/solar/solar-photovoltaic-cell-basics>.
- [37] Office of Energy efficiency and Renewable energy. *Hydrogen Production*. URL: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production>.
- [38] Jon Olauson. “ERA5: The new champion of wind power modelling?” En: *Renewable Energy* 126 (2018), págs. 322-331. ISSN: 0960-1481. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.03.056>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148118303677>.
- [39] Bhubaneswari Parida, S. Iniyany y Ranko Goic. “A review of solar photovoltaic technologies”. En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15.3 (2011), págs. 1625-1636. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.032>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110004016>.
- [40] P Pitchford et al. *Photovoltaic fundamentals*. Sep. de 1991. URL: <https://www.osti.gov/biblio/5137459>.



- [41] F. Posso et al. "Preliminary estimation of electrolytic hydrogen production potential from renewable energies in Ecuador". En: *International Journal of Hydrogen Energy* 41.4 (2016), págs. 2326-2344. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.11.155>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319915310624>.
- [42] SENER. *Atlas Nacional de Zonas con alto potencial de energías limpias*. Inf. téc. 2023. URL: <https://www.gob.mx/sener/articulos/atlas-nacional-de-zonas-con-alto-potencial-de-energias-limpias>.
- [43] "Sizing of a stand-alone microgrid considering electric power, cooling/heating, hydrogen loads and hydrogen storage degradation". En: *Applied Energy* 205 (2017), págs. 1244-1259. ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.142>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917311595>.
- [44] "Chapter 13 - Hydrogen storage". En: *Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems, and Applications*. Ed. por Tom Smolinka y Jurgen Garche. Elsevier, 2022, págs. 455-486. ISBN: 978-0-12-819424-9. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819424-9.00006-9>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128194249000069>.
- [45] Samir Touili et al. "A technical and economical assessment of hydrogen production potential from solar energy in Morocco". En: *International Journal of Hydrogen Energy* 43.51 (2018), págs. 22777-22796. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.10.136>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319918333639>.
- [46] Samuel Van Ackere et al. "Wind Resource Mapping Using Landscape Roughness and Spatial Interpolation Methods". En: *Energies* 8.8 (2015), págs. 8682-8703. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en8088682. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/8/8/8682>.
- [47] Héctor Villanuavea, Alfredo Peña y Carsten Jens. *Wind Atlas for Mexico (WAM) Observational Wind Atlas*. Inf. téc. 2021. URL: <https://orbit.dtu.dk/en/publications/wind-atlas-for-mexico-wam-observational-wind-atlas>.
- [48] A. Villegas. "Así avanza la generación de energías limpias en Puebla". En: *El Universal Puebla* (2023). URL: <https://www.eluniversalpuebla.com.mx/estado/asi-avanza-la-generacion-de-energias-limpias-en-puebla/>.
- [49] World Meteorological Organization. *Guide to Meteorological Instruments and Methods of Observation (2014 edition updated in 2017)*. Geneva: WMO, 2017.
- [50] Javier Zambrano. "Preparan cartera de 10 proyectos para energías limpias en Puebla". En: *El Sol de Puebla* (2023). URL: <https://www.elsoldepuebla.com.mx/finanzas/preparan-cartera-de-10-proyectos-para-energias-limpias-en-puebla-11060020.html>.