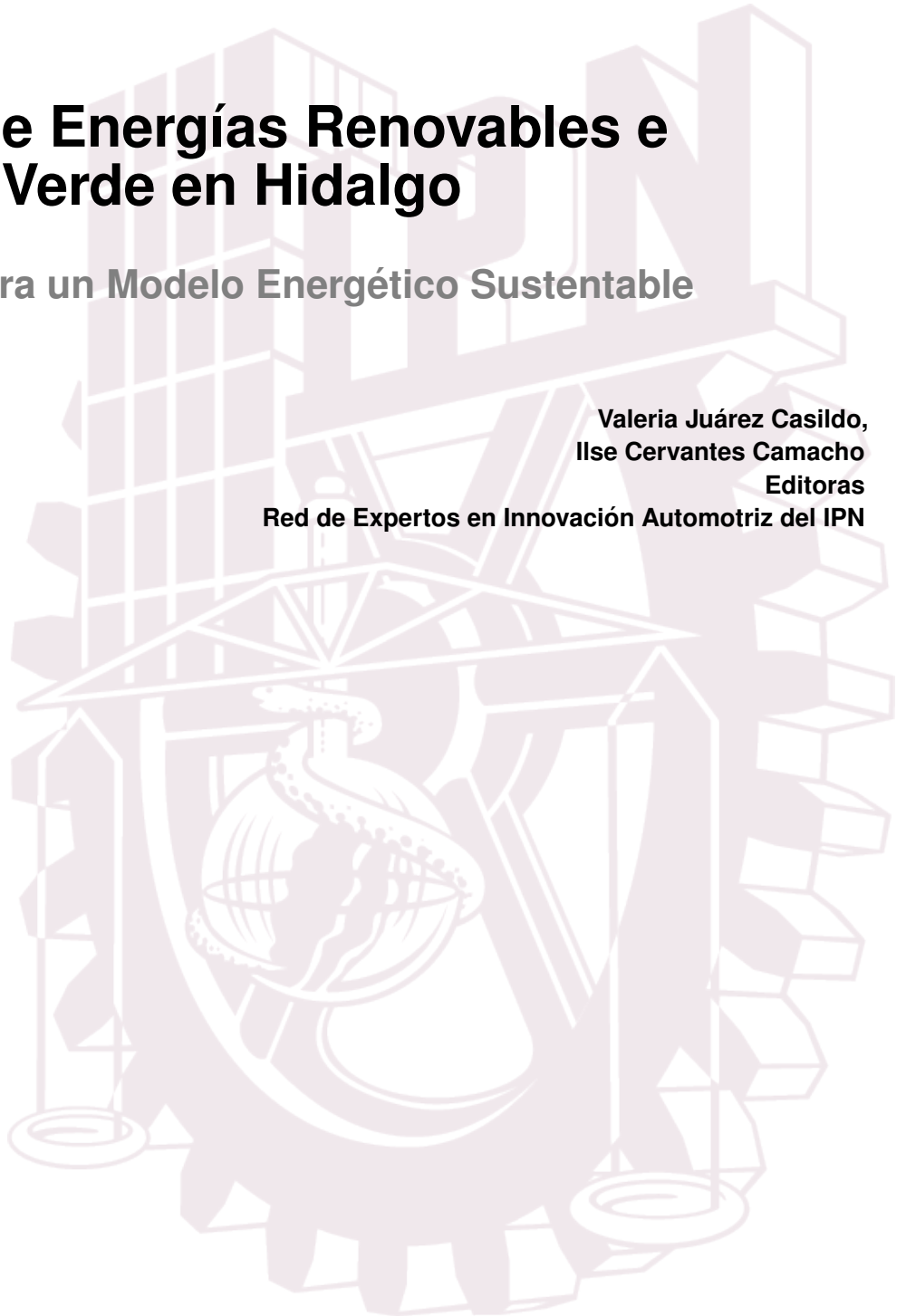


Potencial de Energías Renovables e Hidrógeno Verde en Hidalgo

Perspectivas para un Modelo Energético Sustentable

**Valeria Juárez Casildo,
Ilse Cervantes Camacho**
Editoras

Red de Expertos en Innovación Automotriz del IPN



28 de Octubre de 2025



Índice general

1. Motivación	5
2. Antecedentes	7
2.1. Zonas Urbanas más Importantes de Hidalgo	9
2.1.1. Pachuca de Soto	9
2.1.2. Tizayuca	9
2.1.3. Tepeji del Río	9
2.1.4. Tulancingo de Bravo	10
2.1.5. Tula de Allende	10
2.2. El Sistema Eléctrico Nacional	11
2.3. Energía Eléctrica en Hidalgo	12
2.4. El Hidrógeno	14
2.4.1. Hidrógeno Verde	14
2.5. Preguntas Que se Planean Responder	16
2.6. Metodología para Responder las Interrogantes Planteadas	16
2.6.1. Depuración y Validación de Datos	17
3. Potencial de Energía Solar	19
3.1. Potencial de Recurso Solar en Hidalgo	20
3.2. Potencial geográfico y técnico solar en Hidalgo	21
3.2.1. Metodología	21
3.2.2. Resultados	22
3.2.3. Potencial Geográfico y Técnico por Municipio: Escenario Centralizado	23
3.2.4. Potencial Solar en Zonas Urbanas	24
3.2.5. Potenciales de algunas de las Ciudades más importantes de Hidalgo	26
3.3. Costo de Producción de Energía Solar en Hidalgo	27
3.3.1. Metodología	27
3.3.2. Resultados	28
4. Potencial de Hidrógeno Solar	31
4.0.1. Consideraciones para la Generación de Energía Solar en Zonas Urbanas	31
4.0.2. Recursos Hídricos de LLuvia	32
4.0.3. Evaluación del Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH)	33
4.0.4. Horas de Operación y Duración del Día	33
4.0.5. Índice de Sensibilidad	34
4.1. Potencial de Hidrógeno Solar	34
4.1.1. Producción de Hidrógeno Centralizado	34
4.1.2. El Efecto de la Eficiencia del Electrolizador	36
4.1.3. Producción de Hidrógeno Solar por Municipio: Escenario Centralizado	37

4.1.4. Producción de Hidrógeno Descentralizado	38
4.1.5. Potencial de Generación de Hidrógeno por Municipio: Escenario Descentralizado	40
4.2. Uso del agua de Lluvia para Producción de Hidrógeno.	41
4.2.1. Requerimientos de Agua para Producción de Hidrógeno por Municipio	42
4.3. Producción de Hidrógeno en Relación a la Época del Año	43
4.4. Costo de Producción de Hidrógeno Solar	44
4.4.1. Escenario Centralizado	44
4.4.2. Escenario Descentralizado	46
4.4.3. Implicaciones para la Estrategia Estatal	47
4.4.4. Dependencia del Costo con la Época del Año	47
4.5. Sensibilidad de los Costos de Producción Hidrógeno Solar en México	48
5. Potenciales de Energía Eólica	51
5.1. Energía Eólica en México: Estado del Conocimiento	51
5.2. Limitaciones de Bases de Datos Globales	52
5.3. Métodos	53
5.3.1. Densidad de Potencia Eólica	53
5.3.2. Interpolación de la Velocidad del Viento	55
5.3.3. Cálculo del Potencial Técnico Eólico	55
5.4. Potencial de Recurso	57
5.4.1. Parámetros de Distribución de Viento	58
5.5. Potencial de Técnico	58
5.6. Costo de la Producción de Energía Eólica	59
6. Potencial de Hidrógeno Eólico	61
6.1. Costo de Producción de Hidrógeno Eólico	61
6.1.1. Costo de Energía e Hidrógeno Eólico por Municipio	64
7. Conclusiones	67
7.1. Recomendaciones	68
7.1.1. Priorización de Energía Solar Fotovoltaica	68
7.1.2. Desarrollo de Infraestructura de Respaldo	68
7.1.3. Proyectos Industriales Prioritarios	69
7.1.4. Proyectos de Transporte	69
7.1.5. Marco Regulatorio y de Incentivos	70
7.1.6. Programas de Financiamiento y Garantías	70
7.1.7. Desarrollo de Capacidades y Capital Humano	70
7.1.8. Planeación de Adopción de Hidrógeno	71
7.2. Créditos	71
7.3. Declaración de Conflicto de Intereses	72
7.4. ¿Cómo Citar este Informe?	72

CAPÍTULO 1

Motivación

El Instituto Politécnico Nacional (IPN), a través de la Red de Expertos en Innovación Automotriz (REINVA), y el Laboratorio Nacional CONAHCYT en elemovilidad inteligente (LANCEI) presenta a la Agencia Estatal de Energía de Hidalgo (AEEH) el presente informe técnico sobre el Potencial de Energías Renovables e Hidrógeno Verde en el Estado de Hidalgo. Este documento se elabora en el marco de las funciones sustantivas de investigación científica, desarrollo tecnológico y vinculación social que el Instituto tiene encomendadas, y se alinea con los ejes estratégicos del Programa Institucional de Mediano Plazo 2026–2028 (PIMP), particularmente aquellos orientados a la investigación científica de trascendencia, la vinculación estratégica para la innovación tecnológica y la sustentabilidad institucional y territorial.

La motivación que sustenta este trabajo radica en la necesidad de fortalecer las capacidades energéticas y tecnológicas del estado de Hidalgo mediante la incorporación de fuentes renovables y la integración progresiva del hidrógeno verde como vector energético clave. En un contexto global de transición hacia sistemas energéticos sostenibles, Hidalgo posee ventajas geográficas, industriales y académicas que lo posicionan como un territorio con alto potencial para la transformación energética. No obstante, la dependencia estructural de los combustibles fósiles y la concentración histórica de infraestructura termoeléctrica demandan una reconversión estratégica basada en evidencia científica y conocimiento técnico especializado.

En correspondencia con la visión prospectiva del IPN y con el eje transversal de Sustentabilidad y Responsabilidad Politécnica establecido en el PIMP 2026–2028, este informe busca contribuir al desarrollo de políticas públicas que impulsen una matriz energética diversificada, eficiente y de bajas emisiones de carbono. El análisis integra aspectos territoriales, industriales y ambientales, con el propósito de identificar oportunidades concretas para la generación de energías renovables y su almacenamiento y uso a través del hidrógeno verde, en sinergia con la infraestructura energética existente y los objetivos nacionales de desarrollo sostenible.

De igual manera, este documento constituye un ejercicio de vinculación entre ciencia y comunidad, orientado a generar valor público en términos de innovación, competitividad y sustentabilidad. Desde la perspectiva de la Planeación Estratégica por Resultados promovida por el IPN, el informe busca traducir la evidencia técnica en herramientas de planeación que apoyen a la Agencia Estatal de Energía de Hidalgo en la identificación de líneas de acción prioritarias, proyectos piloto y estrategias de implementación tecnológica.

El Instituto Politécnico Nacional, en cumplimiento de su lema *La Técnica al Servicio de la Patria*, reafirma con este trabajo su compromiso con el desarrollo sostenible del país y con la consolidación del estado de Hidalgo como un referente nacional en energía limpia, innovación tecnológica y transición hacia un futuro bajo en carbono.



CAPÍTULO 2

Antecedentes

El estado de Hidalgo se localiza en la región centro-oriental de México y forma parte de la zona de influencia del altiplano central. Su territorio abarca una superficie de aproximadamente 20 813 kilómetros cuadrados, lo que representa alrededor del 1.1 % del territorio nacional, de acuerdo con el Marco Geoestadístico del INEGI. Limita al norte con San Luis Potosí y Veracruz, al este con Puebla, al sur con Tlaxcala y Estado de México, y al oeste con Querétaro. La capital del estado es Pachuca de Soto, centro político y económico de la entidad.

El relieve hidalguense es variado y se caracteriza por la presencia de sierras, valles y planicies. En la porción oriental y norte predominan las Serranías de Hidalgo y la Sierra Madre Oriental, mientras que hacia el suroeste se extienden planicies intermontanas que permiten el desarrollo agrícola y urbano. El clima es templado subhúmedo en la mayor parte del territorio, aunque existen zonas cálidas en las regiones bajas del Valle del Mezquital y climas fríos en las zonas serranas. La hidrografía estatal está dominada por las cuencas de los ríos Pánuco y Tula, que conforman sistemas de riego y abastecimiento fundamentales para la agricultura y el consumo urbano.

De acuerdo con el Censo de Población y Vivienda 2020 del INEGI, Hidalgo cuenta con una población de 3 082 841 habitantes, de los cuales el 51.8 % son mujeres y el 48.2 % hombres. El crecimiento demográfico ha sido estable en la última década, con una densidad media de aproximadamente 148 habitantes por kilómetro cuadrado. La población se distribuye principalmente en zonas urbanas, concentrándose en municipios como Pachuca de Soto, Mineral de la Reforma, Tulancingo de Bravo y Tizayuca, que en conjunto superan el 40 % del total estatal.

En el ámbito económico, según los datos del Producto Interno Bruto por Entidad Federativa 2021 elaborados por el INEGI, Hidalgo generó un valor agregado bruto de 388 748 millones de pesos a precios corrientes, equivalente al 1.9 % del PIB nacional. Su estructura productiva muestra un predominio de las actividades terciarias, que representan el 60.7 % de la economía estatal, seguidas por las actividades secundarias con el 35.9 %, y las primarias con el 3.4 %. Estas cifras reflejan un proceso de urbanización y terciarización progresiva, con un peso creciente de los sectores comercio, servicios personales, educativos y de transporte.

El sector industrial se concentra principalmente en los municipios de Tula de Allende, Atitalaquia y Tepeji del Río, donde se ubican complejos de refinación, plantas cementeras y manufactura de materiales de construcción. La presencia de la Refinería Miguel Hidalgo, junto con el corredor industrial del Valle del Mezquital, constituye un componente esencial del sistema energético nacional. En contraste, el sector agropecuario mantiene una presencia importante en términos territoriales: según el Censo Agropecuario 2022 del INEGI, la entidad dispone de 1.1 millones de hectáreas con uso o vocación agropecuaria y forestal,



Figura 2.1: Paisajes de Hidalgo

de las cuales 604 963 hectáreas corresponden a superficie agrícola. Los principales cultivos son maíz, frijol, avena forrajera, cebada y agave, además de actividades pecuarias y forestales complementarias.

En materia laboral, la Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo (ENOE) reporta una Población Económicamente Activa cercana a 1.52 millones de personas, con una tasa de desocupación de 1.9 %, inferior al promedio nacional. La distribución del empleo refleja la estructura económica del estado: alrededor del 60 % de la población ocupada trabaja en actividades del sector terciario, el 25 % en actividades industriales y el resto en el sector primario.

En términos generales, Hidalgo se caracteriza por una economía diversificada con predominio del comercio, los servicios y la industria energética y de materiales; una geografía contrastante que combina zonas montañosas, valles y planicies; y una estructura poblacional en crecimiento sostenido, articulada en torno a un corredor urbano-industrial que conecta la capital del estado con el Valle del Mezquital y el norte del Estado de México.

2.1 ZONAS URBANAS MÁS IMPORTANTES DE HIDALGO

2.1.1. Pachuca de Soto

Pachuca de Soto, capital del estado de Hidalgo, es la ciudad más poblada y el núcleo urbano central del área metropolitana que lleva su nombre. Según datos del censo 2020 del INEGI, el municipio registró 314,331 habitantes; esto representa aproximadamente el 10.20 % de la población estatal. La densidad poblacional del municipio es elevada, alcanzando alrededor de 1800 personas por kilómetro cuadrado. El municipio también ha sido evaluado en aspectos de desarrollo: en el 2015 presentó un Índice de Desarrollo Humano (IDH) de 0.834, categorizado como “Muy Alto”, colocándose en ese año en el segundo lugar entre los municipios de Hidalgo en ese indicador.

Pachuca es el motor administrativo, político y de servicios del estado, y ejerce una atracción funcional sobre municipios vecinos en materia de empleo, educación, comercio y servicios especializados. Como cabecera municipal y sede de gobierno estatal, concentra infraestructura pública, instituciones culturales, educativas y de salud, conformando el eje central del desarrollo urbano regional.

2.1.2. Tizayuca

Aunque parte del municipio de Tizayuca se integra funcionalmente al área de influencia del Valle de México, es una de las ciudades de Hidalgo con un crecimiento notable en los últimos años. Según fuentes estatales alineadas con datos oficiales, en 2020 Tizayuca tenía 168,302 habitantes y una densidad aproximada de 2,191.2 habitantes por km². El municipio tiene una altitud aproximada de 2,300 metros sobre el nivel del mar. La superficie municipal es de 76.80 km², lo que lo convierte en una entidad de pequeño tamaño territorial, representando apenas el 0.37 % del territorio del estado. En cuanto a desarrollo humano, para 2015 su IDH fue de 0.783, categorizado como “Alto”.

Tizayuca se caracteriza por su proximidad y función de dormitorio-industrial del Valle de México, con una relación funcional intensa hacia la megalópolis nacional. Esto le confiere un papel estratégico en la movilización de población, así como en flujos laborales, migratorios y residenciales.

2.1.3. Tepeji del Río

Tepeji del Río de Ocampo es otro de los municipios conurbados e integrados en la red urbana del valle central de Hidalgo. En el listado de municipios más poblados del estado del censo 2020, Tepeji del Río



Figura 2.2: Centro de Tulancingo

ocupa una posición destacada, con 90,546 habitantes. Su ubicación geográfica y su presencia industrial lo colocan como un municipio clave dentro del corredor entre Tula, Pachuca y el Valle del Mezquital. Debido a su cercanía con nodos importantes energéticos e industriales, su dinámica económica combina actividad productiva con funciones residenciales complementarias.

2.1.4. Tulancingo de Bravo

Tulancingo es la cabecera del municipio del mismo nombre y forma una de las zonas metropolitanas definidas en Hidalgo. Según el portal de economía estatal, en 2020 Tulancingo tenía 268,351 habitantes, con una distribución de 52.6 % mujeres y 47.4 % hombres.

Tulancingo desempeña un rol de segunda escala en la red urbana estatal, con funciones regionales de comercio, servicios de salud y educación para los municipios circundantes. Además, es también cabecera de zona metropolitana en Hidalgo, lo que le otorga un peso funcional en la organización territorial del estado.

2.1.5. Tula de Allende

El municipio de Tula de Allende funciona como centro urbano dentro de la región del Valle del Mezquital y dentro de la zona metropolitana de Tula. En el ranking de municipios por población 2020, Tula se posiciona con 115,107 habitantes. Aunque no se dispone en esta recopilación de un perfil municipal amplio (área, densidad exacta reciente), Tula destaca por su relevancia energética e industrial, dada la presencia de complejos gas-térmicos, infraestructura eléctrica y conexiones con otras zonas del estado. En trabajos académicos, Tula ha sido identificada junto con Pachuca y Tulancingo como una de las tres zonas metropolitanas principales en Hidalgo.

2.2 EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Durante el periodo 2019-2023, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) experimentó una expansión moderada, pero sostenida, en su capacidad instalada de generación, alcanzando un total de 44,680 MW en 2023, frente a los 43,008 MW registrados en 2019. Esta variación, equivalente a un incremento acumulado de 3.9 % en el quinquenio y de apenas 0.3 % entre 2022 y 2023, refleja una fase de madurez estructural del sistema eléctrico mexicano. En esta etapa, el crecimiento ya no se asocia tanto a la construcción de nuevas plantas, sino al mantenimiento, repotenciación y modernización de la infraestructura existente, en especial la administrada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que concentra la mitad de la capacidad nacional [33].

La distribución tecnológica de la capacidad instalada evidencia una dependencia persistente de las fuentes convencionales, aunque con una tendencia ascendente hacia la diversificación. Las centrales hidroeléctricas mantienen el mayor peso relativo (27.1 %), seguidas por los ciclos combinados (25.0 %) y las térmicas convencionales (22.4 %), que en conjunto representan más del 70 % de la capacidad operativa del país. Este predominio confirma que la matriz mexicana sigue siendo esencialmente térmica, sustentada en gas natural, combustóleo y carbón, aunque con una participación creciente de tecnologías más eficientes como la cogeneración y la captura de calor residual.

Paralelamente, las energías renovables no convencionales —principalmente la solar fotovoltaica y la eólica— han consolidado su papel como vectores de transición energética. La capacidad solar, por ejemplo, pasó de 6 MW en 2022 a 126 MW en 2023, lo que representa un crecimiento del 2,000 %, mientras que la capacidad eólica se mantuvo estable en 86 MW, debido a que los nuevos proyectos se concentran en fases de planeación o construcción. Aunque estas cifras aún son modestas en términos absolutos, el ritmo de crecimiento evidencia un cambio estructural: el país avanza de una generación centralizada y dependiente del gas natural hacia un modelo mixto, con participación creciente de fuentes renovables distribuidas.

En cuanto a la generación neta, México produjo 346,504 GWh en 2023, lo que representa un incremento del 3.8 % respecto a 2022. Sin embargo, este aumento no fue homogéneo entre tecnologías: mientras las centrales de ciclo combinado incrementaron su generación en 3.7 % y las térmicas convencionales en más del 50 %, las hidroeléctricas redujeron su producción en 42 %, debido a los bajos niveles de precipitación registrados durante el año. Estos datos confirman que el gas natural continúa siendo el pilar de la generación nacional, mientras que la variabilidad hidrológica sigue siendo el principal factor limitante de la aportación renovable [33].

La participación de la energía limpia —que incluye fuentes renovables, cogeneración eficiente y nuclear— representó el 23.2 % de la generación total en 2023, ligeramente inferior al 26.7 % registrado en 2021. El fortalecimiento de la CFE mediante la modernización de plantas y la adquisición de centrales privadas (entre ellas las 13 plantas de Iberdrola, por 8,500 MW) busca precisamente restaurar la capacidad de reserva y garantizar la soberanía energética, al mismo tiempo que se consolidan nuevas inversiones en tecnologías limpias.

En materia de planeación, el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2024-2038 proyecta la incorporación de 25,251 MW adicionales entre 2024 y 2027, concentrados principalmente en ciclos combinados (34.3 %), energía eólica (19.9 %), bancos de baterías (20.2 %) y generación distribuida fotovoltaica (11.4 %). Esta composición anticipa una transformación gradual hacia una red eléctrica más flexible, digital y resiliente, donde la participación de las fuentes intermitentes se equilibrará mediante sistemas de almacenamiento y control inteligente de demanda.

Por otra parte, la CFE mantiene un papel dominante, con 44,680 MW de capacidad instalada, equivalentes



Figura 2.3: Parque Nacional el Chico

al 50.2 % del total nacional, a través de sus seis Empresas Productivas Subsidiarias (Generación I-VI) y la central nuclear de Laguna Verde. En 2023, la empresa generó 248,077 GWh, lo que representa más del 70 % de la producción total del país, reforzando su posición como columna vertebral del sistema eléctrico mexicano.

En conjunto, los datos reflejan que el SEN atraviesa una etapa de transición ordenada: aunque la matriz energética sigue dominada por el gas natural, se observan avances hacia la descarbonización progresiva, impulsados por la expansión de la energía solar, la generación distribuida y el almacenamiento en baterías. El reto inmediato consiste en mantener la confiabilidad del sistema mientras se amplía la participación de tecnologías limpias y se refuerzan las interconexiones regionales, en particular entre el centro, el Bajío y el norte del país, donde se concentran los principales polos industriales y la mayor demanda eléctrica nacional.

2.3 ENERGÍA ELÉCTRICA EN HIDALGO

Entre 2019 y 2023, el estado de Hidalgo se caracterizó por una suficiencia energética. Su capacidad instalada aumentó de 2,467 MW en 2019 a 2,808 MW en 2023, lo que representa un crecimiento acumulado de 13.8 %. Este avance fue más pronunciado en los primeros años del periodo, dado que entre 2022 y 2023 la cifra permaneció sin variación. La entidad ocupa el lugar 13 a nivel nacional, con una participación del 3.15 % en la capacidad total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) [33]. El desarrollo eléctrico de Hidalgo está a la infraestructura térmica concentrada en el complejo industrial de Tula, donde se localizan centrales de ciclo combinado y térmicas convencionales. Estas tecnologías forman parte del 39.5 % y 12.7 %, respectivamente, de la capacidad nacional por tipo de tecnología, y son las predominantes en el

sistema hidalguense.

El carácter térmico del sistema eléctrico estatal ha permitido mantener una generación continua y estable, contribuyendo de manera importante al suministro regional del Valle de México, pero también ha generado una alta dependencia de combustibles fósiles, principalmente gas natural. Esta estructura explica la ausencia de crecimiento reciente: en 2023 no se registraron nuevas incorporaciones de capacidad, reflejo de una fase de madurez operativa del parque generador.

En el contexto de la generación nacional, 2023 se caracterizó por una reducción de 42 % en la producción hidroeléctrica y un incremento del 3.7 % en el ciclo combinado, lo que favoreció a entidades como Hidalgo, cuya infraestructura responde a esta última tecnología.

Aunque Hidalgo aún no destaca en la adopción de energías renovables, aún a pesar de tener 12 parques solares y dos eólicos (Vea Mapa en Figura 2.4), su ubicación geográfica y red de transmisión lo posicionan favorablemente para futuros proyectos fotovoltaicos o híbridos FV-batería, en línea con la tendencia nacional de incorporación de bancos de baterías (20.2 %) y generación distribuida fotovoltaica (11.4 %) previstas para 2024-2027 [33].

En síntesis, el sistema eléctrico de Hidalgo representa un modelo de generación convencional de alta relevancia estratégica, que garantiza estabilidad al SEN y ofrece un potencial de diversificación tecnológica hacia esquemas más sostenibles. Su reto inmediato consiste en transitar hacia la eficiencia térmica y la incorporación gradual de fuentes limpias, manteniendo su papel como punto nodal del suministro eléctrico nacional.

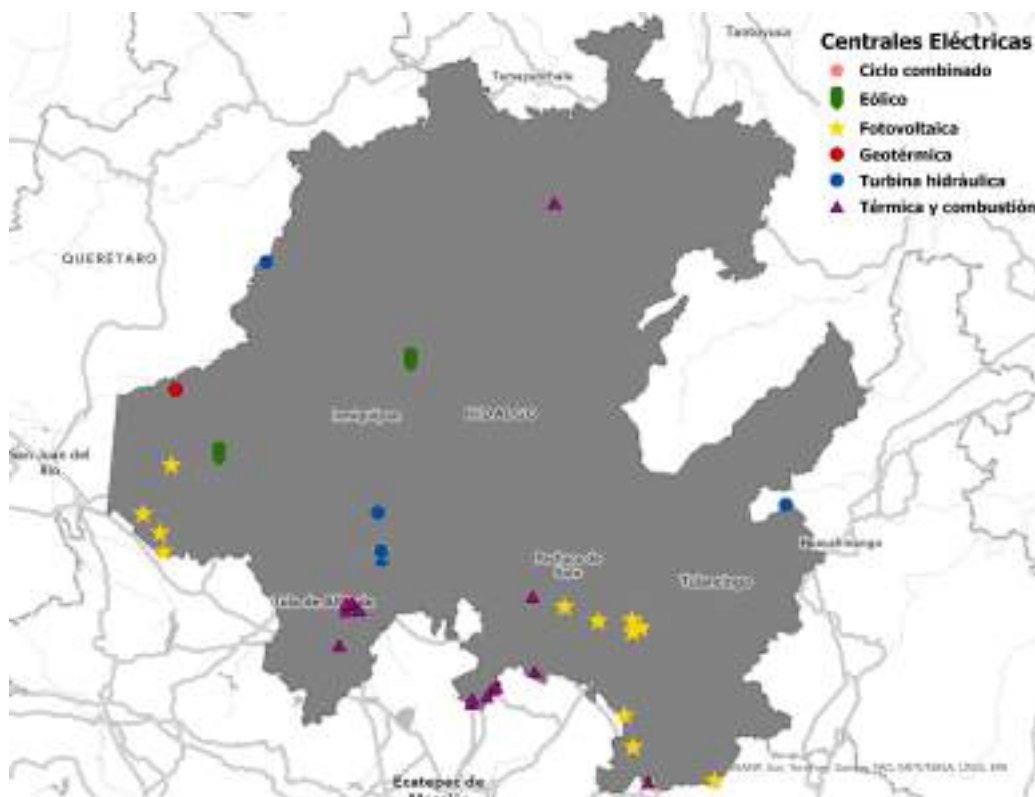


Figura 2.4: Centrales de generación eléctrica instaladas en el estado de Hidalgo [6].

2.4 EL HIDRÓGENO

El hidrógeno funciona como portador de energía en la transición hacia sistemas menos dependientes de combustibles fósiles. Se utiliza en combustión directa o en celdas electroquímicas, donde reacciona con oxígeno para producir agua sin emisiones contaminantes. Su alta capacidad de almacenamiento energético lo posiciona como alternativa para sustituir o complementar fuentes convencionales.

La producción de hidrógeno mediante electrólisis del agua utiliza electricidad de fuentes renovables. Este proceso permite reconvertirlo posteriormente en energía eléctrica o térmica con alta eficiencia. El ciclo solo emite vapor de agua, lo que lo hace relevante para políticas de descarbonización [36, 30]. Su inyección en turbinas de gas o su mezcla con combustibles convencionales mejora la flexibilidad operativa del sistema eléctrico y reduce emisiones de carbono.

En sistemas eléctricos modernos, redes de distribución y microrredes, el dimensionamiento de componentes es crítico para garantizar estabilidad, confiabilidad y viabilidad económica [35]. La integración del hidrógeno como almacenamiento requiere analizar sus rutas tecnológicas (producción, compresión, conversión y uso) para optimizar la eficiencia global del sistema. Este enfoque permite combinar seguridad operativa con sostenibilidad según las condiciones de cada sitio.

El almacenamiento de hidrógeno presenta desafíos técnicos importantes. Su baja densidad ((0.089 kg/m³)) requiere compresión, licuefacción o absorción en materiales sólidos para concentrarlo en volúmenes reducidos. Las soluciones se clasifican en métodos físicos, químicos y basados en materiales sólidos. La Tabla 2.1 muestra las principales alternativas y algunas de sus características.

Tecnologías de almacenamiento de hidrógeno		
Métodos físicos	Métodos químicos	
■ Compresión ■ Licuefacción ■ Crio-compresión	■ Materiales absorbentes: • Estructuras organo-metálicas (MOF) • Materiales basados en carbono • Estructuras orgánicas covalentes (COF)	■ Hidruros metálicos: • Hidruros metálicos simples • Hidruros metálicos complejos ■ Hidruros químicos: • Borohidruros • Borazano

Tabla 2.1: Principales tecnologías de almacenamiento de hidrógeno [3]

2.4.1. Hidrógeno Verde

El hidrógeno verde se produce mediante electrólisis del agua utilizando energía de fuentes renovables (solar, eólica o hidráulica). El proceso descompone el agua (H₂O) en hidrógeno y oxígeno aplicando corriente eléctrica. Cuando la electricidad proviene de fuentes renovables, el hidrógeno es "verde" porque no genera dióxido de carbono (CO₂) durante su producción.

Este tipo difiere del hidrógeno gris y azul, ambos derivados de combustibles fósiles. El gris se produce por reforma de gas natural con altas emisiones de CO_2 . El azul utiliza el mismo proceso, pero captura y almacena las emisiones de carbono.

Tecnologías de Producción de Hidrógeno Verde

La electrólisis del agua es el método principal para producir hidrógeno verde. Existen tres tecnologías:

- **Electrólisis alcalina:** Tecnología establecida que usa solución de hidróxido de potasio (KOH) como electrolito. Al aplicar corriente eléctrica a dos electrodos sumergidos en la solución, el agua se descompone en oxígeno e hidrógeno.
- **Electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM):** Emplea una membrana que permite el paso de protones (H^+) mientras los electrones circulan por un circuito externo. Es más eficiente y compacta que la alcalina, pero más costosa por los materiales requeridos.
- **Electrólisis de óxido sólido (SOEC):** Utiliza electrolitos cerámicos y opera a altas temperaturas. Su mayor eficiencia térmica reduce los requisitos de energía eléctrica, aunque se encuentra en fase experimental comparada con las tecnologías alcalina y PEM.

Tecnologías emergentes como la fotocatalisis y la pirólisis de biomasa están en desarrollo para producir hidrógeno desde fuentes renovables y podrían complementar o sustituir las tecnologías tradicionales de electrólisis (Figura 2.5).

El hidrógeno verde ofrece potencial para descarbonizar sectores industriales y de transporte dependientes de combustibles fósiles. Su adopción masiva requiere reducción de costos de producción, mejora en eficiencia de electrólisis y desarrollo de infraestructura para almacenamiento y distribución.

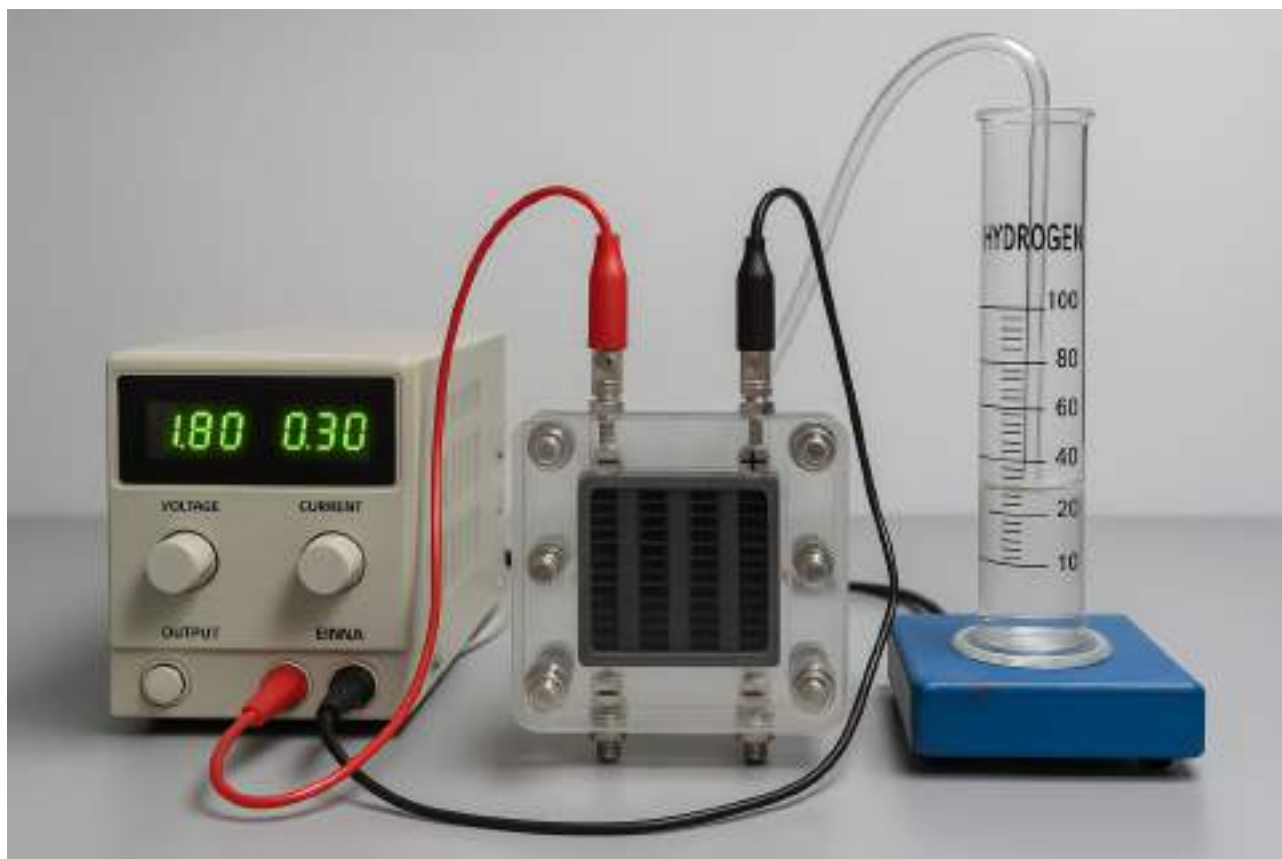


Figura 2.5: Proceso de electrólisis en laboratorio

2.5 PREGUNTAS QUE SE PLANEAN RESPONDER

La generación de hidrógeno a partir de fuentes renovables en Hidalgo plantea interrogantes técnicas, económicas y ambientales particulares, considerando la predominancia actual de generación termoeléctrica y la ausencia de expansión reciente en infraestructura renovable:

1. **¿Cuál es el recurso solar disponible en Hidalgo y cómo se distribuye geográficamente en el estado?**

Es necesario caracterizar la irradiación solar promedio anual en diferentes regiones del estado, identificando zonas con mayor potencial para instalación de sistemas fotovoltaicos y evaluando la variabilidad estacional del recurso.

2. **¿Qué potencial eólico existe en Hidalgo y en qué regiones se concentra?**

Determinar las velocidades de viento promedio, su distribución espacial y temporal, así como identificar sitios con condiciones favorables para instalación de aerogeneradores, considerando topografía y acceso a infraestructura de transmisión.

3. **¿Qué recursos renovables están disponibles en Hidalgo para producción de hidrógeno verde?**

Es fundamental caracterizar el potencial solar y eólico del estado, así como identificar zonas prioritarias para instalación de electrolizadores considerando la infraestructura eléctrica existente y la proximidad al nodo de interconexión de Tula.

4. **¿Qué infraestructura adicional se requiere para implementar producción de hidrógeno en Hidalgo?**

Considerando que no se registraron proyectos de transmisión en 2023, se debe determinar qué inversiones en líneas de transmisión, subestaciones y sistemas de almacenamiento son necesarias para integrar generación renovable y electrolizadores al sistema existente.

5. **¿Qué costos están asociados a la implementación de producción de hidrógeno verde en Hidalgo?**

Los costos de instalación, operación y mantenimiento de electrolizadores deben compararse con los costos operativos actuales de generación termoeléctrica para determinar viabilidad económica.

6. **¿Qué estrategia de producción, centralizada o distribuida, es más adecuada para Hidalgo?**

Considerando la estructura centralizada actual con dependencia del nodo Tula, evaluar si conviene mantener este modelo o desarrollar generación distribuida en zonas con mejor recurso renovable.

7. **¿Cómo puede Hidalgo diversificar su matriz energética mediante hidrógeno verde?**

Con presencia renovable actualmente marginal, determinar trayectorias de diversificación tecnológica que reduzcan la dependencia de combustibles fósiles sin comprometer la estabilidad del suministro.

Estas preguntas son fundamentales para entender las oportunidades de transformación energética en Hidalgo, considerando su infraestructura consolidada pero tecnológicamente concentrada en generación térmica convencional.

2.6 METODOLOGÍA PARA RESPONDER LAS INTERROGANTES PLANTEADAS

Las preguntas planteadas se responderán mediante un enfoque metodológico que integra tres componentes fundamentales.

El primer componente utiliza registros históricos de bases de datos de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) y el Servicio Meteorológico Nacional (SMN). Estas bases contienen series temporales de

variables críticas: radiación solar global horizontal, velocidades de viento, temperatura ambiente y precipitación. El uso de información histórica real garantiza que los resultados reflejen las condiciones climáticas y operativas observadas en el territorio hidalguense, en lugar de depender de modelos teóricos o estimaciones.

El segundo componente emplea Sistemas de Información Geográfica (GIS) para identificar ubicaciones específicas donde es viable aprovechar energía solar y eólica, considerando múltiples restricciones de instalación. El análisis geoespacial multicriterio integra capas de información sobre: uso actual del suelo y cambios permitidos, topografía y pendientes, proximidad a infraestructura eléctrica existente (subestaciones, líneas de transmisión), distancia a centros de demanda industrial, restricciones ambientales (áreas naturales protegidas), disponibilidad hídrica, características geológicas y sísmicas, y densidad poblacional. Este análisis espacial identifica no solo dónde existe el recurso energético, sino dónde resulta técnicamente viable y ambientalmente aceptable su aprovechamiento, generando mapas de potencial con zonas de alta, media y baja viabilidad.

El tercer componente realiza evaluaciones económicas realistas que incorporan las condiciones específicas de importación de tecnología en México. Dado que el país tiene capacidad de manufactura limitada o nula de paneles solares, aerogeneradores, electrolizadores y sistemas de almacenamiento a escala comercial, todos estos equipos deben importarse, impactando significativamente los costos finales. Las evaluaciones económicas consideran: costos de adquisición de equipos en mercados internacionales a precios actuales, aranceles de importación aplicables, costos logísticos de transporte internacional y nacional hasta los sitios de instalación en Hidalgo, costos de instalación y puesta en marcha, costos de operación y mantenimiento durante la vida útil del proyecto, y costos de financiamiento bajo condiciones del sistema financiero mexicano. Esta aproximación garantiza que los indicadores económicos resultantes, como el costo nivelado de energía (LCOE) o el costo de producción de hidrógeno, reflejen la realidad económica del estado.

La integración de estos tres componentes metodológicos permite caracterizar de manera rigurosa y cuantitativa el potencial geográfico (dónde se puede aprovechar energía), el potencial técnico (cuánta energía se puede generar considerando limitaciones tecnológicas y de instalación), y el potencial económico (a qué costo se puede generar esa energía bajo condiciones realistas de mercado). Esta caracterización resulta indispensable para fundamentar decisiones de política energética estatal que sean simultáneamente técnicamente viables, económicamente factibles y territorialmente apropiadas.

2.6.1. Depuración y Validación de Datos

El estudio parte de información obtenida de 1629 Estaciones Meteorológicas Automáticas (EMAS) distribuidas en la región. En conjunto, estas estaciones aportaron aproximadamente $2,94 \times 10^8$ registros que incluyen variables clave como radiación solar, velocidad y dirección del viento, temperatura y presión atmosférica. Esta base constituye el insumo bruto para calcular el potencial energético solar y eólico.

En la primera etapa se aplicó un proceso de filtrado y control de calidad primario para eliminar errores instrumentales o registros incompletos. Se excluyeron datos sin medición o con valores ausentes, equivalentes al 0.02 % del total, así como lecturas mal registradas (0.17 %) que excedían los límites físicos esperados para cada variable, como radiaciones negativas o velocidades del viento fuera del rango operativo de los sensores. Además, se aplicó un criterio de representatividad diaria que implicó la eliminación del 3.08 % de los registros correspondientes a días cuya cobertura de datos no alcanzó el umbral mínimo del 80 % de mediciones válidas por día. El resultado de esta fase fue un conjunto de datos depurado a nivel diario, apto para análisis estadístico de tendencia y variabilidad.

El proceso de depuración se divide en tres etapas secuenciales. Inicialmente, el conjunto de EMAS con

sus registros se somete a filtrado primario. En esta etapa se eliminan datos sin medición (0.02 %), datos mal medidos (0.17 %) y registros con representatividad diaria insuficiente (3.08 %). Posteriormente, los datos depurados pasan a validación estadística donde se eliminan datos anómalos (2.03 %) y se aplica un criterio de representatividad mensual y anual (0.8 %).

Posteriormente, los datos fueron sometidos a validación estadística y de consistencia temporal para asegurar su coherencia en escalas mensuales y anuales. En esta etapa se identificaron y eliminaron datos anómalos, que representaron el 2.03 % del total, mediante técnicas de detección de valores atípicos basadas en límites intercuartílicos y desviaciones estándar respecto a promedios históricos. Asimismo, se aplicó un criterio de representatividad mensual y anual que llevó a descartar el 0.8 % adicional de los registros, correspondiente a estaciones o periodos que no contaban con cobertura suficiente para garantizar la validez de los indicadores de largo plazo. Este proceso aseguró que los valores finales utilizados en los mapas de potencial solar y eólico reflejaran condiciones climáticas reales y estables.

En conjunto, el flujo de depuración reflejó una reducción acumulada inferior al 7 % de los datos totales, evidenciando la alta calidad y densidad de la red EMAS. Los datos finales obtenidos constituyen una base sólida para el cálculo del recurso solar, medido a través de la irradiancia global media, del potencial eólico, a partir de la velocidad y la densidad de potencia del viento, y para la estimación de la producción de hidrógeno verde mediante sistemas de electrólisis alimentados por estas fuentes renovables.



Figura 2.6: Centro de Zacualtipán

CAPÍTULO 3

Potencial de Energía Solar

La estimación del potencial solar se realiza a partir de los valores de irradiancia global horizontal (GHI) registrados en las Estaciones Meteorológicas Automáticas (EMAS) ubicadas dentro y en torno al territorio de Hidalgo. Para obtener una representación continua y espacialmente coherente del recurso, se aplica un procedimiento de interpolación geográfica que permite estimar la irradiancia en zonas sin mediciones directas, a partir de valores observados en estaciones cercanas.

El método empleado es la distancia inversa ponderada (IDW, *Inverse Distance Weighting*), una técnica determinística utilizada en estudios climatológicos y de energía solar por su capacidad para preservar gradientes locales del recurso. Este método asume que la influencia de una estación sobre el valor interpolado disminuye con la distancia, de modo que los puntos más próximos tienen mayor peso en el cálculo. La estimación de la irradiancia en un punto x_0 se expresa como:

$$G(x_0) = \frac{\sum_{i=1}^n w_i G(x_i)}{\sum_{i=1}^n w_i}, \quad \text{donde} \quad w_i = \frac{1}{d_i^p}.$$

En esta expresión, $G(x_i)$ representa la irradiancia medida en la estación i , d_i la distancia entre el punto de interpolación y la estación, y p el exponente de ponderación que controla la influencia espacial de cada punto. En este estudio se adopta un valor $p = 2$, determinado mediante calibración cruzada, proporcionando un equilibrio adecuado entre suavizado espacial y preservación de variabilidad local.

La interpolación se realiza sobre una malla regular de $500 \text{ m} \times 500 \text{ m}$ que cubre la totalidad del territorio hidalguense. Para minimizar los efectos de borde, se incluyen estaciones ubicadas en los estados colindantes (Querétaro, México, Tlaxcala, Puebla, Veracruz y San Luis Potosí), garantizando la continuidad espacial del gradiente de irradiancia. Previamente, los datos de entrada son sometidos a un control de calidad para descartar valores atípicos y asegurar la coherencia temporal de las series.

Posteriormente, se realiza una validación cruzada (*leave-one-out*) para evaluar la precisión de la superficie interpolada. En cada iteración, una estación es excluida del conjunto de datos, se estima su valor mediante los puntos restantes y se calcula el error de predicción. Los indicadores empleados son el Error Cuadrático Medio (RMSE), el Error Medio Absoluto Porcentual (MAPE) y el coeficiente de eficiencia de Nash-Sutcliffe (NSE). Los resultados obtenidos muestran valores promedio de $\text{RMSE} < 0.35 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$, $\text{MAPE} < 8, \%$ y $\text{NSE} > 0.9$, confirmando la consistencia estadística y espacial del modelo.

3.1 POTENCIAL DE RECURSO SOLAR EN HIDALGO

El mapa de irradiancia solar global media anual del estado de Hidalgo de la Figura 3.1 muestra valores entre 142.01 W/m^2 y 261.86 W/m^2 , con una distribución espacial que identifica claramente las zonas de mayor potencial para proyectos de energía solar. La región occidental del estado presenta las irradiancias más altas, con valores superiores a 240 W/m^2 en tonalidades naranjas y rojas, concentrados principalmente en municipios cercanos a los límites con Querétaro y el Estado de México.

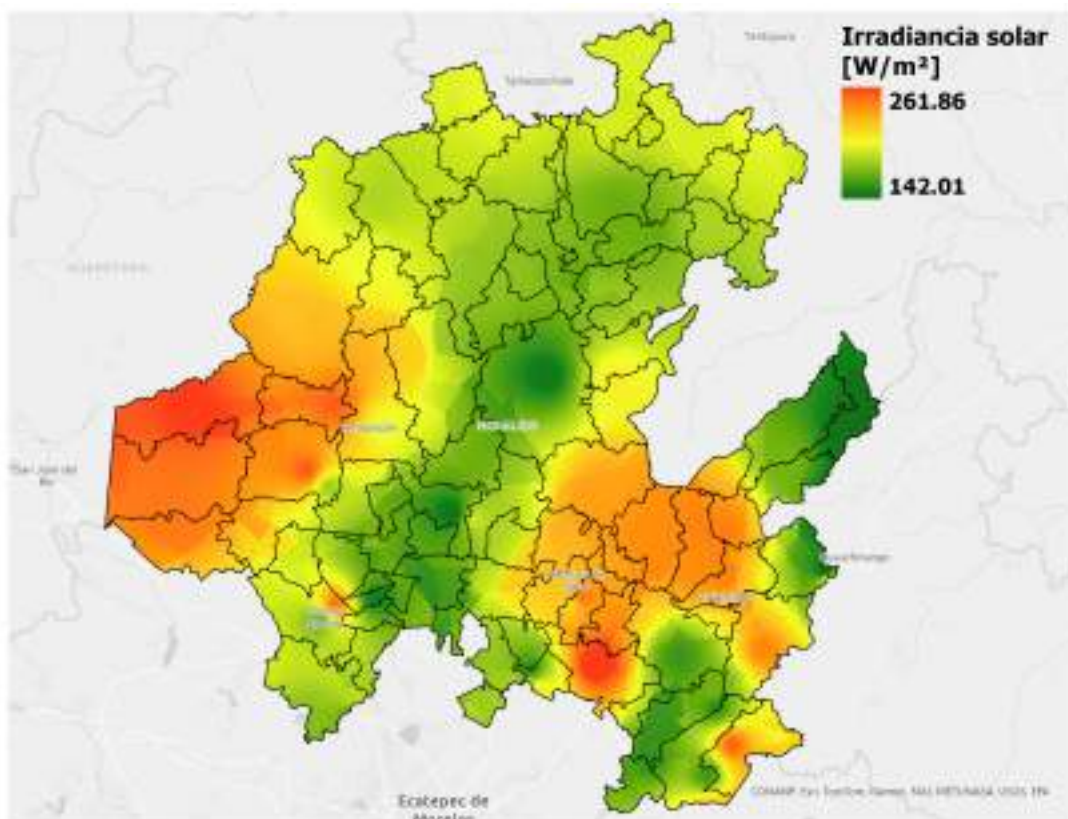


Figura 3.1: Irradiancia global media anual del Estado de Hidalgo

La franja central y norte del estado registra los valores más bajos, entre $142\text{--}180 \text{ W/m}^2$, identificados con tonalidades verde oscuro, correspondientes a zonas de mayor altitud en la Sierra Madre Oriental donde la nubosidad y las condiciones orográficas reducen la radiación solar disponible. La región oriental y algunos municipios del sur presentan valores intermedios entre $200\text{--}240 \text{ W/m}^2$, suficientes para desarrollo de proyectos fotovoltaicos con viabilidad técnica.

Esta distribución territorial define una geografía clara de oportunidades: los municipios occidentales como Ixmiquilpan, Tasquillo y Zimapán constituyen las ubicaciones prioritarias para instalaciones de gran escala orientadas a producción de hidrógeno verde, mientras que la zona central requiere evaluaciones de viabilidad más detalladas debido a la menor disponibilidad del recurso. La variación espacial del 45 % entre las zonas de máxima y mínima irradiancia subraya la importancia de la localización estratégica de proyectos para optimizar tanto la producción energética como los costos nivelados del hidrógeno resultante.

3.2 POTENCIAL GEOGRÁFICO Y TÉCNICO SOLAR EN HIDALGO

3.2.1. Metodología

A partir del mapa de irradiancia global horizontal (GHI), se cuantifica el potencial geográfico y técnico del recurso solar en Hidalgo. Estas etapas permiten establecer, respectivamente, la energía capturable en superficies disponibles para instalación fotovoltaica y la producción efectiva considerando las condiciones de conversión energética.

El potencial geográfico (G_i) se determina mediante la irradiancia media anual y el área disponible para instalación de módulos fotovoltaicos. Este potencial representa la energía total capturable durante un año en una celda i del territorio con condiciones físicas adecuadas, según:

$$G_i = I_i(A_i) \delta_t A_i,$$

donde $I_i(A_i)$ es la irradiancia solar media anual (W/m^2) sobre la superficie disponible, A_i es el área efectiva (m^2) y $\delta_t = 8760$ corresponde al número de horas anuales. El potencial geográfico total se obtiene sumando los valores de todas las celdas del territorio:

$$G = \sum_i G_i.$$

De forma complementaria, se determina el potencial geográfico por unidad de superficie:

$$G_i = I_i(A_i) \delta_t,$$

expresado en $\text{kWh m}^{-2} \text{año}^{-1}$, permitiendo comparaciones espaciales del recurso.

Para definir las áreas disponibles A_i , se emplean capas cartográficas de uso del suelo y pendiente derivadas de información del INEGI. Se consideran dos esquemas de aprovechamiento: (1) generación centralizada en zonas áridas o de pastizal con pendientes menores al 4 %, (2) generación descentralizada, correspondiente a techos urbanos y superficies edificadas. En ambas áreas se excluyen campos de cultivo, áreas protegidas, sitios arqueológicos, gasolineras, zonas recreativas, parques acuáticos, instalaciones de entretenimiento, aeropuertos, áreas industriales, oleoductos, gasoductos y usos de suelo reservado.

En cada escenario, se aplica un factor de idoneidad (F_i) que representa la fracción del área útil para instalación de módulos:

$$A_i = F_i A'_i,$$

donde A'_i es el área total de la celda. Para escenarios centralizados se adopta $F_i = 0.62$, mientras que para sistemas distribuidos los valores varían entre 0.1 y 0.3 según la densidad urbana y las características de construcción.

El potencial técnico (TP_i) incorpora la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, las pérdidas del sistema y los efectos de la temperatura sobre el rendimiento. Para estimar el efecto de la temperatura, se utilizan las temperaturas históricas diarias del estado. Este potencial representa la energía anual realmente generable por unidad de superficie:

$$TP_i = G_i \eta_{\text{eff}}(T) F_i,$$

donde $\eta_{\text{eff}}(T)$ es la eficiencia efectiva de conversión del módulo:

$$\eta_{\text{eff}}(T) = \eta_a K [1 + a_p(T + DT - 25)].$$

En esta expresión, η_a es la eficiencia nominal del módulo fotovoltaico, K es el *performance ratio* (0.75), a_p es el coeficiente de temperatura de la potencia máxima ($-0,0041 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$), T la temperatura ambiente promedio y $D T$ el incremento térmico medio anual del módulo.

Se analizan tecnologías de silicio policristalino con eficiencias nominales entre 15.5 % y 21.1 %, considerando las variaciones de temperatura y radiación a lo largo del territorio hidalguense. Los resultados permiten obtener mapas del rendimiento técnico, los cuales muestran una disminución del 90 % al 97 % respecto al potencial geográfico, dependiendo del tipo de tecnología y de las condiciones locales.

3.2.2. Resultados

El análisis del potencial técnico centralizado para generación de energía eléctrica en el estado de Hidalgo revela una distribución espacial heterogénea con variaciones significativas en la capacidad de aprovechamiento energético del territorio. La Figura 3.2 muestra que el potencial técnico centralizado oscila entre 143.5 y 243.7 GWh/km² al año, evidenciando zonas claramente diferenciadas. Las regiones con mayor potencial se concentran en el sector occidental del estado, particularmente en las áreas limítrofes con Querétaro, donde predominan valores en el rango superior del espectro (representados en tonalidades rojas y naranjas). Esta concentración sugiere condiciones potencialmente favorables para el desarrollo de proyectos de generación centralizada.

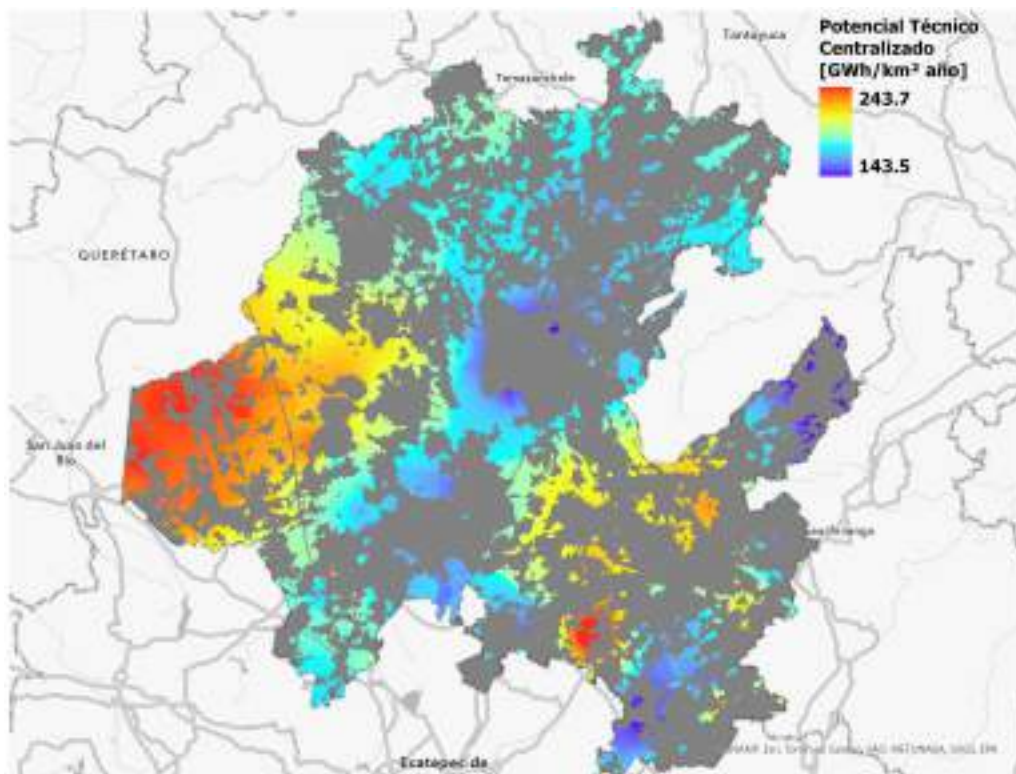


Figura 3.2: Potencial técnico centralizado para el estado de Hidalgo

En contraste, la porción norte y noreste del estado, incluyendo zonas cercanas a Tamazunchale y Tantu-yuca, presenta valores moderados a bajos de potencial técnico, con predominio de tonalidades azules y grises que indican rangos entre 143.5 y 180 GWh/km² año aproximadamente. La región central muestra un patrón mixto con áreas de potencial medio-alto intercaladas con zonas de menor capacidad.

La fragmentación espacial del potencial, evidenciada por la distribución irregular de las diferentes zonas cromáticas, indica que el aprovechamiento óptimo del territorio requeriría una estrategia de desarrollo descentralizada que considere las particularidades locales. Los corredores de alto potencial identificados podrían servir como ejes prioritarios para la implementación de infraestructura de generación, optimizando la inversión mediante la focalización en áreas de máximo rendimiento técnico.

3.2.3. Potencial Geográfico y Técnico por Municipio: Escenario Centralizado

La Tabla 3.2 muestra los potencial técnico y geográfico del estado de Hidalgo bajo el escenario centralizado; ésta, revela una marcada heterogeneidad en la capacidad de producción de energía entre municipios. La irradiancia horizontal global (GHI) oscila entre 221.58 W/m² en Chapantongo y 248.70 W/m² en Tecozautla, con una variación relativamente moderada del 12 % que contrasta con las diferencias sustanciales en potencial energético derivadas principalmente de la disponibilidad territorial.

Los municipios con mayor potencial geográfico son Zimapán (115.32 TWh/año), Huichapan (91.46 TWh/año) y Tecozautla (68.63 TWh/año), valores que reflejan tanto una irradiancia favorable como extensiones territoriales significativas disponibles para desarrollo de proyectos solares. Sin embargo, al aplicar las restricciones técnicas del escenario centralizado, el potencial aprovechable se reduce drásticamente: Zimapán mantiene 81.03 TWh/año, Huichapan 64.26 TWh/año y Tecozautla 47.87 TWh/año, evidenciando factores de aprovechamiento efectivo entre 70-75 % del potencial geográfico bruto.

En contraste, municipios con irradiancia comparable pero menor extensión territorial presentan potenciales significativamente inferiores. Omitlán de Juárez, con GHI de 235.53 W/m², alcanza apenas 0.86 TWh/año de potencial técnico debido a limitaciones de territorio disponible, mientras que Tulancingo de Bravo registra solo 0.72 TWh/año a pesar de su irradiancia de 228.65 W/m². Esta disparidad subraya que el potencial real de un municipio para albergar infraestructura solar centralizada depende críticamente de la combinación de recurso energético y disponibilidad territorial, con la segunda variable ejerciendo frecuentemente el rol limitante en el dimensionamiento de proyectos de gran escala.

Tabla 3.1: Potencial Técnico y Geográfico del Estado de Hidalgo. Escenario Centralizado

Municipio	GHI (W/m ²)	Potencial Geográfico (TWh/año)	Potencial Técnico (TWh/año)
Tecozautla	248.70	68.13	47.87
Huichapan	243.93	91.46	64.26
Tasquillo	242.06	34.56	24.29
Acatlán	239.03	12.62	8.86
Epazoyucan	238.15	5.13	3.60
Huasca de Ocampo	238.05	8.76	6.16
Nopala de Villagrán	236.17	28.45	19.99
Omitlán de Juárez	235.53	1.23	0.86
Metepec	234.43	5.39	3.78
Mineral de la Reforma	233.20	2.35	1.65
Mineral del Monte	233.01	4.18	2.93
Alfajayucan	232.91	53.41	37.53
Zempoala	232.66	23.56	16.55

Continúa en la siguiente página

Tabla 3.1 (continuación)

Municipio	GHI (W/m^2)	Potencial Geográfico (TWh/año)	Potencial Técnico (TWh/año)
Mineral del Chico	229.05	14.34	10.07
Tulancingo de Bravo	228.65	1.02	0.72
Atotonilco el Grande	228.07	35.95	25.26
Zimapán	225.16	115.32	81.03
Pachuca de Soto	224.28	8.73	6.13
Agua Blanca de Iturbide	222.65	7.01	4.92
Chapantongo	221.58	17.74	12.47

3.2.4. Potencial Solar en Zonas Urbanas

Pachuca de Soto El análisis del potencial técnico descentralizado en la región de Pachuca de Soto y municipios circundantes revela una concentración geográfica significativa de recursos energéticos aprovechables a escala distribuida.

La Figura 3.3 presenta valores de potencial técnico descentralizado que oscilan entre 154.7 y 236.3 GWh/km^2 año. La zona de máximo potencial se localiza en el área metropolitana de Pachuca de Soto y se extiende hacia los municipios de Mineral del Monte y Mineral del Chico, conformando un corredor de alto rendimiento energético representado por tonalidades rojas y naranjas que indican valores superiores a 200 GWh/km^2 año.

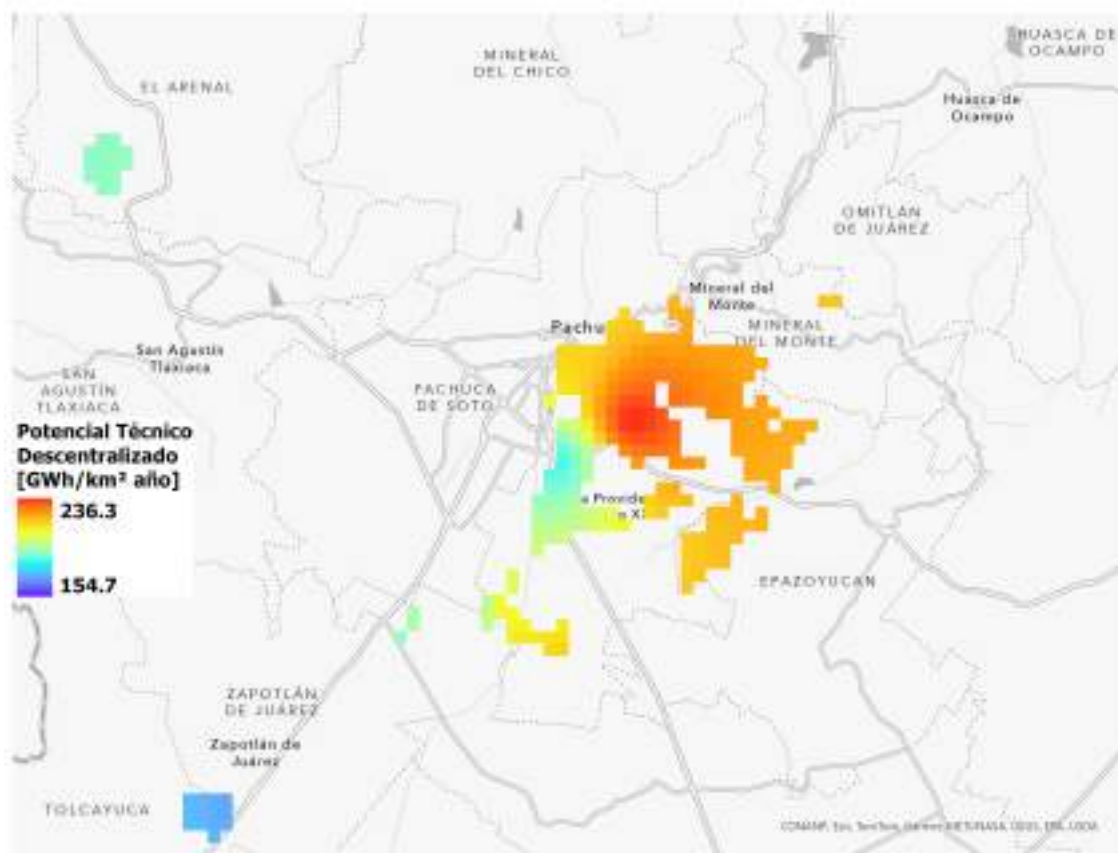


Figura 3.3: Potencial técnico descentralizado para la zona conurbada de Pachuca de Soto.

Esta concentración espacial del potencial en la región central del estado, específicamente en el corredor Pachuca-Mineral del Monte, sugiere condiciones particularmente favorables para el desarrollo de sistemas de generación distribuida. La proximidad de estas zonas de alto potencial con centros urbanos consolidados representa una ventaja estratégica para la implementación de infraestructura descentralizada, minimizando pérdidas por transmisión y facilitando la integración a la demanda local.

Las áreas periféricas muestran un gradiente decreciente de potencial, con zonas en tonalidades amarillas y verdes que indican valores medios entre 180 y 200 GWh/km² año. Particularmente, se observan áreas aisladas hacia el suroeste (Zapotlán de Juárez) y sur (Tolcayuca) con potencial bajo-moderado, representadas en tonalidades azules y verdes claras (Figura 3.3).

La configuración territorial del potencial descentralizado sugiere que las estrategias de aprovechamiento deberían priorizarse en el núcleo urbano-industrial de Pachuca y su área de influencia inmediata, donde convergen tanto la disponibilidad del recurso como la demanda energética, optimizando la viabilidad técnico-económica de los proyectos de generación distribuida.

Tulancingo de Bravo

El potencial técnico descentralizado en esta área presenta valores que oscilan entre 154.7 y 236.3 GWh/km² año, con una configuración territorial predominantemente de rango medio (Figura 3.4). La zona de mayor concentración se localiza en el corredor Tulancingo-Cuautepec de Hinojosa, donde se observan extensas áreas en tonalidades amarillas que indican valores entre 190 y 210 GWh/km² año aproximadamente. Esta franja representa el núcleo de aprovechamiento potencial para generación distribuida en la región oriental del estado.

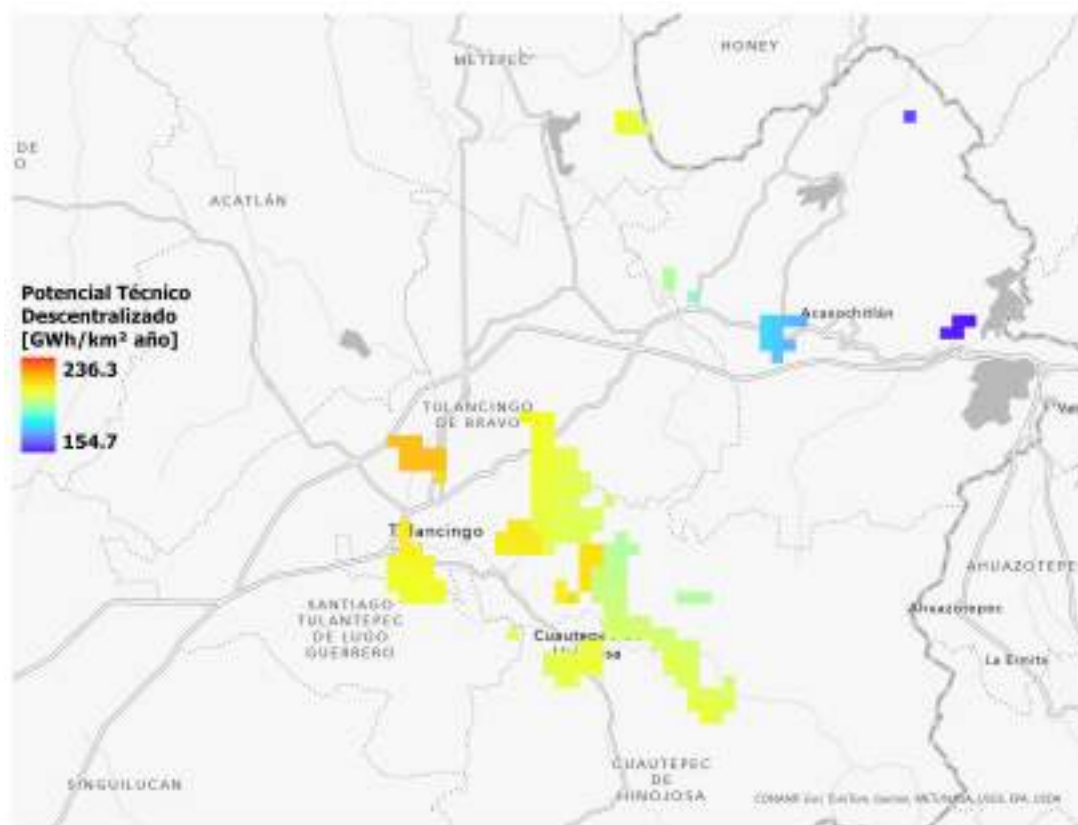


Figura 3.4: Potencial técnico descentralizado para la zona conurbada de Tulancingo, Hidalgo

A diferencia del patrón observado en la región de Pachuca, donde el potencial alcanza valores máximos concentrados, la zona de Tulancingo presenta una distribución más extendida pero con magnitudes moderadas (Figura 3.4). Las áreas de potencial alto (tonalidades naranjas, superiores a 210 GWh/km² año) son limitadas y aparecen de forma fragmentada, principalmente en sectores específicos de Tulancingo de Bravo y su periferia inmediata.

Hacia el noreste, en la zona de Acaxochitlán, se identifica un enclave con valores medio-altos representados en tonalidades cyan-azules, sugiriendo condiciones particulares del territorio. Las zonas periféricas, especialmente hacia el oeste en dirección a Acatlán y al sur hacia Santiago Tulantepec de Lugo Guerrero, muestran potencial bajo a moderado con tonalidades verdes claras y amarillas pálidas (Figura 3.4).

La configuración espacial del potencial descentralizado en esta región sugiere oportunidades para el desarrollo de sistemas de generación distribuida de mediana escala, particularmente en el eje urbano Tulancingo-Cuautepec, donde la extensión territorial con potencial medio podría compensar la ausencia de zonas de máximo rendimiento mediante estrategias de implementación distribuida y escalable.

3.2.5. Potenciales de algunas de las Ciudades más importantes de Hidalgo

La Tabla 3.2 muestra el potencial de recurso, técnico y geográfico para el escenario descentralizado en seis ciudades del estado de Hidalgo. Se observa que estas ciudades muestran valores considerablemente inferiores al escenario centralizado, resultado directo de las restricciones espaciales asociadas a la generación distribuida en entornos urbanos. La irradiancia horizontal global varía entre 177.48 W/m² en Sahagún y 232.47 W/m² en Tulancingo, con una dispersión del 31 % que refleja las diferencias climáticas y altitudinales entre localidades.

El potencial geográfico, limitado exclusivamente a superficies edificadas disponibles (techos residenciales, comerciales e industriales), alcanza un máximo de 8.39 TWh/año en Pachuca de Soto y desciende hasta 1.02 TWh/año en Sahagún. Al aplicar las restricciones técnicas del modelo descentralizado —que consideren factores como orientación de cubiertas, sombreado, capacidad estructural y viabilidad de conexión— el potencial aprovechable se reduce drásticamente: Pachuca registra apenas 0.95 TWh/año (11.3 % del potencial geográfico), mientras que Sahagún alcanza solo 0.12 TWh/año.

Esta reducción promedio del 88-90 % entre potencial geográfico y técnico evidencia las severas limitaciones del esquema descentralizado urbano, donde factores como la geometría de edificaciones, normativas constructivas y densidad de desarrollo restringen significativamente la superficie efectivamente utilizable. Los valores absolutos confirman que el modelo descentralizado, aunque viable para autoconsumo y reducción de pérdidas de transmisión, no constituye una alternativa escalable para producción masiva de hidrógeno verde, quedando relegado a aplicaciones específicas de menor envergadura o complementarias a sistemas centralizados.

Tabla 3.2: Potencial Técnico y Geográfico del Estado de Hidalgo. Escenario Descentralizado

Ciudad	GHI (W/m ²)	Potencial Geográfico (TWh/año)	Potencial Técnico (TWh/año)
Pachuca de Soto	226.67	8.39	0.95
Tulancingo	232.47	2.09	0.24
Sahagun	177.48	1.02	0.12
Tepeji del Río	199.89	2.32	0.26
Tula	209.51	3.99	0.45
Ixmiquilpan	214.85	1.58	0.18

La estimación del potencial geográfico y técnico integra factores climáticos, geoespaciales y tecnológicos, ofreciendo una cuantificación precisa del aprovechamiento solar posible en el estado de Hidalgo. Esta

información constituye un insumo esencial para la planeación energética regional y la evaluación de la viabilidad de proyectos fotovoltaicos de gran y mediana escala.

3.3 COSTO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SOLAR EN HIDALGO

3.3.1. Metodología

El potencial económico del recurso solar en Hidalgo se evalúa a partir de los costos asociados a la instalación y operación de sistemas fotovoltaicos, con el propósito de estimar la viabilidad financiera del aprovechamiento solar en diferentes escenarios de desarrollo. Este análisis considera los costos directos de los módulos fotovoltaicos, los gastos asociados al balance del sistema, el mantenimiento, la operación y, en su caso, el arrendamiento del terreno requerido para la instalación. Los cálculos se realizan en dólares americanos y al final se convierten a pesos mexicanos usando el valor promedio del dólar durante octubre de 2025.

El costo total de generación por unidad de área, denominado potencial económico (EP_i), se determina mediante:

$$EP_i = \frac{a h_1 (M + B) + COM h_1 (M + B) + L}{TP_i},$$

donde a es el factor de anualidad (año^{-1}), h_1 representa la energía generada por unidad de área (kW m^{-2}), M es el costo de inversión de los módulos fotovoltaicos ($\text{US\$/kW}$), B corresponde al costo del *balance of system*, COM es el costo anual de operación y mantenimiento expresado como fracción del costo total, y L es el arrendamiento anual del terreno ($\text{US\$/m}^2 \text{ año}^{-1}$). Finalmente, TP_i corresponde al potencial técnico por unidad de superficie ($\text{kWh m}^{-2} \text{ año}^{-1}$).

El factor de anualidad a depende de la tasa de interés (r) y de la vida útil del sistema (LT), y se calcula como:

$$a = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-LT}}.$$

Para el contexto nacional, y aplicable a Hidalgo, se consideran tasas de interés en el rango de 0.08 a 0.20 y periodos de vida útil entre 5 y 20 años, permitiendo analizar distintos horizontes de inversión y condiciones de financiamiento.

En el caso particular de Hidalgo, el cálculo del potencial económico se realiza bajo las siguientes consideraciones metodológicas:

- El costo de los módulos de silicio multicristalino se ubica en el rango de 0.3 a 0.5 $\text{US\$/W}$, considerando que la tecnología es importada y que los costos de transporte e importación influyen en el precio final.
- El costo del balance de sistema (*BoS*) se estima entre 1.0 y 1.5 $\text{US\$/W}$, en función de los componentes eléctricos, estructuras de soporte e infraestructura complementaria.
- Los costos de operación y mantenimiento varían entre 5.7 y 14.3 $\text{US\$/kW año}$, de acuerdo con el tiempo de operación y la probabilidad de fallas.
- El arrendamiento del terreno se considera únicamente para configuraciones centralizadas, con valores de referencia entre 400 y 800 $\text{US\$/acre año}$, mientras que en escenarios descentralizados no aplica este costo.

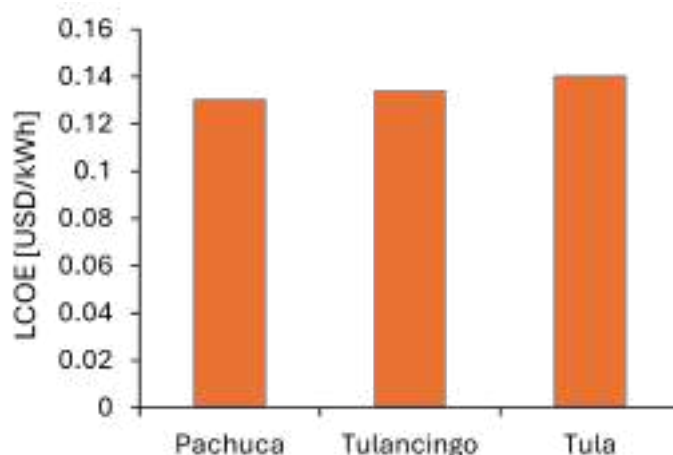


Figura 3.6: Costo Nivelado de Energía en el escenario descentralizado para algunas de las zonas urbanas más importantes del estado de Hidalgo.

Resulta particularmente relevante que las zonas de menor competitividad en Hidalgo, con LCOE entre 0.15 y 0.17 USD/kWh (tonalidades naranjas y rojas en la Figura 3.5), superan el máximo nacional de 0.14 USD/kWh en aproximadamente 0.01-0.03 USD/kWh. Esta situación, observada en sectores dispersos del estado, sugiere la presencia de condiciones locales adversas específicas que deterioran la viabilidad económica por debajo del promedio nacional. Factores como sombreamientos orográficos, mayor nubosidad local, o complejidades de interconexión podrían explicar estos valores atípicos que penalizan segmentos territoriales concretos.

En perspectiva comparativa nacional, Hidalgo se posiciona como un estado de competitividad media-alta para generación solar centralizada, con aproximadamente 40 % de su territorio presentando condiciones económicas favorables (LCOE $\leq$ 0.14 USD/kWh). Esta caracterización lo sitúa como una opción viable para complementar las regiones de máxima competitividad nacional, particularmente considerando su proximidad a centros de demanda importantes y su potencial integración al sistema eléctrico del centro del país.

Escenario Descentralizado

El análisis comparativo del LCOE promedio entre las tres de las principales ciudades de Hidalgo en la Figura 3.6 muestra diferencias mínimas en competitividad económica para proyectos solares centralizados. Pachuca presenta el valor más competitivo con 0.13 USD/kWh, seguida por Tulancingo con 0.135 USD/kWh y Tula con 0.14 USD/kWh. La variación total entre regiones es de apenas 0.01 USD/kWh (7.7 %), lo que representa una diferencia marginal en términos de viabilidad económica. Las tres regiones se sitúan en el límite superior del rango nacional (0.14 USD/kWh), con Pachuca y Tulancingo ligeramente por debajo de este umbral.

La ventaja competitiva de Pachuca, aunque modesta, resulta estratégicamente relevante al coincidir con el principal centro de demanda del estado, minimizando costos de transmisión. Tulancingo presenta condiciones prácticamente equivalentes, mientras que Tula, a pesar de registrar el LCOE más elevado, mantiene valores dentro de rangos económicamente viables. La homogeneidad observada sugiere que las tres regiones ofrecen condiciones comparables para el desarrollo de proyectos solares centralizados, siendo otros factores como infraestructura existente y proximidad a demanda potencialmente más determinantes en la selección de emplazamientos que las diferencias marginales de LCOE identificadas.



CAPÍTULO 4

Potencial de Hidrógeno Solar

La producción anual de hidrógeno ($\overline{M_{H_2,i}}$), medida en toneladas por kilómetro cuadrado (Ton/km²), se calculó mediante la ecuación 4.1 [26].

$$\overline{M_{H_2,i}} = \frac{\eta_{elec} \overline{E_{pvs,i}}}{HHV_{H_2}} \quad (4.1)$$

donde HHV_{H_2} corresponde al Poder Calorífico Superior del hidrógeno (39.4 kWh/kg), η_{elec} es la eficiencia del electrolizador y $\overline{E_{pvs}}$ 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 4.2.

$$M_{H_2} = \sum \overline{M_{H_2,i}} A_i \quad (4.2)$$

4.0.1. Consideraciones para la Generación de Energía Solar en Zonas Urbanas

La integración de metodologías de análisis espacial para cuantificar la capacidad de generación de hidrógeno mediante fuentes limpias constituye un elemento fundamental en la planificación de sistemas energéticos. Sin embargo, una práctica recurrente en la literatura científica consiste en omitir deliberadamente las zonas urbanizadas dentro de los criterios de exclusión territorial aplicados [26]. Esta omisión responde principalmente a dos factores: la orientación hacia modelos de producción energética centralizada de gran capacidad, y las características intrínsecas de los espacios urbanos, caracterizados por infraestructura compleja y alta densidad de actividades antropogénicas que potencialmente restringen la implementación de sistemas renovables.

No obstante, prescindir del análisis urbano representa una carencia metodológica importante que impide evaluar completamente las capacidades de generación energética y producción de hidrógeno del territorio. Las ciudades poseen el potencial de desarrollar esquemas de autogeneración y consumo in situ, eliminando la necesidad de transmisión desde emplazamientos distantes. Consecuentemente, resulta imperativo abordar el análisis de espacios urbanos de forma diferenciada.

La evidencia científica documenta que las áreas urbanizadas ofrecen oportunidades significativas y capacidades técnicas sustanciales para el aprovechamiento energético y la síntesis de hidrógeno [29, 10, 11, 23]. Los emplazamientos urbanos destinados al aprovechamiento de radiación solar fueron identificados



Figura 4.1: Presa en el Municipio de Huasca

mediante la clasificación de Uso de Suelo elaborada por el INEGI [19], aplicando un coeficiente de superficie técnicamente aprovechable dentro del tejido urbano. El análisis desarrollado contempla un modelo de generación descentralizada basado en la integración de sistemas fotovoltaicos sobre superficies de edificaciones residenciales y comerciales.

Se establecieron criterios de exclusión para áreas naturales protegidas, vestigios arqueológicos, estaciones de combustible, espacios de esparcimiento, instalaciones turísticas acuáticas, complejos de entretenimiento, terminales aéreas y marítimas, polígonos industriales, y trazados de infraestructura petrolera que interceptan el área urbana. Posteriormente, se aplicó un factor de reducción del 10 % sobre la superficie resultante para determinar el Área Efectiva Disponible (EAA) susceptible de aprovechamiento energético, siguiendo la metodología establecida en estudios precedentes [4].

4.0.2. Recursos Hídricos de Lluvia

El agua constituye un insumo esencial en el proceso de electrólisis; por ello, se analizó la precipitación pluvial como fuente potencial de abastecimiento hídrico para la generación de hidrógeno.

La demanda de agua promedio ($\overline{W_{req,i}}$), expresada en toneladas por kilómetro cuadrado (Ton/km²), se estimó mediante la ecuación 4.3:

$$\overline{W_{req,i}} = \overline{M_{H_2,i}} \cdot E_r \quad (4.3)$$

donde E_r representa la relación estequiométrica del proceso electrolítico, considerando un consumo de 10 kg de agua por cada kilogramo de hidrógeno producido. Para simplificar el cálculo, se adoptó una densidad del agua de 1000 kg/m³.

La estimación total del requerimiento hídrico se efectuó para cada celda espacial del dominio de estudio. Posteriormente, se determinó la precipitación media anual en cada punto de muestreo, y se generó un modelo espacial continuo aplicando el método de interpolación ponderada por la inversa del cuadrado de la distancia (IDW²), con el fin de representar la distribución nacional de la precipitación.

Además, se definió el Porcentaje de Agua de Lluvia Requerida (PWreq), indicador que expresa la fracción de la precipitación anual que sería necesaria para sustentar la producción de hidrógeno. Un valor de PWreq = 20 % implica que el volumen hídrico requerido equivale al 20 % de la precipitación total registrada en la zona.

Finalmente, se evaluaron dos escalas de disponibilidad hídrica: una estatal, orientada al análisis agregado de recursos por unidad territorial, y otra local, que permite identificar la influencia de la variabilidad espacial de la precipitación en la factibilidad de la electrólisis.

4.0.3. Evaluación del Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH)

La estimación del Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH), que expresa el costo promedio de producir hidrógeno por unidad de masa (USD/kg), integra tanto los gastos de capital iniciales como los costos operativos a lo largo de toda la vida útil del sistema. Este indicador se determinó siguiendo la metodología propuesta por [27] y [37], conforme a la ecuación 4.4:

$$LCOH = \frac{\sum_{j=0}^N ((CAPEX + OPEX)(1 + I)^{-j})}{\sum_{j=0}^N (M_{H_2} j^{-j})} \quad (4.4)$$

En esta expresión, I representa la tasa de descuento (fijada en 10 % para este análisis), N corresponde al periodo de vida útil del proyecto, y CAPEX agrupa los costos de inversión asociados a la adquisición e instalación del sistema de electrólisis. Este último parámetro se obtiene mediante:

$$CAPEX = UCE \times \frac{M_{H_2} R_{en}}{Top} \quad (4.5)$$

donde UCE indica el costo unitario del electrolizador (USD/kW), R_{en} representa la energía teórica necesaria para generar un kilogramo de hidrógeno (52.5 kWh/kg), y Top el número de horas efectivas de operación anual (8,760 horas, según [26], [37], [32]). En este trabajo se contrastó el LCOH calculado bajo condiciones estándar con un escenario restringido a las horas de radiación solar efectiva.

Los costos operativos (OPEX) se definieron conforme a la ecuación 4.6:

$$OPEX = CIE + COM + CORP \quad (4.6)$$

donde COM corresponde a los costos de operación y mantenimiento, y CORP al costo de reposición de equipos, equivalentes al 2 % y 25 % del CAPEX, respectivamente [18], [26].

Finalmente, el costo de inversión en electricidad (CIE) se obtuvo mediante la ecuación 4.7:

$$CIE = E_{gc} \cdot E_{pvs} \quad (4.7)$$

donde E_{gc} es el costo unitario de generación eléctrica (USD/kWh) y E_{pvs} la energía entregada por el sistema fotovoltaico (kWh).

4.0.4. Horas de Operación y Duración del Día

En el cálculo del Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH) suele asumirse un régimen continuo de operación de 8,760 horas anuales; no obstante, los electrolizadores alimentados por energía solar sólo pueden producir hidrógeno durante las horas con disponibilidad efectiva de irradiancia. Este aspecto debe incorporarse explícitamente al análisis, ya que condiciona tanto la productividad como la economía del sistema.

La duración del día —o periodo de luz solar— está determinada principalmente por la latitud del emplazamiento, lo que permite estimar la radiación teórica a partir de datos geográficos. Sin embargo, la duración real de la insolación es más variable, pues depende de condiciones meteorológicas locales como la nubosidad, la temperatura ambiente, la humedad relativa y la velocidad del viento. En este trabajo, el número de horas de luz solar se obtuvo a partir de mediciones diarias de irradiancia global horizontal, siguiendo las directrices establecidas por la Organización Meteorológica Mundial (OMM) [40]. Posteriormente, se calcularon los promedios anuales considerando los años con registros disponibles.

Además de contabilizar las horas diurnas, se incluyeron únicamente aquellos intervalos en los que la irradiancia superó el umbral mínimo necesario para suministrar energía útil al sistema fotovoltaico, asegurando así la operación efectiva del electrolizador [40].

Es importante destacar que el potencial teórico de producción de hidrógeno no está condicionado por el número de horas operativas del electrolizador, ya que se deriva directamente de mediciones reales de radiación solar y del tiempo total de exposición. En cambio, el LCOH sí se ve modificado al considerar los costos de operación y mantenimiento acumulados a lo largo de la vida útil del equipo.

4.0.5. Índice de Sensibilidad

Para analizar la influencia de distintos factores sobre el LCOH y la producción de hidrógeno, se empleó el índice de sensibilidad (SI), definido mediante la ecuación siguiente:

$$SI = \frac{[max_{\gamma}(x) - min_{\gamma}(x)]}{max_{\gamma}(x)} \quad (4.8)$$

donde γ representa el parámetro sometido a variación y x la variable dependiente resultante. En este estudio, los índices de sensibilidad se estimaron para parámetros clave como el costo total del electrolizador (considerando importación), su eficiencia de conversión, la energía disponible, el costo unitario de la electricidad y el tiempo efectivo 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 [4]. 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.

4.1 POTENCIAL DE HIDRÓGENO SOLAR

4.1.1. Producción de Hidrógeno Centralizado

El mapa de la Figura 4.2 muestra la distribución espacial del potencial de producción de hidrógeno solar fotovoltaico en el estado de Hidalgo bajo un escenario centralizado, considerando una eficiencia eléctrica global de conversión del 75 %. Los datos, revelan una marcada heterogeneidad geográfica con valores comprendidos entre 2,733.63 y 4,642.31 toneladas por kilómetro cuadrado por año. Esta variabilidad, que representa una diferencia relativa cercana al 70 %, refleja las diferencias significativas en la disponibilidad del recurso solar entre las distintas regiones del estado, atribuibles principalmente a factores orográficos, climáticos y de nubosidad.

Las zonas de mayor potencial, representadas en tonalidades azules y cyan con valores superiores a 4,200 toneladas por kilómetro cuadrado por año (Figura 4.2), se localizan predominantemente en el sector occidental del estado, particularmente en áreas colindantes con Querétaro. Estas regiones presentan condiciones favorables de irradiación solar y menor nubosidad, posicionándolas como localizaciones óptimas para plantas de gran capacidad. Las áreas de potencial medio-alto, identificadas en tonalidades verdes y amarillas, se distribuyen de manera dispersa por el territorio, especialmente en la región norte, constituyendo ubicaciones viables donde factores logísticos pueden compensar la menor productividad específica. Las zonas de potencial moderado a bajo, predominantes en el centro y sur del estado, ocupan extensas porciones del territorio y podrían resultar atractivas en función de criterios complementarios como infraestructura existente o proximidad a mercados.

Como se estableció antes, en el potencial solar, el principal factor determinante del potencial observado es la irradiación solar disponible, influenciada significativamente por la altitud, la orografía y el clima local. Las regiones con climas semiáridos, particularmente en el valle del Mezquital, muestran mayor favorabilidad para el aprovechamiento solar. La selección óptima de ubicaciones debe considerar múltiples criterios más allá del potencial específico, incluyendo la disponibilidad de recursos hídricos esencial para la electrólisis, la infraestructura de transporte y la proximidad a centros de demanda. La ubicación estratégica de Hidalgo en el centro del país, cercana a la Zona Metropolitana del Valle de México, confiere ventajas logísticas significativas que podrían compensar diferencias moderadas en productividad.

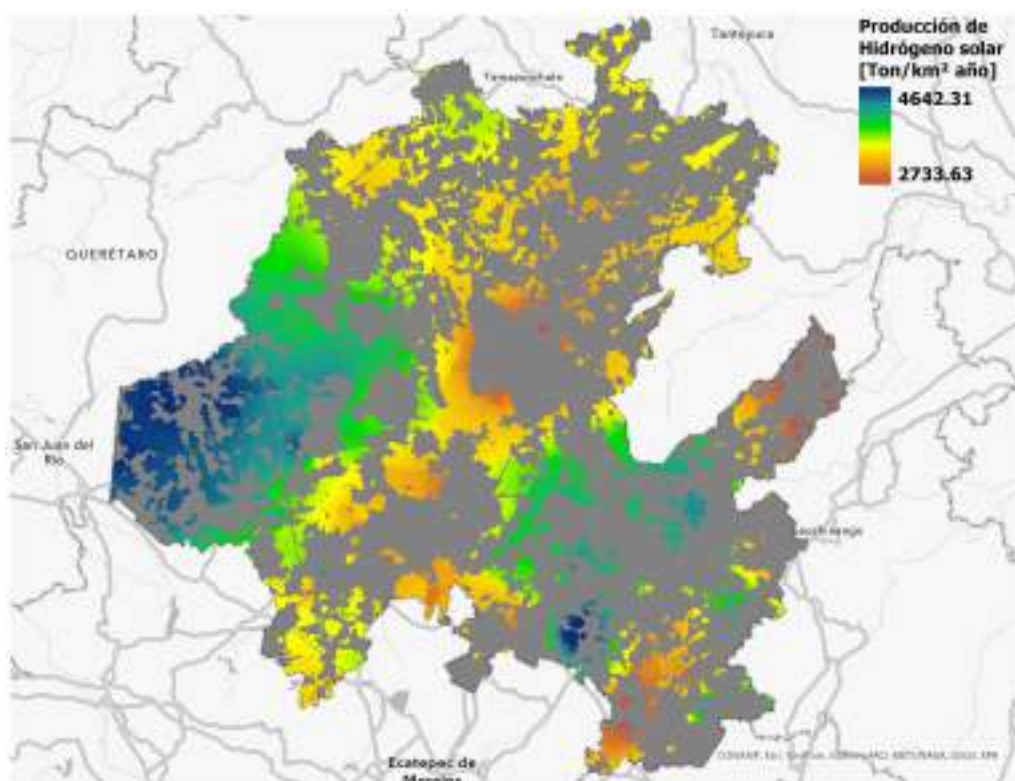


Figura 4.2: Potencial de producción de hidrógeno solar fotovoltaico en el estado de Hidalgo — Escenario centralizado ($\eta_{elec} = 75\%$).

La Figura 4.3 presenta la distribución espacial del potencial de producción de hidrógeno solar fotovoltaico para una eficiencia eléctrica de conversión del 65 %. Los datos muestran valores comprendidos entre 2,367.64 y 4,020.79 toneladas por kilómetro cuadrado por año, evidenciando una variabilidad geográfica significativa del 70 % entre las zonas de mayor y menor potencial. Las regiones de máximo potencial,

representadas en tonalidades rojas y naranjas con valores superiores a 3,600 toneladas por kilómetro cuadrado por año, se concentran predominantemente en el sector occidental del estado, particularmente en áreas colindantes con Querétaro. Las zonas de potencial medio se distribuyen de manera dispersa por el territorio, especialmente en las regiones norte y central, mientras que las áreas de menor potencial predominan en extensas porciones del estado con valores cercanos al límite inferior del rango.

Este escenario con eficiencia del 65 % representa condiciones tecnológicas más cercanas a los sistemas de electrólisis alcalina convencional actualmente disponibles, ofreciendo una perspectiva realista de las capacidades productivas inmediatas del estado. Aunque los valores absolutos son aproximadamente 13 % inferiores respecto al escenario del 75 %, las zonas de mayor potencial mantienen niveles de producción que sustentan la viabilidad técnica y económica de proyectos en estas localizaciones. Los resultados demuestran que Hidalgo mantiene un potencial considerable para el desarrollo de la industria del hidrógeno verde incluso bajo supuestos tecnológicos conservadores, particularmente en las regiones occidental y noroccidental donde convergen las mejores condiciones de irradiación solar con ventajas logísticas.

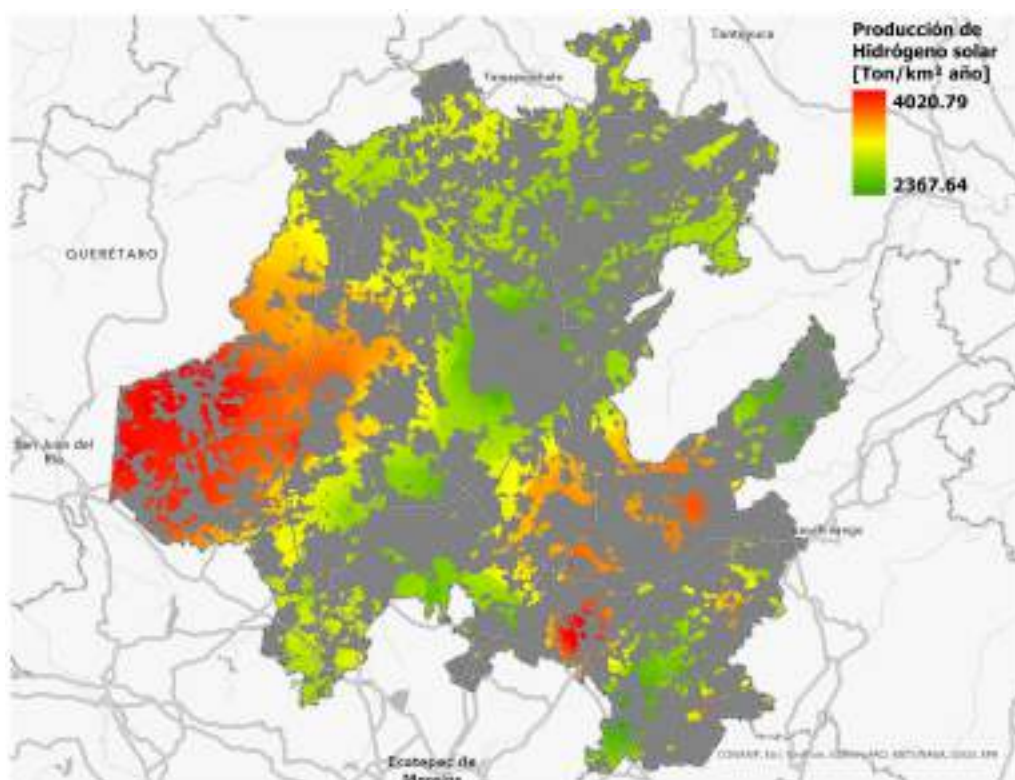


Figura 4.3: Potencial de producción de hidrógeno solar fotovoltaico en el estado de Hidalgo — Escenario centralizado ($\eta_{elec} = 65\%$).

4.1.2. El Efecto de la Eficiencia del Electrolizador

La comparación entre las Figuras 4.2 y 4.3 revela el impacto significativo de la eficiencia del sistema de electrólisis sobre el potencial de producción de hidrógeno solar en el estado de Hidalgo. El escenario con eficiencia del 75 % presenta un rango de producción entre 2,733.63 y 4,642.31 toneladas por kilómetro cuadrado por año, mientras que el escenario con eficiencia del 65 % muestra valores entre 2,367.64 y 4,020.79 toneladas por kilómetro cuadrado por año. Esta reducción de 10 puntos porcentuales en la eficiencia se traduce en una disminución aproximada del 13 % en la producción potencial de hidrógeno en todas las zonas del estado, manteniendo la misma distribución espacial y patrones geográficos de

favorabilidad.

Ambos escenarios mantienen una distribución geográfica idéntica en cuanto a las zonas de mayor y menor potencial, confirmando que los factores determinantes relacionados con el recurso solar (irradiación, nubosidad, orografía) permanecen constantes independientemente de la eficiencia tecnológica considerada, representando una diferencia absoluta de alrededor de 560 toneladas por kilómetro cuadrado por año en las localizaciones más favorables.

La reducción en la eficiencia del sistema tiene implicaciones importantes para la viabilidad económica de los proyectos, particularmente en las zonas de potencial moderado. Las regiones que en el escenario del 75 % presentaban valores marginales de viabilidad (entre 2,700 y 3,200 toneladas por kilómetro cuadrado por año) experimentan una reducción adicional en el escenario del 65 %, situándose por debajo de 2,800 toneladas por kilómetro cuadrado por año, lo que podría comprometer su atractivo económico. Sin embargo, las zonas de mayor potencial mantienen valores superiores a 3,600 toneladas por kilómetro cuadrado por año incluso en el escenario conservador, demostrando robustez frente a variaciones en la eficiencia tecnológica. Esta comparación subraya la importancia crítica del desarrollo tecnológico en electrolizadores de alta eficiencia, ya que incrementos relativamente modestos en la eficiencia del sistema (del 65 % al 75 %) se traducen en aumentos sustanciales de la producción específica, ampliando significativamente el área geográfica con viabilidad técnico-económica favorable.

La diferencia del 13 % en producción entre ambos escenarios representa un argumento sólido para priorizar inversiones en tecnologías de electrólisis de mayor eficiencia, especialmente considerando que estas diferencias se acumulan a lo largo de la vida útil de las instalaciones, típicamente superior a 20 años.

4.1.3. Producción de Hidrógeno Solar por Municipio: Escenario Centralizado

La Tabla 4.1 presenta el potencial de producción de hidrógeno solar bajo un esquema descentralizado para municipios seleccionados de Hidalgo, comparando eficiencias de electrólisis del 75 % y 65 %. Los valores varían entre 38.63 y 174.59 kTon/año para el escenario del 75 %, y entre 33.55 y 151.31 kTon/año para el del 65 %, reflejando las diferencias en irradiación solar y disponibilidad de áreas urbanas adecuadas para instalaciones descentralizadas.

Tabla 4.1: Potencial de generación de hidrógeno solar por municipio en Hidalgo con diferentes eficiencias de electrolizadores. Escenario centralizado.

Municipio	H ₂ Solar (kTon/año, 75 %)	H ₂ Solar (kTon/año, 65 %)
Zimapán	2,196.49	1,902.42
Huichapan	1,742.02	1,508.79
Tecoautla	1,297.71	1,123.97
Alfajayucan	1,017.41	881.19
Cardonal	889.685	770.57
Ixmiquilpan	868.59	752.30
Tlahuilepa	765.59	663.09
Atotonilco el Grande	684.75	593.08
Tasquillo	658.33	570.19
Jacala de Ledezma	633.27	548.49
Tepeji del Río de Ocampo	619.06	536.18
Nopala de Villagrán	541.86	469.31

Mineral de la Reforma presenta el mayor potencial de producción con 174.59 y 151.31 kTon/año respectivamente, seguido por Cuautepéc de Hinojosa (97.30 y 84.33 kTon/año) y Atitalaquia (75.77 y 65.66 kTon/año).

Estos municipios combinan alta irradiación solar, zonas urbanas extensas y ubicación estratégica que facilita la implementación de plantas descentralizadas cerca de centros de consumo. Tula de Allende (74.92 y 64.93 kTon/año) y Tulancingo de Bravo (58.60 y 50.79 kTon/año) también destacan por su potencial considerable y presencia de infraestructura industrial que podría beneficiarse del hidrógeno producido localmente. Los municipios con potencial moderado incluyen Atotonilco de Tula (56.47 y 48.94 kTon/año), Ajacuba (55.41 y 48.02 kTon/año) y Huichapan (55.15 y 47.80 kTon/año), mientras que Epazoyucan (45.52 y 39.45 kTon/año) y Huautla (44.57 y 38.63 kTon/año) presentan los valores más bajos del grupo analizado.

La reducción del 10 % en eficiencia (del 75 % al 65 %) resulta en disminuciones de producción del 13 % en todos los municipios, equivalentes a pérdidas de 10-23 kTon/año dependiendo del municipio. Esta sensibilidad subraya la importancia de seleccionar tecnologías de electrólisis de alta eficiencia para maximizar la producción en el esquema descentralizado. Los resultados indican que el modelo descentralizado es particularmente viable en municipios como Mineral de la Reforma, Cuauhtémoc de Hinojosa y Tula de Allende, donde la combinación de alto potencial de producción, infraestructura urbana desarrollada y proximidad a demanda industrial o de transporte justifica inversiones en plantas de menor escala (1-5 MW) distribuidas estratégicamente. Este enfoque minimiza costos de distribución del hidrógeno, facilita la integración con aplicaciones locales de movilidad urbana y permite desarrollo incremental conforme crece la demanda, representando una estrategia práctica para iniciar la economía del hidrógeno en Hidalgo.

4.1.4. Producción de Hidrógeno Descentralizado

Las Figuras 4.4 y 4.5 muestran el potencial de producción de hidrógeno solar bajo un esquema descentralizado en zonas urbanas de Hidalgo con eficiencias del 75 % y 65 %. El primer escenario presenta valores entre 2,944.51 y 4,497.06 toneladas por kilómetro cuadrado por año, mientras que el segundo muestra un rango de 2,551.91 a 3,897.46 toneladas por kilómetro cuadrado por año. La reducción del 10 % en eficiencia resulta en una disminución del 13 % en la producción potencial, de manera análoga al caso centralizado.

La zona más extensa de alto potencial se localiza en el sector occidental del estado, en la frontera con Querétaro y San Juan del Río. Esta región presenta la mayor concentración de sitios favorables con valores superiores a 4,200 toneladas por kilómetro cuadrado por año en el escenario del 75 % y superiores a 3,600 en el del 65 %. Los marcadores azules, cian y rojos-naranjas forman un corredor continuo a lo largo del límite estatal, conformando la región más prometedora para infraestructura descentralizada.

La segunda zona extensa se encuentra en la región centro-sur del estado, incluyendo áreas cercanas a la capital. Aunque presenta valores ligeramente menores (3,200-3,800 toneladas por kilómetro cuadrado por año), esta región concentra múltiples núcleos urbanos importantes con excelente infraestructura existente. La distribución es más dispersa que en la zona occidental, pero abarca un territorio considerable con ventajas logísticas significativas.

La tercera zona extensa se identifica en la región nororiental, cerca de Tamazunchale y hacia el límite con Veracruz. Presenta menor densidad de sitios pero valores considerables de potencial. Esta zona es estratégica para abastecer la Huasteca y rutas de transporte interestatal, aunque enfrenta mayor nubosidad por su clima subtropical.

La zona occidental ofrece el mejor potencial solar y forma un corredor continuo de producción. Su principal desafío es la disponibilidad de agua en el clima semiárido del valle del Mezquital. La zona centro-sur tiene la ventaja de infraestructura desarrollada y proximidad a mercados, pero enfrenta restricciones de espacio urbano y costos elevados de terreno. La zona nororiental dispone de mayor espacio pero presenta variabilidad climática que reduce ligeramente el potencial solar.

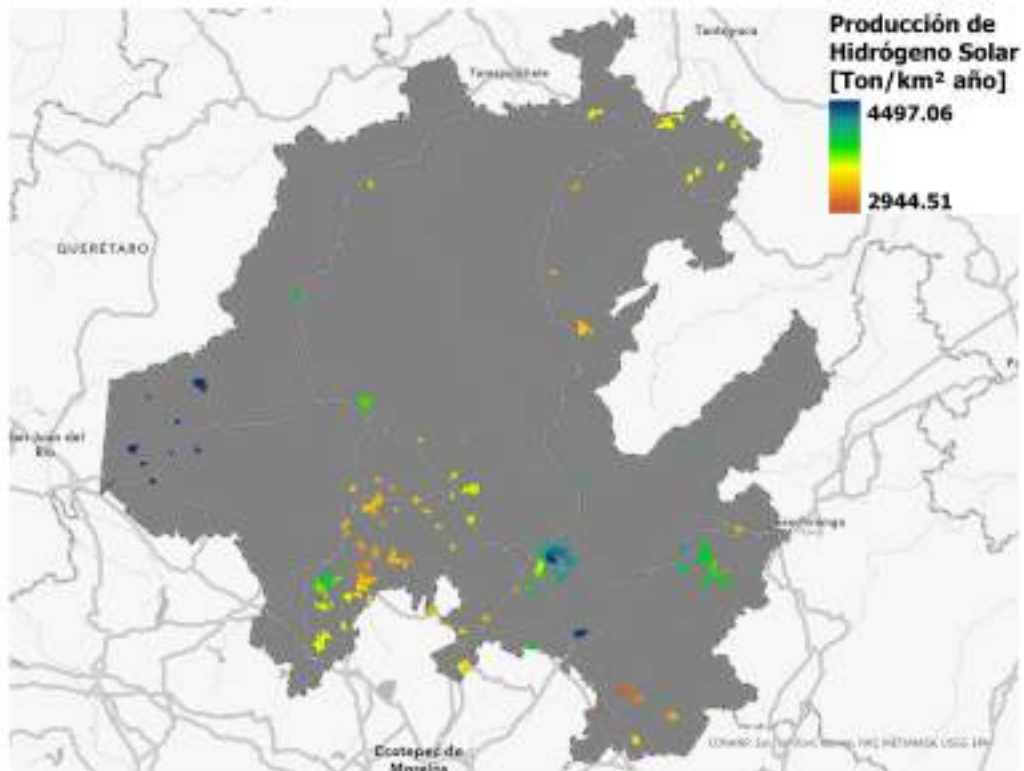


Figura 4.4: Potencial de producción de hidrógeno solar fotovoltaico en el estado de Hidalgo — Escenario descentralizado ($\eta_{elec} = 75\%$).

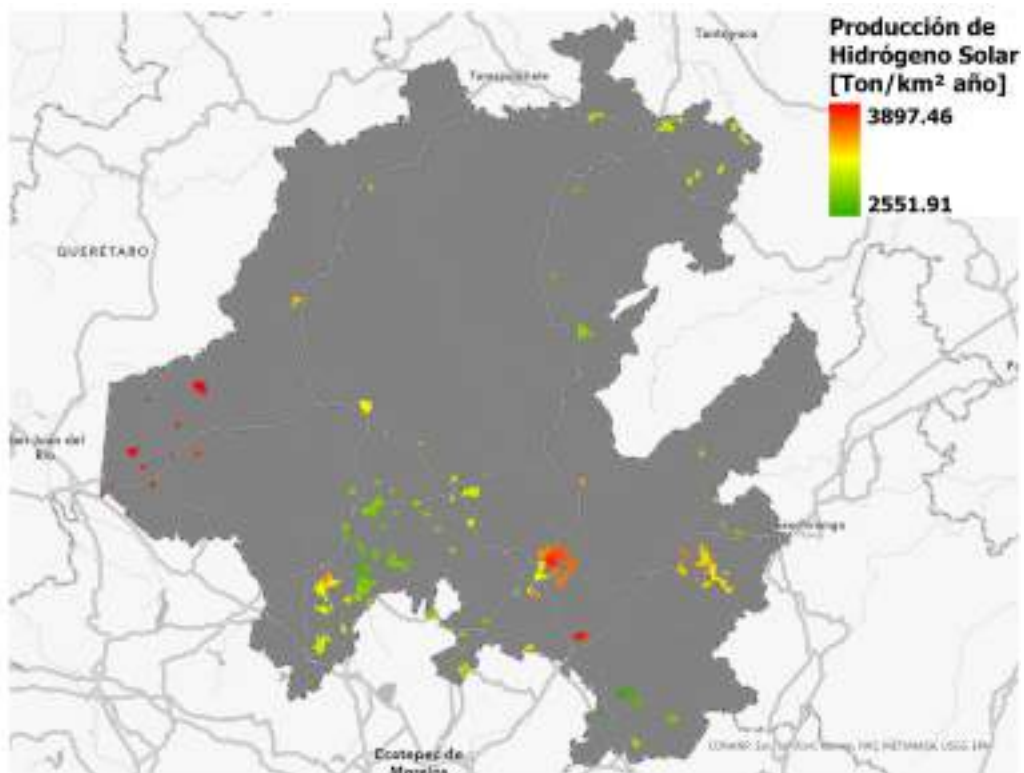


Figura 4.5: Potencial de producción de hidrógeno solar fotovoltaico en el estado de Hidalgo — Escenario descentralizado ($\eta_{elec} = 65\%$).

El modelo descentralizado reduce costos de transporte al ubicar la producción cerca del consumo. Las zonas extensas de potencial favorable, especialmente la occidental, permiten desarrollar redes regionales integrando múltiples localidades cercanas. La zona occidental es óptima para proyectos piloto inmediatos, la centro-sur para aplicaciones de movilidad urbana, y la nororiental para expansión a largo plazo hacia estados vecinos. La comparación entre eficiencias muestra que las ubicaciones favorables mantienen viabilidad incluso con tecnología conservadora, aunque mejoras tecnológicas amplían significativamente el territorio aprovechable.

4.1.5. Potencial de Generación de Hidrógeno por Municipio: Escenario Descentralizado

La Tabla 4.2 presenta el potencial de producción de hidrógeno solar bajo un esquema descentralizado para municipios seleccionados de Hidalgo, comparando eficiencias de electrólisis del 75 % y 65 %. Los valores varían entre 38.63 y 174.59 kTon/año para el escenario del 75 %, y entre 33.55 y 151.31 kTon/año para el del 65 %. Esta variabilidad refleja diferencias en irradiación solar y disponibilidad de áreas urbanas adecuadas para instalaciones descentralizadas en cada municipio. Mineral de la Reforma lidera con 174.59 y 151.31 kTon/año respectivamente, seguido por Cuauhtepac de Hinojosa (97.30 y 84.33 kTon/año), Atitalaquia (75.77 y 65.66 kTon/año), Tula de Allende (74.92 y 64.93 kTon/año) y Tulancingo de Bravo (58.60 y 50.79 kTon/año). Estos cinco municipios concentran el mayor potencial debido a su combinación de alta irradiación solar, zonas urbanas extensas, infraestructura industrial existente y ubicación estratégica. En contraste, Huautla (44.57 y 38.63 kTon/año), Epazoyucan (45.52 y 39.45 kTon/año) y Tepeji del Río de Ocampo (45.63 y 39.55 kTon/año) presentan los potenciales más bajos del grupo, aunque sus valores siguen siendo significativos para aplicaciones locales.

Tabla 4.2: Potencial de generación de hidrógeno solar por municipio en Hidalgo con diferentes eficiencias de electrolizadores. Escenario Descentralizado.

Municipio	H ₂ Solar (kTon/año, 75 %)	H ₂ Solar (kTon/año, 65 %)
Mineral de la Reforma	174.59	151.31
Cuauhtepac de Hinojosa	97.30	84.33
Atitalaquia	75.77	65.66
Tula de Allende	74.92	64.93
Tulancingo de Bravo	58.60	50.79
Atotonilco de Tula	56.47	48.94
Ajacuba	55.41	48.02
Huichapan	55.15	47.80
Mixquiahuala de Juárez	54.91	47.59
Tepeji del Río de Ocampo	45.63	39.55
Epazoyucan	45.52	39.45
Huautla	44.57	38.63

La reducción del 10 % en eficiencia resulta en disminuciones del 13 % en producción para todos los municipios, equivalentes a pérdidas de 10-23 kTon/año. Esta sensibilidad demuestra que la selección de tecnologías de electrólisis de alta eficiencia es crítica para maximizar el aprovechamiento del recurso solar en el esquema descentralizado. Los municipios con mayor potencial (Mineral de la Reforma, Cuauhtepac de Hinojosa, Tula de Allende) son candidatos ideales para plantas descentralizadas de 1-5 MW distribuidas estratégicamente en zonas urbanas, abasteciendo flotas de transporte público, industrias locales y aplicaciones de movilidad. Este enfoque minimiza costos de distribución, facilita la integración con demanda local y permite desarrollo incremental, representando una estrategia práctica y escalable para establecer la economía del hidrógeno en el estado.

4.2 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 [1, 22, 2], 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 4.6 presenta el porcentaje de agua de lluvia requerida para transformar el potencial técnico solar a hidrógeno en el estado de Hidalgo, considerando una eficiencia de electrólisis del 75 %. Los valores, expresados en porcentaje, varían entre 1.26 % y 11.83 %, mostrando una distribución espacial heterogénea que refleja la relación entre la precipitación disponible y los requerimientos hídricos para la producción de hidrógeno mediante electrólisis.

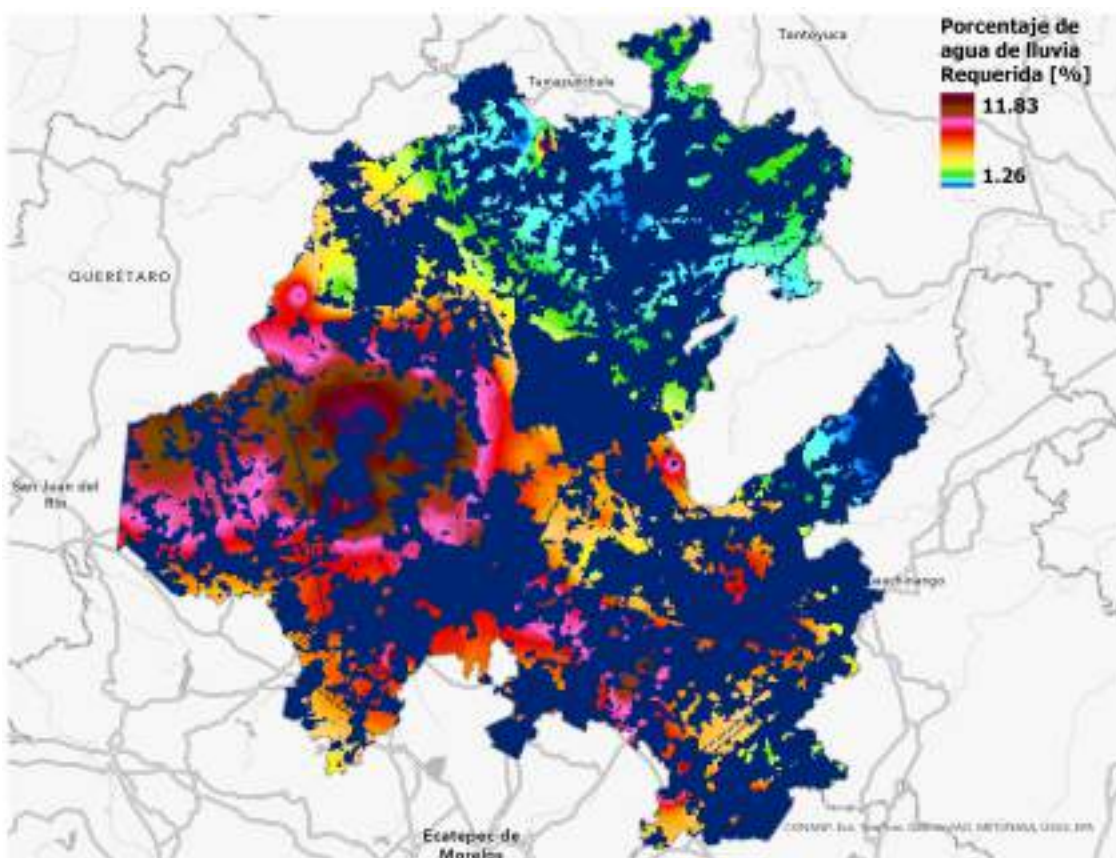


Figura 4.6: Porcentaje de agua de lluvia requerida para transformar el potencial tecnico solar a hidrógeno ($\eta_{elec}=75\%$).

Las zonas con mayor porcentaje de agua requerida, representadas en tonalidades rojas y rosadas con valores superiores al 8 %, se concentran predominantemente en el sector occidental y sur-occidental del estado, particularmente en áreas cercanas al límite con Querétaro y en la región del valle del Mezquital. Estas zonas, que presentan el mayor potencial de producción de hidrógeno solar, requieren utilizar entre el 8 % y 11.83 % de la precipitación anual disponible para satisfacer las necesidades de agua del proceso de electrólisis. Esta situación refleja la coincidencia entre alta irradiación solar (que genera mayor potencial productivo) y baja precipitación característica de climas semiáridos, creando una posible tensión entre disponibilidad del recurso energético y disponibilidad del recurso hídrico.

Las regiones de requerimiento medio-alto, identificadas en tonalidades naranjas y amarillas con valores entre 4 % y 8 %, se distribuyen ampliamente por la zona central del estado y sectores del sur. Estas áreas presentan una situación más equilibrada donde el requerimiento hídrico, aunque significativo, representa una fracción moderada de la precipitación anual. Las zonas de bajo requerimiento, representadas en tonalidades verdes, cyan y azules con valores inferiores al 4 %, predominan en las regiones norte, nororiental y algunos sectores orientales del estado. Estas áreas, que incluyen la región de la Huasteca y zonas con mayor humedad, disponen de precipitación abundante que permite satisfacer ampliamente los requerimientos de agua para producción de hidrógeno, utilizando menos del 3 % de la precipitación anual disponible.

Los resultados revelan una contradicción crítica para la planificación estratégica: las zonas con mayor potencial de producción de hidrógeno solar (región occidental) coinciden con las áreas de mayor estrés hídrico relativo, requiriendo hasta el 12 % de la precipitación anual. Aunque este porcentaje puede parecer moderado, debe considerarse en el contexto de las múltiples demandas hídricas existentes en estas regiones, incluyendo uso agrícola, industrial y urbano. En contraste, las zonas de menor requerimiento hídrico relativo (región nororiental) presentan potencial solar ligeramente inferior pero mayor disponibilidad de agua, sugiriendo que podrían representar ubicaciones más sostenibles desde la perspectiva de gestión integrada de recursos. Esta distribución espacial de requerimientos hídricos debe integrarse necesariamente con los análisis de potencial solar para identificar zonas óptimas que equilibren ambos factores, priorizando regiones donde el requerimiento de agua de lluvia no exceda el 5-6 % de la precipitación anual o donde existan fuentes alternativas de agua como plantas de tratamiento o aprovechamiento de agua residual tratada para minimizar la presión sobre recursos hídricos convencionales.

4.2.1. Requerimientos de Agua para Producción de Hidrógeno por Municipio

La Tabla 4.3 muestra el porcentaje de agua de lluvia necesario para generar el máximo potencial de hidrógeno solar en diferentes municipios del estado de Hidalgo, bajo dos escenarios de eficiencia de los electrolizadores: 75 % y 65 %. Los resultados revelan una paradoja crítica: los municipios con mayor potencial solar requieren los porcentajes más altos de su precipitación anual.

Tabla 4.3: Porcentaje de agua de lluvia necesaria para producir el máximo potencial de hidrógeno solar en los municipios de Hidalgo de mayor potencial . Escenario centralizado

Municipio	H ₂ O (% agua lluvia, $\eta = 75\%$)	H ₂ O (% agua lluvia, $\eta = 65\%$)
Zimapán	4.88	4.23
Huichapan	5.39	4.67
Tecozautla	5.59	4.84
Alfajayucan	5.8	5.03
Cardonal	3.59	3.11
Ixmiquilpan	4.71	4.08
Tlahuiltepa	1.42	1.23
Atotonilco el Grande	2.00	1.73
Tasquillo	7.12	6.17
Jacala de Ledezma	1.65	1.43
Tepeji del Río de Ocampo	2.69	2.33
Nopala de Villagrán	2.47	2.14

Los municipios con mayores requerimientos hídricos son Tasquillo (7.12 % y 6.17 %), Tecozautla (5.59 % y 4.84 %), Huichapan (5.39 % y 4.67 %), Alfajayucan (5.8 % y 5.03 %) e Ixmiquilpan (4.88 % y 4.23 %). Estos municipios del valle del Mezquital presentan excelentes condiciones de irradiación solar pero clima semiárido con precipitaciones de 400-600 mm anuales. Utilizar hasta 7 % de esta precipitación limitada

para producción de hidrógeno podría generar tensión con usos agrícolas, urbanos e industriales existentes. En contraste, municipios como Tlahuillipán (1.42 % y 1.23 %), Jacala de Ledezma (1.65 % y 1.43 %) y Atotonico el Grande (2.00 % y 1.73 %) requieren porcentajes significativamente menores debido a mayor precipitación o menor potencial solar, presentando menor presión sobre recursos hídricos.

El incremento de eficiencia del 65 % al 75 % reduce los requerimientos hídricos entre 0.6 y 1.0 puntos porcentuales, equivalente a 13-15 %, demostrando que mejoras tecnológicas moderadas tienen impacto directo en sostenibilidad hídrica. Aunque ningún municipio requiere más del 8 % de su precipitación anual, la viabilidad práctica exige estrategias diferenciadas. Se recomienda priorizar municipios con requerimientos inferiores al 3 % (Tlahuillipán, Jacala, Atotonico el Grande) donde la presión hídrica es manejable, mientras que en municipios de alto potencial pero mayores requerimientos (Tasquillo, Tecozautla, Huichapan) debe implementarse abastecimiento mediante agua residual tratada de plantas municipales e industriales. Esta estrategia permitiría aprovechar las excelentes condiciones de irradiación sin comprometer la seguridad hídrica regional, resolviendo la contradicción entre potencial energético y disponibilidad de agua.

4.3 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO EN RELACIÓN A LA ÉPOCA DEL AÑO

La Figura 4.7 proporciona los resultados de la producción mensual de hidrógeno solar en el estado de Hidalgo 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.

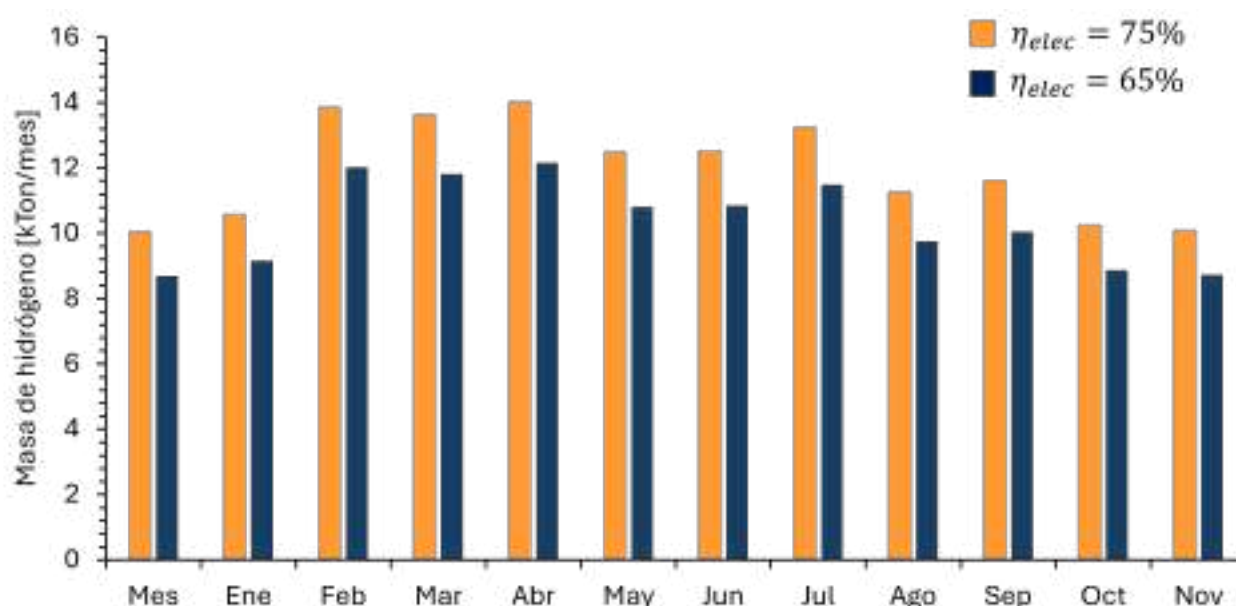


Figura 4.7: Producción de hidrógeno en asentamientos poblacionales a lo largo del año.

La producción mensual de hidrógeno en asentamientos poblacionales del estado de Hidalgo, modelada bajo dos escenarios de eficiencia del electrolizador (75 % y 65 %), exhibe una marcada variabilidad estacional directamente correlacionada con la disponibilidad del recurso solar. Para una eficiencia del 75 %, la producción oscila entre 10–14 toneladas mensuales, con los valores máximos concentrados en el periodo febrero-mayo (13–14 ton/mes), coincidiendo con la temporada de mayor irradiancia solar en la región. Los meses de menor producción corresponden a enero, septiembre, octubre y noviembre, con valores entre 10–11 ton/mes, reflejando las condiciones de menor radiación características del invierno y la transición al periodo de lluvias.

Al reducir la eficiencia del electrolizador a 65 %, la producción disminuye proporcionalmente en todos los meses, situándose en un rango de 8.5–12 ton/mes, con la misma distribución estacional pero con una reducción aproximada de 13–15 % respecto al escenario de mayor eficiencia. Esta diferencia subraya la importancia crítica de la selección tecnológica y el mantenimiento adecuado de los sistemas de electrólisis para maximizar el aprovechamiento del recurso energético disponible.

La variación interanual, con una amplitud de aproximadamente 40 % entre el mes de mayor y menor producción en ambos escenarios, plantea desafíos significativos para la planificación de la cadena de suministro y sugiere la necesidad de integrar sistemas de almacenamiento de hidrógeno o estrategias de gestión de demanda que permitan balancear esta estacionalidad. Los resultados evidencian que, en un esquema de producción basado exclusivamente en energía solar sin almacenamiento energético de respaldo, la capacidad de generación debe dimensionarse considerando los meses críticos, aceptando capacidad ociosa en periodos de alta irradiancia o integrando usos alternativos para el excedente de producción durante la temporada favorable.

4.4 COSTO DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO SOLAR

El análisis comparativo de costos nivelados de hidrógeno (LCOH) bajo dos escenarios —centralizado y descentralizado— revela diferencias sustanciales en la viabilidad económica de la producción de H_2 verde entre municipios del estado de Hidalgo, con impactos significativos asociados a la infraestructura de transporte y distribución.

4.4.1. Escenario Centralizado

En el modelo centralizado, donde la producción se concentra en instalaciones de gran escala con posterior distribución a los puntos de consumo, los costos nivelados presentan características distintivas que permiten identificar las zonas más competitivas del estado. El LCOH oscila entre 16.07 USD/kg en Altayoyucan y 18.80 USD/kg en Jacala de Ledezma cuando se consideran únicamente los costos de producción mediante electrólisis alcalina (ALC), mientras que el rango se amplía a 20.01–22.33 USD/kg al incorporar la tecnología de membrana de intercambio protónico (PEM).

La diferencia de costo entre ambas tecnologías se mantiene relativamente constante en el rango de 3.9–4.2 USD/kg, lo que refleja tanto el mayor CAPEX de los electrolizadores PEM como su mayor eficiencia y flexibilidad operativa. Al incorporar los costos de importación de equipos y transporte de hidrógeno, el LCOH experimenta un incremento promedio de 4–5 USD/kg, elevando el rango total a 20.18–22.21 USD/kg para la tecnología ALC y a 24.08–26.87 USD/kg para PEM. Este incremento representa aproximadamente 22–27 % del costo base de producción, evidenciando el peso significativo de los componentes logísticos en la estructura de costos final.

Los municipios de Altayoyucan, Atlatlahucan y Mixquiahuala de Juárez presentan los menores costos nivelados en ambas configuraciones tecnológicas, lo que sugiere condiciones favorables tanto en términos de recurso solar como de proximidad relativa a infraestructura logística existente.

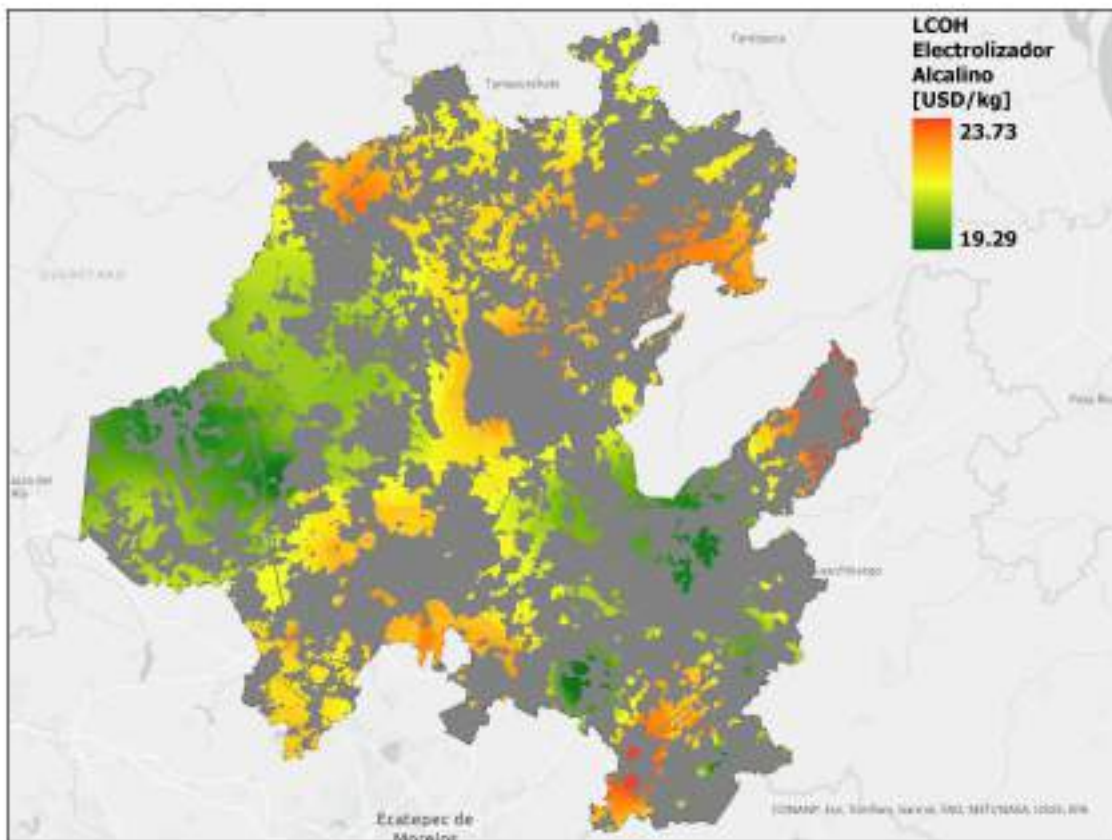


Figura 4.8: Variación del LCOH a lo largo del año en el escenario descentralizado Para un electrolizador Alcalino. Este cálculo consideró una eficiencia de $\eta_{ele}=75\%$, CON IMPORTACIÓN Y TRANSPORTACIÓN.

Tabla 4.4: Precio nivelado del hidrógeno en el estado de Hidalgo 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
Alfajayucan	16.97	20.30	20.18	24.58
Atotonilco el Grande	17.42	20.75	20.63	25.02
Cardonal	18.10	21.46	21.34	25.78
Huichapan	17.14	20.62	20.50	25.08
Ixmiquilpan	17.48	20.86	20.75	25.22
Jacala de Ledezma	18.80	22.33	22.21	26.87
Nopala de Villagrán	17.50	21.01	20.89	25.52
Tasquillo	17.18	20.60	20.48	24.98
Tecozautla	16.83	20.22	20.10	24.57
Tlahuiltepa	18.42	21.82	21.70	26.18
Zimapán	17.49	20.90	20.79	25.28
Tepeji del Río de Ocampo	18.47	21.92	21.80	26.36

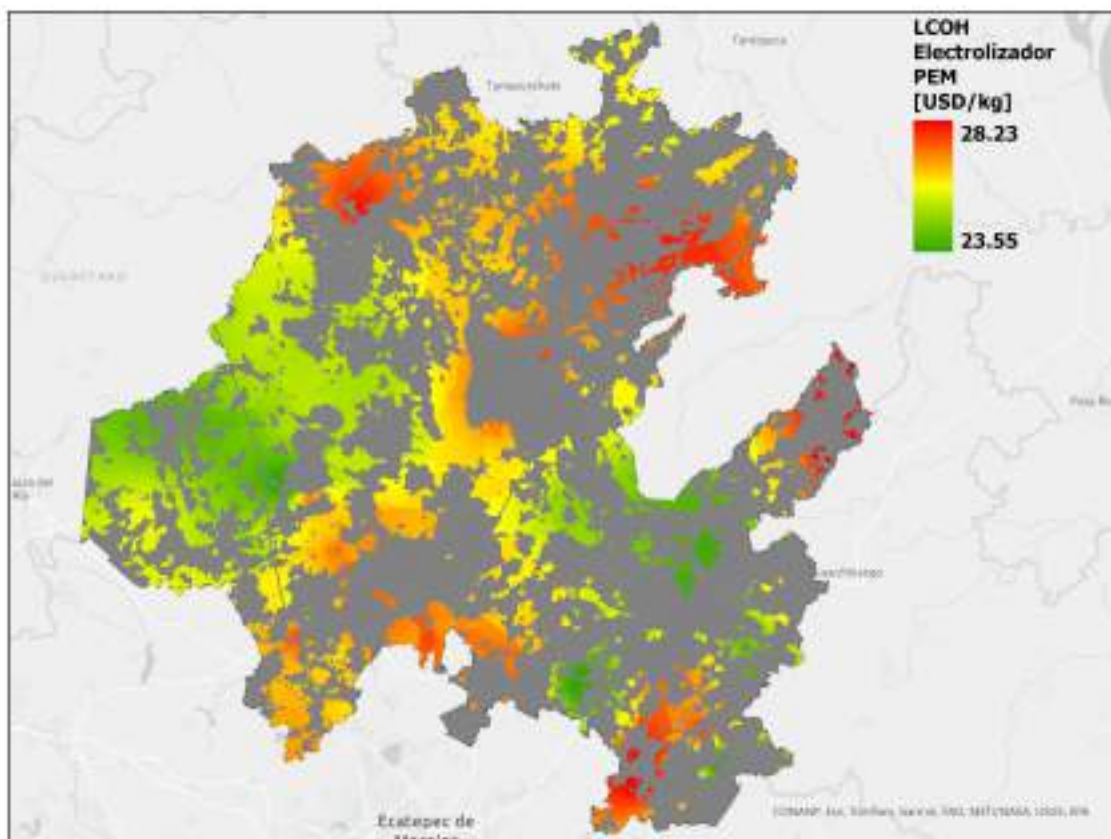


Figura 4.9: Variación del LCOH a lo largo del año en el escenario descentralizado para un electrolizador PEM. Este cálculo consideró una eficiencia de $\eta_{ele}=75\%$ CON IMPORTACIÓN Y TRANSPORTACIÓN.

4.4.2. Escenario Descentralizado

El modelo descentralizado contempla instalaciones de menor escala ubicadas cerca de los puntos de consumo, reduciendo drásticamente los costos de transporte y distribución. En este esquema, el LCOH varía entre 11.95 USD/kg en Puebla y 12.72 USD/kg en Quecholac para tecnología ALC, mientras que para PEM el rango se ubica entre 15.30 USD/kg y 16.06 USD/kg.

Los costos de producción disminuyen aproximadamente 25–30 % en comparación con el escenario centralizado, reducción que se explica principalmente por menores pérdidas en distribución, mayor eficiencia en el aprovechamiento del recurso solar local y la eliminación de economías de escala que, en este contexto particular, no compensan los costos logísticos asociados. Sin embargo, al incorporar los costos de importación y transporte local, el LCOH se eleva considerablemente a un rango de 52.64–53.48 USD/kg para tecnología ALC y de 72.56–74.97 USD/kg para PEM.

Este incremento desproporcionado, que representa aproximadamente 340–380 % sobre el costo base, se explica por la convergencia de tres factores críticos: los mayores costos unitarios de importación para equipos de menor escala, el menor poder de negociación de proyectos pequeños frente a proveedores internacionales, y la distribución capilar del hidrógeno en pequeñas cantidades que multiplica los costos logísticos unitarios.

A diferencia del escenario centralizado, las diferencias de costo entre municipios son mínimas (inferiores a 1 USD/kg), lo que indica que en el modelo descentralizado el recurso solar presenta una uniformidad

suficiente en todo el territorio analizado y que los costos están dominados por factores tecnológicos y logísticos más que por la ubicación geográfica específica de cada instalación.

Tabla 4.5: Precio nivelado del hidrógeno en el estado de Hidalgo y su dependencia con los costos de importación (Escenario descentralizado).

Municipio	SIN IMPORTACIÓN Y TRANSPORTACIÓN LCOH [USD/kg]		CON IMPORTACIÓN Y TRANSPORTACIÓN LCOH [USD/kg]	
	ALC	PEM	ALC	PEM
Mineral de la Reforma	17.63	21.11	20.99	25.59
Cuautepec de Hinojosa	17.62	20.92	20.80	25.15
Atitalaquia	18.50	21.95	21.83	26.39
Tula de Allende	18.35	21.80	21.68	26.23
Tulancingo de Bravo	17.52	20.77	20.66	24.95
Atotonilco de Tula	18.35	21.80	21.68	26.23
Ajacuba	18.81	22.24	22.12	26.65
Huichapan	17.14	20.62	20.50	25.09
Mixquiahuala de Juárez	18.75	22.19	22.07	26.60
Tepeji del Río de Ocampo	18.47	21.92	21.80	26.36
Epazoyucan	17.24	20.67	20.55	25.07
Huautla	18.47	21.94	21.82	26.39

4.4.3. Implicaciones para la Estrategia Estatal

El escenario descentralizado sin considerar importación y transporte presenta costos de producción 25–33 % inferiores al centralizado (11.95–12.72 USD/kg vs. 16.07–18.80 USD/kg para ALC), lo que refleja mayor eficiencia en el aprovechamiento del recurso solar local. Sin embargo, al incorporar costos de importación y transporte, la situación se invierte drásticamente: el modelo descentralizado alcanza 52.64–53.48 USD/kg (ALC) y 72.56–74.97 USD/kg (PEM), mientras que el centralizado se mantiene en 20.18–21.80 USD/kg (ALC) y 24.08–26.36 USD/kg (PEM), evidenciando que el escenario descentralizado resulta 2.4–2.8 veces más costoso debido a mayores costos unitarios de importación de equipos de menor escala y menor poder de negociación.

Los resultados respaldan una estrategia centralizada con instalaciones de gran escala (5–50 MW) en municipios con mejor balance recurso-logística —como Altayoyucan, Atlatlahucan y Mixquiahuala— para abastecer demanda industrial y de movilidad pesada. La tecnología ALC, con costos finales de 20–22 USD/kg, se posiciona como la opción más viable para un despliegue inicial. El alto impacto de la importación y transporte (que representa 20–25 % del LCOH final en el modelo centralizado pero 77–82 % en el descentralizado) subraya la necesidad urgente de incentivos fiscales para reducir aranceles, desarrollo de proveedores nacionales de equipos e infraestructura dedicada de transporte de H₂ para reducir costos logísticos.

4.4.4. Dependencia del Costo con la Época del Año

La variación mensual del costo nivelado de hidrógeno en el escenario descentralizado, operando con factor de planta del 75 % e incorporando costos de importación y transporte, muestra una notable estabilidad a lo largo del año (Figura 4.10). Para tecnología de electrólisis alcalina (ALC), el LCOH se mantiene en un rango estrecho entre 20–21 USD/kg durante todos los meses, mientras que para la tecnología de membrana de intercambio protónico (PEM) los valores oscilan entre 23–24 USD/kg, reflejando una diferencia tecnológica constante de aproximadamente 3–4 USD/kg.

Esta homogeneidad mensual contrasta con la variabilidad estacional típica del recurso solar y se explica por el diseño del sistema descentralizado con factor de planta relativamente alto (75 %), que requiere dimensionamiento de capacidad instalada suficiente para mantener producción estable incluso en meses de menor irradiancia. El ligero incremento observado en enero (aproximadamente 0.5–1 USD/kg superior respecto al promedio anual) corresponde al periodo de menor disponibilidad solar en el hemisferio norte, mientras que los meses de abril a septiembre presentan los costos marginalmente más bajos del año, coincidiendo con la temporada de mayor irradiancia.

La ausencia de fluctuaciones pronunciadas indica que, bajo las condiciones modeladas, el LCOH está dominado por componentes fijos (CAPEX del electrolizador, costos de importación, infraestructura de almacenamiento) más que por la variabilidad del recurso energético primario. Este comportamiento refuerza la viabilidad técnica del esquema descentralizado desde la perspectiva de certidumbre de costos, aunque mantiene los niveles absolutos de LCOH sustancialmente superiores al escenario centralizado analizado previamente.

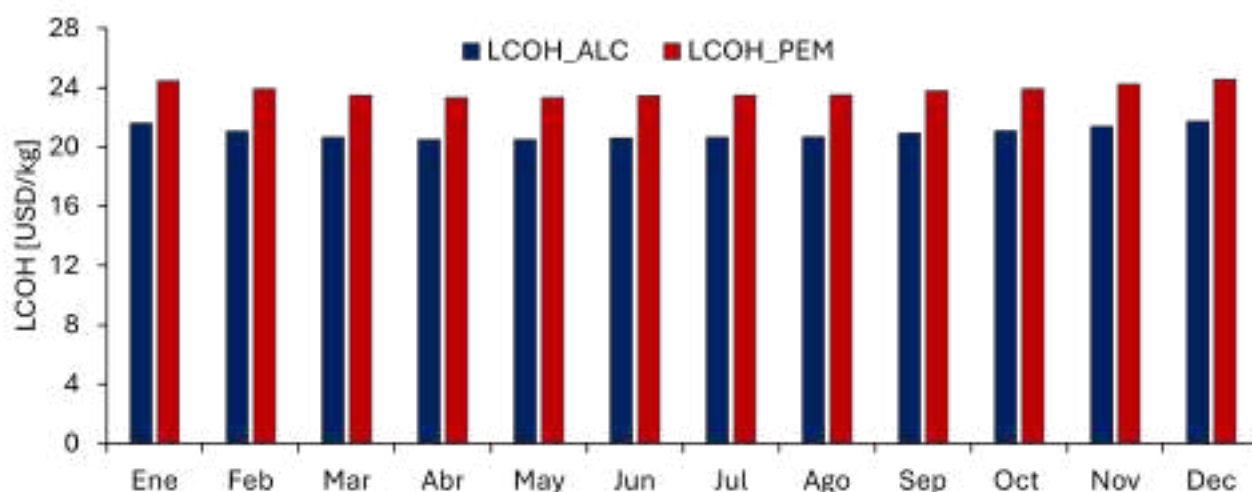


Figura 4.10: Variación del LCOH a lo largo del año en el escenario descentralizado con $\eta_{ele}=75\%$, CON IMPORTACIÓN Y TRANSPORTACIÓN.

4.5 SENSIBILIDAD DE LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN HIDRÓGENO SOLAR EN MÉXICO

La Figura 4.11 presenta un análisis de sensibilidad del precio del hidrógeno en relación con cuatro variables clave, comparando dos tecnologías de electrólisis: alcalina y PEM (membrana de intercambio protónico). El análisis considera dos escenarios de producción anual: alta capacidad (8,760 horas por año) y capacidad reducida (3,237 horas por año). Para la tecnología alcalina operando a máxima capacidad, los costos de importación representan el 72 % del precio final del hidrógeno, seguidos por el costo de electricidad (16 %), la disponibilidad de energía (17 %) y la eficiencia del electrolizador (13 %). Cuando la capacidad se reduce a 3,237 horas anuales, los costos de importación aumentan su participación al 77 %, mientras que el costo de electricidad disminuye a 8 %, la disponibilidad de energía a 9 % y la eficiencia del electrolizador se mantiene en 13 %. Para la tecnología PEM a máxima capacidad, los costos de importación representan el 79 % del precio final, con contribuciones del 13 % por costo de electricidad, 14 % por disponibilidad de energía y 13 % por eficiencia del electrolizador. En el escenario de capacidad reducida, los costos de importación dominan con 81 %, mientras que el costo de electricidad contribuye 6 %, la disponibilidad de energía 7 % y la eficiencia del electrolizador 13 %.

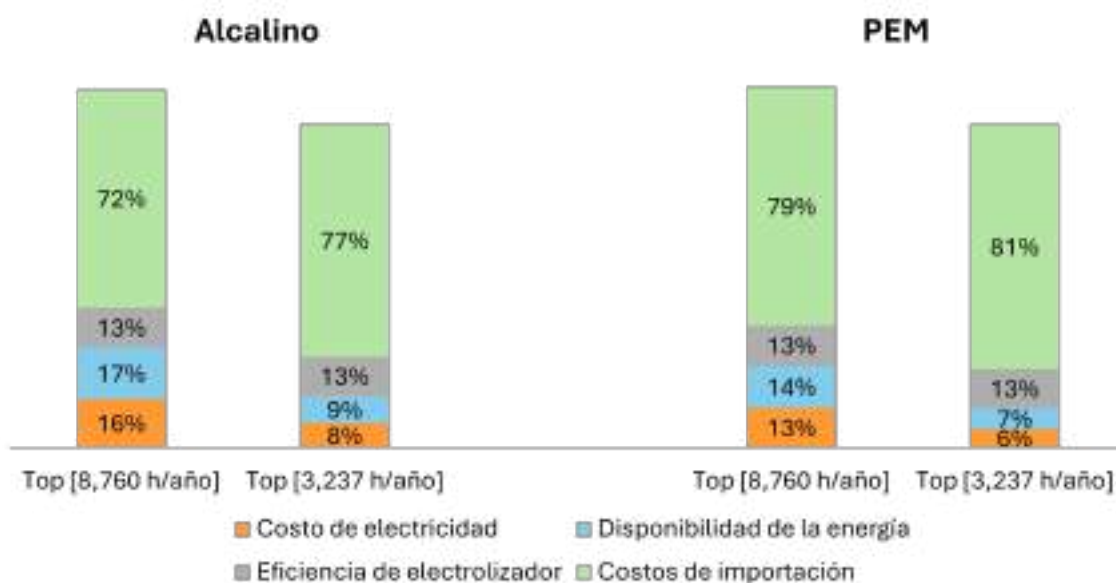


Figura 4.11: Análisis de sensibilidad del precio en relación a variables clave.

Los resultados demuestran que los costos de importación constituyen el factor más determinante en el precio del hidrógeno para ambas tecnologías, incrementando su peso relativo cuando disminuye el factor de capacidad. El costo de electricidad muestra mayor sensibilidad en operaciones de alta capacidad, reduciendo significativamente su impacto cuando la planta opera menos horas al año. La eficiencia del electrolizador mantiene una contribución relativamente constante alrededor del 13% en todos los escenarios, mientras que la disponibilidad de energía presenta mayor influencia en operaciones de alta capacidad.



CAPÍTULO 5

Potenciales de Energía Eólica

Los aerogeneradores transforman la energía cinética contenida en las masas de aire en movimiento en electricidad. Este movimiento atmosférico surge por gradientes de presión originados en el calentamiento diferencial de la superficie del planeta. La cantidad de energía transportada por el viento está determinada por su velocidad y la densidad del aire circundante. Una característica fundamental de esta tecnología es que la potencia aprovechable aumenta con el cubo de la velocidad del viento, implicando que incrementos modestos en la velocidad se traducen en aumentos sustanciales de energía generada. La velocidad y estabilidad del viento mejoran con la altitud, razón por la cual los aerogeneradores se instalan en torres elevadas.

Las características topográficas del territorio ejercen una influencia determinante sobre el comportamiento del viento. Elementos geográficos como sistemas montañosos, elevaciones menores y depresiones modifican la velocidad del flujo atmosférico mediante procesos de aceleración o desaceleración. En territorios con inclinaciones significativas, los vientos pueden intensificarse al ser canalizados por depresiones o al ascender sobre elevaciones, generando condiciones favorables para la instalación de desarrollos eólicos. No obstante, la complejidad topográfica puede generar turbulencia, afectando desfavorablemente el rendimiento y la estabilidad operativa de los aerogeneradores.

Las franjas litorales y extensiones planas ofrecen condiciones ideales para el aprovechamiento eólico debido a sus flujos más constantes y menor interferencia por obstáculos físicos. Estas áreas facilitan una captación más eficiente de la energía con menores perturbaciones derivadas del relieve. En contraste, aunque los territorios montañosos pueden experimentar vientos más intensos, la turbulencia y los cambios abruptos en la dirección del flujo demandan evaluaciones más rigurosas para garantizar la factibilidad de los proyectos. El estudio pormenorizado del territorio y las características del viento resulta fundamental para optimizar la eficiencia energética y reducir los efectos adversos de la turbulencia y otras irregularidades geográficas.

5.1 ENERGÍA EÓLICA EN MÉXICO: ESTADO DEL CONOCIMIENTO

El potencial eólico terrestre mexicano ha sido objeto de múltiples estudios previos, aunque se han detectado limitaciones relacionadas con las fuentes de información empleadas. Algunos trabajos utilizan registros de estaciones meteorológicas, pero el número de estaciones consideradas en esos trabajos resulta insuficiente para realizar interpolaciones representativas del territorio nacional. En otros casos, el análisis se restringe a regiones geográficas específicas por carencia de mediciones. Por ejemplo, un estudio empleó ocho años de registros de velocidad del viento de 131 estaciones meteorológicas para caracterizar el potencial energético nacional, determinando que la velocidad media anual máxima alcanzaba 4.7 m/s [15].

Otro trabajo evaluó el recurso eólico en cinco estados del norte mexicano utilizando información de 221 estaciones meteorológicas y 21 puntos específicos derivados de observaciones satelitales. Los hallazgos indicaron que en Tamaulipas se pueden encontrar densidades de potencia de 1000 W/m^2 [14]. El comportamiento temporal del viento fue examinado mediante una serie de ocho años, determinándose que el viento en México exhibe alta periodicidad, con velocidades menores durante las horas matutinas y máximas durante el período nocturno [16]. Esta información resulta esencial para identificar los períodos óptimos de captación energética.

5.2 LIMITACIONES DE BASES DE DATOS GLOBALES

Se ha demostrado que MERRA-2 presenta deficiencias para representar adecuadamente el comportamiento eólico en territorio mexicano. Un estudio calculó factores de capacidad eólica para México utilizando MERRA-2 y los contrastó con mediciones in situ, demostrando que este conjunto de datos sobreestima la velocidad del viento en 18 % en áreas con topografía variable, resultando en coeficientes de correlación inferiores a 0.5 [28]. Según diversos autores, ERA5 podría constituir el conjunto de datos climatológicos más confiable para modelización eólica, aunque su resolución representa su principal limitación [31]. Esto fue confirmado al comparar velocidades de viento de ERA5 con mediciones en ubicaciones específicas, mostrando que ERA5 ($31 \text{ km} \times 31 \text{ km}$) subestima los valores en 48 % en terrenos con alta complejidad topográfica [12]. Por lo tanto, debe evitarse el uso de ERA5 en topografías con alta variación.

Se han realizado esfuerzos considerables para incrementar la resolución mediante procesos de reducción de escala considerando topografía de resolución media y alta. Un ejemplo destacado es el Global Wind Atlas (GWA), que proporciona datos con resolución de $250 \text{ m} \times 250 \text{ m}$ de velocidad media anual del viento para todo el mundo [7].

En México, proyectos colaborativos como el "Atlas del Viento de México" han intentado adaptar ERA5 y mejorar su representación de alta resolución mediante reducción de escala considerando la orografía nacional. Sin embargo, un informe de 2016 indicó que el modelado a mesoescala no fue exitoso, resultando en datos severamente sobreestimados en zonas con altos recursos eólicos [13]. Posteriormente, un informe de 2021 del mismo proyecto no presentó resultados finales sobre las predicciones del modelo para todo el territorio mexicano [39].

Una práctica común en evaluación de potencial eólico es utilizar datos del Global Wind Atlas (GWA) [7], sin embargo, estos datos no han sido validados mediante mediciones reales de velocidad de viento en México. Además, análisis previos resaltan que la utilización de estos datos muestra diferencias significativas al compararlos con datos reportados por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) para territorio mexicano [24].

Muchos estudios que intentan cuantificar la energía eólica aprovechable han dependido del conjunto de datos del Global Wind Atlas; sin embargo, este conjunto no ha sido validado. En [24], se comparó con conjuntos de datos proporcionados por NREL, y se encontró que las discrepancias entre los conjuntos de datos superan el 40 %. Esto resalta las discrepancias significativas en la información existente. El GWA también se ha utilizado para determinar el potencial de producción de hidrógeno en México [17], aunque la falta de información que valide estos datos genera dudas sobre su uso.

Hasta el momento no existe una caracterización robusta y suficiente del potencial eólico de México. Incluso la SENER, en el "Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias" [34], presenta mapas de potencial eólico derivados de estudios previos que no capturan con fidelidad el comportamiento real del recurso. Esto reafirma la necesidad de efectuar una evaluación rigurosa sustentada en mediciones

de estaciones meteorológicas, útiles como línea base para la validación de los campos obtenidos por modelización. Una cuantificación precisa del potencial eólico es indispensable para su aprovechamiento eficaz y para orientar el desarrollo planificado de este recurso renovable.

5.3 MÉTODOS

Se procesaron series de velocidad de viento de la base de datos de CONAGUA con resoluciones de 10, 15, 20 y 30 minutos, así como de 1 hora, según la estación. El primer paso fue la *depuración y control de calidad* de los registros. Para ello se adoptaron los criterios de la Organización Meteorológica Mundial, que establecen umbrales mínimos de completitud de datos (al menos 8/9 del total) a escalas anual, mensual y diaria para considerar válidas las estimaciones climatológicas [40]. Con métricas agregadas mensual y diariamente, fue posible procesar ~850 estaciones y estimar la energía eólica disponible.

5.3.1. Densidad de Potencia Eólica

A partir de los promedios anuales o mensuales de velocidad del viento se evaluaron tres niveles de potencial para el estado de Puebla:

1. **Potencial de recurso:** potencial teórico sobre la totalidad del territorio.
2. **Potencial geográfico:** superficie disponible técnicamente apta para aerogeneradores, considerando restricciones físicas y de uso de suelo.
3. **Potencial técnico:** energía generable en el área disponible, incorporando pérdidas y limitaciones tecnológicas.

El potencial de recurso se caracteriza mediante la *densidad de potencia eólica* (*wind power density*, WPD) en W/m^2 :

$$\text{WPD} = \frac{1}{2} \rho v^3, \quad (5.1)$$

donde ρ es la densidad del aire y v la velocidad del viento. La densidad del aire puede aproximarse con una ecuación de estado en función de la temperatura o bien mediante una correlación con la altitud. Siguiendo [25], se empleó la aproximación:

$$\rho = 1,225 - (1,194 \times 10^{-4}) z, \quad (5.2)$$

donde z es la altitud (m) respecto al nivel del mar.¹ Con un modelo digital de elevación para Puebla se calculó $\rho(z)$ y se generó el mapa correspondiente (Figura 5.1).

La medición estándar de la velocidad del viento en estaciones meteorológicas se realiza a 10 m sobre el nivel del suelo, mientras que los aerogeneradores operan típicamente por encima de 80 m. En consecuencia, es indispensable *extrapolar* la velocidad del viento a la altura hub de las turbinas. Los enfoques más usados son la *ley de potencias* y la *ley logarítmica*; esta última requiere la *longitud de rugosidad* del terreno, parámetro que condiciona de forma decisiva el perfil vertical del viento. La Figura 5.2 presenta la clasificación de tipos de suelo en Puebla y sus valores asociados de rugosidad.

El *potencial geográfico* del viento queda acotado por zonas donde no es factible instalar aerogeneradores (p. ej., áreas naturales protegidas, selvas, bosques, centros de población, cuerpos de agua y servidumbres técnicas). Las restricciones aplicadas en este estudio se resumen en la Tabla 5.1.

¹ Las unidades implican ρ en kg/m^3 y z en metros.

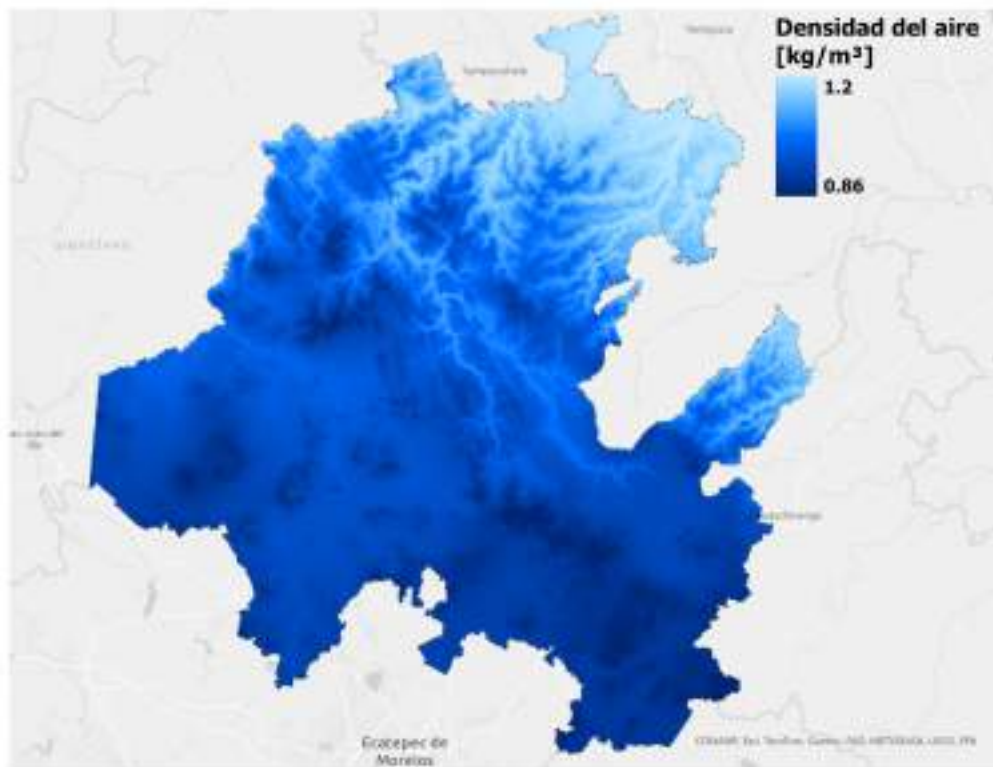


Figura 5.1: Densidad del aire estimada en función de la altitud para el estado de Hidalgo.

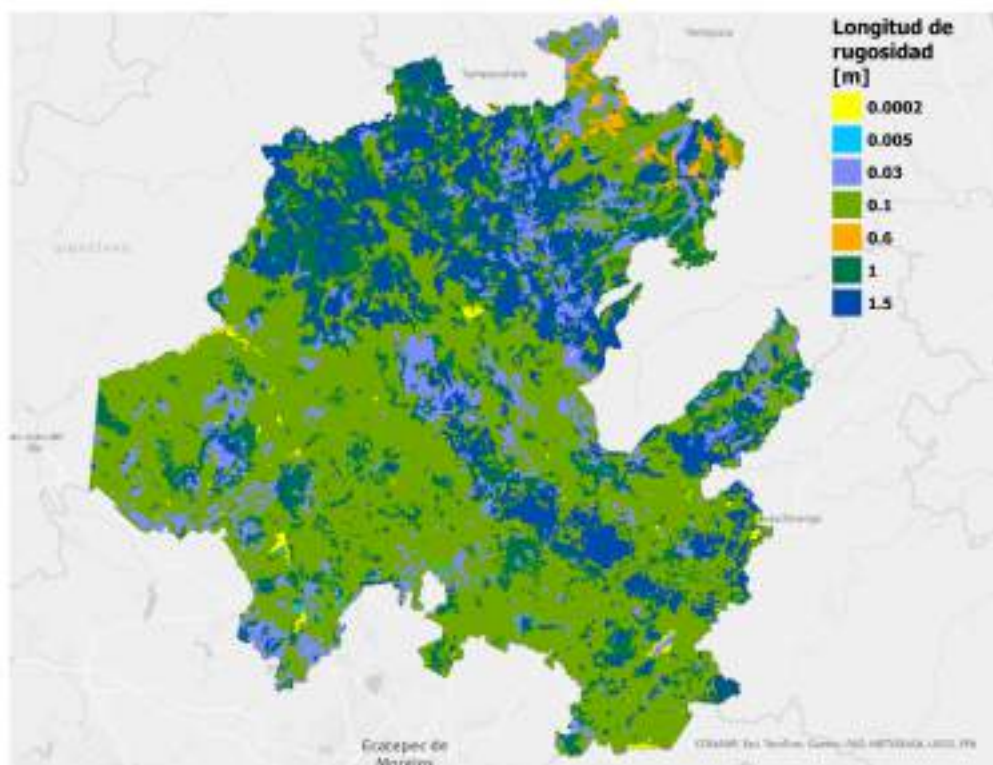


Figura 5.2: Longitud de rugosidad en el estado de Hidalgo. Fuente: elaboración propia con datos de uso de suelo de INEGI [19].

Tabla 5.1: Restricciones geográficas consideradas.

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	–

5.3.2. Interpolación de la Velocidad del Viento

Las observaciones puntuales de las estaciones meteorológicas se interpolaron para obtener un campo continuo de velocidades sobre el territorio poblano. Aunque la velocidad del viento es una variable de pronóstico complejo, la literatura reporta que *kriging* e *IDW* ofrecen desempeños competitivos [5]. La eficacia de *IDW* depende del exponente de ponderación: algunos trabajos recomiendan $p = 3$ (ID3W) [38], mientras que otros encuentran suficiente $p = 2$ (ID2W) [21]. En este estudio se adoptó *IDW* con $p = 2$; el número de vecinos se seleccionó por validación cruzada, minimizando el *RMSE* con una muestra aleatoria del 3 % de estaciones. Los resultados mostraron que un mayor vecindario (12 vecinos) redujo el *RMSE*. De forma consistente, un análisis del NREL reporta mejoras del *IDW* al incrementar el número de vecinos en la interpolación de viento [9].

5.3.3. Cálculo del Potencial Técnico Eólico

El *potencial técnico* se estima a partir de la energía anual generada por una turbina, determinada por la curva de potencia $P(v)$ y la función de densidad de probabilidad de la velocidad del viento $f(v)$:

$$PT = \int_{v_{\text{cut.in}}}^{v_{\text{cut.out}}} P(v) f(v) dv \quad (5.3)$$

donde PT es la potencia media anual, $v_{\text{cut.in}}$ la velocidad mínima de arranque y $v_{\text{cut.out}}$ la velocidad máxima de operación segura.

La probabilidad de v se modeló con la distribución de Weibull:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right], \quad (5.4)$$

cuyos parámetros de *forma* k y *escala* c deben estimarse. Entre los métodos habituales se encuentran Máxima Verosimilitud, Regresión Lineal (RL), Momentos, Desviación Estándar y Densidad de Potencia. En este trabajo se utilizó **Regresión Lineal**.

El método RL parte de la función de distribución acumulada $F(v)$ de Weibull y su linealización:

$$\ln \{ -\ln[1 - F(v)] \} = k \ln(v) - k \ln(c). \quad (5.5)$$

Su implementación comprende:

1. Construir la distribución de frecuencia y la frecuencia acumulada de las series de v .
2. Calcular los pares $(\ln v_i, \ln \{ -\ln[1 - F(v_i)] \})$.
3. Ajustar por mínimos cuadrados para estimar k (pendiente) y c (a partir de la intersección).

Método de Desviación Estándar

Diversos estudios han aplicado el Método de Desviación Estándar para obtener estimaciones paramétricas con alta precisión ([20], [8]). El parámetro k se vincula con la desviación estándar (α) según la Ecuación (5.6), mientras que el parámetro c se relaciona con la velocidad media del viento, calculándose mediante la Ecuación (5.7). En estas expresiones, $\bar{v}$ denota la velocidad media del viento y γ la función gamma.

$$k = \left(\frac{\alpha}{\bar{v}} \right)^{-1,086} \quad (5.6)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)} \quad (5.7)$$

La producción anual esperada de energía eólica ($E_{expected}$) por celda de cuadrícula se evaluó conforme a la Ecuación (5.8), considerando el total de horas efectivas anuales (h_{eff}).

$$E_{expected} = h_{eff} \times PT \quad (5.8)$$

En este trabajo se empleó la turbina Vestas de 2 MW (V110-2.0), con diámetro de rotor de 110 m, cuya curva de potencia se presenta en la Figura 5.3. El arreglo contempló cinco y ocho diámetros de rotor como espaciamiento transversal y longitudinal, respectivamente.

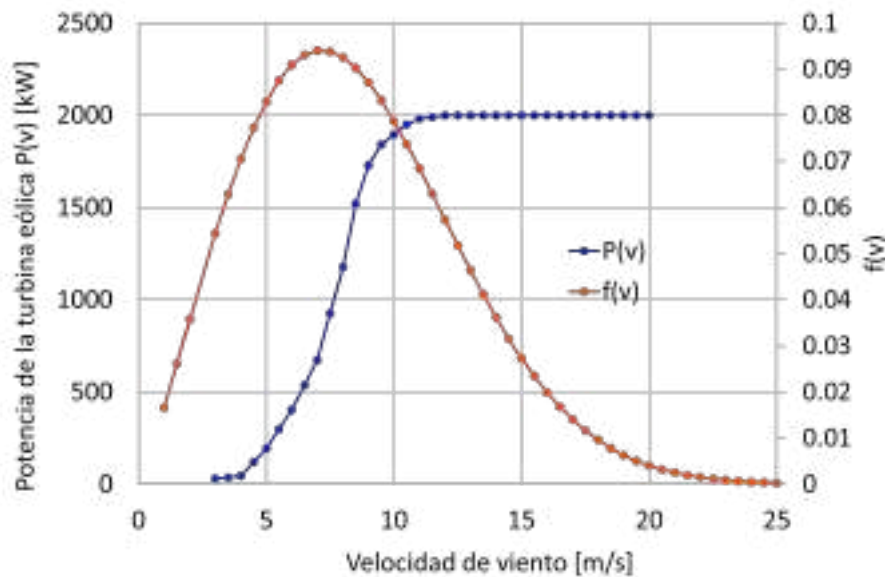


Figura 5.3: Curva de potencia de la turbina Vestas de 2 MW.

Un indicador clave para caracterizar el aprovechamiento del recurso es el Factor de Capacidad (CF), que mide la energía efectivamente generada respecto de la energía máxima posible si la unidad operara a plena potencia durante el periodo analizado. En este estudio, el CF se calculó en base anual y mensual mediante la Ecuación (5.9), donde E_{nom} representa la energía correspondiente a operación continua a potencia nominal.

$$CF = \frac{ET}{E_{nom}} \quad (5.9)$$

Tabla 5.2: Clasificación del recurso eólico a 50 m s.n.s. conforme a la densidad de potencia (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

5.4 POTENCIAL DE RECURSO

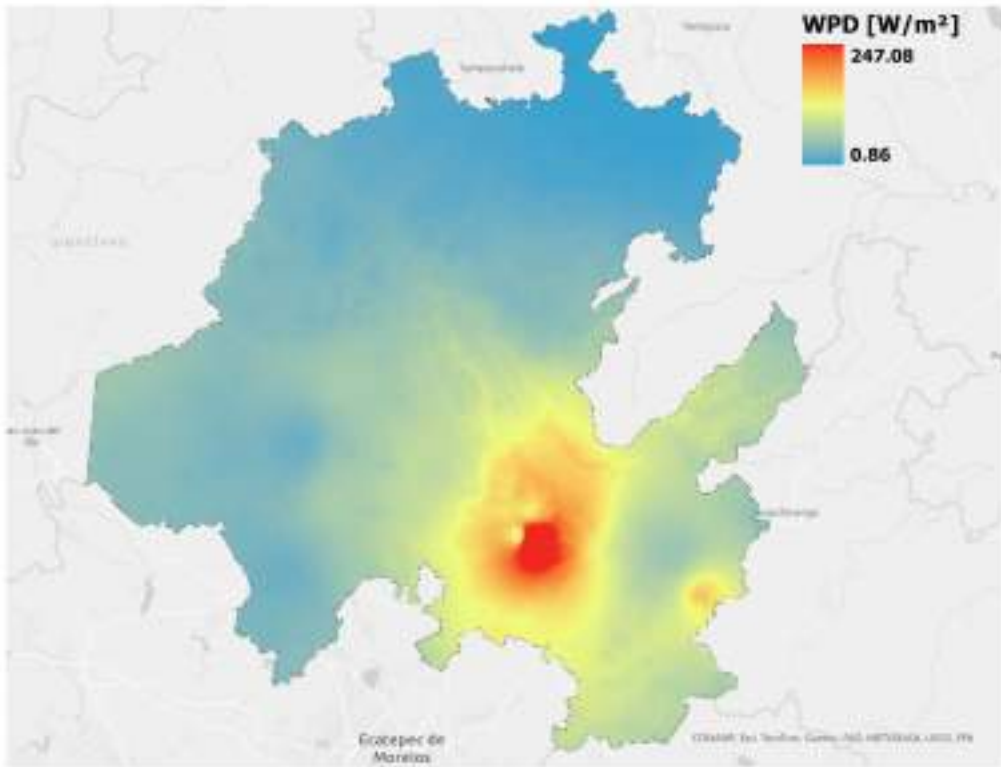


Figura 5.4: Densidad de potencia teórica del viento en el estado de Hidalgo.

La Figura 5.4 presenta la distribución espacial de la densidad de potencia teórica del viento en el estado de Hidalgo, expresada en watts por metro cuadrado (W/m²). Los valores varían entre 0.86 y 247.08 W/m², evidenciando una marcada heterogeneidad geográfica en el recurso eólico disponible. La zona de máxima densidad de potencia, representada en tonalidades rojas y naranjas con valores superiores a 200 W/m², se localiza en la región central del estado, formando un núcleo concentrado de alto potencial eólico. Esta área representa el punto óptimo para el aprovechamiento de energía eólica en el territorio hidalguense. Las regiones circundantes a este núcleo, identificadas en tonalidades amarillas con valores entre 150 y 200 W/m², conforman una zona de transición de potencial medio-alto que se extiende hacia el sur y sureste del estado.

Las áreas de potencial moderado, representadas en tonalidades verdes con valores entre 100 y 150 W/m², ocupan extensas porciones del territorio, particularmente en las regiones oriental, sur-oriental y occidental

del estado. Las zonas de bajo potencial eólico, mostradas en tonalidades azules claras y cyan con valores inferiores a 100 W/m^2 , predominan en las regiones norte, noroccidental y occidental, así como en algunos sectores del sur del estado.

Los resultados indican que el estado de Hidalgo presenta un potencial eólico limitado en comparación con otras regiones de México reconocidas por su recurso eólico. Los valores máximos de densidad de potencia cercanos a 247 W/m^2 son significativamente inferiores a los umbrales típicamente considerados viables para proyectos eólicos comerciales, que generalmente requieren densidades de potencia superiores a $400\text{-}500 \text{ W/m}^2$. La concentración del recurso en una zona central específica y la predominancia de áreas de bajo potencial en la mayor parte del territorio sugieren que el desarrollo de energía eólica en Hidalgo enfrentaría limitaciones técnicas y económicas considerables, restringiendo su viabilidad a evaluaciones muy específicas en la región central de mayor potencial.

5.4.1. Parámetros de Distribución de Viento

En la Tabla 5.3 se muestran los parámetros de la distribución de Weibull para algunos de los municipios con más potencial del estado de Hidalgo y que se reportan con el fin de ayudar a la evaluación de proyectos de generación eólica en el estado.

Municipio	k	c [m/s]	Municipio	k	c [m/s]
Acatlán	2.14	3.16	Mineral del Monte	2.16	3.84
Agua Blanca de Iturbide	2.15	2.95	Nopala de Villagrán	2.25	3.45
Alfajayucan	1.94	3.35	Omitlán de Juárez	2.20	3.64
Atotonilco el Grande	2.16	3.33	Pachuca de Soto	2.02	3.63
Chapantongo	2.04	3.28	Mineral de la Reforma	1.90	4.29
Epazoyucan	2.00	4.00	Tasquillo	1.99	3.22
Huasca de Ocampo	2.16	3.42	Tecoautla	2.13	3.28
Huichapan	2.25	3.44	Tulancingo de Bravo	2.15	2.80
Metepec	2.16	3.04	Zimapán	2.07	2.66
Zempoala	2.35	3.73	Mineral del Chico	2.27	3.40

Tabla 5.3: Parámetros de la distribución de Weibull para algunos municipios de Hidalgo con mayor potencial eólico.

5.5 POTENCIAL DE TÉCNICO

La Figura 5.5 presenta el potencial técnico eólico por unidad de área en el estado de Hidalgo, expresado en gigawatts-hora por kilómetro cuadrado por año ($\text{GWh/km}^2\cdot\text{año}$). Los valores varían entre 1.42 y $6.96 \text{ GWh/km}^2\cdot\text{año}$, mostrando una distribución espacial altamente concentrada en ubicaciones específicas del territorio. Las zonas de mayor potencial técnico, representadas en tonalidades cyan y azules con valores superiores a $5.5 \text{ GWh/km}^2\cdot\text{año}$, se localizan de forma puntual en la región centro-oriental del estado. Estas áreas de máximo potencial son muy limitadas en extensión territorial. Las regiones de potencial medio-alto, identificadas en tonalidades amarillas y verdes con valores entre 3.5 y $5.5 \text{ GWh/km}^2\cdot\text{año}$, también presentan una distribución puntual y dispersa, concentrándose principalmente en la zona central y algunos sectores orientales del estado.

Las áreas de potencial moderado, mostradas en tonalidades naranjas con valores entre 2.0 y $3.5 \text{ GWh/km}^2\cdot\text{año}$, se distribuyen de manera dispersa en las regiones central, nororiental y suroriental del territorio. La mayor parte del estado, representada en color gris sin marcadores de color, presenta valores en el

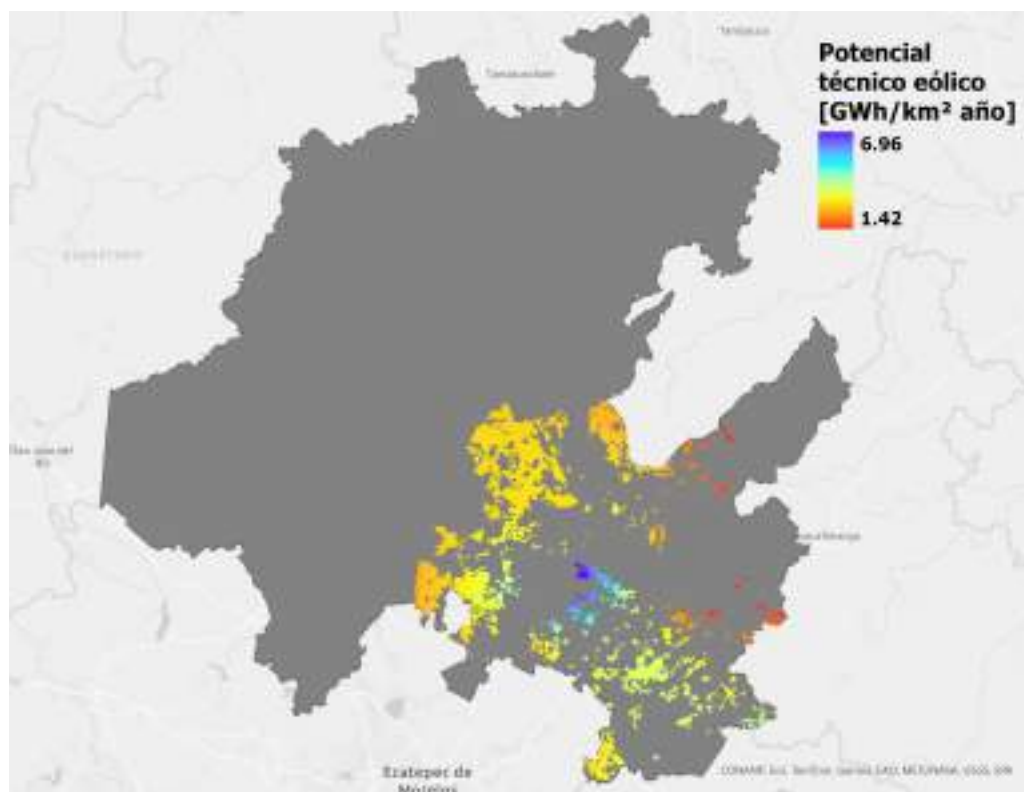


Figura 5.5: Energía eólica disponible en el estado de Hidalgo por unidad de área.

rango inferior del potencial técnico, inferiores a $2.0 \text{ GWh/km}^2 \cdot \text{año}$, indicando condiciones desfavorables para el aprovechamiento eólico.

Los resultados demuestran que el potencial técnico eólico en Hidalgo es limitado y altamente localizado. Las ubicaciones viables para proyectos eólicos se restringen a áreas puntuales específicas, principalmente en la región central del estado, sin formar corredores extensos de alto potencial. La ausencia de zonas amplias con potencial elevado y la predominancia de territorio con valores bajos sugieren que el desarrollo eólico en Hidalgo enfrentaría restricciones significativas, limitándose a proyectos de pequeña escala en las ubicaciones específicas identificadas con mayor potencial.

5.6 COSTO DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EÓLICA

La Figura 5.6 presenta el costo nivelado de energía (LCOE, por sus siglas en inglés) eólica en el estado de Hidalgo, expresado en dólares estadounidenses por kilowatt-hora (USD/kWh). Los valores varían entre 0.12 y 0.26 USD/kWh, mostrando una distribución espacial puntual en ubicaciones específicas del territorio.

Las zonas con menor costo nivelado, representadas en tonalidades azules y cian con valores entre 0.12 y 0.15 USD/kWh, se localizan de forma puntual en la región central del estado. Estas áreas representan las ubicaciones más competitivas económicamente para proyectos eólicos, aunque su extensión territorial es muy limitada. Las regiones con costos moderados-bajos, identificadas en tonalidades verde claro con valores entre 0.15 y 0.18 USD/kWh, también se distribuyen de manera dispersa en las zonas central y centro-sur del estado.

Las áreas con costos moderados-altos, mostradas en tonalidades amarillas y naranjas con valores entre 0.18 y 0.22 USD/kWh, se concentran principalmente en la región central, formando el grupo más numeroso

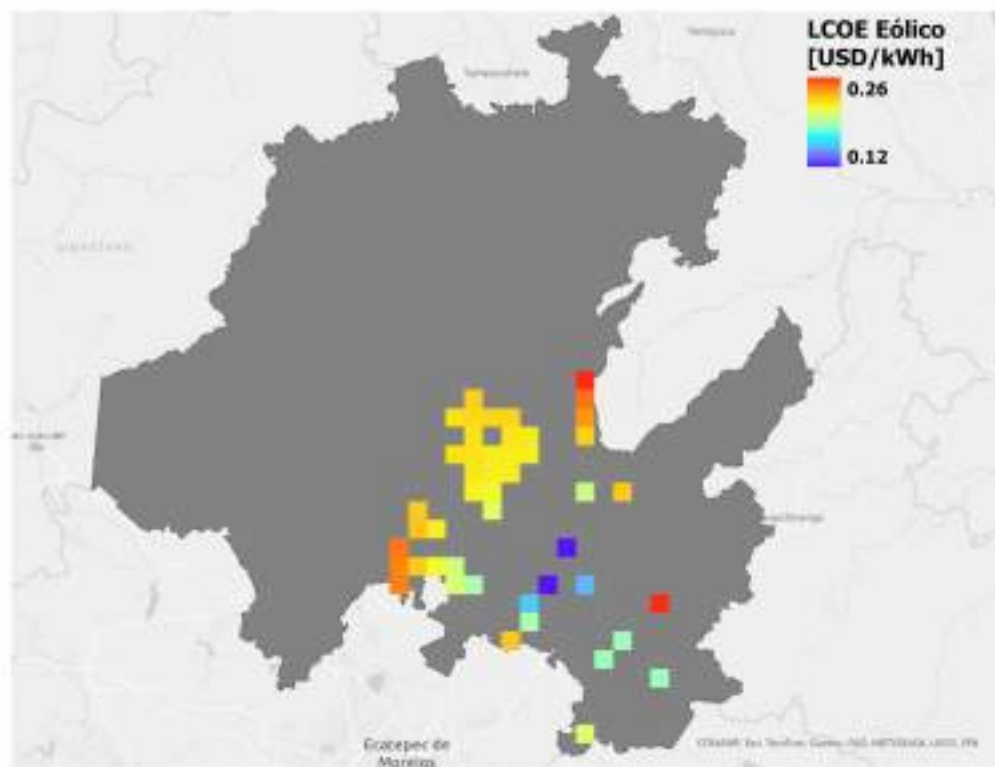


Figura 5.6: Costo nivelado de energía eólica para el estado de Hidalgo

de ubicaciones identificadas. Las zonas con los costos más elevados, representadas en tonalidades rojas con valores superiores a 0.22 USD/kWh, aparecen de forma puntual en las regiones central y nororiental del estado. La mayor parte del territorio, representada en color gris sin marcadores, no presenta viabilidad económica para proyectos eólicos bajo los criterios considerados.

Los resultados demuestran que el costo nivelado de energía eólica en Hidalgo es relativamente elevado en comparación con regiones de mayor potencial eólico en México, donde el LCOE puede alcanzar valores inferiores a 0.05 USD/kWh. Incluso en las ubicaciones más favorables del estado, los costos se sitúan por encima de 0.12 USD/kWh, lo que limita significativamente la competitividad económica de proyectos eólicos frente a otras alternativas energéticas.

La distribución puntual y dispersa de las ubicaciones viables, junto con los costos relativamente altos, sugiere que el desarrollo eólico en Hidalgo enfrentaría desafíos económicos considerables que restringirían su implementación a casos muy específicos con condiciones favorables adicionales.

CAPÍTULO 6

Potencial de Hidrógeno Eólico

La Figura 6.1 presenta la masa de hidrógeno eólico producible por unidad de área en el estado de Hidalgo, expresada en toneladas por kilómetro cuadrado por año ($\text{Ton}/\text{km}^2\cdot\text{año}$). Los valores varían entre 26.2 y 128.6 $\text{Ton}/\text{km}^2\cdot\text{año}$, evidenciando una distribución espacial puntual y concentrada en ubicaciones específicas del territorio.

Las zonas de mayor producción potencial, representadas en tonalidades cian y azules con valores superiores a 100 $\text{Ton}/\text{km}^2\cdot\text{año}$, se localizan de forma muy limitada en la región centro-oriental del estado. Estas áreas de máxima producción constituyen puntos aislados sin formar extensiones territoriales significativas. Las regiones de producción media-alta, identificadas en tonalidades amarillas y verde-amarillo con valores entre 70 y 100 $\text{Ton}/\text{km}^2\cdot\text{año}$, se distribuyen de manera dispersa en la zona central, presentando también una configuración puntual sin continuidad espacial.

Las áreas de producción moderada, mostradas en tonalidades verdes con valores entre 50 y 70 $\text{Ton}/\text{km}^2\cdot\text{año}$, se concentran principalmente en las regiones central y centro-sur del estado, incluyendo algunos puntos en el sector oriental. Las zonas de menor producción, representadas en tonalidades naranjas con valores entre 26 y 50 $\text{Ton}/\text{km}^2\cdot\text{año}$, aparecen de forma esporádica en diversas áreas del territorio. La mayor parte del estado, representada en color gris sin marcadores, presenta condiciones desfavorables para la producción de hidrógeno eólico.

Los resultados confirman que el potencial de producción de hidrógeno mediante energía eólica en Hidalgo es limitado y altamente localizado. Los valores máximos de 128.6 $\text{Ton}/\text{km}^2\cdot\text{año}$ son significativamente inferiores a los obtenidos mediante energía solar fotovoltaica (que superan las 4,000 $\text{Ton}/\text{km}^2\cdot\text{año}$), evidenciando que la energía eólica representa una alternativa considerablemente menos eficiente para la producción de hidrógeno en este estado. La distribución puntual y la ausencia de corredores extensos con alto potencial restringen el desarrollo eólico a proyectos muy específicos y de escala limitada en las ubicaciones identificadas con mejores condiciones.

6.1 COSTO DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO EÓLICO

La Figura 6.2 presenta el costo nivelado de hidrógeno (LCOH) producido mediante energía eólica utilizando electrólisis alcalina en el estado de Hidalgo, considerando un costo de capital (CAPEX) del electrolizador de 1,700 USD/kW. Los valores están expresados en dólares estadounidenses por kilogramo (USD/kg) y varían entre 34.15 y 74.04 USD/kg, mostrando una distribución espacial puntual en ubicaciones específicas del territorio.

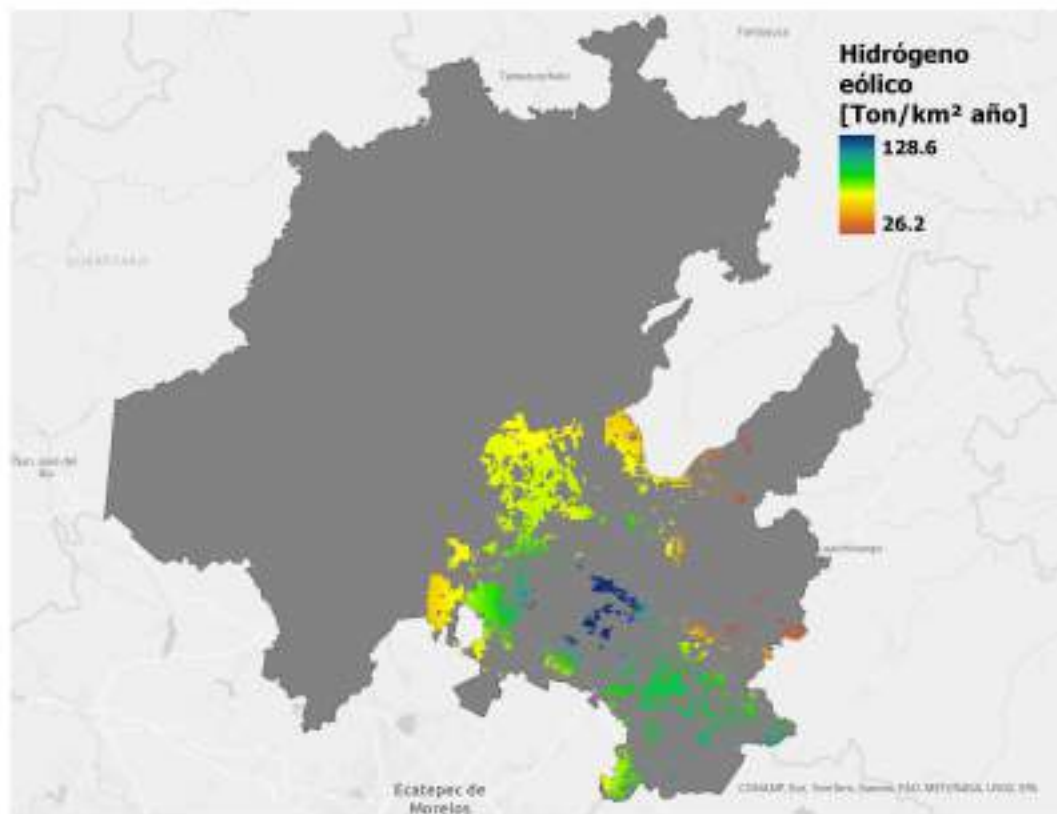


Figura 6.1: Masa de hidrógeno eólico por unidad de área.

Las zonas con menor costo de producción, representadas en tonalidades azules con valores inferiores a 40 USD/kg, se localizan de forma muy limitada en las regiones central y nororiental del estado. Estas ubicaciones representan las condiciones más favorables económicamente para la producción de hidrógeno eólico, aunque su extensión es mínima. Las regiones con costos moderados-bajos, identificadas en tonalidades cyan y verdes con valores entre 40 y 50 USD/kg, se distribuyen de manera dispersa en las zonas central, oriental y sur del estado, constituyendo el grupo más numeroso de ubicaciones identificadas.

Las áreas con costos moderados-altos, mostradas en tonalidades amarillas y naranjas con valores entre 50 y 60 USD/kg, aparecen de forma puntual en las regiones central y centro-sur. Las zonas con los costos más elevados, representadas en tonalidades naranjas-rojas con valores superiores a 60 USD/kg, se localizan de manera esporádica en sectores específicos del territorio. La mayor parte del estado, representada en color gris sin marcadores, no presenta viabilidad para la producción de hidrógeno eólico bajo los parámetros considerados.

Los resultados demuestran que el costo de producción de hidrógeno mediante energía eólica en Hidalgo es significativamente elevado. Incluso en las ubicaciones más favorables, los costos superan los 34 USD/kg, valores muy superiores a los objetivos de competitividad para hidrógeno verde (típicamente por debajo de 2-3 USD/kg para aplicaciones comerciales) y considerablemente más altos que los costos de producción mediante energía solar fotovoltaica en el mismo estado. La distribución puntual y los costos elevados confirman que la energía eólica no representa una alternativa viable para la producción de hidrógeno en Hidalgo, siendo la energía solar fotovoltaica la opción tecnológicamente y económicamente más favorable para el desarrollo de la industria del hidrógeno verde en la entidad.

La Figura 6.3 presenta el costo nivelado de hidrógeno (LCOH) producido mediante energía eólica utilizando electrólisis PEM (membrana de intercambio protónico) en el estado de Hidalgo, considerando un

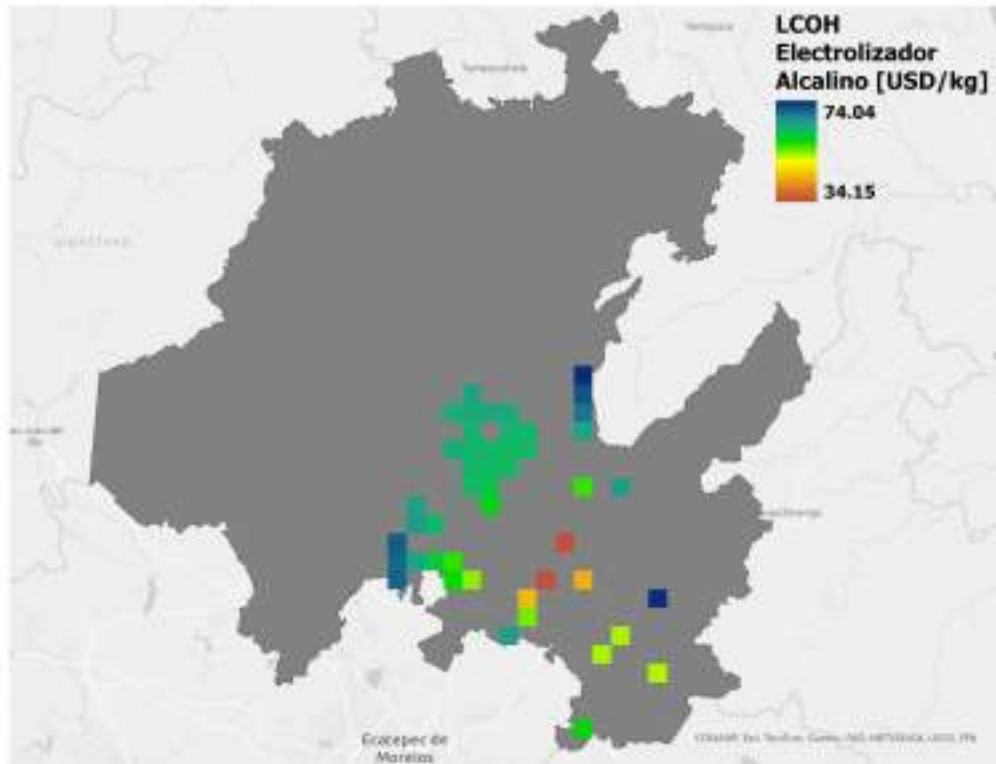


Figura 6.2: Costo nivelado de hidrógeno eólico para electrólisis alcalina $CAPEX_{elec}=1,700$ USD/kW.

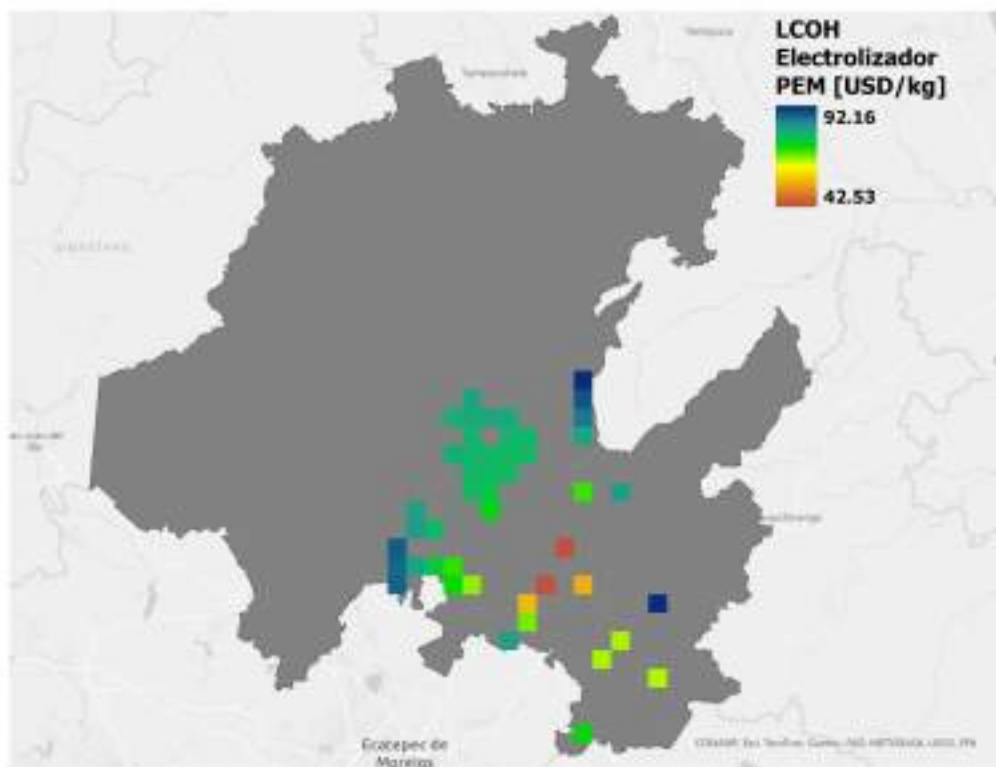


Figura 6.3: Costo nivelado de hidrógeno eólico para electrólisis PEM $CAPEX_{elec}=2,000$ USD/kW.

costo de capital (CAPEX) del electrolizador de 2,000 USD/kW. Los valores están expresados en dólares estadounidenses por kilogramo (USD/kg) y varían entre 42.53 y 92.16 USD/kg, mostrando una distribución espacial puntual similar a la tecnología alcalina pero con costos notablemente superiores.

Las zonas con menor costo de producción, representadas en tonalidades azules con valores inferiores a 50 USD/kg, se localizan de forma muy limitada en las regiones central y nororiental del estado. Las regiones con costos moderados-bajos, identificadas en tonalidades cyan y verdes con valores entre 50 y 65 USD/kg, se distribuyen de manera dispersa en las zonas central, oriental y sur, constituyendo el grupo más numeroso de ubicaciones viables. Las áreas con costos moderados-altos, mostradas en tonalidades amarillas y naranjas con valores entre 65 y 80 USD/kg, aparecen de forma puntual en las regiones central y centro-sur. Las zonas con los costos más elevados, representadas en tonalidades naranjas-rojas con valores superiores a 80 USD/kg, se localizan esporádicamente en el territorio.

La comparación con la tecnología alcalina revela que los costos de producción con electrólisis PEM son sistemáticamente más elevados, con incrementos de aproximadamente 8-18 USD/kg en todas las ubicaciones. Este incremento refleja el mayor costo de capital de los electrolizadores PEM, que aunque ofrecen ventajas como mayor flexibilidad operativa y respuesta más rápida a fluctuaciones de energía, resultan económicamente menos competitivos en el contexto del limitado recurso eólico de Hidalgo. Los costos mínimos superiores a 42 USD/kg y máximos cercanos a 92 USD/kg confirman que la producción de hidrógeno eólico en Hidalgo no es económicamente viable con ninguna de las dos tecnologías de electrólisis evaluadas, siendo la energía solar fotovoltaica la alternativa significativamente más favorable para el desarrollo del hidrógeno verde en el estado.

6.1.1. Costo de Energía e Hidrógeno Eólico por Municipio

La Tabla 6.1 resenta el potencial energético eólico y los costos de producción de hidrógeno para 31 municipios de Hidalgo con disponibilidad de energía eólica. Los resultados revelan una variabilidad significativa en el potencial energético, con valores que oscilan entre 3.29 GWh/año en San Bartolo Tutotepec y 429.44 GWh/año en Atotonilco el Grande. La producción potencial de hidrógeno varía consecuentemente entre 171.62 toneladas anuales y 7,934.88 toneladas anuales. Esta distribución heterogénea confirma que el recurso eólico aprovechable en Hidalgo se concentra en pocos municipios específicos, siendo Atotonilco el Grande, Singuilucan, Metztlán y Epazoyucan los que presentan el mayor potencial de generación con valores superiores a 150 GWh/año.

El costo nivelado de energía eólica (LCOE) en los municipios analizados varía entre 34.16 USD/MWh en Epazoyucan y 80.26 USD/MWh en San Salvador, equivalentes a 0.034-0.080 USD/kWh. Aunque estos valores son comparables con costos de energía eólica en regiones con mejor recurso de México (0.03-0.05 USD/kWh), resultan significativamente menos competitivos que la energía solar fotovoltaica disponible en el mismo estado de Hidalgo. Más crítico aún, estos costos de energía se traducen en precios de hidrógeno extremadamente elevados. Los costos de hidrógeno con tecnología alcalina varían entre 34.16 USD/kg en Epazoyucan y 80.26 USD/kg en San Salvador, mientras que con tecnología PEM los valores oscilan entre 42.53 USD/kg y 89.78 USD/kg. Estos costos son entre 10 y 40 veces superiores a los objetivos de competitividad para hidrógeno verde (2-3 USD/kg). La relación entre el LCOE y el costo del hidrógeno demuestra que incluso con energía eléctrica relativamente competitiva, los costos de capital del electrolizador, la eficiencia de conversión y los factores de capacidad limitados (determinados por la intermitencia del recurso eólico) elevan desproporcionadamente el precio final del hidrógeno.

Los municipios de mayor interés son Epazoyucan, Emiliano Zapata, Cuautepec de Hinojosa y Singuilucan, que presentan los costos de energía más bajos (34-43 USD/MWh). Sin embargo, incluso estos casos presentan costos de hidrógeno superiores a 34 USD/kg con tecnología alcalina, valores prohibitivos que no justificarían inversiones comerciales. La comparación revela que aunque el costo de energía eólica en estos

municipios es moderadamente competitivo para generación eléctrica convencional, resulta inadecuado para producción de hidrógeno debido a los costos adicionales de conversión y la baja utilización de los electrolizadores impuesta por la intermitencia del viento. La tecnología alcalina ofrece costos 15-20 % menores que la PEM, pero esta ventaja resulta insuficiente para alcanzar viabilidad comercial. Los resultados confirman que la estrategia energética de Hidalgo para producción de hidrógeno debe basarse exclusivamente en energía solar fotovoltaica, donde costos de energía similares o menores se combinan con mejores factores de capacidad, mientras que la energía eólica debería limitarse a generación eléctrica convencional en los pocos municipios con recursos moderados.

Tabla 6.1: 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 H ₂ [kTon/año]	Alcalino LCOH [USD/kg]	PEM LCOH [USD/kg]
Acatlán	34.11	630.23	63.50	80.47
Actopan	334.90	6187.75	62.19	77.42
Agua Blanca de Iturbide	37.74	697.34	54.00	86.30
Ajacuba	148.62	2745.91	67.78	84.35
Almoleya	115.73	2138.18	52.19	65.80
Apan	79.13	1462.10	52.19	64.96
El Arenal	145.18	2682.34	60.61	75.44
Atotonilco el Grande	429.44	7934.38	63.00	78.42
Cuautepec de Hinojosa	63.27	1168.98	43.00	89.56
Emiliano Zapata	147.89	2732.49	57.48	71.54
Epazoyucan	194.88	3600.58	34.16	42.53
Huasca de Ocampo	80.39	1485.34	60.23	74.96
Metepec	13.19	243.67	68.40	84.80
San Agustín Metzquititlán	113.25	2092.38	72.13	89.78
Metzquititlán	227.42	4201.82	63.57	79.13
Mineral del Chico	140.54	2596.57	58.00	73.50
Mineral del Monte	23.18	428.19	34.83	43.38
Omitlán de Juárez	7.48	138.12	55.76	60.50
Pachuca de Soto	45.88	847.69	53.60	67.50
Mineral de la Reforma	29.80	550.55	35.80	48.70
San Agustín Tlaxiaca	350.18	6469.91	62.29	77.52
San Bartolo Tutotepec	9.29	171.62	71.40	91.80
San Salvador	17.88	330.30	64.49	80.26
Santiago de Anaya	58.52	1081.16	62.69	78.04
Singuilucan	222.75	4115.62	56.34	70.12
Tepeapulco	200.83	3710.56	52.52	65.37
Villa de Tezontepec	38.25	706.67	64.45	80.22
Tlanalapa	77.18	1426.05	52.50	84.60
Tolcayuca	117.48	2170.63	57.46	71.52
Zapotlán de Juárez	65.99	1219.22	53.15	66.16
Zempoala	146.81	2712.56	49.3	61.32



CAPÍTULO 7

Conclusiones

El análisis demuestra que la energía solar fotovoltaica debe constituir la columna vertebral de la estrategia de hidrógeno verde en Hidalgo. El potencial eólico para producción de H_2 es marcadamente inferior y presenta una distribución territorial limitada, con valores máximos de 26.2–128.6 $\text{ton/km}^2 \cdot \text{año}$ concentrados en zonas específicas, frente a potenciales solares que superan las 4 000 $\text{ton/km}^2 \cdot \text{año}$ con cobertura más amplia. Esta disparidad confina la energía eólica a proyectos puntuales de escala reducida.

La competitividad económica refuerza esta prioridad tecnológica: bajo supuestos representativos (electrolizador alcalino con CAPEX $\approx 1\,700$ USD/kW), el costo nivelado del hidrógeno eólico (LCOH) se concentra en un rango elevado (≈ 34.15 – 74.04 USD/kg) con distribución espacial muy acotada, relegándolo frente a las alternativas solares para un despliegue amplio a escala estatal.

Desde la perspectiva de recursos hídricos, el mapa de requerimientos para transformar el potencial solar en H_2 plantea una tensión territorial significativa. Las zonas de mayor potencial —occidente y Valle del Mezquital— demandan porcentajes elevados de la precipitación anual (8–11.83 %, con casos que alcanzan ≈ 12 %). Por ello, se recomienda integrar explícitamente estrategias de gestión hídrica: uso de agua residual tratada, captación pluvial y priorización de polígonos donde el requerimiento no exceda 5–6 % de la precipitación local.

Operativamente, el estado debería priorizar dos ejes complementarios: parques solares a gran escala en la región occidental y esquemas de generación distribuida en techos industriales, comerciales y residenciales. Ambos modelos requieren sistemas de almacenamiento de 2–4 horas para estabilizar la inyección a la red y maximizar el aprovechamiento durante periodos de alta irradiación.

Para habilitar esta transición, se propone una hoja de ruta de política pública articulada en cuatro frentes:

- **Marco regulatorio e incentivos:** desarrollo de estándares de seguridad para producción, almacenamiento y distribución de H_2 , acompañados de incentivos fiscales escalonados y mecanismos de compra estatal que garanticen certidumbre de demanda.
- **Esquemas financieros:** creación de un fondo estatal y líneas de crédito preferenciales con banca de desarrollo que reduzcan barreras de acceso al capital.
- **Desarrollo de capital humano:** implementación de programas técnicos especializados para formar el talento requerido por la cadena de valor del hidrógeno.
- **Estrategia de adopción sectorial:** focalización en clústeres industriales y transporte, con proyectos piloto como flotas de última milla y estaciones de recarga.

En síntesis, la convergencia de cuatro factores —primacía del recurso solar y su competitividad económica, limitaciones prácticas de la energía eólica, condicionantes hídricos diferenciados por región, y una agenda habilitante en regulación, financiamiento, capacidades y almacenamiento— posiciona a Hidalgo para avanzar hacia una matriz energética diversificada y de bajas emisiones, con el hidrógeno verde como vector estratégico de descarbonización en los sectores industrial y de movilidad.

7.1 RECOMENDACIONES

7.1.1. Priorización de Energía Solar Fotovoltaica

El estado de Hidalgo debe priorizar el desarrollo de energía solar fotovoltaica como su principal fuente de energía renovable. Los análisis demuestran que el potencial eólico del estado es limitado, con densidades de potencia máximas de 247 W/m^2 y costos nivelados de energía superiores a 0.12 USD/kWh , valores que no resultan competitivos para proyectos comerciales de gran escala. En contraste, la energía solar presenta condiciones favorables en extensas regiones del territorio, particularmente en el sector occidental y en el valle del Mezquital, donde la irradiación solar y las condiciones climáticas semiáridas favorecen el aprovechamiento fotovoltaico.

Se recomienda el desarrollo de parques solares de gran escala en la región occidental del estado, aprovechando las zonas con mayor irradiación identificadas en el análisis territorial. Estos proyectos deben dimensionarse para abastecer tanto la demanda eléctrica local como para exportar energía a la Zona Metropolitana del Valle de México, aprovechando la ubicación estratégica del estado. Adicionalmente, se debe promover la generación distribuida mediante sistemas fotovoltaicos en techos de edificaciones industriales, comerciales y residenciales en las principales ciudades del estado, reduciendo la carga sobre la red de distribución y mejorando la resiliencia energética local.

7.1.2. Desarrollo de Infraestructura de Respaldo

Dado el carácter intermitente de la energía solar, se recomienda desarrollar infraestructura de almacenamiento energético mediante baterías en los principales parques solares. Esta infraestructura permitirá estabilizar la generación, proporcionar servicios auxiliares a la red eléctrica y maximizar el aprovechamiento de la energía generada durante períodos de alta irradiación. Los sistemas de almacenamiento deben dimensionarse inicialmente para proporcionar capacidad de descarga de 2-4 horas, escalable según las necesidades de la red y el desarrollo del mercado eléctrico.

Se recomienda adoptar un modelo dual que combine instalaciones centralizadas de gran escala con plantas descentralizadas ubicadas en zonas urbanas. Las instalaciones centralizadas deben localizarse en la región occidental del estado, donde convergen las mejores condiciones de irradiación solar con relativa proximidad a infraestructura de transporte. Estas plantas, con capacidades superiores a 10 MW de electrólisis, deben orientarse al abastecimiento de demanda industrial regional y exportación hacia mercados externos. Las instalaciones descentralizadas, con capacidades entre $1\text{-}5 \text{ MW}$, deben ubicarse en núcleos urbanos para abastecer demandas locales de transporte e industria, minimizando costos de distribución.

El análisis de requerimientos hídricos revela que las zonas de mayor potencial solar coinciden con áreas de mayor estrés hídrico, donde la producción de hidrógeno requeriría hasta el 12 % de la precipitación anual. Para mitigar esta limitación crítica, se recomienda implementar estrategias diversificadas de abastecimiento de agua. Prioritariamente, los proyectos deben utilizar agua residual tratada proveniente de plantas de tratamiento municipales e industriales, reduciendo la presión sobre recursos hídricos convencionales.

En zonas donde esto no sea factible, se deben implementar sistemas de captación de agua pluvial dimensionados para almacenar agua durante la temporada de lluvias. Adicionalmente, se debe evaluar la factibilidad de utilizar agua de formaciones geológicas profundas no aptas para consumo humano o agrícola.

7.1.3. Proyectos Industriales Prioritarios

Corredor Industrial de Hidrógeno Verde en la Región Occidental

Se propone desarrollar un corredor industrial de hidrógeno verde en los municipios de la región occidental, aprovechando la concentración de zonas de alto potencial solar y la proximidad a Querétaro. Este corredor debe integrar producción de hidrógeno con industrias consumidoras, creando un ecosistema industrial sostenible. Las industrias objetivo incluyen fabricación de fertilizantes mediante síntesis de amoníaco, donde el hidrógeno verde puede sustituir el hidrógeno convencional derivado de gas natural, reduciendo significativamente las emisiones de carbono del sector agrícola regional. La industria química debe incorporarse mediante la producción de metanol verde, combinando hidrógeno con captura de CO de fuentes industriales, generando un combustible sintético con aplicaciones en transporte y como materia prima industrial.

Reconversión de Procesos Industriales Existentes

Las industrias existentes en Hidalgo que actualmente utilizan combustibles fósiles deben ser objetivo de programas de reconversión hacia hidrógeno. La industria cementera, significativa en el estado, puede incorporar hidrógeno como combustible complementario en hornos, reduciendo gradualmente el uso de combustibles fósiles.

Las operaciones mineras e industriales que requieren calor de proceso de alta temperatura deben evaluar la sustitución de gas natural por hidrógeno, particularmente en aplicaciones donde las temperaturas requeridas justifican la transición tecnológica. Se recomienda establecer proyectos piloto en colaboración con las principales industrias del estado para demostrar la viabilidad técnica y económica de estas transiciones.

Hub de Producción de Hidrógeno para Refinación

Considerando la proximidad relativa a la Refinería de Tula y otras instalaciones petroleras en estados vecinos, se propone establecer un hub de producción de hidrógeno verde específicamente orientado al sector de refinación. El hidrógeno es esencial en procesos de refinación como hidrodesulfuración e hidrotratamiento, actualmente abastecidos mediante reformado de gas natural con altas emisiones de carbono. Un hub de producción de hidrógeno verde de 50-100 MW podría abastecer parcialmente estas necesidades, posicionando a Hidalgo como proveedor de hidrógeno bajo en carbono para el sector energético nacional. Este proyecto debe considerar la construcción de infraestructura de compresión, almacenamiento y transporte mediante hidroductos o transporte en forma comprimida.

7.1.4. Proyectos de Transporte

Flotas de Transporte Público Urbano

Se recomienda la implementación gradual de flotas de autobuses de hidrógeno en las principales ciudades del estado, iniciando con Pachuca como proyecto piloto. Una flota inicial de 20-30 autobuses de hidrógeno, abastecida por una estación de recarga de 1-2 MW, permitiría demostrar la viabilidad operativa, desarrollar capacidades técnicas locales y generar aceptación pública. El proyecto debe estructurarse mediante esquemas de colaboración público-privada, donde el gobierno estatal proporciona incentivos y garantías

de demanda, mientras operadores privados gestionan la infraestructura de producción y distribución. Posteriormente, el modelo podría replicarse en ciudades medias con buen potencial solar como Tula, creando una red estatal de movilidad sostenible basada en hidrógeno.

Corredor de Transporte de Carga Limpio

Aprovechando la posición estratégica de Hidalgo en rutas de transporte interestatal, se propone desarrollar un corredor de transporte de carga con hidrógeno que conecte la Zona Metropolitana del Valle de México con el norte del país. Este corredor podría incluir estaciones de recarga de hidrógeno ubicadas estratégicamente cada 150-200 km a lo largo de las principales autopistas que atraviesan el estado. Las estaciones, con capacidades de 2-5 MW cada una, pueden dimensionarse para abastecer camiones de carga pesada equipados con celdas de combustible. Este proyecto posicionaría a Hidalgo como pionero en infraestructura de transporte de carga limpio, atrayendo inversiones logísticas y generando empleos especializados en operación y mantenimiento de tecnologías de hidrógeno.

Flota de Transporte de Última Milla

Para zonas urbanas densas y aplicaciones de logística de última milla, se recomienda promover la adopción de vehículos ligeros de hidrógeno, incluyendo camionetas de reparto, vehículos utilitarios y taxis. Estos vehículos presentan ventajas sobre las alternativas eléctricas a batería en términos de tiempo de recarga (3-5 minutos versus varias horas) y autonomía, factores críticos para operaciones comerciales intensivas. Se deben establecer incentivos fiscales estatales para la adquisición de estos vehículos y desarrollar estaciones de recarga de menor escala (500 kW - 1 MW) en zonas comerciales e industriales estratégicas.

7.1.5. Marco Regulatorio y de Incentivos

El estado debe establecer un marco regulatorio claro que defina estándares de seguridad para producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno, adaptando normativas internacionales a las condiciones locales. Se deben crear incentivos fiscales escalonados que incluyan exenciones o reducciones en impuestos estatales para proyectos de energías renovables e hidrógeno durante sus primeros 5-10 años de operación, con bonificaciones adicionales para proyectos que generen empleo local y desarrollen cadenas de suministro regionales. Adicionalmente, se debe establecer un mecanismo de compra garantizada por el gobierno estatal de una fracción de la producción de hidrógeno verde para flotas gubernamentales, proporcionando certidumbre de demanda a los inversionistas iniciales.

7.1.6. Programas de Financiamiento y Garantías

Se recomienda establecer un fondo estatal de garantías para proyectos de hidrógeno verde que mitigue riesgos para inversionistas privados durante la fase inicial de desarrollo del mercado. Este fondo debe complementarse con líneas de crédito preferencial en colaboración con banca de desarrollo nacional para financiar proyectos con tasas de interés reducidas y períodos de gracia adecuados a los largos períodos de maduración de estos proyectos. El gobierno estatal debe gestionar acceso a fondos federales e internacionales disponibles para transición energética, posicionando proyectos hidalguenses en convocatorias competitivas.

7.1.7. Desarrollo de Capacidades y Capital Humano

Programas de Formación Técnica Especializada

El desarrollo de la industria del hidrógeno requiere capital humano especializado en diseño, operación y mantenimiento de sistemas de electrólisis, compresión, almacenamiento y celdas de combustible. Se recomienda establecer programas de formación técnica en colaboración con universidades e institutos

tecnológicos del estado, desarrollando carreras técnicas y de ingeniería especializadas en tecnologías del hidrógeno. Estos programas deben incluir componentes prácticos mediante convenios con proyectos piloto y empresas desarrolladoras, asegurando que los egresados cuenten con experiencia práctica relevante.

7.1.8. Planeación de Adopción de Hidrógeno

Se sugiere una implementación por fases:

Fase 1: Proyectos Piloto y Demostración (2025-2027) La primera fase debe enfocarse en establecer proyectos piloto que demuestren viabilidad técnica y generen aprendizaje operativo. Los proyectos prioritarios incluyen una planta de hidrógeno de 5 MW en la región occidental con tecnología de electrólisis alcalina y PEM para comparación operativa, una flota piloto de 20 autobuses de hidrógeno en Pachuca con su estación de recarga asociada, y un proyecto de integración industrial en colaboración con una empresa existente para demostrar aplicaciones de hidrógeno en procesos productivos. Esta fase debe incluir monitoreo detallado de desempeño técnico, económico y ambiental para informar la expansión posterior.

Fase 2: Expansión Controlada (2028-2030) Con base en los aprendizajes de los proyectos piloto, la segunda fase debe expandir la capacidad instalada mediante plantas adicionales de 10-20 MW en zonas identificadas de alto potencial, ampliación de flotas de transporte público a ciudades medias del estado, establecimiento de 3-5 estaciones de recarga en el corredor de transporte de carga, y desarrollo del corredor industrial de hidrógeno verde con al menos dos industrias ancla comprometidas. Durante esta fase debe consolidarse la cadena de suministro local, incluyendo servicios de mantenimiento, provisión de componentes y capacidades de integración de sistemas.

Fase 3: Consolidación y Escalamiento (2031-2035) La tercera fase debe consolidar a Hidalgo como productor significativo de hidrógeno verde mediante la instalación de capacidad adicional de 100-200 MW distribuida en múltiples ubicaciones, establecimiento de infraestructura de exportación hacia estados vecinos mediante hidroductos o transporte dedicado, conversión de al menos 30 % de las flotas de transporte público estatal a hidrógeno, y operación de al menos cinco industrias consumidoras significativas de hidrógeno verde. Esta fase debe posicionar al estado como referente nacional en economía del hidrógeno, atrayendo inversiones adicionales y generando empleos de calidad en el sector energético.

Monitoreo y Evaluación de Adopción de Energías Renovables e Hidrógeno

Se recomienda establecer un sistema de monitoreo y evaluación continua que incluya indicadores de capacidad instalada de energías renovables y producción de hidrógeno, emisiones de gases de efecto invernadero evitadas, empleos generados directos e indirectos, inversión privada atraída, y grado de satisfacción de demandas locales de energía e hidrógeno. Este sistema, en principio, debería generar reportes anuales públicos que informen a la ciudadanía sobre avances, desafíos y ajustes necesarios en la estrategia estatal, asegurando transparencia y rendición de cuentas en la transición energética del estado de Hidalgo.

7.2 CRÉDITOS

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

- Proyecto extraordinario de la Red de Expertos en Innovación Automotriz “Potencial de Energías Renovables e Hidrógeno Verde en Hidalgo” 2025.

- **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 editoras 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 editoras agradecen de manera especial a la M. Rosa Etna Cervantes Camacho, al M. Eduardo Porras Calderón de la CONAGUA, así como al Fis. Carlos A. Cervantes Ortiz de la Organización Meteorológica Mundial, por su valiosísimo apoyo, sin el cual no hubiera sido posible este estudio.

7.3 DECLARACIÓN DE CONFLICTO DE INTERESES

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

7.4 ¿CÓMO CITAR ESTE INFORME?

Juárez Casildo, V., Cervantes, I., Red de Expertos en Innovación Automotriz. (2025). Potencial de Energías Renovables e Hidrógeno Verde en Hidalgo: Perspectivas para un Modelo Energético Sustentable. LANCEI : Laboratorio Nacional CONAHCYT En Electromovilidad Inteligente, 4(1). Recuperado a partir de <https://cv.cicataqro.ipn.mx/dsm/index.php/biocq/article/view/96>



Bibliografía

- [1] 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/acsenenergylett.1c01375.
- [2] 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>.
- [3] 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.
- [4] 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>.
- [5] 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>.
- [6] CONAHCYT. *Sistema Eléctrico Nacional*. Accessed = 2024-01-29. 2023. URL: <https://energia.conacyt.mx/planeas/electricidad/sistema-electrico-nacional>.
- [7] 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>.
- [8] 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>.
- [9] Dmitry Duplyakin et al. *Bias Characterization, Vertical Interpolation, and Horizontal Interpolation for Distributed Wind Siting Using Mesoscale Wind Resource Estimates*. Inf. téc. NREL, 2021.
- [10] 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>.

- [11] 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>.
- [12] 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>.
- [13] 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>.
- [14] 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>.
- [15] 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>.
- [16] Q. Hernández-Escobedo et al. "Wind energy resource in Northern Mexico". En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 32 (2014), págs. 890-914. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.043>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114000549>.
- [17] HINICIO. *Hidrógeno verde en México, el potencial de transformación. Tomo 2: Integración de resultados y recomendaciones generales*. Inf. téc. 2021. URL: <https://www.energypartnership.mx/media-elements/>.
- [18] IEA. *The future of hydrogen*. Inf. téc. International Energy Agency, 2019. URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.
- [19] INEGI. *Uso de suelo y vegetación*. Inf. téc. 2018. URL: <https://www.inegi.org.mx/temas/usosuelo/>.
- [20] Dongbum Kang, Kyungnam 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>.
- [21] 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.
- [22] 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>.
- [23] Birol Kilkis y Siir Kilkis. "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>.
- [24] 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>.
- [25] 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>.

- [26] Djlali 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>.
- [27] 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>.
- [28] 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>.
- [29] 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>.
- [30] Office of Energy efficiency and Renewable energy. *Hydrogen Production*. URL: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production>.
- [31] 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>.
- [32] 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>.
- [33] Secretaría de Energía (SENER). *Informe pormenorizado 2023: desempeño y tendencias de la industria eléctrica nacional*. Primera edición. Derechos Reservados. Insurgentes Sur 890, Col. Del Valle, C.P. 03100, Ciudad de México. Ciudad de México, México: Secretaría de Energía, 2024. URL: <https://www.gob.mx/sener>.
- [34] 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>.
- [35] "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>.
- [36] "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>.
- [37] 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>.

- [38] 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>.
- [39] 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>.
- [40] World Meteorological Organization. *Guide to Meteorological Instruments and Methods of Observation (2014 edition updated in 2017)*. Geneva: WMO, 2017.