

UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ GALLO

ESCUELA DE POSGRADO

DOCTORADO EN CIENCIAS DE LA INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA CON MENCIÓN EN ENERGIA



TESIS

Análisis del potencial y costo de la producción de hidrógeno verde, a partir de generación híbrida solar-eólica, en el sistema eléctrico interconectado nacional

Para obtener el grado académico de:
Doctor en Ciencias de la Ingeniería Mecánica y Eléctrica con mención en
Energía

Autor:
Mg. Luis Kenry Montalvo Rufasto
<https://orcid.org/0009-0001-1419-864X>

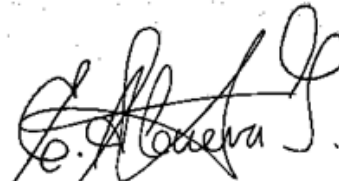
Asesor:
Dr. Elmer Augusto Cueva Guevara
<https://orcid.org/0000-0001-8618-4362>

Lambayeque, Perú
2026

Análisis del potencial y costo de la producción de hidrógeno verde, a partir de generación híbrida solar-eólica, en el sistema eléctrico interconectado nacional



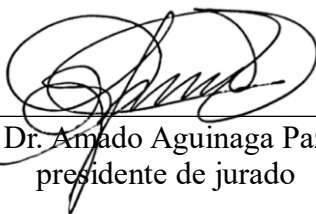
Mg. Luis Kenry Montalvo Rufasto
Autor



Dr. Elmer Augusto Cueva Guevara
Asesor

Tesis presentada a la Escuela de Posgrado de la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo para obtener el grado académico de: Doctor en Ciencias de la Ingeniería Mecánica y Eléctrica con mención en Energía

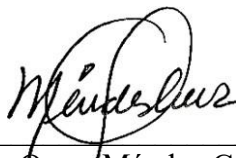
Aprobado por:



Dr. Amado Aguinaga Paz
presidente de jurado



Dr. Fredy Dávila hurtado
secretario de jurado



Dr. Oscar Méndez Cruz
vocal de jurado

Lambayeque, Perú
2026

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

105

Siendo las 10:30 horas del día Viernes 12 de Junio del año Dos Mil veintiseis, en la Sala de Sustentación de la Escuela de Posgrado de la

Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo de Lambayeque, se reunieron los miembros del Jurado, designados mediante Resolución N° 195-2025-EP6 de fecha 08-06-2025, conformado por:

DR. AMADO AGUINAGA PAZ PRESIDENTE (A)

DR. FREDY DAVILA HURTADO SECRETARIO (A)

DR. OSCAR MENDEZ CRUZ VOCAL

DR. ELMER AUGUSTO CUEVA GUEVARA ASESOR (A)

Con la finalidad de evaluar la tesis titulada "ANÁLISIS DEL POTENCIAL Y COSTO DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE, A PARTIR DE GENERACIÓN HÍBRIDA SOLAR-EÓLICA, EN EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL"

presentado por el (la) Tesisista LUIS KENRY MONTALVO RUFASO

sustentación que es autorizada mediante Resolución N° 262-2026-EP6-J de fecha 03 de JUNIO DE DOS MIL VEINTISEIS

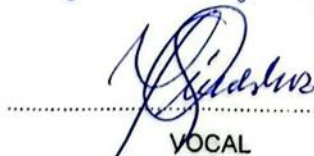
El Presidente del jurado autorizó del acto académico y después de la sustentación, los señores miembros del jurado formularon las observaciones y preguntas correspondientes, las mismas que fueron absueltas por el (la) sustentante, quien obtuvo 18,3 puntos que equivale al calificativo de MUY BUENO

En consecuencia el (la) sustentante queda apto (a) para obtener el Grado Académico de:

DOCTOR EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
CON MENCIÓN EN ENERGÍA

Siendo las 11:30 horas del mismo día, se da por concluido el acto académico, firmando la presente acta.


PRESIDENTE
Amado Aguinaga Paz


VOCAL
Oscar Méndez Cruz


SECRETARIO
Fredy Dávila Hurtado


ASESOR
Elmer Augusto Cueva Benza

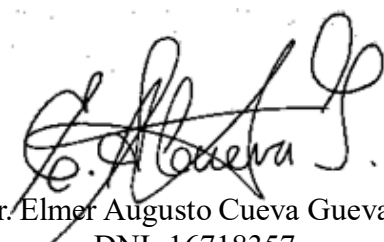
CONSTANCIA DE VERIFICACIÓN DE ORIGINALIDAD

Yo, Dr. Elmer Augusto Cueva Guevara, usuario revisor de tesis ☒ Trabajo de suficiencia profesional ☐ y/o Trabajo académico ☐ Titulado: Análisis del potencial y costo de la producción de hidrógeno verde, a partir de generación híbrida solar-eólica, en el sistema eléctrico interconectado nacional. Cuyo autor es: Mg. Luis Kenry Montalvo Rufasto; con DNI N°40635130; declaro que la evaluación por el programa informático ha arrojado un porcentaje de similitud 11 % verificables en el resumen del reporte automatizado de similitudes que se acompaña.

El suscrito analizó el reporte y concluyó que cada una de las coincidencias dentro del porcentaje de similitud no constituyen plagio y que el documento cumple con la integridad científica y con las normas para el uso de citas y referencias establecidas en los protocolos respectivos,

Se cumple con adjuntar el recibo digital a efectos de la trazabilidad respectiva del proceso.

Lambayeque 20 de enero de 2026



Dr. Elmer Augusto Cueva Guevara
DNI: 16718357
Asesor

Defina modalidad con

(X) Adjunta:

Resumen de Reporte automatizado de similitudes Recibo digital

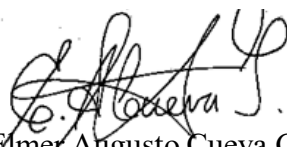
Análisis del potencial y costo de la producción de hidrógeno Sverde, a partir de generación híbrida solar-eólica, en el sistema eléctrico interconectado nacional

INFORME DE ORIGINALIDAD

11 %	9 %	5 %	5 %
INDICE DE SIMILITUD	FUENTES DE INTERNET	PUBLICACIONES	TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	repositorio.unprg.edu.pe Fuente de Internet	1 %
2	hdl.handle.net Fuente de Internet	1 %
3	repositorio.udec.cl Fuente de Internet	1 %
4	Submitted to Universidad Nacional de Piura Trabajo del estudiante	1 %
5	Submitted to Universidad Europea de Madrid Trabajo del estudiante	1 %
6	fdocuments.es Fuente de Internet	1 %
7	Submitted to utec Trabajo del estudiante	<1 %
8	repositorio.uchile.cl Fuente de Internet	<1 %


Dr. Elmer Augusto Cueva Guevara
Asesor



Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por Turnitin. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega: Luis Kenny Montalvo Rufasto
 Título del ejercicio: Quick Submit
 Título de la entrega: Análisis del potencial y costo de la producción de hidrógeno v...
 Nombre del archivo: 251226_Informe_Final_Rev.A0_Luis_K._Montalvo_B_.docx
 Tamaño del archivo: 8.8M
Total páginas: 80
 Total de palabras: 10,926
 Total de caracteres: 64,835
 Fecha de entrega: 18-ene-2026 11:12p. m. (UTC-0500)
 Identificador de la entrega: 2859290724



Dr. Elmer Augusto Cueva Guevara
Asesor

AGRADECIMIENTO

A Dios, por concederme la fortaleza, sabiduría y perseverancia necesarias para culminar esta importante etapa de formación académica.

A mi familia, por su permanente apoyo, comprensión y aliento a lo largo de este proceso.

A mi asesor, Dr. Elmer Augusto Cueva Guevara, por su valioso aporte académico y su contribución al desarrollo de la presente investigación.

A mi amigo al Dr. Johnny Nahui Ortiz, por su orientación, acompañamiento y guía constante.

Asimismo, expreso mi reconocimiento a todas las personas e instituciones que, de forma directa e indirecta, hicieron posible la realización de esta tesis.

Luis

DEDICATORIA

A **Dios**, por ser mi guía, mi fortaleza y mi refugio en los momentos de mayor desafío. A mi querida madre, **Maruja**, quien desde el cielo sigue iluminando mi camino y poniendo a las personas correctas en cada etapa de mi vida. Y a la memoria de mis amados padres, **Tomás y Julia**, por el amor incondicional con el que formaron mi carácter, por los sacrificios que realizaron para brindarme mejores oportunidades y por el ejemplo de perseverancia, disciplina, integridad y nobleza que dejaron como legado. Cada paso que he dado y cada meta alcanzada llevan la huella de sus enseñanzas. Este logro también les pertenece, porque sin su amor, guía y ejemplo de vida, jamás habría sido posible llegar hasta aquí.

A mi amada esposa, **Liliana**, compañera incansable de este largo camino, y a mis queridos hijos, **Diego, Fernando, Alonso y Marianne**, quienes representan la razón más profunda de mis esfuerzos y el motor que impulsa mis sueños. Gracias por comprender las ausencias, por acompañarme en los momentos de incertidumbre, por brindarme siempre una palabra de aliento y por creer en mí incluso cuando el camino parecía más difícil. Cada hora de estudio, cada sacrificio y cada desafío tuvieron sentido porque ustedes estuvieron a mi lado. Este doctorado es también el resultado de su amor, paciencia y confianza. Sin su apoyo incondicional, esta meta habría sido mucho más difícil de alcanzar.

A mis queridas hermanas, **Roxana y Adela**, por ser ejemplo de unión familiar, cariño y confianza inquebrantable. Su apoyo constante y la fortaleza de los lazos que nos unen fueron fundamentales para alcanzar esta meta. Asimismo, expreso mi profunda gratitud a mis grandes amigos **Óscar y Johnny**, cuya amistad, generosidad y permanente motivación fueron una fuente de inspiración durante este camino. Extiendo también mi agradecimiento a todas las personas que, de manera directa o indirecta, contribuyeron a este logro. A cada uno de ustedes, gracias por creer en mí; sin su apoyo y confianza, este sueño no habría sido posible.

Luis

ÍNDICE

RESUMEN	xi
ABSTRACT	xii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I. DISEÑO TEÓRICO	3
1.1 Antecedentes de la Investigación	3
1.2 Base Teórica	7
1.3 Definiciones Conceptuales	22
1.4 Operacionalización de variables.....	29
1.5 Hipótesis	33
CAPÍTULO II. MÉTODOS Y MATERIALES	35
2.1 Tipo de Investigación	35
2.2 Métodos de Investigación	35
2.3 Diseño de Contrastación	36
2.4 Población, Muestra y Muestreo	37
2.5 Técnicas, Instrumentos, Equipos y Materiales de Recolección de Datos	38
2.6 Procesamiento y Análisis de Datos	41
CAPÍTULO III. RESULTADOS	44
CAPÍTULO IV. DISCUSIÓN	53
CONCLUSIONES	55

RECOMENDACIONES	56
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	57
ANEXOS	62

RESUMEN

En el presente trabajo de investigación, se han evaluado las centrales solares fotovoltaicas y las centrales eólicas actualmente en operación en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) del país.

Se ha determinado la capacidad total instalada de las centrales solares fotovoltaicas y de las centrales eólicas, así como la combinación de ambas en modo híbrido. Se ha determinado la producción anual global de la generación solar fotovoltaica, de la generación eólica, así como de la generación híbrida.

Se ha determinado la producción de hidrógeno a partir de energía solar fotovoltaica, de energía eólica, así como de energía híbrida solar-eólica.

Finalmente se ha determinado el costo de producción de hidrógeno a partir de electricidad producida a partir de energía solar fotovoltaica, energía eólica y energía híbrida solar-eólica.

Se concluye que la producción de hidrógeno a partir de energía solar fotovoltaica resulta ser la opción más competitiva de costo de producción (2,52 USD/kg), con respecto a la opción de energía eólica (3,80 USD/kg) y a la opción de energía híbrida (3,49 USD/kg).

Palabras clave: Hidrogeno verde,

ABSTRACT

In the present research study, the solar photovoltaic power plants and wind power plants currently in operation within the National Interconnected Electric System (SEIN) of the country have been evaluated.

The total installed capacity of the solar photovoltaic power plants and wind power plants has been determined, as well as the combined capacity of both under a hybrid configuration. The total annual generation from solar photovoltaic power, wind power, and hybrid generation has also been determined.

Hydrogen production from solar photovoltaic energy, wind energy, and hybrid solar-wind energy has been quantified.

Finally, the cost of hydrogen production using electricity generated from solar photovoltaic energy, wind energy, and hybrid solar-wind energy has been calculated.

It is concluded that hydrogen production from solar photovoltaic energy is the most cost-competitive option (2.52 USD/kg), compared with the wind energy option (3.80 USD/kg) and the hybrid energy option (3.49 USD/kg).

INTRODUCCIÓN

Contexto global y transición energética

El proceso de descarbonización de las economías se ha consolidado como uno de los ejes transformadores de la política energética contemporánea. En respuesta al cambio climático y a los compromisos internacionales de mitigación de gases de efecto invernadero, diversos países han acelerado la incorporación de tecnologías basadas en energías renovables y vectores energéticos limpios. Entre estos últimos, el hidrógeno verde, producido mediante electrólisis del agua utilizando electricidad de fuentes renovables, ha emergido como un componente estratégico para la transición energética, debido a su capacidad de almacenamiento energético, descarbonización de sectores difíciles de electrificar y contribución a la seguridad energética y diversificación de la matriz productiva.

La rápida disminución de los costos asociados a la energía solar fotovoltaica y la energía eólica, junto con avances en eficiencia electroquímica, ha contribuido a mejorar la competitividad del hidrógeno verde frente a combustibles fósiles e hidrógeno gris. Sin embargo, su viabilidad económica depende críticamente de factores tales como la disponibilidad de recursos renovables, perfil horario de generación, costo nivelado de la energía eléctrica (LCOE), capacidad del sistema eléctrico para integrar nueva demanda, capacidad de almacenamiento y escala de producción. En este marco, la evaluación integrada de potencial técnico-energético y costo nivelado del hidrógeno (LCOH) se convierte en un requisito metodológico fundamental para sustentar políticas públicas, decisiones de inversión y estrategias de transición energética.

Relevancia del SEIN y oportunidad para el hidrógeno verde

En el contexto nacional, el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) desempeña un papel central en la provisión de energía eléctrica para los sectores productivos, residenciales y de servicios. El país dispone de un alto potencial de recursos solares y eólicos aún no plenamente aprovechados, lo que convierte al SEIN en una plataforma estratégica para la producción descentralizada y escalable de hidrógeno verde.

Particularmente, la generación híbrida solar-eólica ofrece sinergias técnicas relevantes: la complementariedad diaria y estacional de ambos recursos reduce la intermitencia, mejora el factor de planta del sistema renovable, optimiza el perfil horario de carga del electrolizador y puede reducir la dependencia de respaldo térmico o almacenamiento eléctrico. Bajo una adecuada estrategia de integración operativa y de planificación energética, estos atributos pueden traducirse en una reducción significativa del costo de producción de hidrógeno verde y en una mayor estabilidad del suministro eléctrico.

CAPÍTULO I.

DISEÑO TEÓRICO

1.1 Antecedentes de la Investigación

El hidrógeno verde, definido como el hidrógeno producido mediante electrólisis del agua utilizando electricidad de fuentes renovables sin emisiones de gases de efecto invernadero, ha emergido como un vector energético estratégico dentro de la transición energética global hacia sistemas de energía bajos en carbono. Esta forma de hidrógeno contrasta con métodos convencionales basados en combustibles fósiles, que dominan actualmente más del 99 % de la producción total de hidrógeno a nivel mundial, generando emisiones significativas de CO₂ en el proceso (p. ej., reformado de gas natural).

La literatura reciente evidencia que el hidrógeno verde puede desempeñar un papel fundamental en la descarbonización de sectores difíciles de electrificar, así como en el almacenamiento de energía renovable y la estabilidad de redes eléctricas intermitentes (e.g., solar y eólica) mediante estrategias híbridas de generación y almacenamiento energético ScienceDirect+1. En este contexto, los sistemas híbridos que integran energía solar fotovoltaica (PV) y energía eólica para alimentar electrolizadores han captado atención creciente por su capacidad de mejorar la eficiencia operativa, reducir variabilidad y optimizar el uso de recursos renovables para la producción continua de hidrógeno verde.

Estado de la Investigación Global y Regional

Desde la década de 2010, la creciente reducción en los costos de la energía solar y eólica ha impulsado investigaciones económicas y técnicas profundas sobre la viabilidad del hidrógeno verde. A nivel global, estudios de revisión tecnológica han identificado que la electrólisis impulsada por energías renovables ofrece una de las rutas más sostenibles para producir hidrógeno sin emisiones, aunque enfrenta desafíos en costos de capital y

eficiencia de electrolizadores. Informes de agencias internacionales también proyectan que, con reducción de costos de luz renovable y economías de escala, la producción de hidrógeno verde podría alcanzar puntos de competitividad con hidrógeno gris hacia mediados de siglo.

Investigaciones técnicas más específicas han evaluado sistemas híbridos de energía renovable para producción de hidrógeno, tanto desde la perspectiva potencial de energía disponible como del análisis tecnológico-económico. Por ejemplo, estudios en regiones con abundantes recursos solares y eólicos, como Oriente Medio o Asia Meridional, estiman potenciales de producción significativos, junto con análisis de costos nivelados que revelan variaciones sustanciales debido a factores como recursos renovables, precios de electricidad y eficiencia del sistema.

En el ámbito latinoamericano, trabajos recientes han evaluado la factibilidad técnica del hidrógeno verde a partir de energía solar, eólica y otras renovables, concluyendo que países con altos niveles de radiación solar y vientos constantes presentan un potencial significativo para integrar esta tecnología en sus matrices energéticas. En específico, estudios en Ecuador han demostrado que la combinación de fuentes renovables y sistemas de electrólisis puede generar cantidades importantes de hidrógeno y contribuir a la estabilidad energética y mitigación de emisiones. Revistas UTA. De forma similar, investigaciones sobre el potencial de producción en regiones como Piura (Perú) señalan que la energía solar domina el potencial para producción de hidrógeno verde mientras que la componente eólica complementa la generación en distintos escenarios técnicos y geográficos Repositorios Latinoamericanos.

Costos de Producción y Barreras Económicas

Uno de los principales retos identificados en la literatura es el costo de producción del hidrógeno verde, que actualmente es considerablemente más alto que el de hidrógeno

producido a partir de combustibles fósiles. Revisiones tecnológicas indican que los costos actuales de hidrógeno verde pueden oscilar ampliamente, en parte debido a variaciones en los precios de electricidad renovable, costos de electrolizadores y factores de escala del proyecto Springer Link. Estudios de mercado y agencias internacionales señalan que, aunque se espera una disminución progresiva de los costos a medida que la industria madura y se implementan políticas de apoyo, el hidrógeno verde aún enfrenta una “barrera de costo” significativa que limita su adopción generalizada en aplicaciones energéticas tradicionales.

Proyecciones de análisis económico-tecnológico resaltan que obtener un “costo nivelado de hidrógeno” competitivo (p. ej., por debajo de USD 2/kg) requerirá reducciones sustanciales en costos de electricidad renovable, mejoras en eficiencia de electrolizadores y políticas que incentiven la inversión tecnológica y la construcción de infraestructura IRENA. En comparación, investigaciones en países como Australia evidencian que los costos iniciales pueden estar en rangos altos (USD 8–11/kg) en proyectos de escala temprana —lo que subraya la necesidad de innovación y escalamiento para superar barreras económicas.

Contexto Peruano y el SEIN

En el caso peruano, informes oficiales y estudios académicos han comenzado a explorar el papel del hidrógeno verde en la optimización de la matriz energética nacional. La “Hoja de Ruta de Hidrógeno Verde” del Ministerio de Energía y Minas del Perú describe un enorme potencial técnico aprovechable de energías renovables (incluyendo solar y eólica) dentro del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), lo cual es un antecedente crucial para justificar evaluaciones específicas de producción de hidrógeno verde alimentado con estos recursos Eficiencia Energética. Si bien aún escasos, trabajos de tesis y estudios de caso en universidades peruanas han analizado técnicamente la

implementación de sistemas híbridos eólico-solar para producir hidrógeno verde y han evaluado aspectos económicos y de rentabilidad, aportando datos empíricos iniciales sobre este campo de investigación en el contexto nacional.

Vacíos de Conocimiento y Justificación del Estudio

A pesar de estos avances, persisten vacíos científicos y prácticos relevantes:

1. La mayoría de los estudios disponibles adoptan perspectivas globales o regionales sin focalizar en las condiciones específicas del SEIN peruano, caracterizado por su diversidad climática y energética.
2. Existe una limitada integración de análisis simultáneos del potencial energético renovable, la variabilidad de recursos solares y eólicos, y el análisis económico detallado de producción de hidrógeno verde bajo configuraciones híbridas diseñadas para este sistema eléctrico nacional.
3. Adicionalmente, la literatura carece de modelos integrados que vinculen directamente los escenarios de generación con costos nivelados proyectados y análisis de sensibilidad sobre variables clave como eficiencia de electrolizadores, precios de energía renovable, y políticas de incentivo.

Este estudio doctoral se propone abordar estos vacíos mediante un análisis riguroso y contextualizado del potencial y costo de producción de hidrógeno verde a partir de generación híbrida solar-eólica en el SEIN. La investigación busca proveer evidencia empírica y modelos metodológicos aplicables para informar políticas públicas, decisiones de inversión y estrategias de despliegue tecnológico en el contexto peruano, contribuyendo con una base científica sólida en un campo emergente con alta relevancia para la transición energética nacional e internacional.

1.2 Base Teórica

1.2.1. Introducción

La Base Teórica constituye la fundamentación conceptual y empírica que sustenta esta investigación. Se presenta el estado del arte del hidrógeno verde y su producción, las tecnologías de generación renovable híbrida (solar-eólica), los modelos energéticos aplicados al análisis de potencial y costos, así como los marcos regulatorios y desafíos del SEIN. Este capítulo integra perspectivas interdisciplinarias de ingeniería, economía energética y políticas públicas.

1.2.2. Concepto y Clasificación de Hidrógeno

1.2.2.1. Definición de hidrógeno

El hidrógeno es el elemento químico más abundante en el universo y un portador de energía con alta densidad energética por unidad de masa. Sin embargo, no es una fuente primaria, sino un vector energético que requiere transformación desde otras fuentes (Dutta, 2014).

Hidrógeno (H_2) es el elemento químico más simple y abundante en el universo, compuesto por un solo protón y electrón. En condiciones ambientales normales se presenta como un gas diatómico (H_2) y no se encuentra libre en la naturaleza, sino combinado con otros elementos (por ejemplo, en el agua). (EIA, 2023)

En el ámbito energético, el hidrógeno se define como un **“vector energético”** o **“energy carrier”**, es decir, una sustancia que transporta energía en una forma utilizable y puede convertirla en trabajo mecánico, electricidad o calor, aunque debe ser producido a partir de fuentes primarias de energía (no es una fuente primaria en sí mismo). (EIA, 2023)

El hidrógeno verde es la forma de hidrógeno que se produce mediante electrólisis del agua utilizando electricidad proveniente exclusivamente de fuentes de energía renovable

(como solar o eólica), y no genera emisiones directas de CO₂ durante su producción.

(Gobierno de Chile, 2025)

Aunque no es una definición única formal, es común clasificar el hidrógeno según la fuente primaria de energía y el impacto ambiental del proceso. Los tipos más usados incluyen:

- Hidrógeno gris: producido por reformado de metano u otros hidrocarburos sin captura de carbono.
- Hidrógeno azul: producido de combustibles fósiles con captura y almacenamiento de carbono (CCUS).
- Hidrógeno verde (renovable): producido a partir de energías renovables con electrólisis del agua. (Gobierno de Chile, 2025)

1.2.2.2. Tipologías según fuente

La literatura clasifica el hidrógeno según la fuente de energía y proceso de producción:

- a. Hidrógeno gris: producido a partir de combustibles fósiles sin captura de carbono.
- b. Hidrógeno azul: con captura y almacenamiento de carbono (CCS).
- c. Hidrógeno verde: obtenido mediante electrólisis del agua usando electricidad renovable (Creutzig et al., 2018).

El enfoque de esta investigación es el hidrógeno verde, debido a su contribución nula en emisiones de CO₂ y su alineación con metas climáticas.

1.2.3 Producción de Hidrógeno Verde

1.2.3.1 Electrólisis del agua

La electrólisis es el proceso electroquímico que divide el agua (H₂O) en hidrógeno (H₂) y oxígeno (O₂). Existen tecnologías clave:

- Electrólisis alcalina: madura y de menor costo inicial, aunque menor densidad de corriente.
- Electrólisis PEM (Proton Exchange Membrane): alta pureza y flexibilidad operativa (Rosen & Kocha, 2013).

La electrólisis del agua es un proceso electroquímico no espontáneo en el cual el agua líquida (H_2O) se descompone en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) mediante la aplicación de corriente continua a una celda electrolítica. Dado que la reacción tiene una energía libre de Gibbs estándar $\Delta G^\circ \approx 237 \text{ kJ/mol}$ a 25°C , requiere el suministro externo de energía eléctrica para avanzar (Bard & Faulkner, 2001).

Reacciones electroquímicas

La reacción global es:



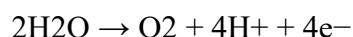
El potencial termodinámico mínimo estándar requerido es:

$$E^0 = 1.229 \text{ V a } 25^\circ\text{C}$$

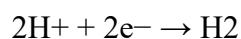
Las semirreacciones dependen del pH:

En medio ácido (electrolizadores PEM)

Ánodo — oxidación del agua (OER)

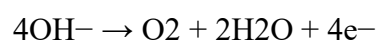


Cátodo — reducción de protones (HER)

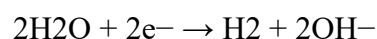


En medio alcalino (alcalinos AWE)

Ánodo:



Cátodo:



Termodinámica y energía requerida

El proceso está gobernado por:

- $\Delta G^\circ \approx 237 \text{ kJ/mol} \rightarrow$ mínima energía eléctrica teórica
- $\Delta H^\circ \approx 286 \text{ kJ/mol} \rightarrow$ energía total (electricidad + calor)

El potencial teórico varía con temperatura y actividades químicas según la ecuación de Nernst (Bard & Faulkner, 2001). A mayor temperatura, el potencial requerido disminuye ligeramente, y la cinética mejora.

En operación industrial, el voltaje real suele encontrarse en 1.8 – 2.2 V por celda debido a pérdidas.

Cinética electroquímica y sobretensiones

En la práctica se requieren voltajes superiores al teórico por:

- ❖ Sobretensión de activación

Relacionada con la cinética de transferencia de carga (descrita por Butler–Volmer).

La reacción de evolución de oxígeno (OER) es cinéticamente lenta, por lo que domina las pérdidas (Carmo et al., 2013).

- ❖ Sobretensión óhmica

Se debe a la resistencia iónica de la membrana/electrolito y de los contactos.

- ❖ Sobretensión de concentración

Deriva de gradientes locales de concentración por transporte de masa limitado.

Eficiencia

- ❖ Eficiencia faradaica, mide qué fracción de la corriente genera realmente gas: η_F
 $\approx 98 - 100\%$, en sistemas modernos.
- ❖ Eficiencia energética, relaciona el potencial termodinámico con el real de operación:

$$\eta_E = 1.23 / V_{\text{operación}}$$

Por ejemplo, a 2.0 V $\rightarrow$ ~61 %.

Tecnologías principales

1. Electrólisis alcalina (AWE)

- Electrolito: KOH o NaOH
- Diafragma poroso entre electrodos
- Materiales típicos: níquel y aleaciones
- Madurez tecnológica elevada
- Eficiencias: 60–70 % (LHV)

Su ventaja principal es el menor costo de materiales (Carmo et al., 2013).

2. Electrólisis con membrana de intercambio protónico (PEM)

- Membrana polimérica (p. ej. Nafion)
- Conductividad protónica
- Alta densidad de corriente y respuesta dinámica rápida
- Requiere catalizadores nobles (IrO_2 , Pt)
- Eficiencias: 65–75 % (LHV)

Es idónea para integración con energías renovables variables (Millet & Grigoriev, 2013).

3. Electrólisis de óxido sólido (SOEC)

- Opera a 600–850 °C
- Electrolito cerámico conductor de O^{2-}
- Puede alcanzar eficiencias >80 %
- Aprovecha calor residual industrial

A temperaturas elevadas disminuye el consumo eléctrico porque parte de la energía se suministra como calor (Millet & Grigoriev, 2013).

Materiales catalíticos

- HER en ácido: Pt es casi ideal
- HER en alcalino: Ni-Mo, Ni-Fe, etc.
- OER en ácido: IrO₂ o RuO₂ (estables y activos)
- OER en alcalino: óxidos/hidróxidos de Ni-Fe

El reto es balancear actividad, estabilidad y costo (Carmo et al., 2013).

Efectos de temperatura y presión

- A mayor temperatura:
 - menor potencial termodinámico
 - mayor velocidad de reacción
- La presurización permite obtener H₂ comprimido directamente, reduciendo consumo posterior de compresión, aunque incrementa la complejidad de diseño (IEA, 2022).

Producción y manejo de gases

La relación molar de producción es:

$$\text{H}_2:\text{O}_2 = 2:1$$

El crossover de gases a través de la membrana debe minimizarse por razones de seguridad y eficiencia. Los PEM presentan menor crossover que los alcalinos (Carmo et al., 2013).

Integración con energías renovables

Cuando se acopla a solar y eólica, el electrolizador debe manejar:

- operación intermitente
- rampas rápidas de carga
- operación parcial

Los PEM presentan mejor respuesta dinámica que los AWE, lo que es crítico para sistemas “power-to-hydrogen” (IEA, 2022).

Métricas técnicas relevantes

- Densidad de corriente típica: 0.2–2 A/cm²
- Consumo energético actual: 48–55 kWh/kg H₂ (LHV)
- La vida útil de pilas y balance de planta impactan fuertemente el costo nivelado de hidrógeno (LCOH).

La electrólisis del agua combina termodinámica, cinética electroquímica, ciencia de materiales y diseño de sistemas. Aunque el límite teórico es ~1.23 V, las pérdidas reales elevan el consumo energético. La investigación actual busca:

- Catalizadores más activos y baratos
- Membranas más conductivas y durables
- Operación a alta temperatura
- Reducción de mezcla de gases
- Integración eficiente con renovables

1.2.3.2 Integración con renovables

La electrólisis puede acoplarse directamente o mediante almacenamiento intermedio con fuentes renovables. La variabilidad de la generación solar y eólica afecta la operación óptima de los electrolizadores y, por ende, el análisis de costos nivelados de hidrógeno (LCOH).

1.2.4 Energía Renovable Híbrida: Solar y Eólica

1.2.4.1 Definiciones fundamentales

Los sistemas híbridos combinan dos o más fuentes de energía para mejorar la disponibilidad, estabilidad de suministro y factor de planta (Dufo-Lopez & Bernal-Agustín, 2015).

Solar fotovoltaica: generación basada en radiación solar; perfil diurno y estacional.

Eólica: convertidores eólicos que aprovechan el recurso eólico con perfil horario/estacional variable.

1.2.4.2 Ventajas de los sistemas híbridos

Los estudios muestran que la combinación solar-eólica ofrece:

Mejor cobertura de demanda por su complementariedad (vientos nocturnos vs radiación diurna).

Reducción del curtailment (vertimiento de energía renovable).

Mejor perfil para la electrólisis, reduciendo la necesidad de almacenamiento costoso (Kaldellis & Zafirakis, 2011).

1.2.4.3 Variables de diseño y modelación

Modelos de simulación híbrida consideran:

- Recursos renovables (irradiación, viento).
- Curvas de producción horarias.
- Capacidad instalada y factor de planta.
- Estrategias de despacho y curtailment.
- Integración con almacenamiento (baterías, hidrógeno).

1.2.5 Modelos de Evaluación de Potencial Energético

1.2.5.1 Análisis de recursos renovables

Evaluar el potencial técnico requiere datos históricos de radiación y viento, mapeo geoespacial y análisis climatológico (Perez et al., 2010).

1.2.5.2 Capacidad de generación y Costo Nivelado de Electricidad (LCOE)

El cálculo de producción media anual se obtiene mediante:

$$E_{renov} = \eta \times H \times A$$

donde:

E_{renov} = energía renovable generada

η = eficiencia del sistema

H = recurso renovable (irradiación o viento)

A = área o capacidad instalada

Los modelos energéticos integran técnicas de simulación estocástica para capturar variabilidad y correlaciones entre recursos solares y eólicos.

El Costo Nivelado de Electricidad (Levelized Cost of Electricity, LCOE) es un indicador económico de ciclo de vida que representa el costo unitario promedio de generación eléctrica (USD/MWh o USD/kWh) de una planta durante toda su vida útil, descontando todos los flujos de caja (costos y energía producida) al valor presente.

Formalmente, el LCOE es el precio constante por unidad de energía que iguala el valor presente neto (VPN) de los ingresos a cero (IEA, 2020; IRENA, 2023).

Formulación general

El LCOE se define como:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

donde:

- C_t : costos totales del año t
- E_t : energía generada en el año t
- r: tasa de descuento ($\approx$ WACC)
- N: vida útil del proyecto

El numerador representa el valor presente de los costos totales; el denominador, el valor presente de la energía producida (IEA, 2020).

Componentes de costo incluidos

Generalmente, Ct incorpora:

1. CAPEX inicial
 - equipos principales (turbina, paneles, electrolizador si aplica)
 - obras civiles y conexión a red
 - ingeniería y puesta en marcha
2. OPEX fijo
 - operación y mantenimiento rutinario
 - personal, seguros
3. OPEX variable
 - costos por MWh generado
 - consumibles
4. Costos de combustible
 - aplicable a térmicas (carbón, gas, biomasa)
5. Reemplazos mayores
 - repotenciamiento, sustitución de componentes
6. Desmantelamiento y recuperación
7. Impuestos, cánones, licencias
 - cuando se modelan explícitamente

A menudo se normaliza usando el costo anual equivalente (CAE):

$$CAE = CAPEX \times \frac{r \times (1 + r)^N}{(1 + r)^N - 1}$$

y luego:

$$LCOE = \frac{CAE + O\&M + F}{E_{anual}}$$

donde F representa costos de combustible anuales.

Producción energética y factores técnicos

El término E_t depende de:

- potencia instalada
- factor de capacidad (CF) o horas equivalentes
- disponibilidad
- curtailment (restricción operativa)
- degradación de equipos
- variabilidad interanual

Para una planta renovable:

$$E_t = P_{inst} \times 8760 \times CF_t \times (1 - d)^t$$

donde “d” es la tasa anual de degradación (0.5% en solar fotovoltaica).

Tasa de descuento y WACC

El Weighted Average Cost of Capital (WACC) captura:

- riesgo país
- riesgo tecnológico
- estructura deuda-capital
- inflación esperada
- política regulatoria

Un WACC más alto aumenta el LCOE, especialmente en tecnologías intensivas en capital (como solar y eólica), porque la mayor parte del costo es CAPEX inicial (IEA, 2020; IRENA, 2023).

Diferencias entre tecnologías

Renovables (solar/eólica/hidro)

- alto CAPEX, bajo OPEX, CF variable
- el LCOE es muy sensible al CF y al WACC

Centrales térmicas

- menor CAPEX relativo
- alto costo de combustible
- el LCOE depende fuertemente del precio del combustible y la eficiencia térmica

Nuclear

- CAPEX muy elevado
- largas vidas útiles
- extremadamente sensible al WACC y retrasos de construcción

Real vs. nominal, con y sin subsidios

El LCOE puede calcularse en términos:

- reales (sin inflación)
- nominales (incluyendo inflación)

Y puede reportarse:

- antes de impuestos/subsidios
- después de incentivos (ITC, CfD, PTC, etc.)

Es fundamental especificar supuestos, pues cambian el valor reportado (IRENA, 2023).

LCOE y análisis de sensibilidad

Variables críticas:

- WACC
- factor de capacidad
- CAPEX

- precio del combustible (si aplica)
- degradación y disponibilidad
- costos de operación

Los estudios avanzados emplean:

- análisis de Monte Carlo
- curvas tornado
- elasticidades del LCOE

para evaluar incertidumbre.

Limitaciones conceptuales del LCOE

Aunque es muy usado, el LCOE no mide el valor del sistema. Tiene limitaciones (IEA, 2020):

1. Ignora el perfil temporal de generación
 - un MWh en hora punta no equivale a uno en vacío
2. No incorpora costos del sistema
 - respaldo, balance, redes, congestión
3. No refleja precios de mercado
4. Puede penalizar o favorecer indebidamente tecnologías con distinta firmeza

Por eso se complementa con métricas como:

- Levelized Avoided Cost of Energy (LACE)
- System LCOE
- valor del MWh por hora nodal
- costos marginales de largo plazo

Interpretación económica

Matemáticamente, el LCOE es el precio mínimo constante por MWh requerido para que el VPN sea cero. Si el precio esperado de venta excede el LCOE, el proyecto es rentable (en términos simplificados).

Sin embargo, en mercados reales con precios horarios, contratos PPA, arbitraje y políticas públicas, el análisis debe ampliarse a modelos financieros y de riesgo.

Para el caso de una planta solar:

- CAPEX alto, OPEX bajo, CF = 25%, WACC = 6%, vida útil 25 años.

El LCOE disminuirá si:

- ✓ baja el CAPEX
- ✓ mejora el CF (mejor recurso o diseño)
- ✓ baja el WACC
- ✓ se extiende la vida útil

y aumentará si crece el WACC o cae el CF.

1.2.6 Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH)

1.2.6.1 Definición

El LCOH es un indicador económico que representa el costo promedio por kilogramo de hidrógeno producido a lo largo de la vida útil del sistema:

$$LCOH = \frac{\int_{t-1}^T (CAPEX_t + OPEX_t)}{\sum_{t-1}^T H2_t}$$

donde:

CAPEX = costos de inversión

OPEX = costos operativos

H2t = producción anual de hidrógeno

1.2.6.2 Factores determinantes

- Costo de capital (paneles, aerogeneradores, electrolizadores)
- Perfil de energía renovable
- Factor de planta
- Costos de operación y mantenimiento
- Vida útil de activos y tasas de descuento
- Modelos de optimización energética y simulación financiera son esenciales para estimar LCOH bajo diferentes escenarios de precio de energía y políticas de incentivo (IRENA, 2020).

1.2.7 Marco Normativo y Contexto del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)

1.2.7.1 Estructura del SEIN

El SEIN constituye la red eléctrica principal en Perú, con desafíos en integrar alta penetración renovable sin comprometer la confiabilidad del suministro.

1.2.7.2 Políticas de energías renovables y descarbonización

Políticas recientes promueven la transición energética mediante:

- Mecanismos de fomento a energías limpias
- Subastas de largo plazo
- Objetivos de reducción de emisiones

La legislación afecta directamente el costo de la electricidad renovable y las condiciones para proyectos de hidrógeno verde, influyendo en la factibilidad y financiamiento.

Los marcos teóricos y modelos analíticos tratados permiten establecer relaciones funcionales entre disponibilidad de recurso, configuración híbrida y costos energéticos asociados a la producción de hidrógeno verde.

1.3 Definiciones Conceptuales

Este apartado presenta y clarifica los principales conceptos clave que fundamentan la investigación, proporcionando definiciones precisas y académicamente sustentadas, que permiten un entendimiento riguroso del objeto de estudio.

1.3.1 Hidrógeno Verde

El hidrógeno verde se define como el hidrógeno producido mediante procesos que utilizan energía eléctrica generada exclusivamente a partir de fuentes de energías renovables, tales como la energía solar fotovoltaica y la energía eólica, aplicando electrólisis del agua como principal método de producción (Ministerio de Energía de Chile, s. f.; Gobierno de España, 2024). En este proceso, una corriente eléctrica separa las moléculas de agua (H_2O) en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) sin emisiones directas de dióxido de carbono (CO_2) — siempre y cuando la energía eléctrica sea de origen renovable — por lo que se le considera un vector de energía limpia y sostenible con amplio potencial para la descarbonización energética (Ministerio de Energía de Chile, s. f.; Gobierno de España, 2024). Ministerio de Energía

Desde una perspectiva más amplia, se entiende al hidrógeno verde como un vector energético: un medio para almacenar, transportar y liberar energía derivada de fuentes renovables, separado de su sitio de producción y consumido en sectores donde la electrificación directa puede ser costosa o técnicamente difícil (e.g., industrias pesadas, transporte de larga distancia). FCEFyN, UNC

Hidrógeno verde es el hidrógeno producido mediante la electrólisis del agua utilizando exclusivamente electricidad proveniente de fuentes de energía renovable (solar, eólica, hidro, geotérmica, etc.).

Durante la electrólisis no hay emisiones directas de CO₂ y, si la electricidad es efectivamente renovable, la huella de carbono del ciclo de vida puede ser cercana a cero (IEA, 2022; IRENA, 2020).

Es una forma particular de hidrógeno renovable y se clasifica como un vector energético: no es una fuente primaria de energía; almacena y transporta energía proveniente de renovables (Bossel, 2006).

Fundamento termodinámico y energético

La producción de H₂ por electrólisis involucra:



Con energía libre estándar:

$$\Delta G^\circ \approx 237 \text{ kJ/mol}$$

y entalpía total:

$$\Delta H^\circ \approx 286 \text{ kJ/mol}$$

Esto implica un consumo eléctrico teórico mínimo $\approx 39.4 \text{ kWh/kg H}_2$ (LHV).

En sistemas reales, debido a pérdidas electroquímicas, el consumo práctico es:

$$48 - 55 \text{ kWh/kg H}_2$$

dependiendo de corriente, temperatura, membrana y diseño (Carmo et al., 2013; IEA, 2022).

Tecnologías empleadas

El hidrógeno verde no se define por la tecnología, sino por el origen renovable de la electricidad. Sin embargo, las tecnologías más usadas son:

Electrólisis alcalina (AWE)

- Electrolito KOH o NaOH
- Madura, coste menor
- Eficiencia: 60 – 70% (LHV)

- Densidades de corriente moderadas

Electrólisis PEM (Proton Exchange Membrane)

- Membrana polimérica conductora de protones
- Respuesta rápida → ideal para energías variables
- Requiere metales nobles (Ir, Pt)
- Eficiencia: 65 – 75% (LHV)

Electrólisis de óxido sólido (SOEC)

- Opera a 600–850 °C
- Eficiencias > 80% potenciales
- Aún en despliegue comercial limitado

Huella de carbono y análisis de ciclo de vida (LCA)

Aunque la electrólisis no emite CO₂ directamente, la huella de carbono total depende de la electricidad usada.

Valores típicos del LCA:

- Con red eléctrica fósil → hidrógeno puede no ser verde
- Con eólica/solar dedicada → < 1 – 2 kg CO₂-eq / kg H₂
- Objetivo industrial → ≈ 0 kg CO₂-eq / kg H₂

Esto contrasta con:

- Hidrógeno gris: ~9 – 12 kg CO₂-eq / kg H₂
- Hidrógeno azul: 1 – 6 kg CO₂-eq / kg H₂ (dependiendo de captura y fugas de metano)

(IEA, 2022; IRENA, 2020)

El resultado depende críticamente de:

- ✓ factor de emisión eléctrico
- ✓ uso de calor residual

✓ transporte/compresión

✓ fabricación de equipos

Integración con energías renovables

El hidrógeno verde habilita el acoplamiento sectorial (“sector coupling”):

- Power-to-Gas: conversión de electricidad a hidrógeno
- Power-to-X: producción de combustibles sintéticos, amoníaco, metanol
- Almacenamiento estacional de energía
- Descarbonización industrial: acero, refino, química
- Transporte pesado: marítimo, aviación (vía e-combustibles)

Retos técnicos de integración:

- intermitencia → impacto en vida útil del electrolizador
- rampas rápidas → los PEM lo toleran mejor
- optimización del despacho y costo nivelado
- operación parcial y eficiencia fuera del punto nominal

Costos y desempeño

El costo nivelado del hidrógeno (LCOH) depende principalmente de:

1. costo de electricidad renovable
2. factor de capacidad
3. CAPEX del electrolizador
4. eficiencia
5. vida útil y OPEX

Valores globales actuales (orden de magnitud):

- 3 – 8 USD / kg H₂ en la mayoría de regiones
- 2 USD / kg H₂ o menor en sistemas óptimos de bajo costo eléctrico

Con proyecciones a la baja hacia 2030-2040 (IEA, 2022; IRENA, 2020).

Pureza y usos industriales

El hidrógeno verde puede alcanzar pureza $\geq 99.999\%$, adecuada para:

- pilas de combustible
- síntesis de amoníaco verde
- hidrogenación química
- reducción directa del hierro (DRI-H₂)
- mezcla en redes de gas en ciertos casos

Seguridad y manejo

Características relevantes:

- amplio rango de inflamabilidad (4–75% en aire)
- baja densidad → tendencia a dispersión rápida
- difusividad alta
- fragilización por hidrógeno en algunos materiales

El diseño de sistemas aplica normas como ISO 19880-1 y principios de ingeniería de seguridad.

Marco conceptual clave

Hidrógeno verde = hidrógeno producido por electrólisis alimentada 100% con electricidad renovable, con emisiones mínimas en su ciclo de vida y cuyo valor principal es descarbonizar sectores difíciles de electrificar directamente.

1.3.2 Energías Renovables

Las energías renovables son aquellas fuentes de energía derivadas de recursos naturales que se reponen a una velocidad igual o mayor a la que se consumen, tales como la radiación solar, el viento, la energía hidroeléctrica, la biomasa y la geotermia (Naciones Unidas, s. f.). En el contexto de esta investigación, las energías solar fotovoltaica y eólica son consideradas las principales fuentes para la producción de hidrógeno verde debido a

su amplio potencial en el territorio peruano y su compatibilidad con procesos de electrólisis. Naciones Unidas

1.3.3 Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) es la infraestructura física y lógica que integra las plantas de generación, redes de transmisión y distribución, y los centros de consumo de energía eléctrica a nivel nacional, permitiendo la coordinación operativa para atender la demanda energética con suministro confiable y seguro. En el caso peruano, comprende diversas fuentes de generación (hidráulica, térmica, eólica, solar, etc.) y facilita la integración de nuevas fuentes renovables, lo cual es un factor determinante para la incorporación de tecnologías como la producción de hidrógeno verde.

1.3.4 Sistema Híbrido Solar-Eólico

Un sistema híbrido solar-eólico es una configuración de generación de energía que combina dos tecnologías renovables: paneles solares fotovoltaicos y aerogeneradores eólicos, operando de forma complementaria para mitigar la intermitencia de cada fuente por separado y proporcionar un flujo energético más estable y continuo (Hassan et al., 2023). Los sistemas híbridos buscan aprovechar la complementariedad temporal y geográfica de la radiación solar y la velocidad del viento, lo cual resulta en una reducción de variabilidad en la producción de energía eléctrica destinada a procesos como la electrólisis para la generación de hidrógeno.

1.3.5 Electrólisis del Agua

La electrólisis del agua es un proceso electroquímico que utiliza electricidad para descomponer las moléculas de agua en sus componentes elementales: hidrógeno y oxígeno. Para que el hidrógeno producido sea clasificado como “verde”, la electricidad empleada debe provenir de fuentes de energía renovables sin emisiones de carbono (Ministerio de Energía de Chile, s. f.). Este proceso es central en la producción de

hidrógeno verde y constituye un componente crítico en el análisis de potencial y costo de producción en este estudio. Ministerio de Energía

1.3.6 Potencial de Energía Renovable

El potencial de energía renovable se refiere a la capacidad técnica y geográfica de un recurso natural para generar energía eléctrica aprovechable. En investigación, se evalúa en términos de recursos disponibles (irradiación solar, viento promedio), capacidad instalada posible y eficiencia de conversión de tecnologías específicas. Este concepto es fundamental para estimar el potencial de producción de hidrógeno verde en un determinado contexto geográfico como el SEIN, ya que determina cuánta energía puede ser generada de manera renovable para alimentar procesos de electrólisis.

1.3.7 Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH)

El Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH, por sus siglas en inglés) es una medida que representa el costo promedio por unidad de hidrógeno producido (generalmente expresado en USD/kg de H₂) durante la vida útil del sistema de producción, considerando todos los costos de inversión, operación, mantenimiento y consumo energético asociados, ajustados por factores de descuento financiero. Este concepto permite comparar la competitividad económica de la producción de hidrógeno verde frente a otras formas de hidrógeno (e.g., gris o azul) o formas alternativas de energía. El LCOH es análogo al Costo Nivelado de Energía (LCOE) en sistemas eléctricos, pero aplicado específicamente al hidrógeno como producto energético. Wikipedia

1.3.8 Intermitencia y Complementariedad

La intermitencia energética describe la fluctuación temporal inherente a la generación de energía solar y eólica debido a variaciones naturales (ciclos diurnos, condiciones de viento). La complementariedad se refiere a la capacidad de distintas fuentes renovables

para compensar sus patrones de generación, reduciendo la variabilidad total cuando se combinan en un sistema híbrido. Por ejemplo, la generación solar puede ser alta durante el día y baja por la noche, mientras que la eólica puede presentar el comportamiento opuesto, lo cual estabiliza la producción total cuando se opera de manera integrada (Jurasz et al., 2019).

1.4 Operacionalización de variables

La operacionalización de variables es el proceso mediante el cual se transforman conceptos teóricos en métricas empíricas observables y medibles. Este proceso es fundamental para garantizar la validez, confiabilidad y replicabilidad de los resultados (Kerlinger & Lee, 2002). En esta investigación, las variables se han definido según su rol en el marco conceptual y los objetivos del estudio.

1.4.1 Variables del Estudio

Variable Dependiente (VD)

a. Costo nivelado de hidrógeno (LCOH)

Definición conceptual:

Representa el costo promedio por unidad de hidrógeno producido a lo largo de la vida útil del sistema considerando inversiones, operación, mantenimiento y producción estimada (IRENA, 2020).

Dimensiones:

Costo total nivelado (USD/kg H₂)

Componentes de costo (CAPEX, OPEX)

Indicadores y métricas:

Indicador	Definición operacional	Unidad de medida	Método
LCOH Total	Costo equivalente del hidrógeno	USD por kilogramo	Simulación financiera
CAPEX	Costos de inversión inicial	USD	Estimación de mercado
OPEX	Costos operativos y de mantenimiento anuales	USD/año	Benchmark sectorial

Producción de H ₂	Producción anual calculada	kg/año	Simulación energética
------------------------------	----------------------------	--------	-----------------------

Escala de medición: Ratio.

Variables Independientes (VI)

b. Potencial de energía solar

Definición conceptual:

Magnitud de la radiación solar disponible en un sitio geográfico para generación fotovoltaica (Perez et al., 2010).

Dimensiones:

Radiación Global Horizontal (GHI)

Indicador	Definición operacional	Unidad de medida	Método y Fuente
GHI anual	Promedio anual de radiación solar	kWh/m ² /año	Datos satelitales
Variabilidad estacional	Desviación estacional de GHI	%	Análisis estadístico

Escala de medición: Ratio.

c. Potencial de energía eólica

Definición conceptual:

Magnitud de la velocidad del viento disponible para generar energía eólica en un punto geográfico (Manwell et al., 2010).

Dimensiones:

Velocidad del viento promedio

Indicador	Definición operacional	Unidad de medida	Método y Fuente
Velocidad media anual	Velocidad promedio del viento	m/s	Datos meteorológicos
Densidad de potencia	Energía disponible por unidad de área	W/m ²	Cálculo a partir de Weibull

Escala de medición: Ratio.

d. Capacidad instalada del sistema híbrido

Definición conceptual:

Suma de la potencia nominal de los generadores solar y eólico, conectados al sistema, para producción de electricidad destinada al proceso de electrólisis.

Indicador	Definición operacional	Unidad de medida	Método y Fuente
Capacidad PV instalada	Suma de módulos fotovoltaicos	kW	Especificaciones técnicas
Capacidad eólica instalada	Suma de aerogeneradores	kW	Especificaciones técnicas

Escala de medición: Ratio.

e. Factor de planta del sistema híbrido

Definición conceptual:

Proporción de energía realmente generada respecto a la energía teórica máxima si operara a plena capacidad todo el tiempo (Dufo-Lopez & Bernal-Agustín, 2015).

Indicador	Definición operacional	Unidad de medida	Método y Fuente
Factor de planta PV	Energía real PV generada / teórica	%	Simulación anual
Factor de planta eólico	Energía real eólica generada / teórica	%	Simulación anual

Escala de medición: Ratio.

f. Perfil de producción renovable

Definición conceptual:

Evaluación del comportamiento horario y estacional de las energías solares y eólicas en el horizonte de análisis.

Indicador	Definición operacional	Unidad de medida	Método y Fuente
Variabilidad horaria	Desviación estándar producción	%	Series temporales
Complementariedad	Grado de solapamiento solar-eólico	Índice	Correlación cruzada

Escala de medición: Intervalo.

1.4.2 Matriz de Operacionalización

La siguiente matriz resume las variables clave y su correspondencia entre teoría, medición y técnicas analíticas.

Variable	Tipo	Definición operacional	Instrumento / Técnica	Escala
LCOH	Dependiente	USD/kg de H ₂ generado	Modelación financiera	Ratio
CAPEX	Componente	USD inversión total	Costeo parametrizado	Ratio
OPEX	Componente	USD/año	Costeo operacional	Ratio
Producción anual de H ₂	Resultado	kg/año	Simulación energética	Ratio
GHI	Independiente	kWh/m ² /año	Datos meteorológicos	Ratio
Velocidad del viento	Independiente	m/s	Datos meteorológicos	Ratio
Capacidad instalada PV y eólica	Independiente	kW	Diseño de planta	Ratio
Factor de planta	Independiente	%	Modelación de recursos	Ratio
Variabilidad	Independiente	% e índices	Series temporales	Intervalo

1.5 Hipótesis

Problema General

¿Cuál es el costo de producir hidrógeno utilizando electricidad proveniente de sistemas solares fotovoltaicos, sistemas eólicos o sistemas híbridos solares-eólicos instalados en el país?

Problemas Específicos

¿Cuál es el costo de producir hidrógeno utilizando electricidad proveniente de sistemas solares fotovoltaicos instalados en el país?

¿Cuál es el costo de producir hidrógeno utilizando electricidad proveniente de sistemas eólicos instalados en el país?

¿Cuál es el costo de producir hidrógeno utilizando electricidad proveniente de sistemas híbridos solares-eólicos instalados en el país?

Objetivo General

Determinar el costo de producir hidrógeno utilizando electricidad proveniente de sistemas solares fotovoltaicos, sistemas eólicos o sistemas híbridos solares-eólicos instalados en el país.

Objetivos Específicos

Determinar el costo de producir hidrógeno utilizando electricidad proveniente de sistemas solares fotovoltaicos instalados en el país.

Determinar el costo de producir hidrógeno utilizando electricidad proveniente de sistemas eólicos instalados en el país.

Determinar el costo de producir hidrógeno utilizando electricidad proveniente de sistemas híbridos solares-eólicos instalados en el país.

Hipótesis General

¿Es posible producir hidrógeno a costo competitivo utilizando electricidad proveniente de sistemas solares, sistemas eólicos o sistemas híbridos solares-eólicos instalados en el país?

Hipótesis Específicas

¿Es posible producir hidrógeno a costo competitivo utilizando electricidad proveniente de sistemas solares instalados en el país?

¿Es posible producir hidrógeno a costo competitivo utilizando electricidad proveniente de sistemas eólicos instalados en el país?

¿Es posible producir hidrógeno a costo competitivo utilizando electricidad proveniente de sistemas híbridos solares-eólicos instalados en el país?

CAPÍTULO II. MÉTODOS Y MATERIALES

2.1 Tipo de Investigación

Investigación cuantitativa, orientada a la estimación del potencial energético renovable, la modelación de escenarios de generación híbrida y el cálculo del costo nivelado de hidrógeno (LCOH) utilizando métodos estadísticos, modelación computacional y análisis de datos energéticos y económicos. Este enfoque permite cuantificar variables como la radiación solar, la velocidad del viento, la producción de energía eléctrica y los costos asociados.

Investigación explicativa, busca explicar las relaciones causales entre las variables que influyen en el potencial y los costos de producción de hidrógeno verde. Analiza cómo la variabilidad de recursos renovables impacta en la eficiencia de sistemas híbridos y en el costo nivelado de hidrógeno, identificando factores que determinan estas relaciones en el contexto del SEIN.

Investigación no experimental, dado que no manipula variables bajo condiciones controladas de laboratorio, sino que observa y analiza datos reales y simulados de recursos, generación y parámetros de costo en el entorno natural del SEIN. Este tipo de diseño es típicamente empleado en investigaciones energéticas y sistemas socio-técnicos complejos donde la intervención directa no es viable ni ética

2.2 Métodos de Investigación

Se utiliza el Método Cuantitativo de Modelación Energética, el cual incluye:

- Modelación del potencial renovable

Se utilizan datos históricos y estadísticos de recursos solares y eólicos para estimar el potencial técnico de generación eléctrica renovable disponible para electrólisis. Este procedimiento se apoya en técnicas de análisis estadístico y simulación energética ampliamente empleadas en estudios de sistemas híbridos (Jurasz et al., 2019).

- Modelación de sistemas híbridos solar-eólicos

Se desarrollan escenarios de generación híbrida considerando complementariedad temporal, factores de capacidad y variabilidad de los recursos, con el objetivo de estimar una oferta eléctrica estable para la producción de hidrógeno verde.

- Modelación económica

Se aplica el método de Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH) como herramienta principal para evaluar la viabilidad económica, incorporando costos de capital (CAPEX), costos de operación y mantenimiento (OPEX), eficiencia de electrólisis y vida útil de los sistemas (IRENA, 2020).

2.3 Diseño de Contrastación

Modelación Energética y Económica

Se diseñan modelos de simulación para estimar:

Potencial energético renovable: mediante herramientas de análisis estadístico y software especializado (revisión horaria, diaria y anual de recursos).

Generación híbrida: simulación de la producción combinada solar-eólica bajo diferentes configuraciones técnicas.

LCOH: cálculo econométrico incorporando CAPEX, OPEX, eficiencia, factores de capacidad e hipótesis de descuento y vida útil según estándares de la industria (IRENA, 2020).

La contrastación se realiza mediante:

Comparación de salidas del modelo con umbrales técnicos previamente definidos.

Evaluación de consistencia interna del modelo a través de estadísticas descriptivas y pruebas de sensibilidad.

2.4 Población, Muestra y Muestreo

La población está conformada por unidades de observación de datos energéticos y tecnológicos relevantes para estimar el potencial y costo de hidrógeno verde en el SEIN:

Estaciones y registros de recurso renovable

- Series temporales de irradiación solar (kWh/m²) de estaciones meteorológicas dentro del territorio cubierto por el SEIN.
- Series temporales de velocidad del viento (m/s) de estaciones meteorológicas y mallas reanalizadas.

Unidades de generación híbrida solar-eólica potencial

- Puntos o zonas geográficas con datos de recurso solar y eólico disponibles que puedan ser técnicamente evaluados para estimar la generación híbrida.

Datos técnicos de tecnologías

- Especificaciones de paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y electrolizadores (eficiencia, capacidad nominal), provenientes de bases de datos técnicos o fabricantes.

Parámetros económicos

– Costos de inversión (CAPEX) y operación-mantenimiento (OPEX) de tecnologías renovables y de electrólisis.

Este conjunto constituye la población de datos observables que permite modelar, analizar y estimar el potencial y el costo de producción de hidrógeno verde.

2.5 Técnicas, Instrumentos, Equipos y Materiales de Recolección de Datos

2.5.1 Técnica de Recolección de Datos

- Revisión Documental y Sistemática

La revisión documental sistemática es la técnica primaria para recopilar información secundaria relevante, consistente y actualizada. Esta técnica permite identificar, seleccionar, evaluar críticamente y sintetizar evidencia científica y técnica sobre recursos renovables, generación híbrida, costos tecnológicos y parámetros del SEIN (Tranfield, Denyer & Smart, 2003). Incluye:

Identificación de fuentes académicas (artículos científicos, tesis, informes de agencias internacionales).

Revisión de bases de datos institucionales y gubernamentales (datos de recurso solar y eólico, estadísticas energéticas).

Compilación de manuales técnicos de tecnologías (especificaciones de paneles solares, aerogeneradores, electrolizadores).

Esta técnica asegura la validez teórica y empírica que sustentará los modelos y análisis posteriores, y permite articular el estudio con el estado del arte.

- Recolección de Datos Secundarios Cuantitativos

Se emplea la recolección de datos secundarios cuantitativos mediante extracción de registros de series temporales de recursos renovables y variables económicas. Esto implica:

Descarga de datos de irradiación solar horaria o diaria provenientes de estaciones meteorológicas oficiales o bases de datos globales reconocidas.

Obtención de velocidades del viento (datos horarios, diarios o mensuales) de estaciones del SEIN o instituciones meteorológicas.

Recolección de estadísticas del sistema eléctrico (factores de capacidad, producción anual por fuente, redes) de organismos reguladores.

Los datos serán organizados y validados para asegurar consistencia temporal y espacial, permitiendo análisis estadísticos robustos posteriores.

2.5.2 Instrumentos de Recolección de Datos

- Fichas de Registro y Bases de Datos Estructuradas

Se diseñarán fichas de registro estandarizadas para la recopilación, codificación y seguimiento de datos secundarios:

Ficha de registro de recursos solares: ubicación geográfica, irradiación promedio, periodo de medición.

Ficha de registro de viento: velocidad promedio por periodo, altura de medición, datos faltantes.

Ficha de parámetros tecnológicos: eficiencia, capacidad nominal, costos.

Ficha de datos económicos y financieros: CAPEX, OPEX, tasas de descuento, precios de electricidad.

Estas fichas pueden implementarse en hojas de cálculo o en bases de datos estructuradas, con campos definidos que faciliten la limpieza y posterior análisis.

2.5.3 Equipos

La recolección y procesamiento de grandes volúmenes de datos requerirá equipos de cómputo con las siguientes características:

Procesador de alto rendimiento para ejecutar software de análisis y simulación.

Memoria RAM de al menos 16 GB para manejo eficiente de series temporales extensas.

Almacenamiento sólido (SSD) para acelerar el procesamiento de datos y asegurar integridad.

Estos equipos permitirán ejecutar programas estadísticos, plataformas de modelación energética y bases de datos relacionales.

2.5.4 Materiales

- Conectividad y Acceso a Bases de Datos

Se emplearán materiales de soporte digital, tales como:

Conexión segura a Internet para acceso a bases de datos internacionales (p. ej., agencias de energía, meteorológicas).

Licencias de acceso a publicaciones científicas y repositorios técnicos.

Esto es esencial para obtener datos secundarios de alta calidad y evidencia científica actualizada.

- Software Especializado

Se utilizarán herramientas de software como:

Software de modelación energética para simular configuraciones híbridas solar-eólicas y estimar potencial de generación.

Herramientas de cálculo económico, para estimar el Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH) y realizar análisis de sensibilidad

2.6 Procesamiento y Análisis de Datos

2.6.1 Preparación y Organización de los Datos

- Validación y Limpieza

Antes de realizar cualquier análisis, los datos cuantitativos y cualitativos deben validarse y limpiarse para garantizar integridad, exactitud y coherencia:

Verificación de completitud:

Se identifican valores faltantes, registros duplicados, errores de formato o inconsistencias temporales en las series de datos (irradiación, viento, costos).

Tratamiento de valores faltantes:

Se imputa o descarta según el nivel de ausencia y su impacto en la representatividad; se utilizan métodos estadísticos apropiados para series temporales, como interpolación o técnicas de imputación cuando corresponde (Hernández-Sampieri, Fernández-Collado & Baptista-Lucio, 2018).

Estandarización de formatos:

Unidades de medida se uniformizan (kWh/m^2 , m/s , USD/kg H_2 , etc.) y se normalizan los registros temporales para análisis consistentes.

Este procedimiento garantiza que los datos sean consistentes, comparables y adecuados para los métodos de análisis posteriores.

2.6.2 Procesamiento de Datos Cuantitativos

- Estimación del Potencial Renovable

Se calcula el potencial teórico y práctico de recursos renovables a través de:

Cálculo de energía solar disponible:

Integración de irradiación solar horaria/día para estimar generación potencial anual.

Estimación de energía eólica:

Aplicación de leyes de potencia del viento y factores de capacidad para convertir velocidades en producción energética estimada.

Evaluación de complementariedad:

Análisis conjunto para identificar periodos donde la producción combinada solar-eólica optimiza disponibilidad energética para electrólisis.

2.6.3 Análisis Económico y Cálculo del Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH)

- Estructura del LCOH

El costo nivelado de hidrógeno (LCOH) se calcula considerando:

Costos de inversión (CAPEX): paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, electrolizadores, infraestructura asociada.

Costos de operación y mantenimiento (OPEX): mantenimiento de equipos, reemplazos, consumibles.

Eficiencia de conversión: rendimiento de electrolizadores y pérdidas del sistema.

Vida útil y tasa de descuento: criterios financieros apropiados para activos energéticos.

La ecuación financiera básica para LCOH puede expresarse como:

$$LCOH = \frac{\int_t \frac{I_t + O_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_t \frac{H_t}{(1+r)^t}}$$

Donde:

I_t = inversión en el año t ; O_t = costos operativos; F_t = costos financieros; H_t = hidrógeno producido; r = tasa de descuento.

Este cálculo se realiza con herramientas de análisis económico.

CAPÍTULO III. RESULTADOS

En el siguiente cuadro se muestran las centrales solares fotovoltaicas que se encuentran actualmente en operación en el mercado eléctrico peruano. El parque generador de electricidad incluye 11 centrales solares fotovoltaicas con capacidad instalada en el rango de 0,55 MW a 144,48 MW, con capacidad instalada total igual a 477,75 MW.

Cuadro Nro. 1. Centrales Solares Fotovoltaicas en operación (año 2024)

Nro	EMPRESA	GENERACIÓN	CENTRAL	POTENCIA INSTALADA	POTENCIA EFECTIVA	DEPARTAMENTO
	CENTRALES SOLARES			MW		
1	COLCA SOLAR	SOLAR	C.S. YARUCAYA	1.295	1.295	LIMA
2	ENGIE	SOLAR	C.S. INTIPAMPA	40.5	40.5	MOQUEGUA
3	GR CORTARRAMA SOCIEDAD ANONIMA CERRADA	SOLAR	C.S.F. MATARANI	80	80	AREQUIPA
4	KONDU	SOLAR	C.S.F. CARHUAQUERO	0.55	0.55	CAJAMARCA
5	MAJES ARCUS	SOLAR	C.S. MAJES SOLAR	20	20	AREQUIPA
6	MOQUEGUA	SOLAR	C.S. MOQUEGUA FV	16	16	MOQUEGUA
7	ORYGEN PERÚ	SOLAR	C.S. RUBI	144.48	144.48	MOQUEGUA
8	ORYGEN PERÚ	SOLAR	C.S. CLEMESÍ	114.93	114.93	MOQUEGUA
9	PANAMERICANA SOLAR	SOLAR	C.S. PANAMERICANA SOLAR	20	20	MOQUEGUA
10	REPARTICIÓN ARCUS	SOLAR	C.S. REPARTICION	20	20	AREQUIPA
11	TACNA SOLAR	SOLAR	C.S. TACNA SOLAR	20	20	TACNA

La producción solar fotovoltaica anual del total de las centrales fue 1 246 869 MWh.

En el cuadro siguiente, se muestra la producción mensual de energía para las centrales solares fotovoltaicas (año 2024).

Cuadro Nro. 2. Producción mensual de Centrales Solares Fotovoltaicas (año 2024)

	MWh													MWh
F.Planta	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL	
0.237	198.83	175.13	223.80	196.55	235.16	231.32	249.84	269.89	248.44	260.76	224.03	173.32	2,687.07	
0.283	10,412.81	7,576.57	7,965.16	8,826.35	8,223.36	7,286.07	8,330.88	9,467.34	9,917.72	11,328.86	0	11,022.81	100,357.93	
0.150	0	0	0	0	0	0	5,452.93	14,859.69	21,581.02	21,268.67	18,478.87	23,176.66	104,817.85	
0.144	26.61	32.82	0.00	13.12	69.54	75.31	77.14	90.11	73.84	87.33	82.17	64.18	692.17	
0.262	4,094.44	3,585.19	3,988.55	3,615.33	3,624.47	3,276.09	3,698.24	3,927.82	3,980.08	4,158.26	3,932.05	3,940.76	45,821.27	
0.335	4,416.20	3,479.16	3,984.58	3,298.18	3,327.39	3,202.16	3,637.04	3,897.54	4,319.70	4,651.47	4,199.29	4,527.62	46,940.32	
0.360	42,842.57	33,655.58	37,912.39	34,716.00	33,179.14	29,527.04	33,637.33	37,670.15	39,434.08	44,763.95	43,855.96	43,817.90	455,012.10	
0.338	30,769.58	24,307.60	28,204.65	25,694.92	25,058.56	22,331.16	25,533.03	28,746.81	29,831.06	33,771.78	32,408.48	33,435.85	340,093.47	
0.328	5,374.20	4,276.73	4,802.88	3,925.77	4,019.20	3,873.76	4,401.66	4,704.48	5,230.57	5,689.61	5,408.36	5,705.96	57,413.18	
0.256	3,938.10	3,358.21	3,848.90	3,708.60	3,699.84	3,294.17	3,540.14	3,730.34	3,914.43	4,102.28	3,758.90	3,956.00	44,849.90	
0.275	5,451.85	4,183.94	4,532.72	4,077.36	3,317.34	3,398.17	3,764.95	3,848.44	0	5,156.65	4,903.97	5,548.45	48,183.84	1,246,869.09

El factor de planta de la Central Solar Fotovoltaica Rubí ubicada en la región Moquegua se determina mediante:

$$\text{Factor de Planta} = \text{Energía Anual Producida} / (\text{Capacidad Instalada} \times 8760)$$

$$\text{Factor de Planta} = 455\,012 \text{ MWh} / (144,48 \text{ MW} \times 8760 \text{ h}) = 0,36 = 36\% = 3153,6 \text{ h/año}$$

De manera similar se procede a calcular el factor de planta de las demás centrales solares fotovoltaicas. Los factores de planta determinados de esa forma, se encuentran en el rango de 0,14 a 0,36.

El factor de planta global se determina mediante:

$$\text{Factor de planta global solar} = 1,246,869 \text{ MWh} / (477,75 \text{ MW} \times 8760 \text{ h}) = 0,298$$

$$\text{Factor de planta global solar} = 29,8\% = 2610,5 \text{ h/año.}$$

En el siguiente cuadro se muestran las centrales eólicas que se encuentran actualmente en operación en el mercado eléctrico peruano. El parque generador de electricidad incluye 11 centrales eólicas con capacidad instalada en el rango de 18,37 MW a 260,0 MW, con capacidad instalada total igual a 1021,3 MW.

Cuadro Nro. 3. Centrales Eólicas en operación (año 2024)

	CENTRALES EOLICAS			MW		
1	ENERGÍA EÓLICA	EÓLICO	C.E. CUPISNIQUE	83.15	83.15	LA LIBERTAD
2	ENERGÍA EÓLICA	EÓLICO	C.E. TALARA	30.86	30.86	PIURA
3	ENERGÍA RENOVABLE DEL SUR	EÓLICO	C.E. SAN JUAN DE MARCONA	135.7	135.7	ICA
4	ENGIE	EÓLICO	C.E. PUNTA LOMITAS	260	260	ICA
5	ENGIE	EÓLICO	C.E. EXPANSIÓN PUNTA LOMITAS	36.4	36.4	ICA
6	GR PAINO SOCIEDAD ANONIMA CERRADA	EÓLICO	C.E. HUAMBOS	18.37	18.37	CAJAMARCA
7	GR TARUCA SOCIEDAD ANONIMA CERRADA	EÓLICO	C.E. DUNA	18.37	18.37	CAJAMARCA
8	ORYGEN PERÚ	EÓLICO	C.E. WAYRA I	132.3	132.3	ICA
9	ORYGEN PERÚ	EÓLICO	P.E. WAYRA EXTENSIÓN	177	177	ICA
10	PARQUE EOLICO MARCONA	EÓLICO	C.E. MARCONA	32	32	ICA
11	PARQUE EOLICO TRES HERMANAS	EÓLICO	C.E. TRES HERMANAS	97.15	97.15	ICA

La producción eólica anual del total de las centrales fue 3 865 442 MWh.

En el cuadro siguiente, se muestra la producción mensual de energía para las centrales eólicas (año 2024).

Cuadro Nro. 4. Producción mensual de Centrales Eólicas (año 2024)

0.457	27,279.35	23,498.69	28,308.39	31,352.44	36,154.23	22,828.42	21,810.80	25,202.23	25,114.70	31,638.82	24,350.04	35,156.23	332,694.35	
0.462	9,665.49	4,733.05	5,362.08	7,558.00	13,980.56	11,216.66	12,987.63	12,325.77	10,603.30	12,610.28	9,736.08	14,207.29	124,986.18	
0.517	32,831.12	32,223.15	46,261.39	48,018.20	63,264.30	49,634.84	51,105.38	61,885.23	63,896.01	57,970.12	43,337.04	64,499.85	614,926.65	
0.422	58,327.17	65,923.71	70,808.06	67,648.03	84,082.21	60,450.16	84,409.16	103,845.49	98,719.97	88,905.14	78,194.19	99,778.64	961,091.94	
0.321	6,380.58	7,249.03	8,155.60	8,875.83	10,530.84	6,396.09	9,847.55	10,433.49	9,833.53	8,418.21	7,603.90	8,671.96	102,396.60	
0.408	5,626.82	5,152.41	5,040.43	4,250.44	5,663.64	5,363.95	8,957.11	7,531.40	6,939.10	4,674.54	3,191.43	3,252.87	65,644.13	
0.512	6,709.99	6,326.11	6,200.84	5,625.12	7,450.66	7,069.38	10,678.15	8,941.51	8,501.46	6,764.06	3,723.70	4,403.70	82,394.67	
0.482	43,595.12	35,284.94	45,695.48	44,151.57	55,323.13	34,947.63	49,267.18	54,649.66	49,231.26	49,594.64	45,443.28	51,418.20	558,602.10	
0.275	5,207.28	13,376.23	25,533.04	26,123.35	26,236.19	34,078.95	48,145.51	62,160.33	53,244.14	52,844.47	47,592.56	31,805.74	426,347.80	
0.536	9,134.61	9,093.88	12,622.48	12,263.54	16,580.47	12,631.22	14,735.23	16,910.53	15,763.73	14,683.05	0	15,953.42	150,372.16	
0.524	30,725.25	30,634.38	40,485.10	40,458.96	49,263.74	33,030.57	41,189.94	48,539.98	45,752.68	41,078.05	0	44,826.67	445,985.32	3,865,441.88

El factor de planta de la Central Eólica Punta Lomitas ubicada en la región Ica se determina mediante:

$$\text{Factor de Planta} = \text{Energía Anual Producida} / (\text{Capacidad Instalada} \times 8760)$$

$$\text{Factor de Planta} = 961\,092 \text{ MWh} / (260 \text{ MW} \times 8760 \text{ h}) = 0,422 = 42,2\% = 3696,7 \text{ h/año}$$

De manera similar se procede a calcular el factor de planta de las demás centrales eólicas. Los factores de planta determinados de esa forma, se encuentran en el rango de 0,275 a 0,536.

El factor de planta global se determina mediante:

$$\text{Factor de planta global eólico} = 3\,865\,442 \text{ MWh} / (1021,3 \text{ MW} \times 8760 \text{ h}) = 0,432$$

$$\text{Factor de planta global eólico} = 43,2\% = 3784,3 \text{ h/año}.$$

El factor de planta híbrido, considerando centrales solares fotovoltaicas y centrales eólicas, se determina mediante:

$$\text{Factor de planta híbrido} = (1246869 \text{ MWh} + 3865442 \text{ MWh}) / ((477,8 \text{ MW} + 1021,3 \text{ MW}) \times 8760)$$

$$\text{Factor de planta híbrido} = 0,389 = 38,9\% = 3407,6 \text{ h/año}$$

Determinación de CAPEX y OPEX

CAPEX

Para el caso de las centrales solares fotovoltaicas, se ha considerado un costo unitario promedio igual a 700 USD/kW instalado.

El CAPEX para el total de centrales solares fotovoltaicas se determina mediante:

$$\text{CAPEX} = 700 \text{ USD/kW} \times 477,8 \text{ MW} \times 1000 = 334\,428\,500 \text{ USD}$$

Para el caso de las centrales eólicas, se ha considerado un costo unitario promedio igual a 1500 USD/kW instalado.

El CAPEX para el total de centrales eólicas se determina mediante:

$$\text{CAPEX} = 1500 \text{ USD/kW} \times 1021,3 \text{ MW} \times 1000 = 1\,531\,950\,000 \text{ USD}$$

El valor del CAPEX en el presente, se puede expresar en valor CAPEX anualizado mediante el factor A/P:

$$\text{Factor A/P} = (i(1+i)^n)/((1+i)^n - 1)$$

Considerando:

$$i = 0,12$$

$$n = 20 \text{ años}$$

$$\text{Factor A/P} = 0,1339$$

$$\text{CAPEX solar anualizado} = 334\,428\,500 \text{ USD} \times 0,1339 = 44\,772\,880 \text{ USD/año}$$

$$\text{CAPEX eólico anualizado} = 1\,531\,950\,000 \text{ USD} \times 0,1339 = 205\,095\,597 \text{ USD/año}$$

En el siguiente cuadro, se presenta el costo de inversión de capital (CAPEX) correspondiente a las centrales solares fotovoltaicas y centrales eólicas en dólares americanos (USD). Así mismo, se muestran los valores del CAPEX anualizado.

Cuadro Nro. 5. CAPEX de Centrales Solares Fotovoltaicas y Centrales Eólicas

CAPEX				
Solar	334428500 USD		700 USD/kW	
Eolico	1531950000 USD		1500 USD/kW	
Solar	44772880 USD/año			
Eolico	205095597 USD/año			

OPEX

Para el caso de las centrales solares fotovoltaicas, se ha considerado un costo unitario promedio igual a 10 USD/MWh producido.

El OPEX para el total de centrales solares fotovoltaicas se determina mediante:

$$\text{OPEX} = 10 \text{ USD/MWh} \times 1\,246\,869 \text{ MWh/año} = 12\,468\,691 \text{ USD/año}$$

Para el caso de las centrales eólicas, se ha considerado un costo unitario promedio igual a 16 USD/MWh producido.

El OPEX para el total de centrales eólicas se determina mediante:

$$\text{OPEX} = 16 \text{ USD/MWh} \times 3\,865\,442 \text{ MWh/año} = 61\,847\,070 \text{ USD/año}$$

En el siguiente cuadro, se presenta el costo de operación y mantenimiento (OPEX) correspondiente a las centrales solares fotovoltaicas y centrales eólicas en dólares americanos por año (USD/año).

Cuadro Nro. 6. OPEX de Centrales Solares Fotovoltaicas y Centrales Eólicas

OPEX				
Solar	12468691	USD/año		10 USD/MWh
Eolico	61847070	USD/año		16 USD/MWh

El costo nivelado de electricidad (LCOE) se determina mediante:

$$\text{LCOE} = (\text{CAPEX} + \text{OPEX}) / \text{Electricidad Producida}$$

El valor de LCOE para centrales solares fotovoltaicas es:

$$\text{LCOE solar} = (44\,772\,880 \text{ USD/año} + 12\,468\,691 \text{ USD/año}) / 1\,246\,869 \text{ MWh/año}$$

$$\text{LCOE solar} = 45,91 \text{ USD/MWh}$$

El valor de LCOE para centrales eólicas es:

$$\text{LCOE eólica} = (205\,095\,597 \text{ USD/año} + 61\,847\,070 \text{ USD/año}) / 3\,865\,442 \text{ MWh/año}$$

$$\text{LCOE eólica} = 69,06 \text{ USD/MWh}$$

El valor de LCOE para centrales híbridas es:

$$\text{LCOE híbrido} = (44\,772\,880 \text{ USD/año} + 205\,095\,597 \text{ USD/año} + 12\,468\,691 \text{ USD/año}$$

+

$$61\,847\,070 \text{ USD/año}) / (1\,246\,869 \text{ MWh/año} + 3\,865\,442 \text{ MWh/año}) = 63,41$$

$$\text{USD/MWh}$$

En el siguiente cuadro, se presenta el costo nivelado de electricidad (LCOE)

correspondiente a las centrales solares fotovoltaicas y centrales eólicas en dólares

americanos por MWh (USD/MWh).

Cuadro Nro. 7. LCOE de Centrales Solares Fotovoltaicas y Centrales Eólicas

LCOE		
Solar	45.91	USD/MWh
Eólico	69.06	USD/MWh
Híbrido	63.41	USD/MWh

La producción anual de hidrógeno se obtiene mediante:

$$\text{Producción de hidrógeno} = \text{electricidad producida} / (55 \text{ kWh/kg de H}_2\text{)}$$

La producción anual de hidrógeno a partir de energía solar es:

$$(1\,246\,869 \text{ MWh/año}) / (55 \text{ kWh/kg}) = 22\,670 \text{ ton/año}$$

La producción anual de hidrógeno a partir de energía eólica es:

$$(3\,865\,442 \text{ MWh/año}) / (55 \text{ kWh/kg}) = 70\,281 \text{ ton/año}$$

La producción anual de hidrógeno a partir de energía híbrida solar-eólica es:

$$(1\,246\,869 \text{ MWh/año} + 3\,865\,442 \text{ MWh/año}) / (55 \text{ kWh/kg}) = 92\,951 \text{ ton/año}$$

En el siguiente cuadro, se presenta la producción anual de hidrógeno, en ton/año, a partir de energía solar, energía eólica y energía híbrida solar-eólica.

Cuadro Nro. 8. Producción anual de hidrógeno a partir de energía solar, eólica e híbrida

H ₂					
Producción solar	22670	ton/año			55 kWh/kgH ₂
Producción eólica	70281	ton/año			
Producción híbrida	92951	ton/año			

El costo del hidrógeno producido a partir de electricidad generada con energía solar, eólica e híbrida se obtiene mediante:

$$\text{Costo del hidrogeno producido} = \text{LCOE} \times 55 \text{ kWh/kg}$$

El costo del hidrógeno producido a partir de electricidad generada con energía solar es:

$$\text{Costo del hidrogeno producido} = 45,91 \text{ USD/MWh} \times 55 \text{ kWh/kg} = 2,52 \text{ USD/kg de H}_2$$

El costo del hidrógeno producido a partir de electricidad generada con energía eólica es:

$$\text{Costo del hidrogeno producido} = 69,06 \text{ USD/MWh} \times 55 \text{ kWh/kg} = 3,80 \text{ USD/kg de H}_2$$

El costo del hidrógeno producido a partir de electricidad generada con energía híbrida, solar-eólica es:

$$\text{Costo del hidrogeno producido} = 63,41 \text{ USD/MWh} \times 55 \text{ kWh/kg} = 3,49 \text{ USD/kg de H}_2$$

En el siguiente cuadro se muestra el costo del hidrógeno producido utilizando electricidad generada con energía solar, energía eólica y energía híbrida solar-eólica.

Cuadro Nro. 9. Costo de hidrógeno a partir de energía solar, eólica e híbrida

H2 Costo		
Solar	2.52	USD/kg
Eólica	3.80	USD/kg
Híbrida	3.49	USD/kg

CAPÍTULO IV. DISCUSIÓN

La capacidad total solar fotovoltaica instalada en el país es 477,75 MW, mientras que la capacidad total eólica instalada en el país es 1021,3 MW; es decir la capacidad instalada eólica es 2,14 veces mayor con respecto a la capacidad instalada solar fotovoltaica.

El factor de planta global solar fotovoltaica es 29,8%, mientras que el factor de planta global eólico es 43,2%; es decir el factor de planta eólico es 1,45 veces mayor con respecto al factor de planta solar fotovoltaico.

La producción anual solar fotovoltaica es 1 256 869 MWh, mientras que la producción anual eólica es 3 865 442 MWh, es decir la producción eólica es 3 veces mayor que la producción solar.

El CAPEX solar fotovoltaico es 44 772 880 USD/año, mientras que el CAPEX eólico es 205 095 597 USD/año; es decir el CAPEX eólico es 4,6 veces mayor con respecto al CAPEX solar fotovoltaico.

El OPEX solar fotovoltaico es 12 468 691 USD/año, mientras que el OPEX eólico es 61 847 070 USD/año; es decir, el OPEX eólico es 5 veces mayor con respecto al OPEX solar fotovoltaico.

El valor de LCOE solar fotovoltaico es 45,91 USD/MWh, mientras que el valor de LCOE eólico es 69,06 USD/MWh; es decir, el costo de generación eólico es 1,5 veces mayor con respecto al costo de generación solar fotovoltaico.

La producción anual de hidrógeno a partir de energía solar fotovoltaica es 22 670 ton/año, mientras que la producción anual de hidrógeno a partir de energía eólica es 70 281 ton/año; es decir, se podría producir 3,1 veces mayor cantidad de hidrógeno a partir de energía eólica con respecto a la energía solar fotovoltaica.

El costo de producción de hidrógeno a partir de energía solar fotovoltaica es 2,52 USD/kg, mientras que el costo de producción de hidrógeno a partir de energía eólica es 3,80

USD/kg; es decir, el costo del hidrógeno producido a partir de energía eólica es 1,5 veces mayor con respecto a la energía solar fotovoltaica, particularmente debido al costo de generación de electricidad en cada caso.

Con relación a la energía híbrida solar-eólica, el factor de planta global es 38,9%, lo que equivalen a 3407,6 horas al año. El costo nivelado de generación eléctrica es 63,41 USD/kWh y el costo de producción anual de hidrógeno es 3,49 USD/kg de H₂. Es decir, los costos de generación eléctrica y producción de hidrógeno se ubican entre los costos determinados para el caso de la energía solar fotovoltaica y la energía eólica.

CONCLUSIONES

1. Se ha determinado que la capacidad instalada de centrales solares operativas en la actualidad en el país es 477,75 MW, con un factor de planta equivalente global a 29,8%, capaz de producir 22 760 toneladas de hidrógeno a un costo promedio de 2,52 USD/kg, el cual se acerca a la meta prospectiva internacional de 2 USD/kg.
2. Se ha determinado que la capacidad instalada de centrales eólicas operativas en la actualidad en el país es 1021,3 MW, con un factor de planta equivalente global a 43,2%, capaz de producir 70 281 toneladas de hidrógeno a un costo promedio de 3,80 USD/kg, el cual se aleja de la meta prospectiva internacional de 2 USD/kg.
3. Se ha determinado que la capacidad instalada híbrida de centrales solares y centrales eólicas operativas en la actualidad en el país es 1 499 MW, con un factor de planta equivalente global a 38,9%, capaz de producir 5112311 de hidrógeno a un costo promedio de 3,49 USD/kg, el cual es menor con respecto a la energía eólica, pero aún se aleja de la meta prospectiva internacional de 2 USD/kg.
4. Se concluye que la producción de hidrógeno a partir de energía solar fotovoltaica resulta ser la opción más competitiva de costo de producción (2,52 USD/kg), con respecto a la opción de energía eólica (3,80 USD/kg) y a la opción de energía híbrida (3,49 USD/kg).

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda evaluar la producción horaria de electricidad, a partir de energía solar fotovoltaica y de energía eólica, para considerar posibles impactos en el despacho económico del SEIN, teniendo en cuenta los costos marginales a corto plazo, a fin de evaluar la posible reinyección de electricidad, al SEIN, en periodos de elevado costo marginal.
2. Se recomienda considerar el aporte de otras fuentes de energía renovable, tales como la biomasa y la hidroenergía, considerando centrales de generación eléctrica actualmente en operación, así como nuevas fuentes de energía renovable, a futuro, tales como la geotermia y la energía del mar.

REFERENCIAS

- Danish, M., Kanwal, S., Perwez, U., Iftikhar, S. H., Ahmed, B. A. (2025). A comprehensive review of green hydrogen-based hybrid energy systems: Technologies, evaluation, and process safety. *Energy Review. ScienceDirect*
- Green hydrogen production: A review of technologies, challenges ... (2025). *Renewable and Sustainable Energy Reviews. ScienceDirect*
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers. IRENA*
- Ministerio de Energía y Minas del Perú. (2025). *Hoja de Ruta de Hidrógeno Verde. Eficiencia Energética*
- Exploring the potential of solar and wind-powered green hydrogen ... (2025). *Energy Conversion and Management. ScienceDirect*
- Análisis técnico y económico de un sistema solar fotovoltaico y eólico ... (2025). Tesis, Universidad Nacional de Juliaca. Repositorio UNAJ
- Potencial de producción de H₂ verde a partir de la electrólisis del agua ... (2023). Repositorio académico. Repositorios Latinoamericanos
- Wake-up call on green energy a hydrogen bombshell (2025). *The Australian*
- Dufo-Lopez, R., & Bernal-Agustín, J. L. (2015). Optimization of hybrid renewable energy systems. *Energy*, 90.
- Kaldellis, J. K., & Zafirakis, D. (2011). The wind–solar hybrid system: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- Perez, R., et al. (2010). Modeling solar and wind resources for hybrid system design. *Renewable Energy*.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2020). *Green Hydrogen: A Guide to Policy Making*.

Appl, M. (2019). Electrolytic hydrogen: industrial processes and economics. *International Journal of Hydrogen Energy*.

Creutzig, F., et al. (2018). The role of hydrogen and hydrogen-based fuels in the global energy system. *Energy & Environmental Science*.

Dutta, A. (2014). Hydrogen production technologies: current state and future developments. CRC Press.

Dufo-Lopez, R., & Bernal-Agustín, J. L. (2015). Optimization of hybrid renewable energy systems. *Energy*, 90.

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2020). Green Hydrogen: A Guide to Policy Making.

Kaldellis, J. K., & Zafirakis, D. (2011). The wind–solar hybrid system: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.

Perez, R., et al. (2010). Modeling solar and wind resources for hybrid system design. *Renewable Energy*.

Rosen, M. A., & Kocha, S. (2013). Hydrogen production: status and challenges. *Energy Policy*

Dutta, A. (2014). Hydrogen production technologies: current state and future developments. CRC Press.

Creutzig, F., et al. (2018). The role of hydrogen and hydrogen-based fuels in the global energy system. *Energy & Environmental Science*.

Rosen, M. A., & Kocha, S. (2013). Hydrogen production: status and challenges. *Energy Policy*.

Appl, M. (2019). Electrolytic hydrogen: industrial processes and economics. *International Journal of Hydrogen Energy*.

Gobierno de España. (2024). ¿Qué es el hidrógeno verde?

<https://planderecuperacion.gob.es/noticias/que-es-el-hidrogeno-verde>
planderecuperacion.gob.es

Hassan, Q., Algburi, S., Sameen, A. Z., Salman, H. M., & Jaszczur, M. (2023). A review of hybrid renewable energy systems: Solar and wind-powered solutions ... Renewable Energy Integration. ScienceDirect

Ministerio de Energía de Chile. (s. f.). Conceptos de hidrógeno verde.

<https://energia.gob.cl/electromovilidad/hidrogeno-verde/definiciones-generales>
Ministerio de Energía

Naciones Unidas. (s. f.). ¿Qué son las energías renovables?

<https://www.un.org/es/climatechange/what-is-renewable-energy> Naciones Unidas
Wikipedia. (s. f.). Coste nivelado de la energía (LCOE).

https://es.wikipedia.org/wiki/Coste_nivelado_de_la_energ%C3%ADa

Dufo-Lopez, R., & Bernal-Agustín, J. L. (2015). Optimization of hybrid renewable energy systems. Energy, 90.

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2020). Green Hydrogen: A Guide to Policy Making.

Kerlinger, F. N., & Lee, H. B. (2002). Foundations of Behavioral Research (4th ed.). Wadsworth.

Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2010). Wind Energy Explained: Theory, Design and Application. Wiley.

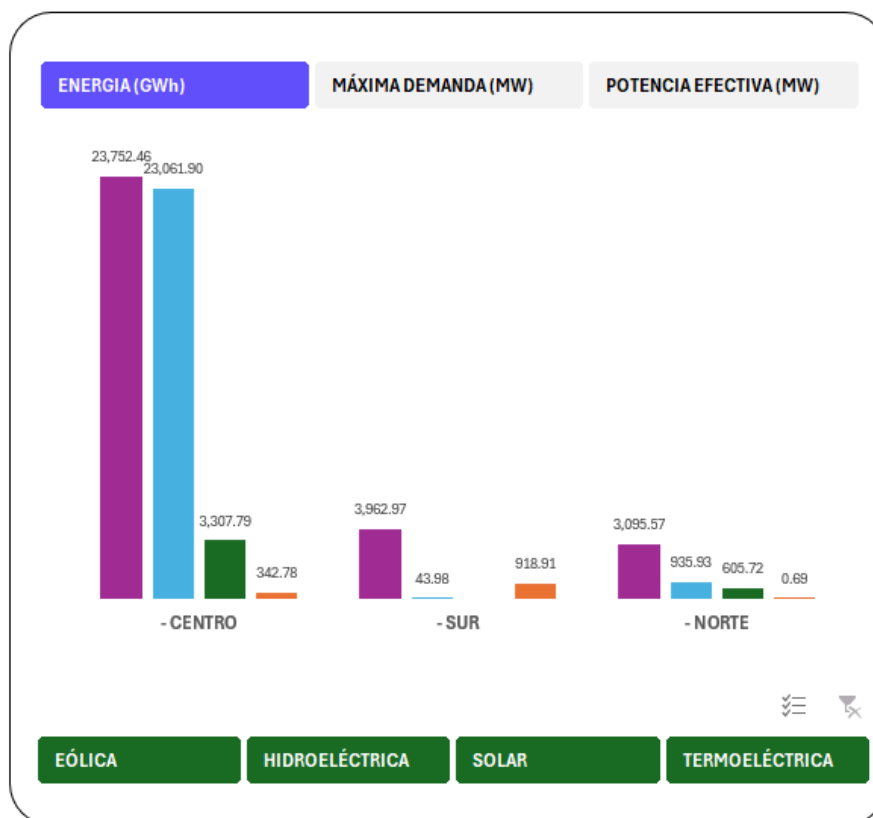
Perez, R., et al. (2010). Modeling solar and wind resources for hybrid system design. Renewable Energy.

U.S. Energy Information Administration. (2023). Hydrogen explained. Recuperado de <https://www.eia.gov/energyexplained/hydrogen/>

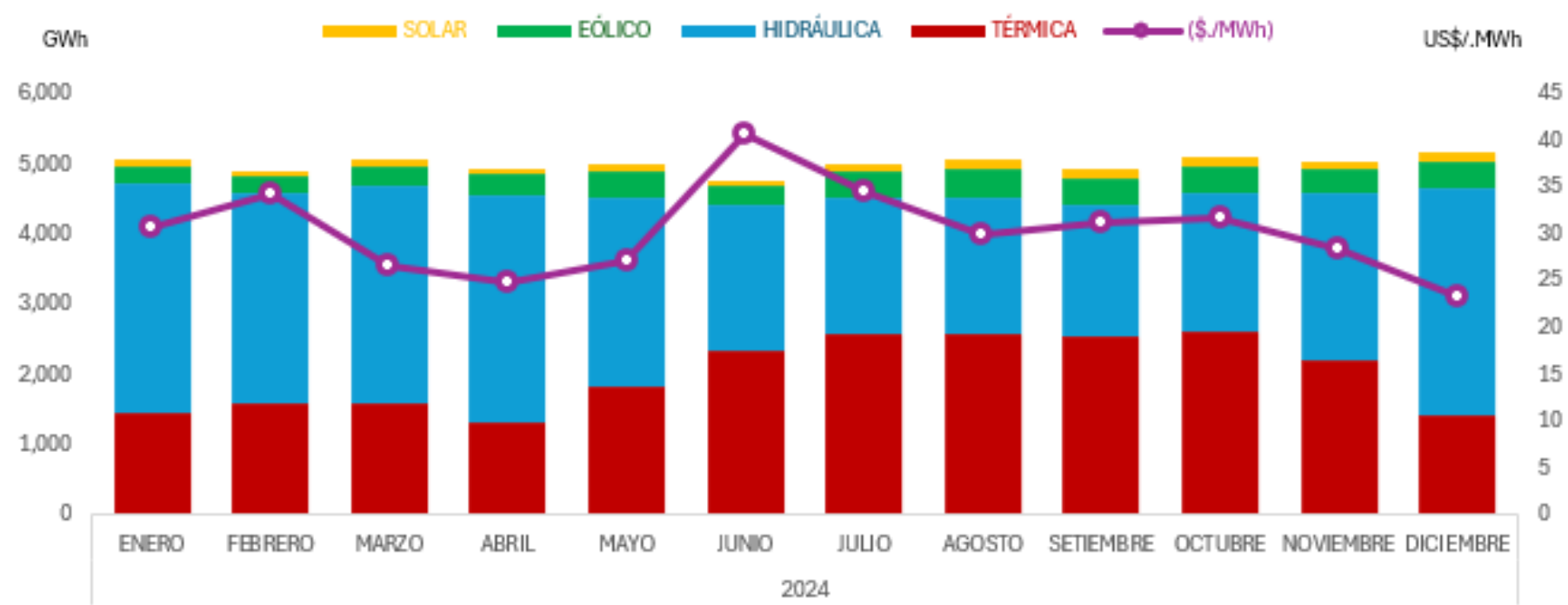
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (2025). Hidrógeno. Recuperado de <https://www.miteco.gob.es/es/energia/hidrocarburos-nuevos-combustibles/hidrogeno.html>
- Energy Institute. (2025). Hydrogen (2nd Edition). Recuperado de <https://knowledge.energyinst.org/collections/hydrogen>
- Plataforma de Electromovilidad (Gobierno de Chile). (2025). Hidrógeno: definiciones generales. Recuperado de <http://energia.gob.cl/electromovilidad/hidrogeno-verde/definiciones-generales>
- Gobierno de España. (2024). ¿Qué es el hidrógeno verde? Recuperado de <https://planderecuperacion.gob.es/noticias/que-es-el-hidrogeno-verde>
- Bard, A. J., & Faulkner, L. R. (2001). *Electrochemical methods: Fundamentals and applications* (2nd ed.). Wiley.
- Carmo, M., Fritz, D. L., Mergel, J., & Stolten, D. (2013). A comprehensive review on PEM water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(12), 4901–4934. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.01.151>
- International Energy Agency. (2022). *Global hydrogen review 2022*. IEA. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
- Millet, P., & Grigoriev, S. A. (2013). Chapter 2: Water electrolysis technologies. En L. M. Gandía, G. Arzamendi, & P. M. Diéguez (Eds.), *Renewable hydrogen technologies: Production, purification, storage, applications and safety* (pp. 19–42). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-56352-1.00002-3>
- Bossel, U. (2006). Does a hydrogen economy make sense? *Proceedings of the IEEE*, 94(10), 1826–1837. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2006.883715>

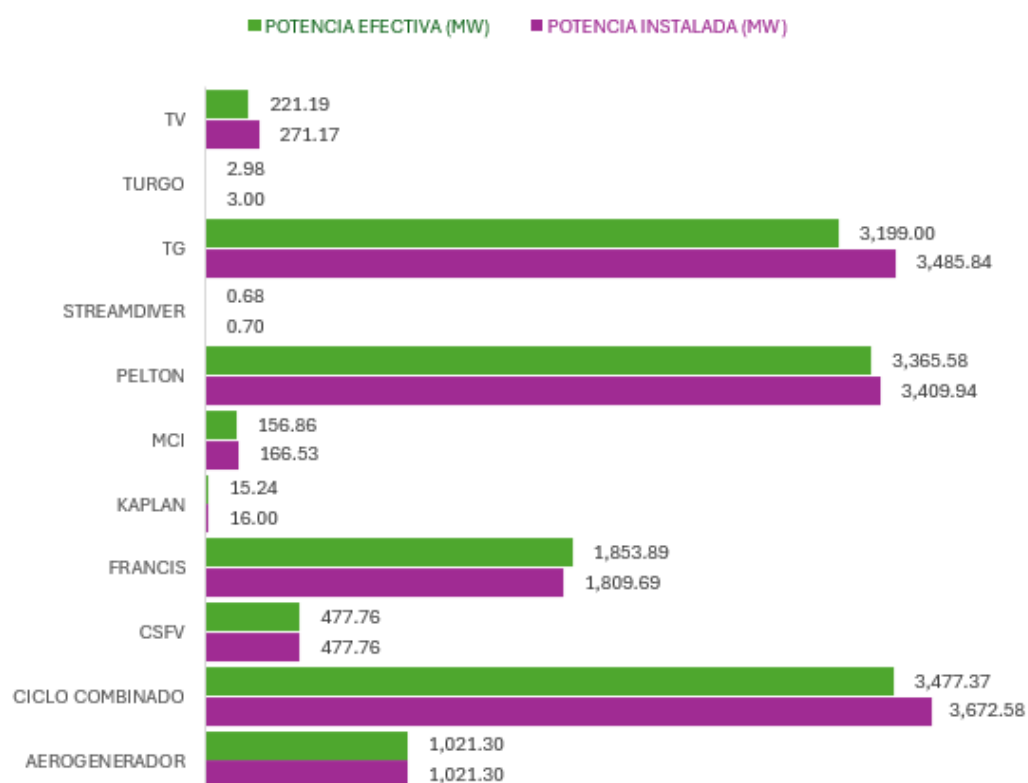
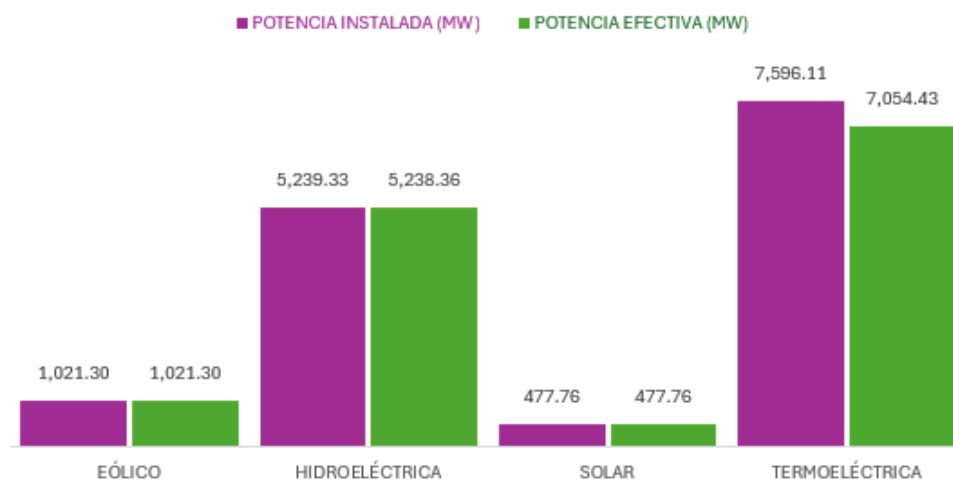
- Carmo, M., Fritz, D. L., Mergel, J., & Stolten, D. (2013). A comprehensive review on PEM water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(12), 4901–4934. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.01.151>
- International Energy Agency. (2022). *Global Hydrogen Review 2022*. IEA. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
- International Renewable Energy Agency. (2020). *Green Hydrogen: A guide to policy making*. IRENA. <https://www.irena.org/publications/2020/Nov/Green-hydrogen>
- Millet, P., & Grigoriev, S. A. (2013). Water electrolysis technologies. En L. M. Gandía, G. Arzamendi, & P. M. Diéguez (Eds.), *Renewable hydrogen technologies: Production, purification, storage, applications and safety* (pp. 19–41). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-56352-1.00002-3>
- International Energy Agency. (2020). *Projected Costs of Generating Electricity 2020*. IEA & OECD. <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>
- International Renewable Energy Agency. (2023). *Renewable Power Generation Costs in 2022*. IRENA. <https://www.irena.org/publications>
- Lazard. (2023). *Lazard's Levelized Cost of Energy, Version 16.0*. Lazard LLC. <https://www.lazard.com/perspective>
- U.S. Energy Information Administration. (2023). *Levelized costs of new generation resources in the Annual Energy Outlook 2023*. U.S. EIA. <https://www.eia.gov/outlooks/aeo>

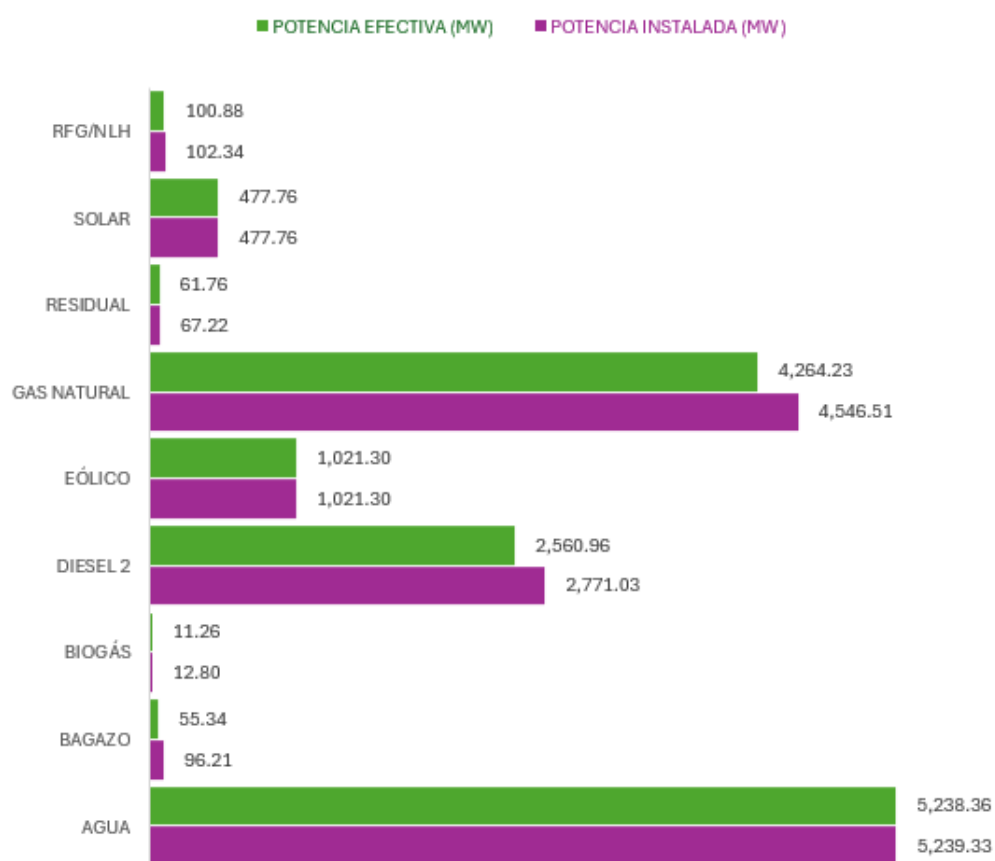
ANEXOS

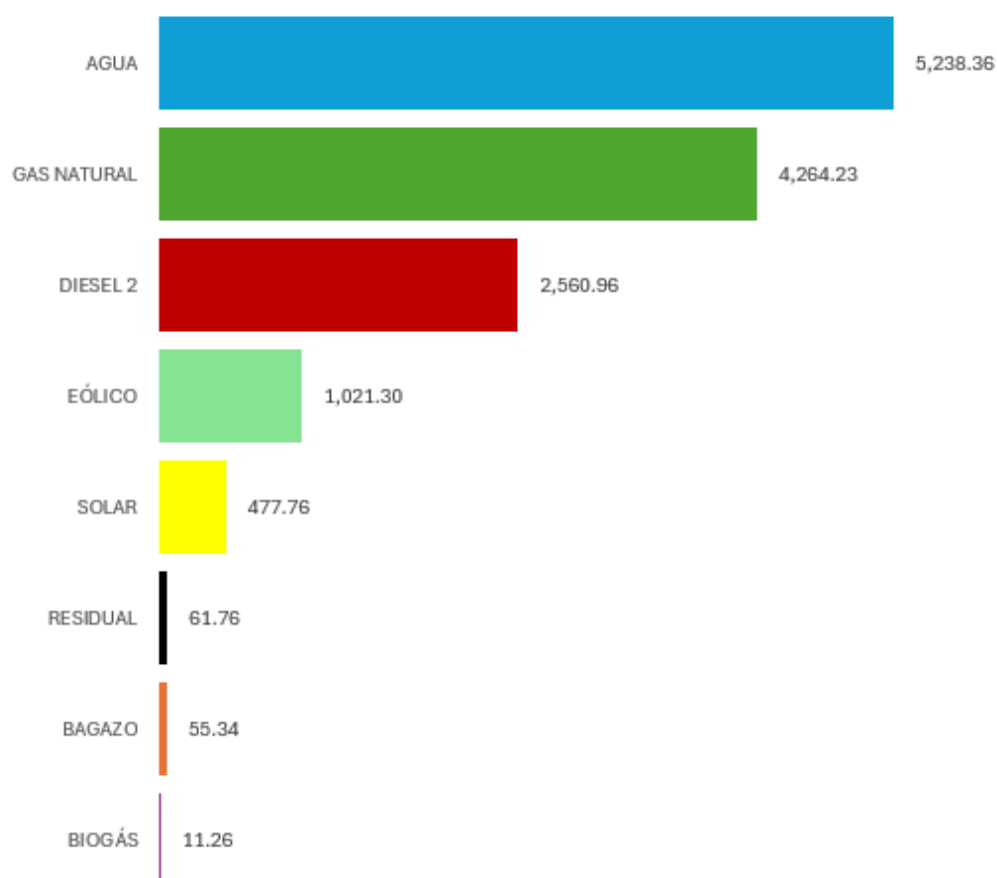
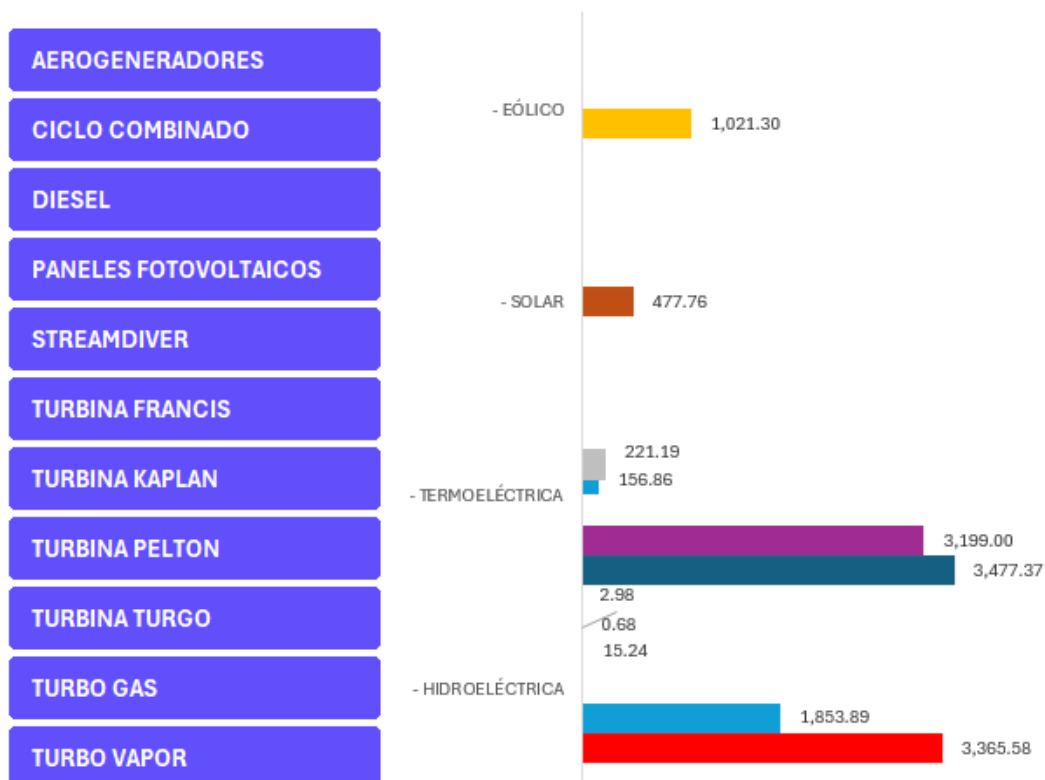




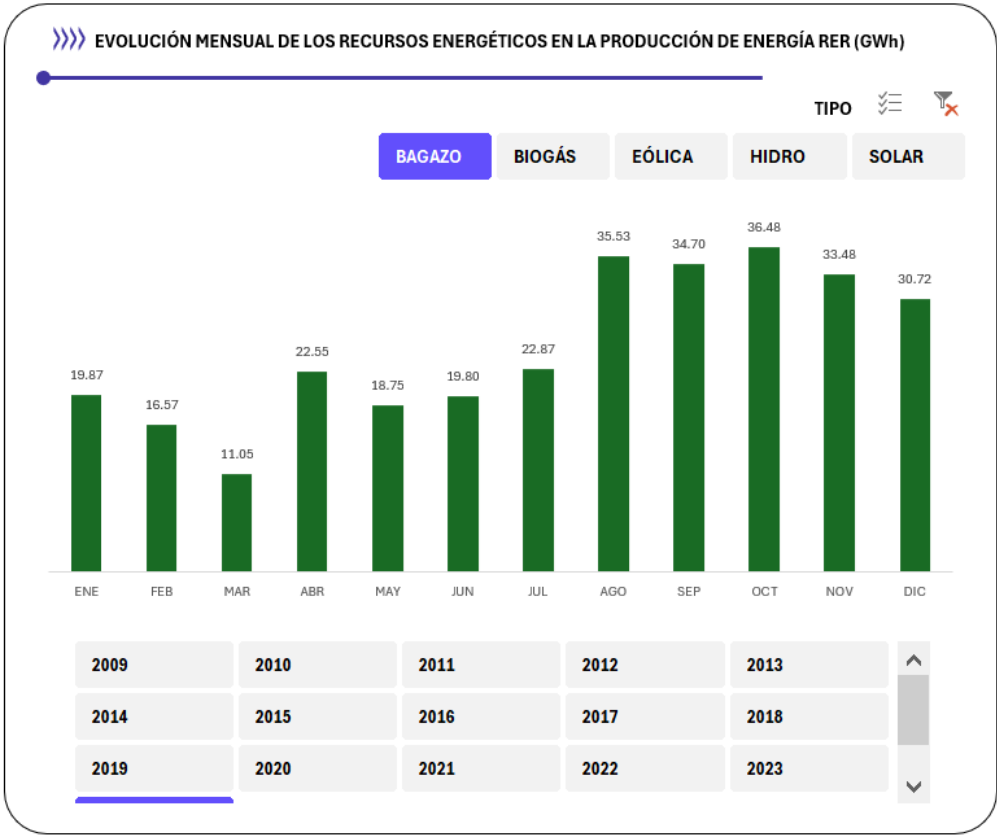
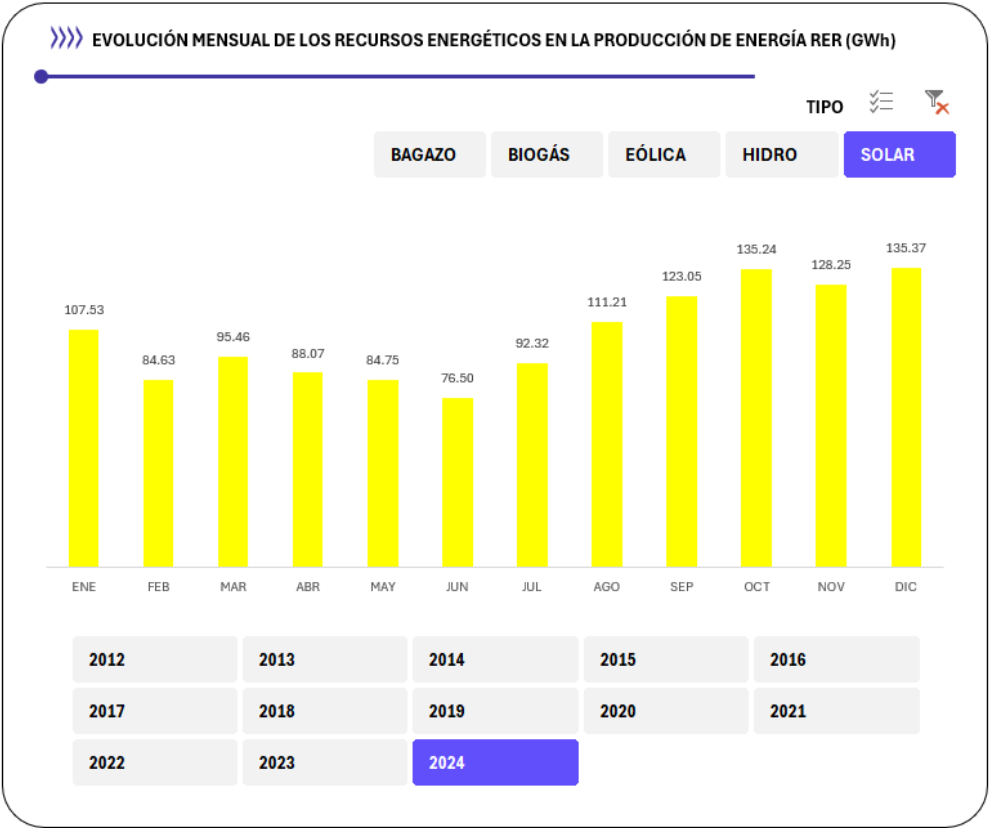












TIPO CENTRAL



EÓLICA

HIDROELÉCTRICA

SOLAR

TERMOELÉCTRICA

TIPO RECURSO



AGUA

BAGAZO

BIOGAS

DIESEL

EOLICA

FLEXIGAS & GAS...

GAS NATURAL

NAFTA & GAS RE...

RESIDUAL

SOLAR

HIDROELÉCTRICA



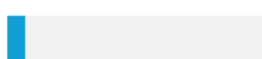
51.33%

TERMOELÉCTRICA



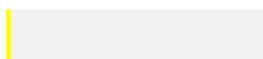
40.05%

EÓLICA



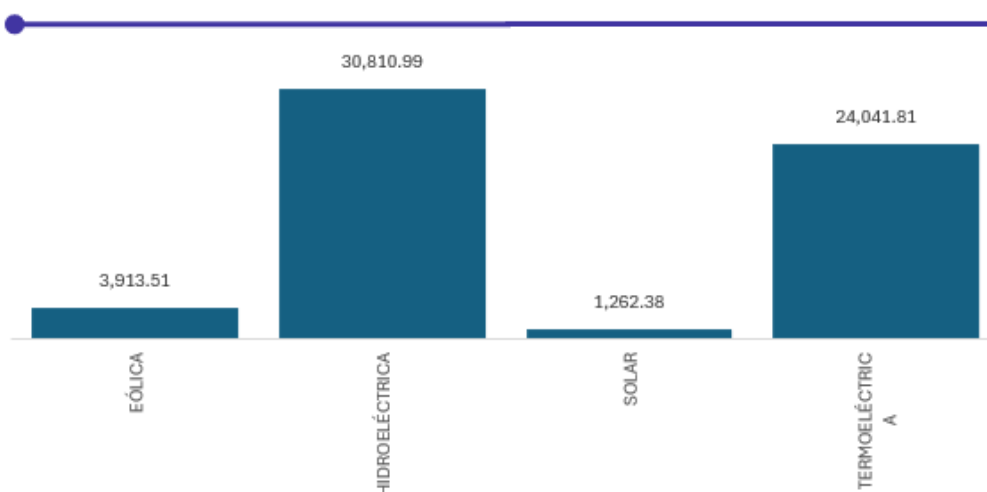
6.52%

SOLAR

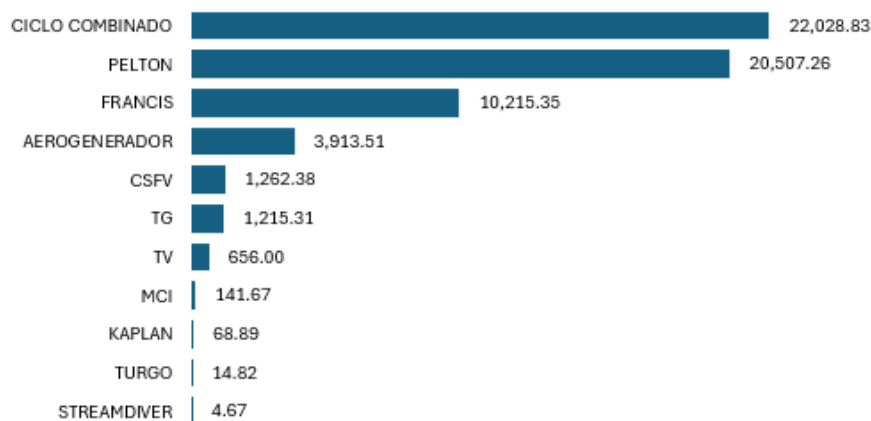


2.10%

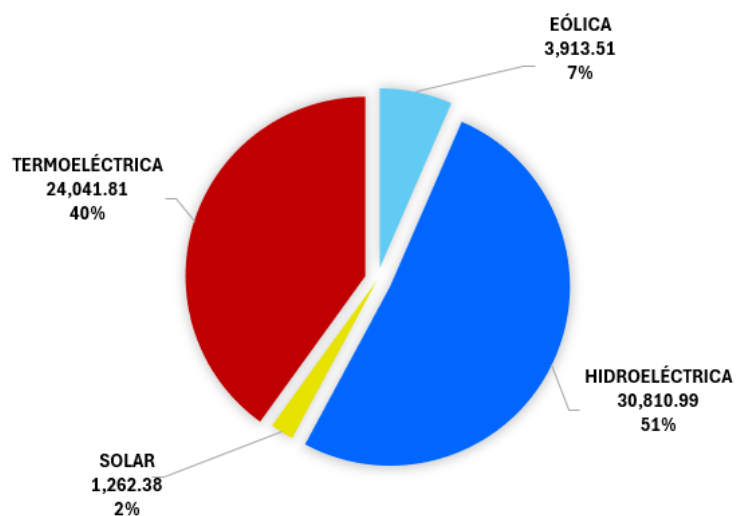
>>>> POR TIPO RECURSO (GWh)



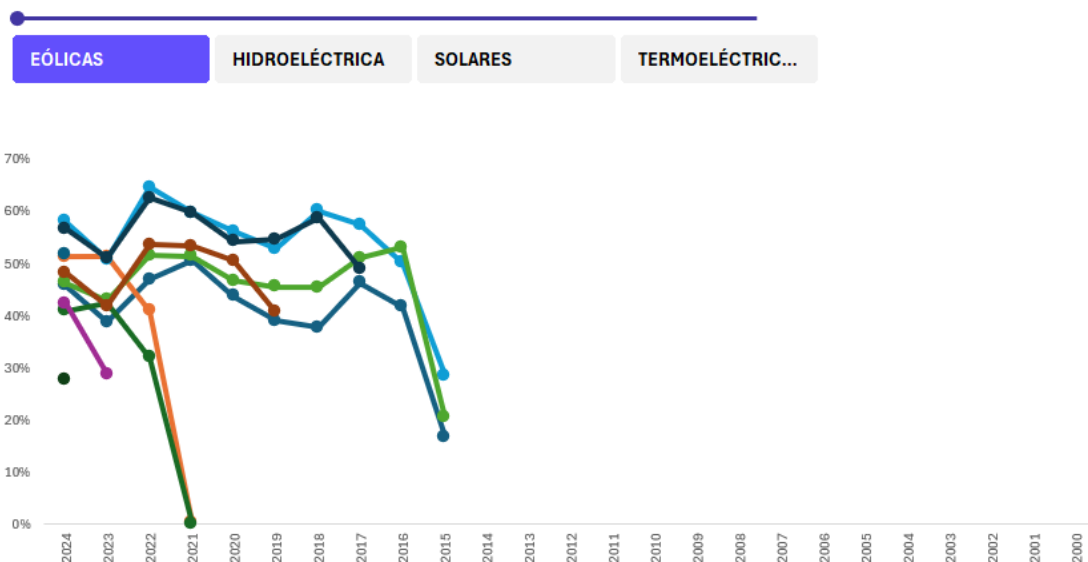
>>>> TIPO TECNOLOGÍA (GWh)



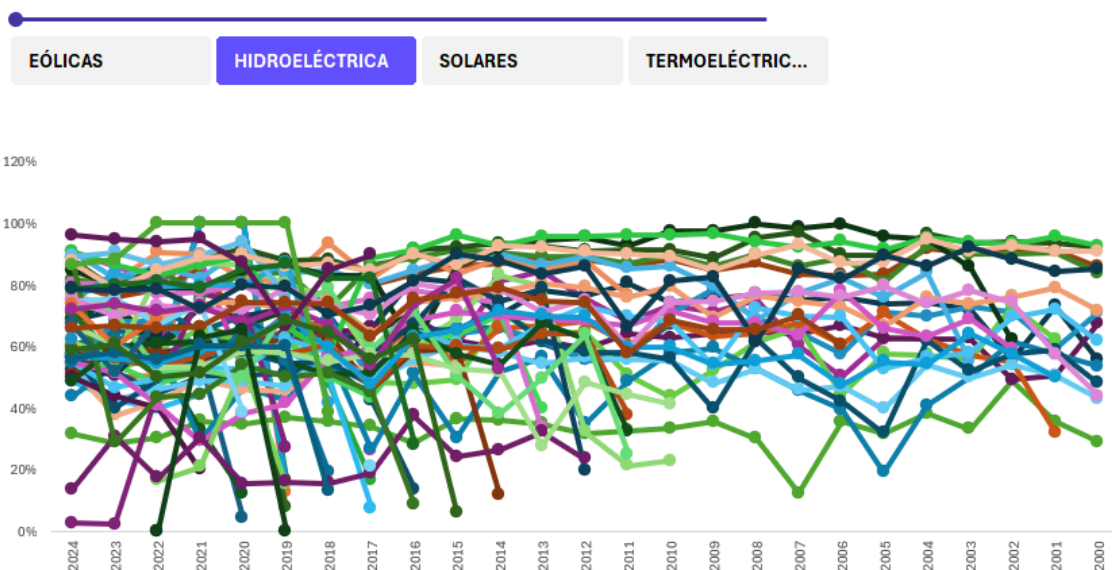
>>> TIPO DE GENERACIÓN (GWh)



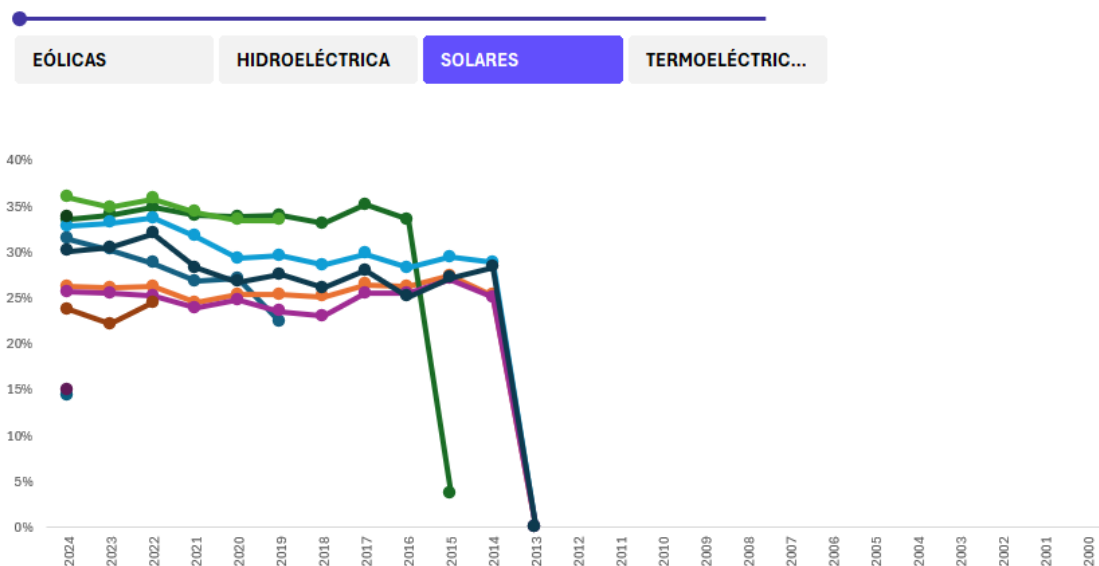
>>> FACTOR DE PLANTA ANUAL DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN



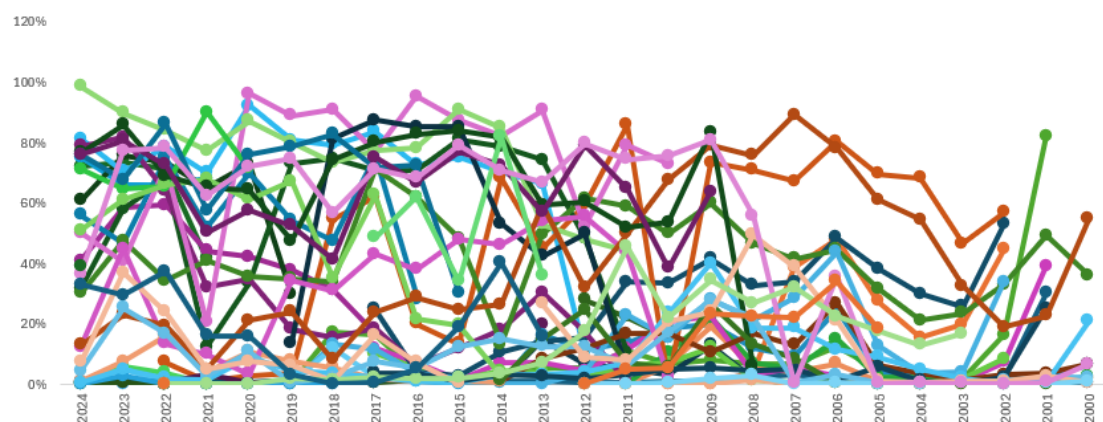
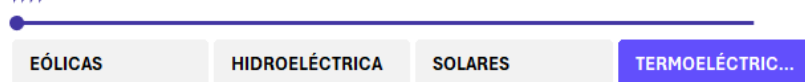
>>> FACTOR DE PLANTA ANUAL DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN



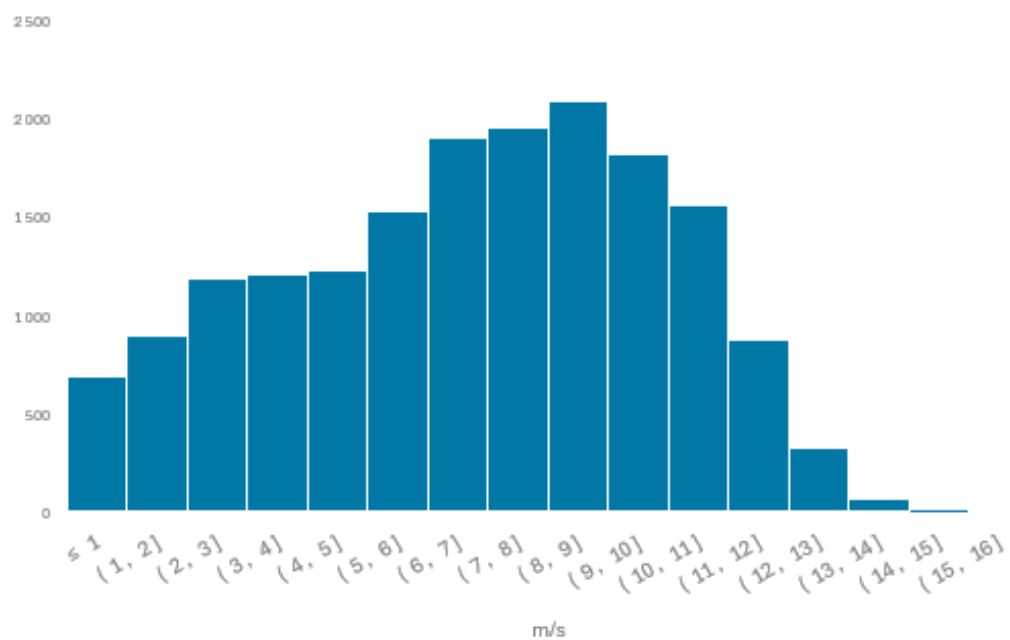
>>> FACTOR DE PLANTA ANUAL DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN



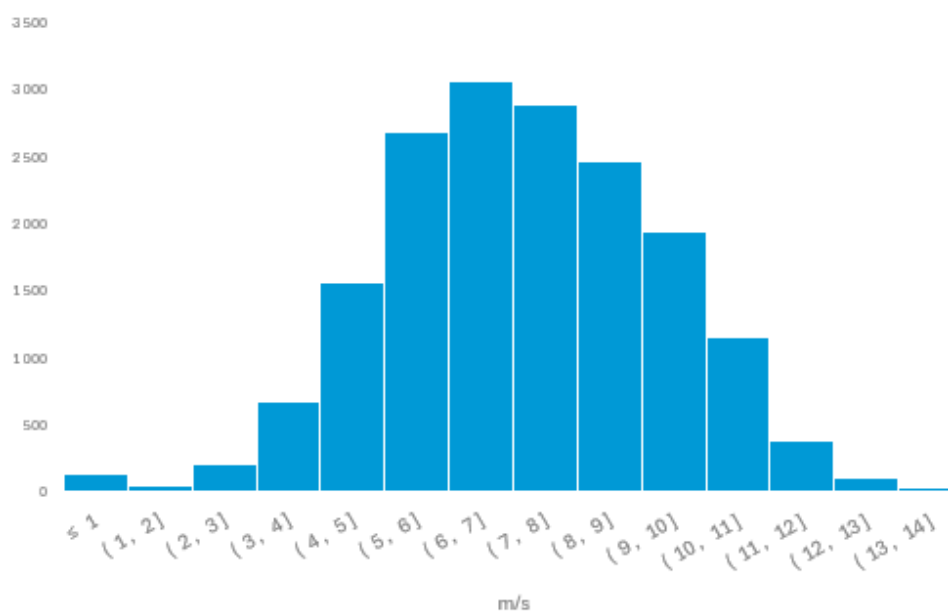
>>>> FACTOR DE PLANTA ANUAL DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN



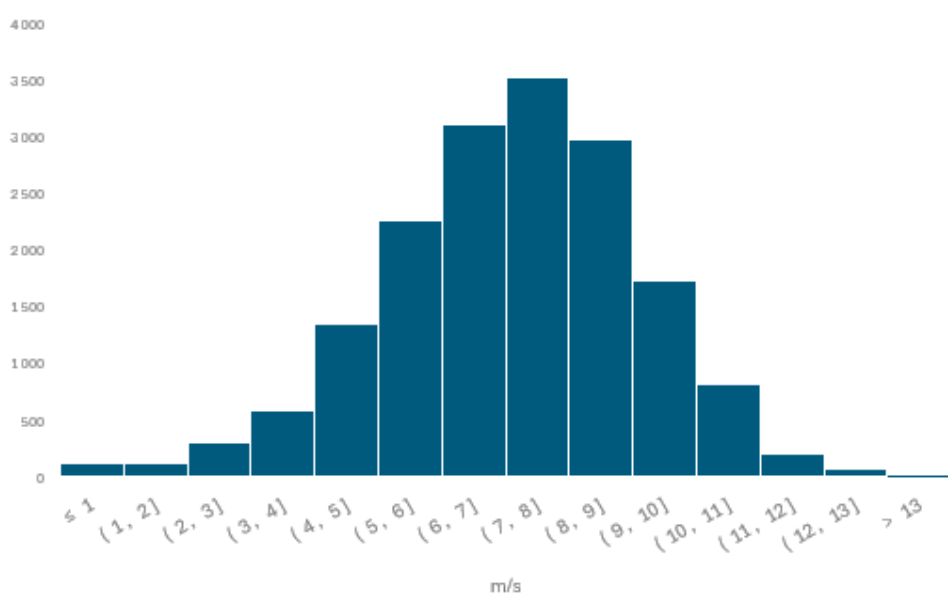
C.E. WAYRA I (m/3)

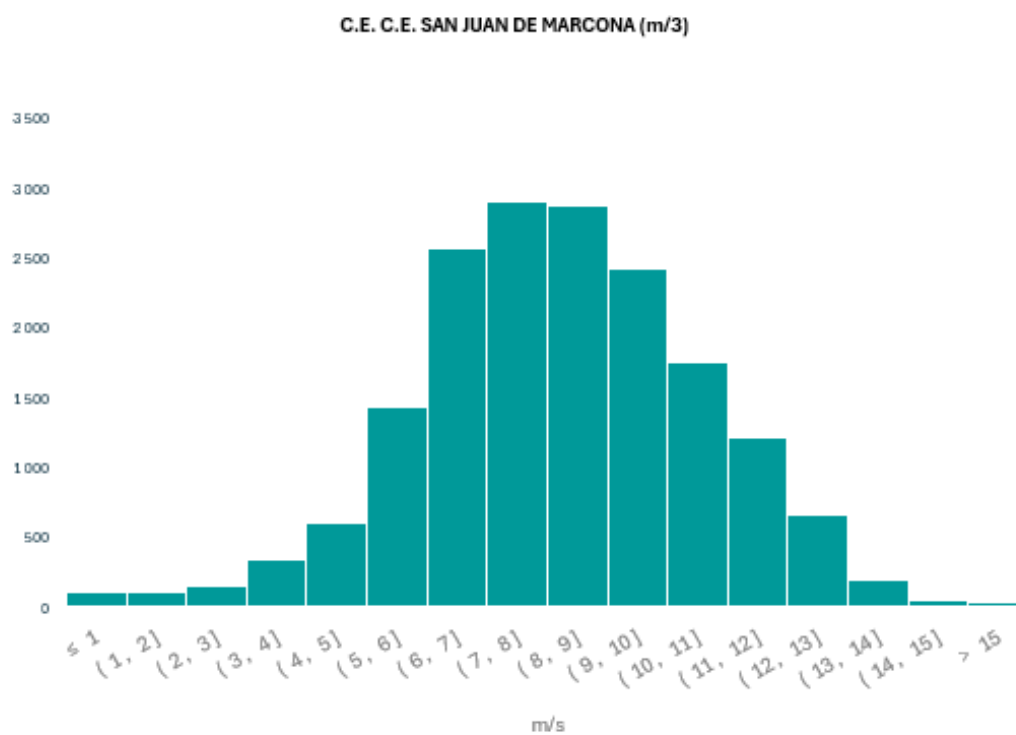
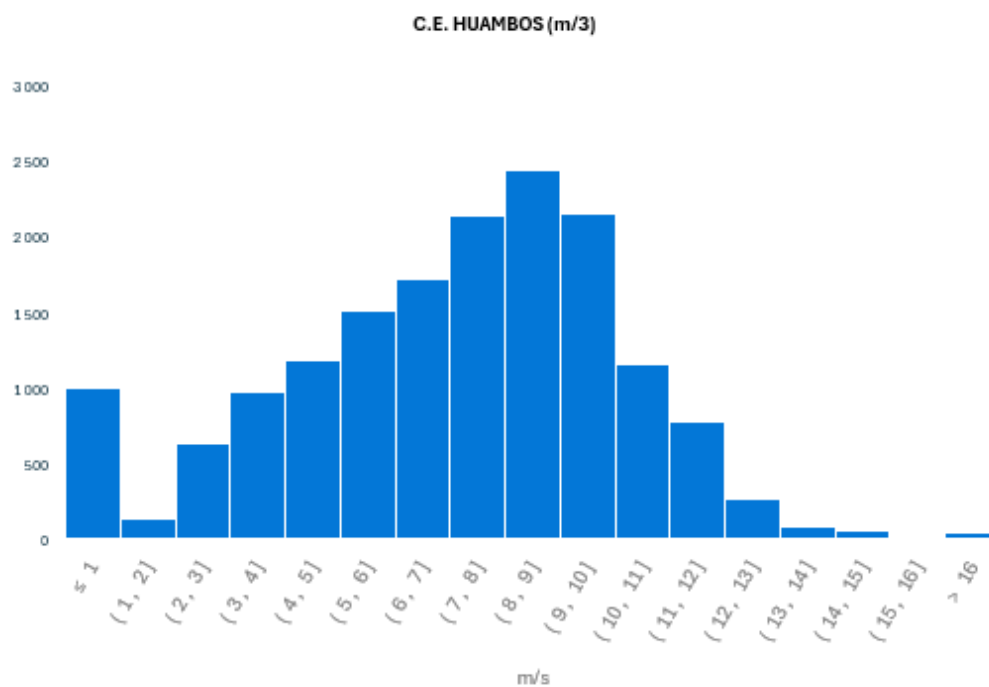


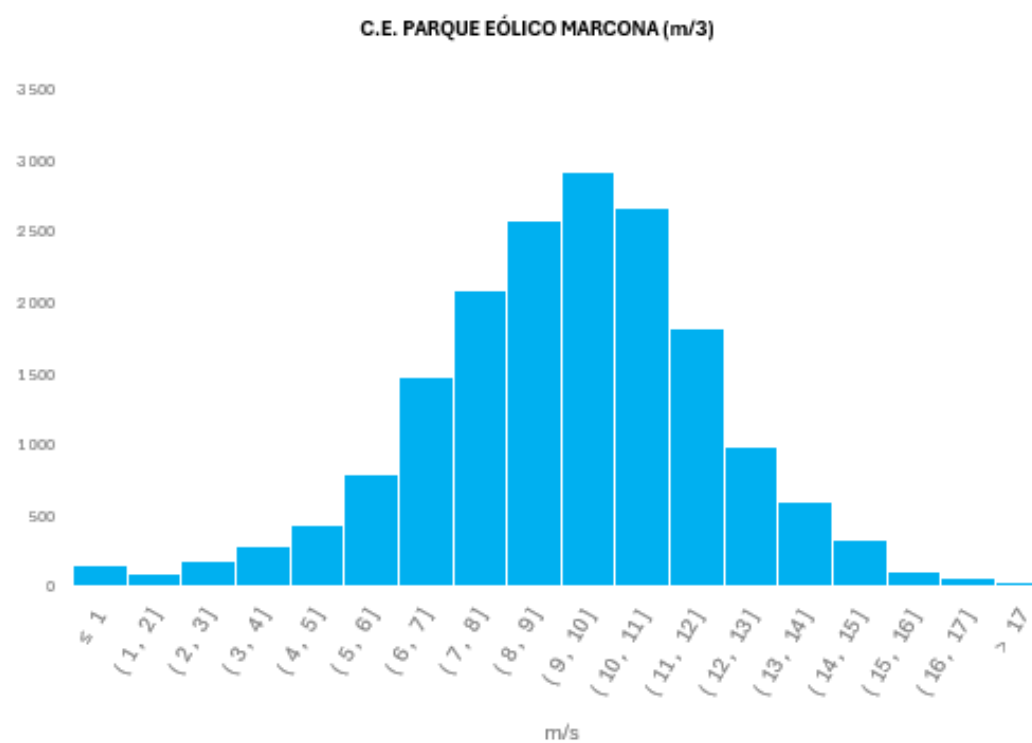
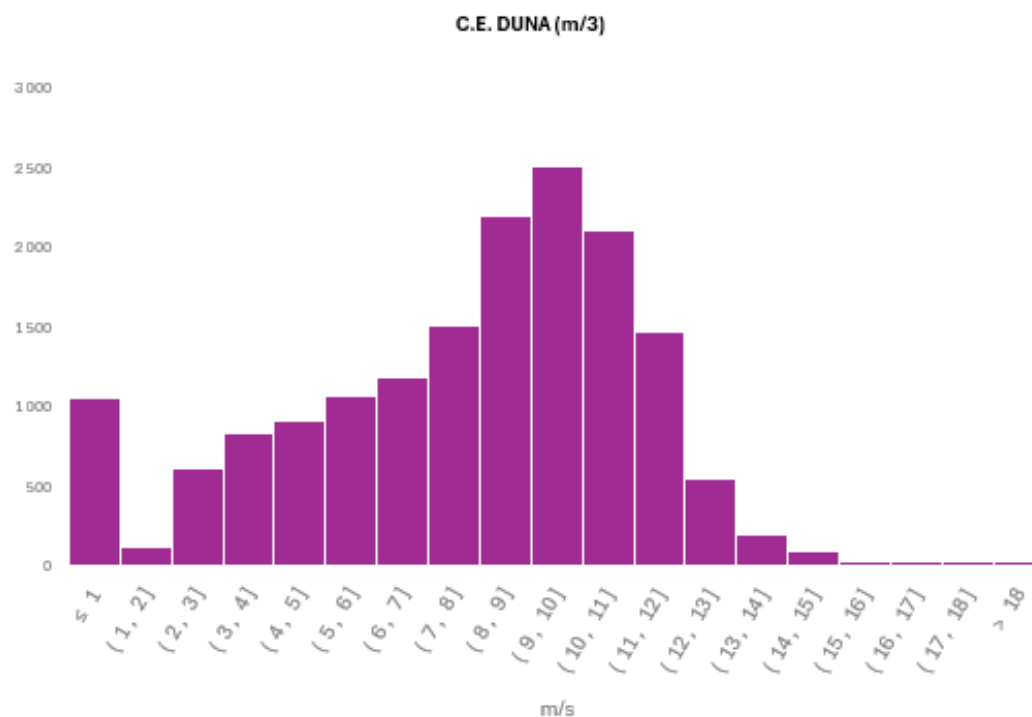
C.E. PARQUE EÓLICO CUPISNIQUE (m/3)



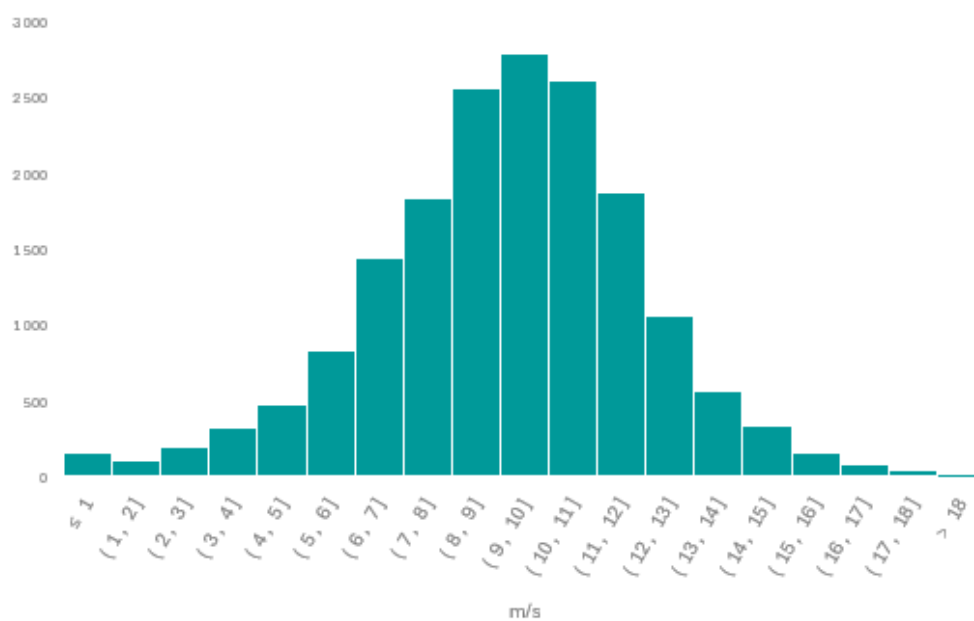
C.E. TALARA (m/3)



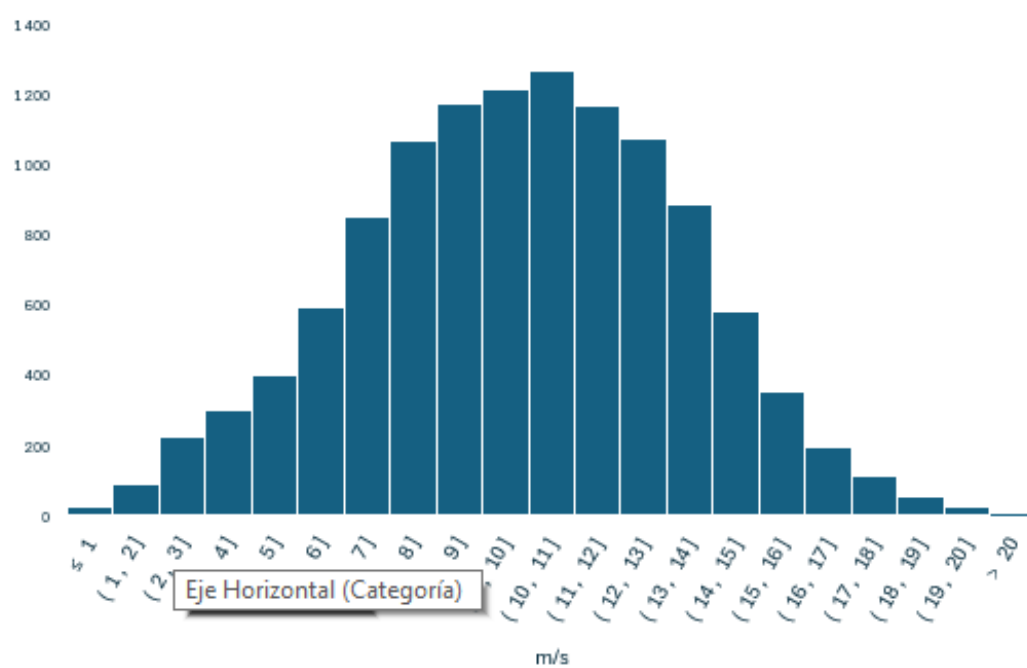


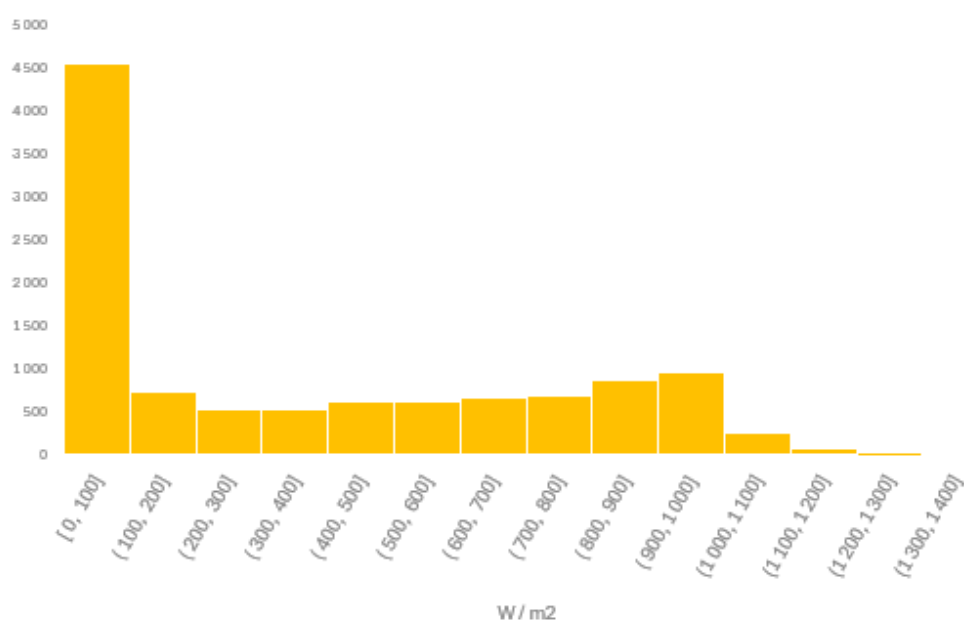
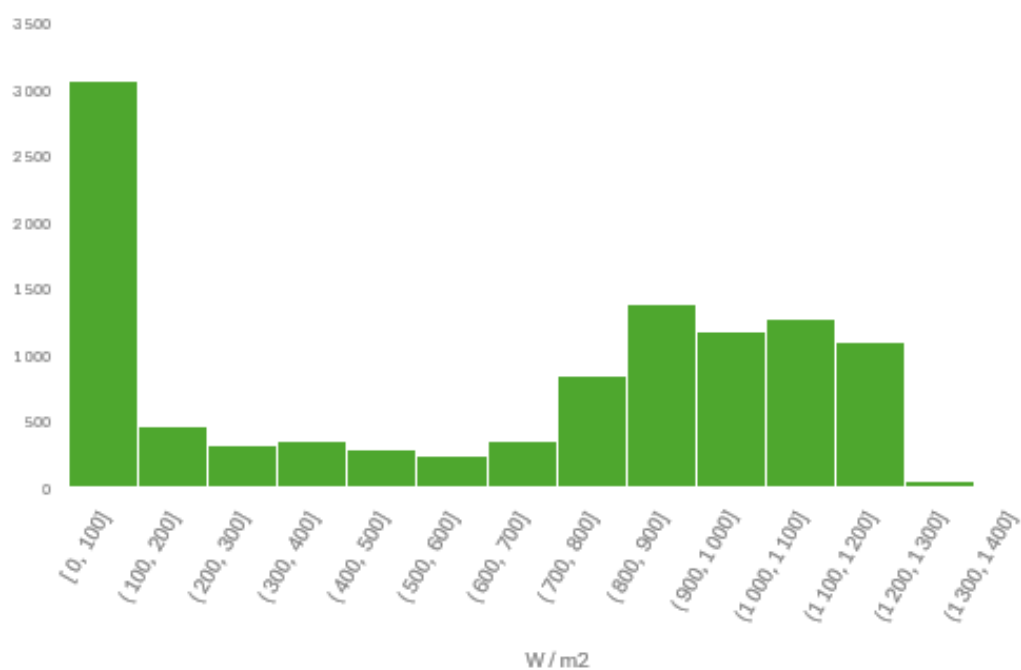


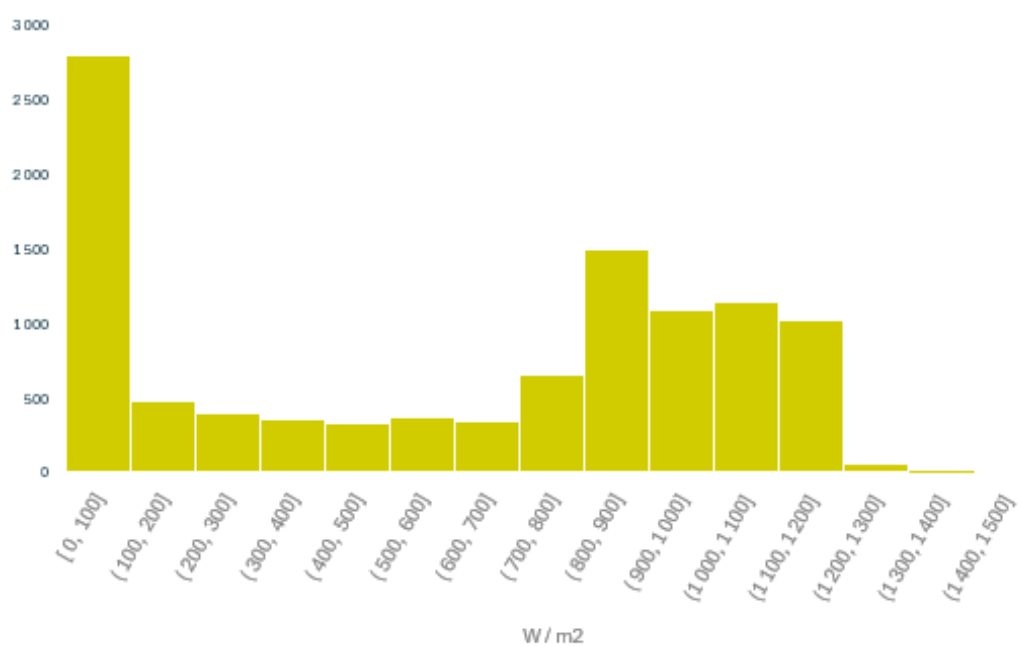
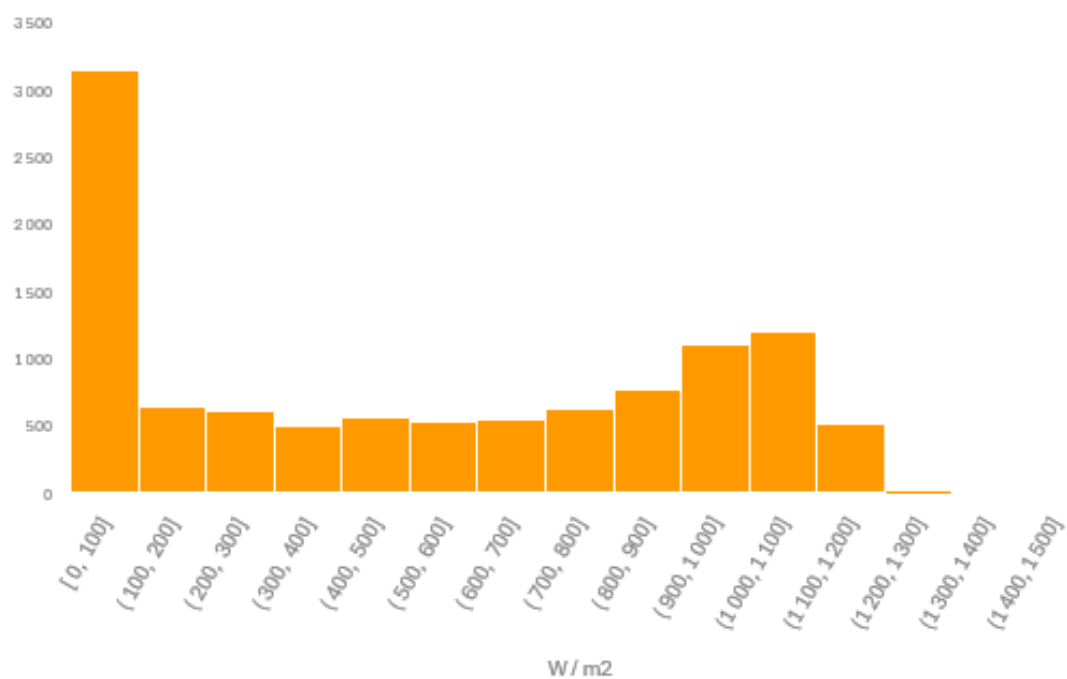
C.E. PARQUE EÓLICO TRES HERMANAS (m/3)



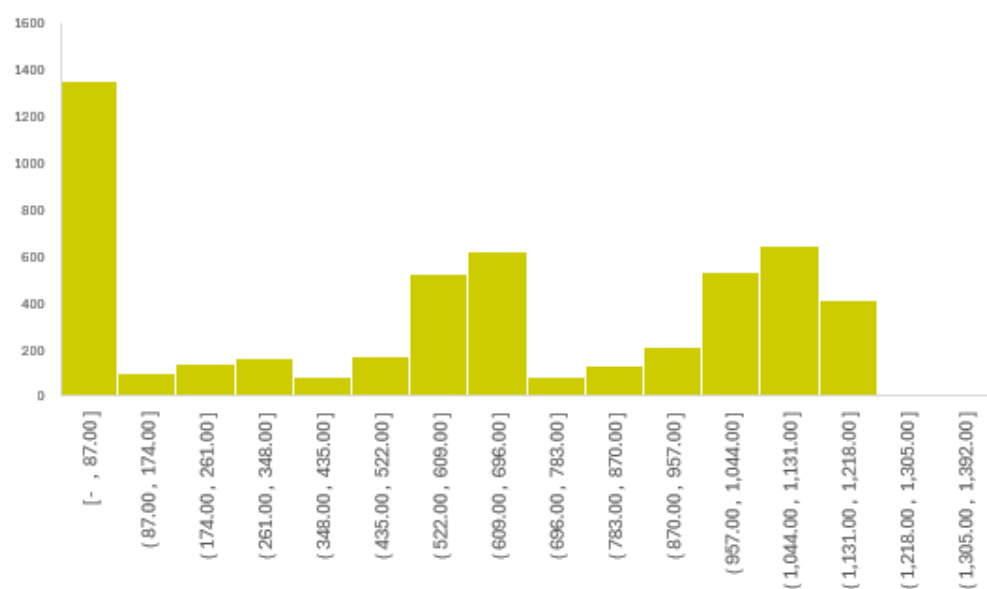
C.E. PUNTA LOMITAS (m/3)



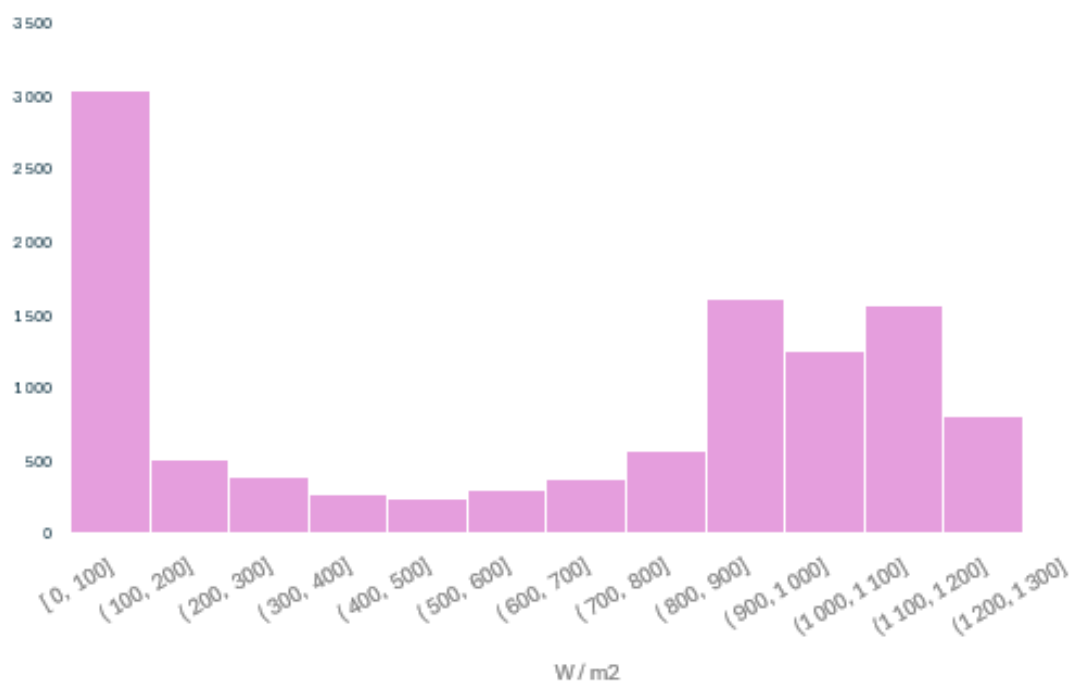
C.S. YARUCAYA - RADIACIÓN SOLAR (W/m²)C.S. RUBI - RADIACIÓN SOLAR (W/m²)

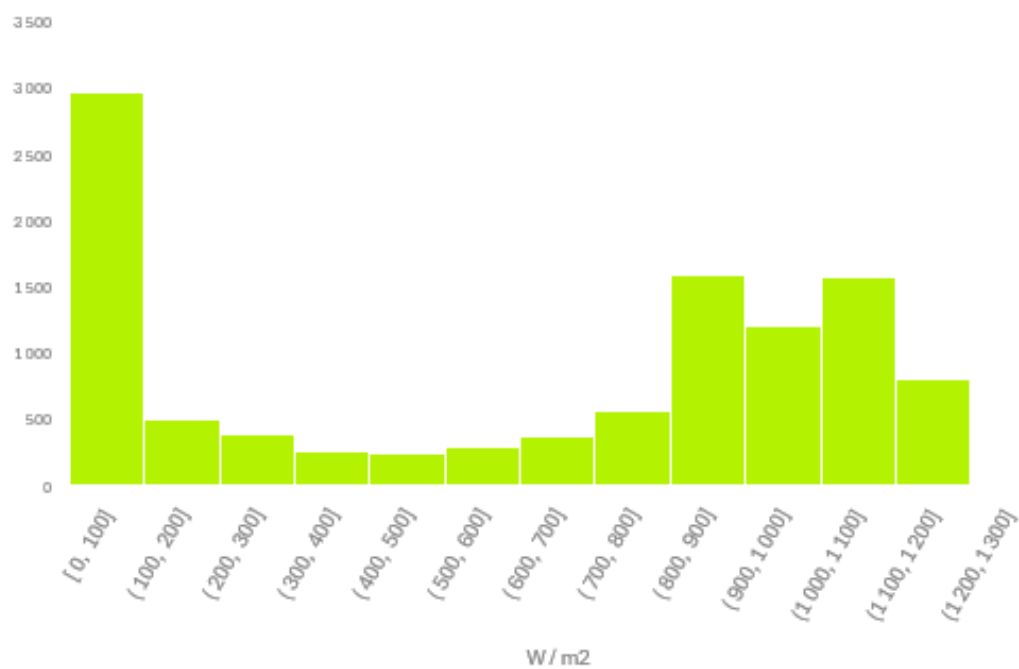
C.S. INTIPAMPA - RADIACIÓN SOLAR (W/m²)C.S. MAJES SOLAR 20T - RADIACIÓN SOLAR (W/m²)

C.S. MATARANI - RADIACIÓN SOLAR (W/m2)



C.S. MOQUEGUA FV - RADIACIÓN SOLAR (W/m2)



C.S. PANAMERICANA SOLAR - RADIACIÓN SOLAR (W/m²)C.S. TACNA SOLAR - RADIACIÓN SOLAR (W/m²)