

Technical analysis of the production and storage of green hydrogen from surplus wind energy

¹Minor Rojas Solís^{}; ²Gustavo Richmond-Navarro^{}

^{1,2}Instituto Tecnológico de Costa Rica, Costa Rica, grichmond@tec.ac.cr, mrojass@cfia.or.cr

This study evaluates the technical feasibility of producing green hydrogen from surplus energy at the Vientos del Este wind farm, located in Tilarán, Costa Rica. The main objective is to propose a methodology that allows estimating and utilizing the farm's non-marketed energy surplus to generate hydrogen as an energy carrier, store it, and eventually convert it into electricity using the P2H2P (Power to Hydrogen to Power) approach. The methodology used includes statistical analysis of historical data from the SCADA system between 2020 and 2023, focusing on the peak generation months (December to April). Power curves were fitted using sixth-degree polynomial regressions to characterize wind energy production and calculate surpluses. Subsequently, the electrolysis system with PEM electrolyzers was designed, integrating estimates of water requirements, energy efficiency, installation space, and compression stages for storage in Type II tanks at 350 bar. The results show an average annual production of 28,6 tons of hydrogen (317 938 Nm³), sufficient to generate 571,5 MWh of electricity using fuel cells. However, the energy balance reveals losses exceeding 70 %, questioning the economic viability of the system in applications with long storage periods. The study stands out for offering a replicable methodology in other wind farms with overcapacity, providing a useful technical basis for future developments in hybrid renewable energy systems and energy decarbonization.

Keywords: wind energy surplus, green hydrogen, PEM electrolysis, hydrogen storage, P2H2P

Análisis técnico de la producción y almacenamiento de hidrógeno verde a partir de excedentes de energía eólica

¹Minor Rojas Solís^{ORCID}; ²Gustavo Richmond-Navarro^{ORCID}

^{1,2}Instituto Tecnológico de Costa Rica, Costa Rica, grichmond@tec.ac.cr, mrojass@cfia.or.cr

Resumen– Este trabajo evalúa la viabilidad técnica de producir hidrógeno verde a partir de excedentes de energía en el parque eólico Vientos del Este, ubicado en Tilarán, Costa Rica. El objetivo principal es proponer una metodología que permita estimar y aprovechar el excedente energético no comercializado del parque para generar hidrógeno como vector energético, almacenarlo y eventualmente reconvertirlo en electricidad bajo el enfoque P2H2P (Power to Hydrogen to Power). La metodología empleada incluye el análisis estadístico de datos históricos provenientes del sistema SCADA entre 2020 y 2023, enfocados en los meses de mayor generación (diciembre a abril). Se ajustaron curvas de potencia mediante regresiones polinomiales de grado seis para caracterizar la producción eólica y calcular excedentes. Posteriormente, se diseñó el sistema de electrólisis con electrolizadores PEM, integrando estimaciones de agua requerida, eficiencia energética, espacio físico de instalación y etapas de compresión para almacenamiento en tanques tipo II a 350 bar. Los resultados muestran una producción anual promedio de 28,6 toneladas de hidrógeno (317 938 Nm³), suficiente para generar 571,5 MWh de electricidad mediante celdas de combustible. Sin embargo, el balance energético revela pérdidas superiores al 70 %, cuestionando la viabilidad económica del sistema en aplicaciones con largos periodos de almacenamiento. El estudio destaca por ofrecer una metodología replicable en otros parques eólicos con sobrecapacidad, aportando una base técnica útil para futuros desarrollos en sistemas híbridos de energías renovables y descarbonización energética. **Palabras clave:** Excedentes de energía eólica, hidrógeno verde, electrólisis PEM, almacenamiento de hidrógeno, P2H2P

I. INTRODUCCIÓN

La transición hacia un sistema energético más sostenible y descarbonizado es uno de los desafíos más urgentes del siglo XXI [1]. La creciente intermitencia y variabilidad de las fuentes renovables, especialmente la energía eólica, genera excedentes energéticos que, si no se gestionan adecuadamente, se pierden o provocan ineficiencias en la operación de la red eléctrica [2]. En este contexto, la innovación en tecnologías de conversión y almacenamiento, como el hidrógeno verde, se presenta como una solución estratégica para transformar dichos excedentes en

vectores energéticos limpios, versátiles y de alto valor agregado [3].

La producción de hidrógeno verde mediante electrólisis ha ganado relevancia como alternativa para almacenar excedentes renovables. Los electrolizadores tipo PEM (Proton Exchange Membrane o membrana de intercambio de protones), por su capacidad de operar en condiciones de alta presión y responder rápidamente a variaciones de potencia, son especialmente adecuados para integrarse con fuentes eólicas [4]. Además, Power-to-Hydrogen-to-Power (P2H2P), permite reconvertir el hidrógeno almacenado en electricidad, cerrando el ciclo energético y ofreciendo flexibilidad operativa a sistemas híbridos [5].

No obstante, la implementación de estos sistemas enfrenta desafíos técnicos y económicos. La eficiencia global del ciclo P2H2P puede presentar pérdidas superiores al 70 %, especialmente en aplicaciones con largos periodos de almacenamiento [6], [7]. También se deben considerar aspectos como el espacio físico requerido para la instalación de electrolizadores, la infraestructura de compresión y almacenamiento, y la viabilidad económica en función de los precios locales de la energía [8], [9].

El presente trabajo se enmarca en este contexto y tiene como objetivo principal evaluar la factibilidad técnica de transformar los excedentes de energía eólica en hidrógeno verde, almacenarlo y reconvertirlo en electricidad bajo el enfoque P2H2P en el parque eólico "Vientos del Este", ubicado en Tilarán, Costa Rica. Para ello, se propone una metodología basada en análisis estadísticos de datos históricos del sistema SCADA, ajuste de curvas de potencia mediante regresiones polinomiales, diseño técnico de sistemas de electrólisis y dimensionamiento de almacenamiento. Esta propuesta busca ofrecer una base replicable para futuros desarrollos en parques eólicos con sobrecapacidad, contribuyendo a la consolidación de sistemas energéticos sostenibles y resilientes en el país y la región.

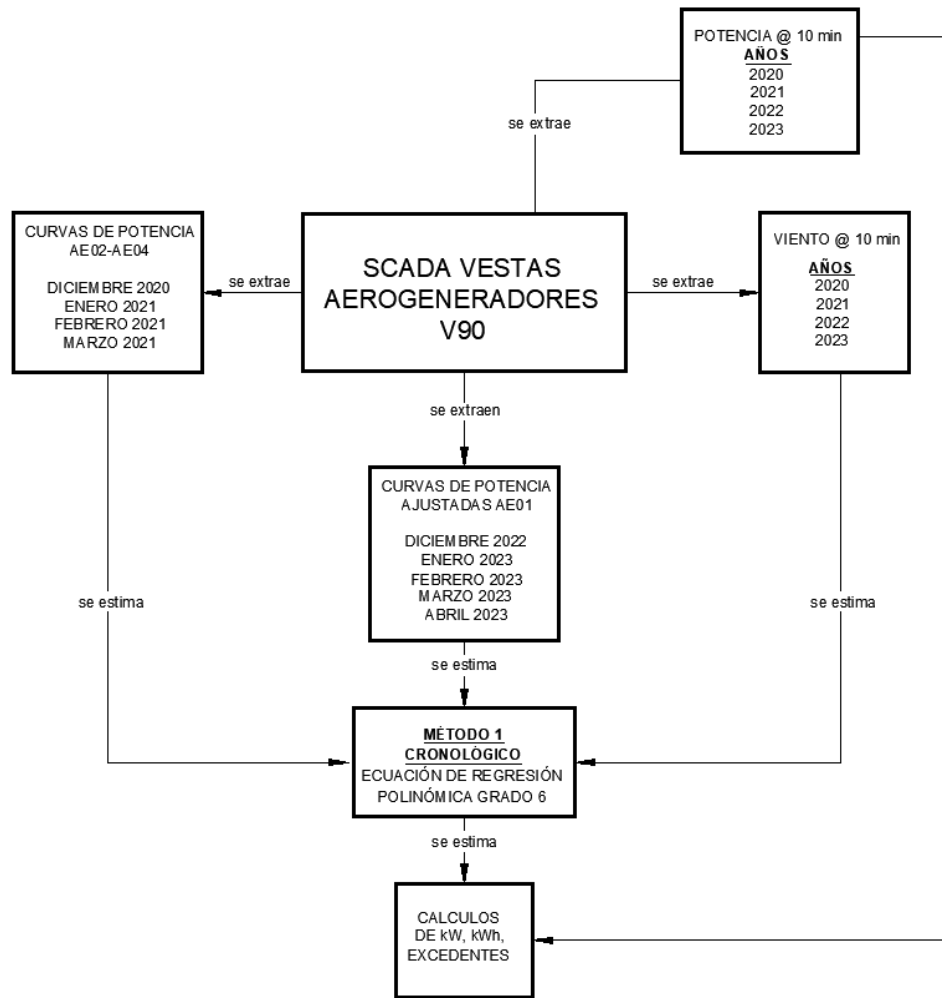


Figura 1. Diagrama del procedimiento de cálculo de excedentes de energía del parque.
Fuente: [Elaboración propia]

II. PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS Y CÁLCULO

En la Figura 1 se muestra el diagrama del procedimiento de cálculo de los excedentes de energía del parque, así como la aplicación del método estadístico para el cálculo de la energía excedente a utilizar del parque. El método estadístico utilizado, conocido como método cronológico [10], establece que, a partir de una serie temporal de velocidades de viento, y una curva de potencia en función de la velocidad del viento de una turbina, se calculan los valores de energía estimados para los datos de viento disponibles en el período en estudio. A partir de los datos de viento extraídos del SCADA del parque, se reconstruyeron las curvas de potencia de los aerogeneradores, por medio de un modelo de regresión polinomial de grado 6, en la reconstrucción se sustituyeron los BIN o clases de velocidad

que no estaban registradas por los valores característicos de la curva de potencia del sitio, además, no se consideran los datos de viento en condición de limitación.

Tras calcular las curvas características de cada aerogenerador en función de cada periodo en estudio (año, mes), se procedió a estimar la energía total producida por el parque haciendo uso del método cronológico, teniendo como referencia una potencia instalada de los 12 MW. En la Figura 2, se puede apreciar el ajuste de la curva estimada con el modelo de regresión con respecto a los datos de viento medidos para el periodo analizado, en este caso enero del 2021, la curva corresponde al aerogenerador AE03.

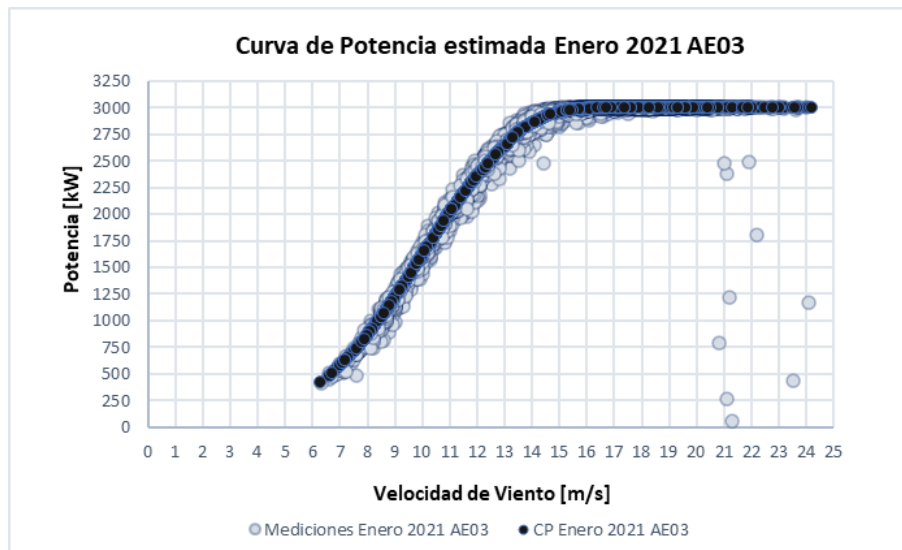


Figura 2. Curva de potencia ajustada vs los datos reales medidos.
Fuente: [Elaboración propia]

III. SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE ELECTRÓLISIS

Para la producción de hidrógeno verde se emplea la tecnología de la electrólisis con un electrolizador tipo PEM (Proton Exchange Membrane), basado en una membrana de intercambio de protones, esta selección se fundó en la eficiencia de la tecnología y en la capacidad que tiene el equipo de ofrecer una rápida respuesta a las variaciones de potencia, típicas de la energía renovable.

Por otra parte, dada la aplicación propuesta, que además de la producción del hidrógeno considera su almacenamiento, la característica provista por los PEM de trabajar en condiciones de alta presión permite evitar la primera etapa de compresión típica de un electrolizador, la cual tiende a ser de un costo elevado, además, esta cualidad tecnológica favorece la reducción de espacio físico del sistema en el sitio de generación.

Para el análisis del proyecto se utiliza un balance de planta genérico de un electrolizador tipo PEM, como el mostrado en la Figura 3.

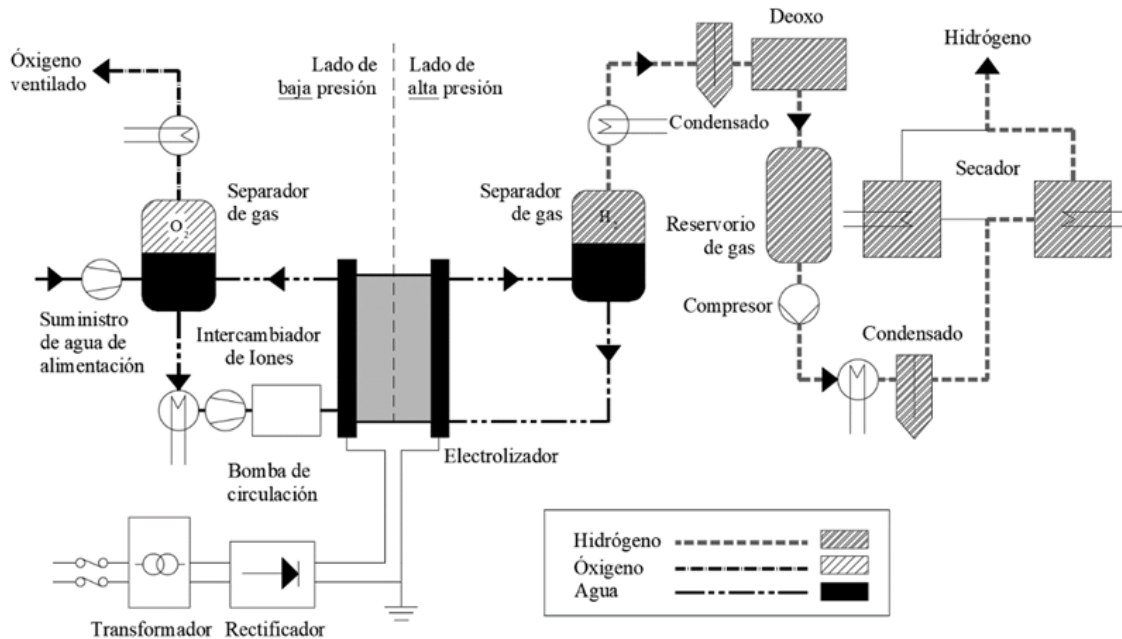


Figura 3. Balance de planta genérico de un electrolizador PEM.
Fuente: [11]

IV. CANTIDAD DE AGUA

La producción de hidrógeno verde por electrólisis depende esencialmente de dos insumos; el agua y la energía eléctrica, esta última proveniente de una fuente de energía renovable, por lo tanto, es importante tener en cuenta la disponibilidad de agua en el proyecto y la energía eléctrica necesaria para su producción.

La cantidad de agua requerida para la producción de hidrógeno verde dependerá de la naturaleza de la fuente de donde se extraiga el agua y de la pureza de esta, comercialmente hablando, en la actualidad para un electrolizador tipo PEM, el valor más ajustado y que se utilizó como referencia para el proyecto, fue el de 17 kg H₂O/kg H₂ [12] correspondiente al requerimiento total de agua a nivel de planta, considerando tratamiento y pérdidas operativas. Para efectos del proyecto, el agua se estaría supliendo de un pozo que está dentro de los terrenos de la planta.

V. CANTIDAD DE ENERGÍA REQUERIDA

De acuerdo con Ayodele y Munda [13], un electrolizador de 900 kW de capacidad requiere una energía eléctrica en DC de 54 kWh, con un requerimiento de agua de 10,6 kg por cada kg de hidrógeno producido, correspondiente al consumo efectivo del proceso electroquímico. Además, estos autores proponen la siguiente fórmula para la estimación de los kg hidrógeno verde producido por vía de electrólisis:

$$M_{H_2} = (E_{WECS} * \eta_{rec}) / E_{EZ} \quad (3)$$

Donde E_{WECS} es la producción de energía eléctrica del sistema de conversión de energía eólica, en este caso la planta eólica de Vientos del Este, η_{rec} representa la eficiencia del rectificador que puede variar entre 0,8 y 0,9, para el proyecto se toma que 0,9. E_{EZ} es la demanda de energía del electrolizador que se toma como 54 kWh/kg para un electrolizador PEM típico [13].

Antes de aplicar la ecuación con los datos de energía previamente estimados, se realizó un ajuste en función de la energía requerida por el electrolizador, teniendo claro que el equipo seleccionado tiene una capacidad de 1 MW. Los resultados se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Excedentes de energía ajustados para un electrolizador de 1 MW

Mes de análisis/Año	2020 [kWh]	2022 [kWh]	2023 [kWh]	[kWh] Promedio por mes
Diciembre	264 057	339 962		302 010
Enero	512 710	488 804	406 518	469 344
Febrero	548 469	529 706	302 884	460 353
Marzo	571 955	530 022	409 792	503 923
Abril	245 008	238 690	362 942	282 214
kWh Totales	2 142 200	2 127 185	1 482 136	2 017 843

Aplicando la ecuación (3) y considerando los excedentes reales de energía eléctrica disponibles en el sistema eólico Vientos del Este, se obtiene inicialmente una producción teórica de hidrógeno de 33 631 kg H₂, equivalente a 33,6 t H₂, valor que corresponde al aprovechamiento energético directo de los excedentes del parque bajo un consumo específico típico de 54 kWh/kg H₂ para un electrolizador PEM, sin considerar consumos auxiliares ni pérdidas adicionales del sistema.

No obstante, este valor representa una estimación ideal. Al integrar condiciones operativas reales del sistema, tales como la disponibilidad efectiva del electrolizador, la operación parcial en ciertos periodos y ajustes asociados al régimen de operación anual del parque, la producción promedio preliminar estimada se reduce a aproximadamente 27 032 kg H₂ (27 t H₂), utilizada como referencia intermedia para el balance energético del sistema.

Adicionalmente, al incorporar el consumo energético del tren de compresión requerido para alcanzar la presión final de almacenamiento de 350 bar, estimado en aproximadamente 8 kWh/kg H₂, y considerando el balance energético conjunto del sistema electrolizador–compresor, la producción anual neta de hidrógeno asociada al aprovechamiento de los excedentes eólicos alcanza un valor del orden de 28 576 kg H₂, equivalente a 28,6 t H₂, el cual se adopta como el valor final de producción para el periodo de análisis considerado.

VI. ESPACIO REQUERIDO PARA LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA ELECTROLIZADOR

Tomando como referencia las estimaciones realizadas por el Instituto de Tecnología de Procesos Sostenibles (ISPT) en los Países Bajos, se necesitarían entre 13 y 17 hectáreas por GW de espacio físico para la instalación de un sistema electrolizador.

Tras la conversión a m^2 , se define un valor requerido de espacio físico de entre 130 y 170 m^2/MW . La mayor parte de este espacio (65 % - 75 %) es para el edificio del electrolizador y el equipo eléctrico, por ejemplo, interruptores y transformadores, siendo por la sección de procesamiento de hidrógeno la que tiene el menor espacio utilizado [11].

Por lo tanto, para el proyecto se requiere un espacio físico en planta para la instalación del equipo de potencia del electrolizador de un área aproximada de 170 metros cuadrados, teniendo en cuenta un electrolizador de 1 MW. En planta se definió este espacio detrás del edificio de control y operaciones del parque, tal y como se muestra en la Figura 4, en este punto, se realizará la interconexión del proyecto a la estación de potencia del parque, donde se ubican los equipos de media tensión.



Figura 4. Área seleccionada para el sistema electrolizador.

Fuente: [Elaboración propia]

VII. DIMENSIONAMIENTO DEL ALMACENAMIENTO DEL HIDRÓGENO VERDE

Como medio de almacenamiento se optó por el uso de tanques o recipientes de almacenamiento presurizados a altas presiones, para este fin, fue necesario cuantificar el tamaño de los tanques y el espacio requerido para su instalación, se tiene en cuenta que el almacenamiento de un gas tan liviano como es el H_2 implica una alta capacidad de compresión, por lo tanto, se debe analizar de acuerdo con la masa calculada de H_2 , cuál debe ser el volumen de almacenamiento requerido.

En la Tabla 2, se detallan los criterios iniciales a tomar en cuenta para seleccionar el medio de almacenamiento del hidrógeno, esto de acuerdo con [14]. Para este proyecto se puede identificar que la opción tipo II sería la opción más apropiada de acuerdo con la aplicación del sistema, cuya condición es estacionaria.

Los sistemas estacionarios utilizados para aplicaciones de generación tienen la ventaja de contar con el espacio necesario para su fabricación e instalación en el sitio. Tal y como se mostró en la Figura 4, existe suficiente espacio disponible entre el sector de los aerogeneradores y el edificio de operación del parque eólico, para colocar el sistema de almacenamiento, justo al lado del electrolizador.

Tabla 2. Clasificación de diferentes tipos de tanques de almacenamiento de hidrógeno

Tipo de tanque	Construcción	Presión admitida [bar]	Características
	Tipo I Acero o aluminio (sin costuras ni revestimiento)	150-300	Muy pesados y de paredes gruesas. Utilizados principalmente en vehículos de GNC y en aplicaciones estacionarias industriales.
	Tipo II Metálicos sin costuras envueltos en aros de fibra de vidrio y resina	450-800	Muy pesados. Se utilizan principalmente como buffer o tanque intermedio en aplicaciones estacionarias.
	Tipo III Revestimiento de aluminio sin costuras y envueltos con fibra de vidrio y resinas compuestas.	350-700	Más ligeros y de paredes más finas respecto a los de tipo I y II. Se utilizan principalmente para aplicaciones de movilidad y transporte de H_2 en vehículos articulados.
	Tipo IV Revestimiento no metálico envueltos con fibra y revestimiento polimérico.	350-700	

En la Tabla 3, se detallan para los meses en estudio los excedentes de energía previamente calculados para el electrolizador de 1 MW y se añadieron a estos datos los valores de energía faltantes en las condiciones en que aun teniendo el parque disponible los 12 MW de potencia no alcanza el recurso para generar hasta los 9 MW.

En la Tabla 3, se puede ver que, para prácticamente todos los meses estudiados, los excedentes de energía calculados para

el electrolizador de 1 MW son menores que los faltantes de energía, por lo tanto, se puede dimensionar el volumen de almacenamiento tomando en cuenta que el sistema estará produciendo hidrógeno y entregando energía a la red en periodos más cortos.

Tabla 3. Faltantes de energía vs excedentes

MES	Excedentes promedio [kWh]	Hidrógeno [Nm³]	Hidrógeno [kg]	Faltantes de energía promedio [kWh]
Diciembre	302 010	47 586	4 277	508 070
Enero	469 344	73 951	6 647	512 954
Febrero	460 353	72 535	6 519	354 174
Marzo	503 923	79 400	7 136	605 156
Abril	282 214	44 466	3 997	1 885 794
Total	2 017 843	317 938	28 576	3 866 148

Inicialmente, se analizó el dimensionamiento del sistema para periodos de 24 horas, pero tal y como se muestra en la Figura 5, el almacenamiento sería insuficiente, ya que se tienen periodos de más de 15 días donde los faltantes son nulos y los excedentes altos. Este comportamiento sucede principalmente

en los meses de más alta producción como lo son enero y febrero.

Teniendo en consideración este comportamiento, se define como rango de almacenamiento de kg H₂, en un periodo de 18 días funcionando con el electrolizador a un 96 % de capacidad.

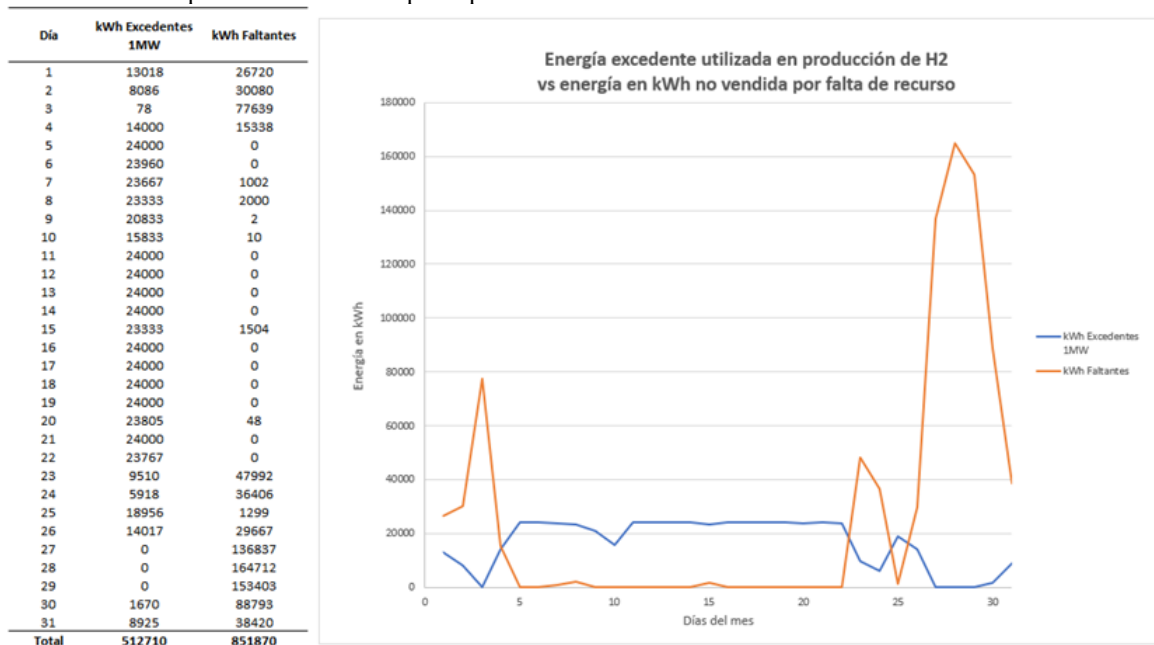


Figura 5. Excedentes y faltantes de energía, enero del 2020.

Fuente: [Elaboración propia]

El cálculo del volumen de almacenamiento está en función de la presión y la temperatura en la que desee contener el H₂ producido, de acuerdo con [15], para el cálculo se puede utilizar la fórmula de gas ideal ajustada a condiciones reales.

$$PV = ZMRT \quad (4)$$

Donde:

P = Presión en Pa

V = Volumen del gas en m³

M = Masa del hidrógeno en kg

R = Constante específica del gas en J/kg/K, 4 124 para el caso del hidrógeno

T = Temperatura en K

Z = Constante de compresibilidad, que, de acuerdo con [15], se determina a partir de la siguiente ecuación:

$$Z = 1 + (\alpha P)/T \quad (5)$$

Donde:

P = Presión en Pa

T = Temperatura en K

$\alpha = 1,955 \times 10^{-6}$

Después de haber definido estos parámetros de recurso y disponibilidad eléctrica, y haber utilizado las ecuaciones 4 y 5, con los valores fijados de presión y temperatura en 350 bar ($3,50 \times 10^7$ Pa) y 25 °C (298,15 K) respectivamente, se procedió a estimar el volumen requerido de los recipientes de almacenamiento.

El volumen calculado a partir de estas condiciones es de 255 m³ de H₂, con un almacenamiento en tanques cilíndricos sin costuras, con diámetros cercano a los 2,5 m y con una longitud de 8,7 m, en total se requerirían al menos 6 unidades para almacenar completamente el hidrógeno producido en los 18 días.



Figura 6. Ubicación tanques de almacenamiento del hidrógeno. Fuente: [Elaboración propia]

Por otra parte, en la Figura 6, se muestra una posible ubicación de los tanques de almacenamiento dentro del parque eólico Vientos del Este, se define la posición horizontal para aminorar las altas cargas impuestas en las estructuras por el alto viento presente en el sitio.

VIII. PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE HIDRÓGENO ALMACENADO

Para producir energía eléctrica a partir de H₂ se utiliza una celda de combustible, cuyo principio es el mismo que el del electrolizador tipo PEM, pero de forma inversa. Si bien es cierto, la geometría y la estructura de la celda de combustible con respecto a la del electrolizador varía, los componentes son similares.

El electrolito de la pila de combustible PEM es una membrana polimérica de intercambio iónico, el único líquido en la celda es agua, lo que minimiza los problemas de corrosión. La pila de combustible debe funcionar en condiciones en las que el agua producida no se evapore más rápido de lo que se produce para evitar la deshidratación de la membrana [14].

En la Figura 7, se detalla el proceso de producción de electricidad en un sistema P2H2P, en dicha figura se muestra cómo el proceso de conversión produce residuos de agua y calor, este proceso requiere del H₂ previamente purificado, más el oxígeno, este último puede ser tomado del aire ambiente.

Se debe tener en cuenta que, por cada kg de hidrógeno, se pueden extraer aproximadamente 33,33 kWh de energía [14]. Por lo tanto, si se considera que las eficiencias de las celdas de combustible actuales no superan el 60 %, se puede considerar que la tasa de conversión es baja, con una capacidad de producción eléctrica cercana al 30 % de la energía eléctrica provista al electrolizador originalmente.

Para el cálculo de la energía eléctrica producida se divide la potencia neta nominal en kW de la celda de combustible entre la cantidad de kg de H₂ por hora requeridos para su operación, para las celdas de combustible de vehículos de H₂ actuales la producción se encuentra entre los 13 y 17 kWh por kg H₂, tal y como se puede constatar con las fichas técnicas de distintos fabricantes.

Ahora bien, teniendo claro que el sistema es más grande y asumiendo que es de mayor eficiencia, se supone un valor de 20 kWh/kg H₂ para el cálculo de la energía producida por el sistema planteado.

El valor de 20 kWh/kg H₂ se fundamenta en una eficiencia del 60 % para la celda de combustible

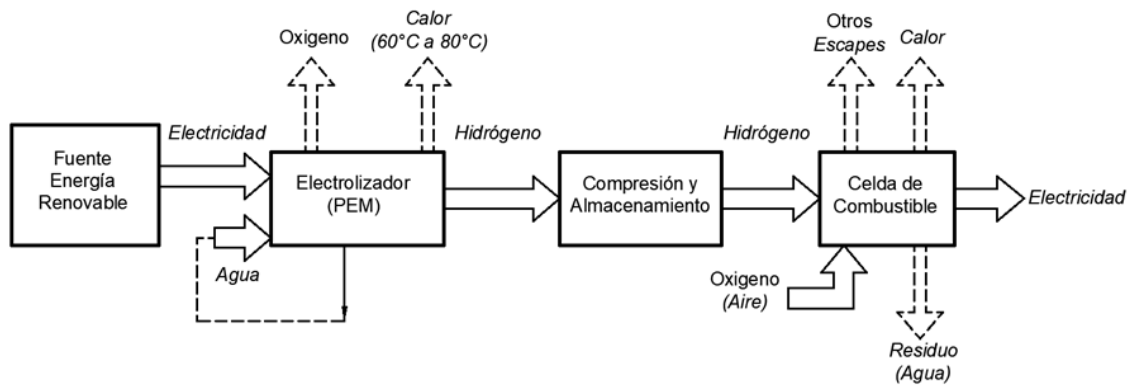


Figura 7. Proceso principal del P2H2P.
Fuente: [16]

IX. RESULTADOS

A partir de la aplicación de la metodología y los procedimientos de cálculo descritos, se estimaron los excedentes de energía del parque eólico Vientos del Este para el periodo en estudio en términos de kWh, además se determinaron los kg H₂ a producir con estos excedentes, el volumen de almacenamiento requerido y la energía eléctrica a

producir por medio de celdas de combustible, esto tras un breve periodo.

En la tabla 4 se muestran los resultados obtenidos, con el balance energético y de masas presentado de manera gráfica en la Figura 8.

Tabla 4. Detalle de energía producida en el periodo analizado

MES	Excedentes promedio [kWh]	Hidrógeno [Nm ³]	Hidrógeno [kg]	Energía producida con excedentes [kWh]	Faltantes de energía promedio [kWh]
Diciembre	302 010	47 586	4 277	85 531,3	508 070
Enero	469 344	73 951	6 647	132 921,5	512 954
Febrero	460 353	72 535	6 519	130 375,2	354 174
Marzo	503 923	79 400	7 136	142 714,5	605 156
Abril	282 214	44 466	3 997	79 924,9	1 885 794
Total	2 017 843	317 938	28 576	571 467	3 866 148

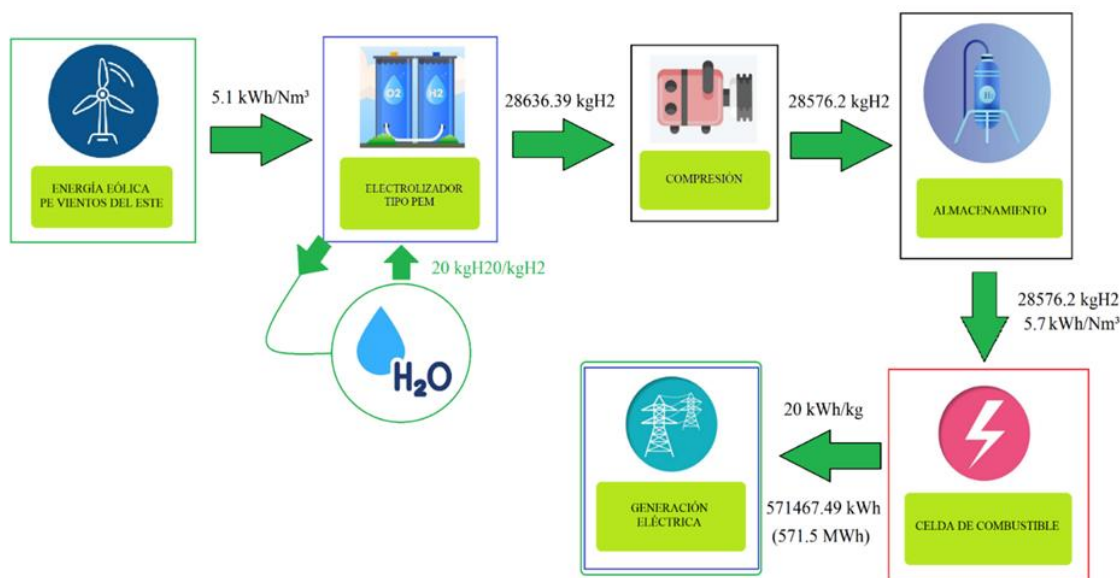


Figura 8. Balance energético y de masas del proyecto.

Fuente: [Elaboración propia]

X. CONCLUSIONES

A través del análisis de sistemas de electrólisis, almacenamiento y gestión energética, se valida que el aprovechamiento de energía no utilizada en parques eólicos puede transformarse en una solución técnicamente viable para la descarbonización del sector energético.

Este estudio se enfoca en la viabilidad técnica del sistema P2H2P, por lo que no se incluye un análisis económico detallado. Asimismo, el análisis se basa en meses de alta generación eólica, lo que podría introducir cierto sesgo estacional. Se propone como trabajo futuro la evaluación económica del sistema y la ampliación del análisis a un periodo anual completo.

La relevancia del estudio radica en su contribución al desarrollo de tecnologías limpias y en la optimización del uso de recursos renovables, especialmente en contextos donde la intermitencia de la generación eólica genera excedentes no aprovechados. Este enfoque permite reducir la dependencia de combustibles fósiles, mejorar la estabilidad de la red eléctrica y fomentar la transición energética.

Los resultados obtenidos pueden aplicarse en regiones con alta penetración de energía eólica, como parte de estrategias de gestión energética y planificación de sistemas híbridos. Además, ofrecen una base técnica para el diseño de proyectos piloto y políticas públicas orientadas a la integración del hidrógeno verde en matrices energéticas sostenibles.

Entre las ventajas identificadas se encuentran:

La reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

- El aprovechamiento de energía excedente que de otro modo se perdería.
- La posibilidad de almacenar energía en forma de hidrógeno para usos posteriores.

Sin embargo, también se reconocen limitaciones importantes:

- Los altos costos iniciales de implementación de sistemas de electrólisis y almacenamiento.
- La necesidad de infraestructura especializada para el transporte y uso del hidrógeno.
- La eficiencia energética relativamente baja en comparación con otras formas de almacenamiento.

A futuro, se vislumbra un crecimiento significativo en el uso del hidrógeno verde, impulsado por avances tecnológicos, economías de escala y marcos regulatorios favorables. La investigación futura deberá enfocarse en mejorar la eficiencia de los procesos, reducir costos y desarrollar modelos de integración que maximicen el valor del hidrógeno en sistemas energéticos complejos.

AGRADECIMIENTOS

A la Maestría en Administración de la Ingeniería Electromecánica de la Escuela de Ingeniería Electromecánica del Instituto Tecnológico de Costa Rica, por financiar la publicación de esta investigación. A los asistentes del LIENE, en particular a Steve Espinoza Garro.

REFERENCIAS

- [1] A. A. Al-Ghamdi y M. A. Alharthi, "Energy transition and climate change: The role of energy in achieving sustainable development goals," *Energy Reports*, vol. 7, pp. 6937–6946, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.09.042>

- [2] S. S. Hosseini Dehshiri and B. Firoozabadi, "Wind energy integrated green hydrogen system as sustainable solution to decarbonize Iranian industrial cities," *Energy*, vol. 306, p. 132450, Jul. 2024. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.132450>
- [3] B. C. Tashie-Lewis y S. G. Nnabuike, "Hydrogen production, distribution, storage and power conversion in a hydrogen economy – A technology review," *Chem. Eng. J. Adv.*, vol. 8, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.ceja.2021.100172.
- [4] S. G. Nnabuike, K. A. Quainoo, A. K. Hamzat, C. K. Darko, and C. K. Agyemang, "Innovative strategies for combining solar and wind energy with green hydrogen systems," *Appl. Sci.*, vol. 14, no. 21, p. 9771, Oct. 2024. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/app14219771>
- [5] A. Sedai et al., "Wind energy as a source of green hydrogen production in the USA," *Clean Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 8–22, Feb. 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1093/ce/zkac075>
- [6] P. Romero Hernández, "Design and evaluation of a method to produce hydrogen via water electrolysis at large scale," *NTNU Open*, Aug. 2022. [Online]. Available: <https://hdl.handle.net/11250/3015576>
- [7] M. B. Abdelghany, M. F. Shehzad, D. Liuzza, V. Mariani, and L. Glielmo, "Optimal operations for hydrogen-based energy storage systems in wind farms via model predictive control," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 46, pp. 29297–29313, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.01.064.
- [8] A. H. Schrottenboer, A. A. T. Veenstra, M. A. J. uit het Broek, and E. Ursavas, "A green hydrogen energy system: Optimal control strategies for integrated hydrogen storage and power generation with wind energy," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 168, p. 112744, Jul. 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112744.
- [9] M. Z. Oskouei y H. Mehrjerdi, "Optimal allocation of power-to-hydrogen units in regional power grids for green hydrogen trading: Opportunities and barriers," *J. Clean. Prod.*, vol. 378, p. 131937, 2022, doi: 10.1016/j.jclepro.2022.131937.
- [10] J. A. C. González, R. C. Pérez, A. C. Santos, y M.-A. C. Gil, "Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables", M. Martín-Romo, Ed., 1st ed. Madrid, España: Pearson Educación, 2009, ch. 1, sec. 1, pp. 1–20.
- [11] E. Taïbi, H. Blanco, R. Miranda, y M. Carmo, "Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal," *International Renewable Energy Agency (IRENA)*, Abu Dhabi, pp. 1–56, Dec. 2020, doi: 10.13140/RG.2.2.27984.69126.
- [12] M. Newborough y G. Cooley, "Green hydrogen: Water use implications and opportunities," *Fuel Cells Bull.*, vol. 2021, no. 12, pp. 12–15, Dec. 2021, doi: 10.1016/S1464-2859(21)00658-1.
- [13] T. R. Ayodele y J. L. Munda, "Potential and economic viability of green hydrogen production by water electrolysis using wind energy resources in South Africa," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 33, pp. 17669–17687, Jul. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.05.077.
- [14] M. EL-Shimy y A. N. Afandi, "Overview of power-to-hydrogen-to-power (P2H2P) systems based on variable renewable sources," in *Proc. 5th Int. Conf. Electr., Electron., Inf. Eng. (ICEEIE)*, Malang, Indonesia, Oct. 2017, pp. 1–6.
- [15] H. Chen, J. Zheng, P. Xu, L. Li, Y. Liu y H. Bie, "Study on real-gas equations of high pressure hydrogen," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 35, no. 7, pp. 3100–3104, Apr. 2010, doi: 10.1016/j.ijhydene.2009.08.029.