

Informe final publicable de proyecto

Almacenamiento de hidrógeno: Análisis técnico-económico, estudio de variables críticas en el diseño de tanque de almacenamiento de hidruros metálicos

Código de proyecto ANII: FSE_1_2022_1_175258

Fecha de cierre de proyecto: 01/04/2026

DÍAZ MORENO, Verónica (Responsable Técnico - Científico)

ZINOLA SÁNCHEZ, Carlos Fernando (Co-Responsable Técnico-Científico)

CORREA, Gabriel (Investigador)

FALAGUERRA, Tomás (Investigador)

HUMANA, Teresita (Investigador)

HUMANA, Rita (Investigador)

IBAGÓN, Nicolás (Investigador)

MUÑOZ, Pedro (Investigador)

ROJAS, Ramon (Investigador)

TEJERA, Gonzalo (Investigador)

TELIZ GONZALEZ, Erika (Investigador)

UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA. FACULTAD DE CIENCIAS (Institución Proponente) \\ UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA. FACULTAD DE CIENCIAS \\

FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS Y NATURALES DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE CATAMARCA \\ UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA. FACULTAD DE INGENIERÍA

Resumen del proyecto

Este proyecto propone desarrollar un modelo técnico-económico que permite determinar y dimensionar la capacidad del parque de generación de energía renovable, el electrolizador, el sistema de almacenamiento y el transporte de hidrógeno para minimizar el costo nivelado del hidrógeno (LCOH). El modelo recibirá como parámetro de ingreso la demanda de hidrógeno a suplir, la distancia al punto de suministro y el recurso renovable disponible. Además, se

analizará el impacto de la escala de la demanda y la madurez tecnológica sobre el LCOH y cada etapa de la cadena. El costo de energía, la demanda de hidrógeno y las eventuales penalidades por hidrógeno no suministrado determinarán la capacidad de almacenamiento requerido. Se estudiará el transporte (gas comprimido en tubería y en camión) que resulte ser más competitivo para cubrir grandes y pequeñas demandas, respectivamente. Se analizarán

las siguientes tecnologías de almacenamiento: hidruros metálicos (LaNi₅), amoníaco, metanol, gas comprimido, líquido y LOHCs (DBT).

En este proyecto se profundizará el análisis del almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos. El mismo presenta distintos desafíos que fomentan el estudio de estrategias efectivas de gestión del calor. La absorción de hidrógeno en los hidruros metálicos es una reacción exotérmica, por lo que el calor generado debe eliminarse de forma eficaz para lograr el rendimiento deseado. Se realizará un estudio de sensibilidad de las variables de un modelo

que describa la adsorción de hidrógeno en un hidruro metálico tipo AB₅ como material de almacenamiento, evaluando el peso relativo de las mismas en la función objetivo resultante del modelado. Se estudiarán los efectos de transferencia de calor y masa. Se estimará el efecto del coeficiente de transferencia de calor y se incorporará al modelo un fluido refrigerante. El problema se formulará matemáticamente presentando una simulación numérica de un diseño de un tanque cilíndrico para almacenamiento de hidrógeno

Ingeniería y Tecnología / Ingeniería de los Materiales / Ingeniería de los Materiales / Ingeniería Electroquímica

Palabras clave: almacenamiento / LCOH / hidruro metálico /

Antecedentes, problema de investigación, objetivos y justificación.

La transición energética en curso no tiene precedentes debido a su escala y al profundo impacto en las tendencias socioeconómicas, tecnológicas y geopolíticas establecidas en todo el mundo. Esta transición no sólo consiste en la sustitución de los combustibles fósiles, sino en un cambio de sistema con las correspondientes consecuencias políticas, técnicas, ambientales y económicas. En este contexto, el hidrógeno presenta una atención renovada, un acelerado crecimiento en todo el mundo, y se proyecta como un vector energético clave ante el enorme reto del cambio climático ya que al quemarlo el residuo es simplemente vapor de agua. Si bien la gran mayoría de las economías centrales han definido anticipadamente en sus hojas de ruta aumentar significativamente la demanda de hidrógeno necesarias para los próximos años, también en América Latina muchos países han presentado hojas de ruta en las cuales se prevé un gran aumento en la demanda, y sobre todo en la producción de hidrógeno. Y en particular, del llamado hidrógeno verde.

La forma de obtener hidrógeno verde es por medio de la electrólisis del agua, alimentando el dispositivo, llamado electrolizador, con energías de fuentes renovables. Según un reporte de IEA (1), en Latinoamérica el hidrógeno puede sustituir rápidamente los combustibles fósiles utilizados en el sector del hierro y el acero, tanto a corto y mediano plazo en las instalaciones existentes (a través de una sustitución parcial de la entrada de combustibles fósiles), como a

largo plazo (a partir de 2030) a partir de instalaciones 100% basadas en hidrógeno. El uso de tecnologías de electrólisis del agua sigue siendo muy limitado en América Latina, representando menos del 0,3% de la producción total de hidrógeno en 2019. En este contexto, resulta clave identificar sitios estratégicos con potencial generación de energía renovable para la producción de hidrógeno ya sea para uso doméstico como para exportación. (2)

En este sentido, Marruecos (3; 4), en la región norte de África y Argentina (5) y Chile en América del Sur (6; 7) han sido identificados como potenciales exportadores de hidrógeno verde.

En referencia a los estudios en América del sur, Correa (5) estudia la viabilidad técnico-económica de la producción de hidrógeno verde en la Patagonia argentina con el posterior transporte marítimo a Italia. Este autor concluye sobre la conveniencia de producir hidrógeno en la Patagonia frente a la producción en Italia. Esto se debe al alto potencial eólico en la Patagonia, donde el factor de capacidad promedio es del 50 % en comparación con el 25 % en Italia.

Chile se identifica en América como país estratégico para la producción de hidrógeno verde tanto para uso doméstico como para exportación. Lo anterior se atribuye a su alta disponibilidad de energía solar de bajo costo, altos valores de irradiación horizontal y factores de planta superiores al 30% para la energía fotovoltaica (6) Gallardo (6) realizó un estudio técnico-económico de una cadena de suministro completa basada en energía solar. Realiza un análisis comparativo para la producción electrolítica de hidrógeno con tecnología alcalina y de membrana de electrolito polimérico (PEM), analizando

la compresión, licuefacción y almacenamiento como NH₃ para su posterior transporte a Japón. En forma complementaria, Heuser (7) analiza un enlace comercial de hidrógeno también entre la Patagonia chilena y Japón, pero basado en hidrógeno producido a partir de energía eólica. En este trabajo se concluye que el hidrógeno verde puede ser competitivo en costos en comparación con la gasolina convencional en Japón.

La viabilidad técnico-económica de la producción de hidrógeno verde está estrechamente vinculada a la disponibilidad y calidad de los recursos renovables así como al mercado energético del país. Ambos factores determinan la competitividad del costo nivelado de hidrógeno (LCOH) resultante. La relación entre los valores de gastos o inversiones de capital (CAPEX), costo nivelado de energía (LCOE) y factores de capacidad es compleja y el entre estos factores determina diferentes configuraciones para la cadena de suministro (2). Para realizar proyecciones a futuro,

resulta relevante considerar la evolución del CAPEX del electrolizador, la generación renovable y los sistemas de almacenamiento de hidrógeno. En el caso del electrolizador, la reducción de costos está íntimamente relacionada con la innovación tecnológica, las que permitirían trabajar con mayor eficiencia y durabilidad. El electrolizador involucra a este dispositivo y al balance de planta. Este último comprende el suministro de energía, el suministro y la purificación de agua, la compresión, y el procesamiento de hidrógeno. El mayor potencial para la reducción de costos a corto plazo está en el balance de la planta, mientras que se requiere investigación y desarrollo para reducir el costo de la celda y aumentar su rendimiento y vida útil. A nivel de celda electrolítica los estudios apuntan al uso de materiales menos críticos, el rediseño de la pila para lograr disminuir el costo de electricidad, mayor vida útil y aumentar la velocidad de producción de hidrógeno. El rediseño de las celdas para alcanzar densidades de corriente mayores implicaría importantes reducciones de costos (8). Existen tres estrategias principales para reducir la dependencia de materiales críticos: aumento de su eficiencia, reciclaje y reducción del uso (9). La implementación de estas estrategias, en combinación con la mejora del rendimiento del electrolizador, podría reducir el contenido específico de iridio en un 96 % y el contenido de platino en un 97,5 %. En formapar alela, se espera que el área de los electrodos aumente casi cuatro veces y la densidad de corriente 2,5 veces. (8). Trabajar a densidades de corriente mayores (mayor producción de hidrógeno) implicaría una disminución de la cantidad de catalizador por unidad producida y por tanto una disminución de los costos asociados. De igual manera, se espera una mejora en los costos asociados a la producción de energía solar y eólica. En el caso de los proyectos fotovoltaicos se espera una reducción de costos de los inversores, una mayor eficiencia de los módulos, menores costos de interconexión, menores gastos generales del desarrollador (10). Respecto a la generación eólica, la reducción de costos futura se atribuye a aerogeneradores con mayor capacidad, mayor altura de buje, mayor rendimiento, mayores dimensiones de rotor, reducción de costos de infraestructura eléctrica (11). En 2021, el LCOE global de los nuevos proyectos de energía solar fotovoltaica a gran escala disminuyó 13 % interanual, de 55 USD/MWh a 48 USD/MWh. Asimismo, el LCOE medio ponderado global de los nuevos proyectos eólicos onshore cayó entre un 12% y un 15 %. Naturalmente, al estudiar periodos de tiempos más prolongados la disminución es más significativa. A modo de ejemplo, en el período de 2010 a 2021 el LCOE promedio ponderado global de los proyectos de energía solar fotovoltaica disminuyó un 88 % entre 2010 y 2021, el de la energía eólica onshore un 68 % (12). A diferencia de la generación fotovoltaica y eólica, la madurez tecnológica actual de los sistemas de almacenamiento de hidrógeno es baja. Con ello, los costos específicos a esta aplicación son elevados y si bien se espera que los mismos disminuyan significativamente en el mediano plazo (13,14) es posible contribuir en ese sentido. Por otro lado, el volumen de demanda afecta los costos de toda la cadena de valor del hidrógeno. Lo cual impacta no solo el costo final, sino también la infraestructura requerida ya que la escala facilita o inhibe el uso de diferentes modos de transporte y almacenamiento (15). A pesar del significativo avance en la descarbonización de su matriz energética, Uruguay aún presenta una matriz principalmente fósil en el sector de transporte, siendo el transporte pesado el principal responsable de las emisiones de gases de efecto invernadero. En la hoja de ruta del hidrógeno verde en Uruguay, (16) presentada por el Ministerio de Industria, energía y Minería, para el año 2025 se estima una demanda de 410 tH₂/día de hidrógeno verde en el sector transporte de carga pesada y buses. Asimismo, teniendo en cuenta que Uruguay es un país agro-exportador, se estima una demanda de 270 tH₂/día asociadas a un segundo potencial uso local para la producción de amoníaco verde que reemplazaría la demanda de fertilizante a corto plazo (17). Uruguay no solo presenta una importante disponibilidad de energías renovables sino que también tiene alta complementariedad tanto estacional como diaria, entre la energía eólica y solar (18, 19). Actualmente Uruguay se encuentra avanzando en la segunda transición energética donde el hidrógeno verde se presenta como un vector energético importante para avanzar en descarbonizar su economía y plantarse frente a la posibilidad de exportación Vale la pena notar en este contexto que estas fuentes renovables son intermitentes por lo que su integración directa a la red eléctrica es un gran desafío (20-23). En la última década, muchos investigadores se enfocaron en resolver este problema asociado con el cambio entre la demanda y la generación de energía (24-27). El hidrógeno tiene varios atributos atractivos como vector de energía en un futuro próximo. Sin embargo, cabe señalar que una conversión global de combustibles fósiles a hidrógeno requiere la eliminación de muchas barreras impuestas a lo largo de las etapas involucradas en el conocimiento del hidrógeno. Uno de los principales problemas es el almacenamiento (28-30). Los métodos de almacenamiento convencionales, como la compresión y licuefacción de gases, tienen muchas desventajas (28,29). El almacenamiento de hidrógeno en lechos de metálicos parece ser un método prometedor de almacenamiento de hidrógeno en un futuro próximo (31). Los hidruros metálicos tienen importantes ventajas porque la absorción y desorción de hidrógeno se puede realizar a temperatura ambiente. Aunque la capacidad de almacenamiento volumétrico del hidrógeno es alta, tienen una capacidad de almacenamiento por gravedad baja, pero esto no es un inconveniente para las aplicaciones estacionarias en comparación con las móviles. Los hidruros metálicos absorben hidrógeno liberando calor y para desorber hidrógeno, se debe suministrar calor. Estos calores exotérmicos y endotérmicos pueden ser útiles en otras aplicaciones, como aplicaciones de calefacción y aire acondicionado. Por lo tanto, la gestión del calor en el tanque de almacenamiento es muy importante porque afecta la tasa de absorción y desorción del hidrógeno. (32-35). El calor absorbido y liberado durante el proceso de hidratación y deshidratación es un punto crítico en el diseño. Como la reacción de absorción es un proceso exotérmico y la desorción es endotérmica, el diseño del sistema de intercambio de calor es un punto fundamental en el desempeño del almacenamiento. El sistema de almacenamiento de hidrógeno es uno de los componentes cruciales del sistema total. El propósito del tanque de hidruro metálico es absorber y desorber hidrógeno para almacenamiento y simultáneamente usar el calor de reacción para aire acondicionado Muchos investigadores se han centrado en el modelado matemático del almacenamiento de hidrógeno en lechos de hidruros metálicos durante la última década. Jemni y Nasrallah (36-38) informaron sobre un estudio teórico de los procesos de transferencia de calor y masa en un reactor de hidruro metálico. Kaplan [31] desarrolló un modelo matemático para describir la absorción de hidrógeno en un lecho poroso de hidruro metálico de La e investigó el proceso de almacenamiento de hidrógeno, incluida la ecuación de balance de momento completo, que es importante en presencia de grandes gradientes de

presión. Por otro lado, Nakagawa et al. (39) presentó un modelo bidimensional para el estado transitorio de transferencia de calor y masa dentro de un lecho de hidruro metálico y Askri et al. (40) estudiaron el efecto de la transferencia de calor por radiación en lechos de hidruros metálicos de La y Mg. Recientemente, Eisapour et al (41) analizaron la transferencia de calor del hidruro metálico Mg_2Ni , informando los efectos de los parámetros geométricos y operativos en el intercambio de calor y el proceso de absorción de hidrógeno. El problema plantea la necesidad de encontrar estrategias efectivas de gestión del calor (42-44). En esos trabajos, se intenta simular el comportamiento térmico y de masa del tanque de almacenamiento considerando las transferencias de calor y masa en los medios porosos y un flujo convectivo frío/calor requerido durante las absorciones/desorciones. El comportamiento térmico y el balance de masa se incorporó en el software (45).

Metodología/Diseño del estudio

Objetivo 1: Optimización tecno-económica de la cadena de valor del hidrógeno verde

Con el propósito de evaluar la competitividad del hidrógeno verde en distintos escenarios de escala y localización, se desarrolló un modelo integral de optimización tecno-económica capaz de representar de manera explícita la cadena completa de valor, desde la generación renovable hasta la entrega del vector energético en el punto de consumo final. El enfoque adoptado es determinístico y opera con resolución horaria anual, permitiendo capturar la variabilidad temporal del recurso eólico y solar, así como la operación dinámica de los sistemas de conversión y almacenamiento.

El criterio de evaluación económica utilizado fue el Costo Nivelado Total del Hidrógeno ($LCOH_t$), definido como el cociente entre el valor presente de los costos totales del proyecto y el valor presente de la producción total de hidrógeno a lo largo de la vida útil del sistema. Este indicador incorpora inversión inicial (CAPEX), costos de operación y mantenimiento (OPEX), reemplazos de componentes críticos —como el stack del electrolizador—, costos logísticos, y una tasa de descuento representativa del costo de capital. La vida útil del proyecto se fijó en 25 años.

El modelo incluye la generación renovable (eólica y fotovoltaica), electrólisis PEM, sistemas de compresión, posibles etapas de conversión a vectores derivados como amoníaco o metanol, almacenamiento intermedio y transporte terrestre mediante camión o gasoducto. La simulación horaria permite determinar la producción efectiva de hidrógeno considerando restricciones técnicas del electrolizador, operación a carga parcial, pérdidas energéticas asociadas a compresión y conversión, y eventuales vertimientos de energía renovable.

Las variables de decisión comprenden la potencia instalada de generación renovable, la capacidad nominal del electrolizador, el volumen de almacenamiento y la selección del vector energético y modalidad logística. La optimización se realizó de manera iterativa para identificar configuraciones que minimicen el $LCOH_t$ bajo distintos escenarios de demanda.

Se analizaron tres escalas representativas de consumo (1,72; 15 y 250 tH_2/d), así como diferentes localizaciones con distinta calidad de recurso renovable, lo que permitió evaluar el impacto del costo nivelado de electricidad (LCOE) sobre la competitividad final. Asimismo, se consideraron horizontes temporales correspondientes a 2025 y 2030, incorporando proyecciones de reducción de costos tecnológicos asociadas a curvas de aprendizaje.

Finalmente, se realizó un análisis de sensibilidad e incertidumbre mediante simulaciones tipo Monte Carlo, variando parámetros críticos —principalmente LCOE, CAPEX del electrolizador y costos logísticos— dentro de rangos representativos. Este procedimiento permitió obtener distribuciones probabilísticas del $LCOH_t$ y cuantificar la influencia relativa de los principales determinantes económicos.

Objetivo 2: Modelado termo-cinético y análisis global de sensibilidad de un sistema de almacenamiento en hidruros metálicos

Con el fin de evaluar la robustez y confiabilidad del almacenamiento embarcado de hidrógeno, se desarrolló un modelo físico tridimensional basado en el método de volúmenes finitos que simula la evolución espacio-temporal de la temperatura, la fracción reaccionada y la masa total absorbida en un tanque cilíndrico anular de hidruros metálicos con gestión térmica integrada. El objetivo del modelo es capturar de manera consistente el acoplamiento entre equilibrio termodinámico, cinética de reacción y transferencia de calor en régimen transitorio.

El dominio físico fue discretizado en coordenadas cilíndricas ($r-\theta-z$), resolviendo la ecuación de conducción tridimensional con término fuente asociado al calor liberado durante la reacción exotérmica de absorción. El equilibrio presión-temperatura se modeló mediante la ecuación de Van't Hoff, mientras que la cinética de transformación se describió utilizando el modelo Johnson-Mehl-Avrami-Kolmogorov (JMAK), con dependencia térmica de la constante cinética según la ley de Arrhenius. Se asumió comportamiento ideal del hidrógeno gaseoso, medio isotrópico y propiedades térmicas constantes.

Las condiciones de contorno incluyen convección forzada en el intercambiador térmico interno —modelada mediante correlaciones empíricas apropiadas— y convección natural en la superficie externa del tanque. Se realizó un estudio de refinamiento de malla hasta asegurar que las variaciones entre simulaciones sucesivas fueran inferiores al 1%, garantizando independencia numérica de la discretización.

Para evaluar la propagación de incertidumbre hacia la variable de interés —la masa total de hidrógeno almacenado— se implementó un muestreo cuasi-Monte Carlo basado en secuencias de Sobol, generando 1024 realizaciones en el espacio paramétrico. Las variables inciertas consideradas fueron la temperatura ambiente, la densidad efectiva del hidruro y la porosidad del medio poroso. A partir de las simulaciones se construyeron distribuciones empíricas del output y se calcularon estadísticas descriptivas relevantes.

Con el objetivo de cuantificar formalmente la contribución relativa de cada parámetro a la varianza total del sistema, se aplicó la descomposición High Dimensional Model Representation (HDMR). Este enfoque permitió estimar índices de sensibilidad de primer y segundo orden, identificando la jerarquía de variables dominantes y evaluando el carácter aditivo o interactivo del modelo. De esta manera, se estableció un marco cuantitativo para la toma de decisiones orientadas a mejorar la robustez operativa del sistema de almacenamiento.

Detalles de la metodología se encuentran en documentos adjuntos

Resultados, análisis y discusión

Objetivo 1: Optimización tecno-económica de la cadena de valor del hidrógeno verde

El presente estudio desarrolló y aplicó un marco de optimización tecno-económica integral para sistemas de producción de hidrógeno verde off-grid en Uruguay, incorporando explícitamente la generación renovable horaria, la electrólisis PEM, los sistemas de almacenamiento, los procesos de conversión (amoníaco y metanol) y las alternativas de transporte terrestre (camión y gasoducto). El objetivo fue minimizar el Costo Nivelado Total del Hidrógeno (LCOH_t) para los años 2025 y 2030 bajo tres escalas de demanda (1,72; 15 y 250 tH₂/d) y distintas localizaciones, principalmente Lavalleya y Treinta y Tres, representativas de condiciones favorables y desfavorables respectivamente.

1. Efecto de la escala de demanda sobre el LCOH_t

Los resultados muestran de manera consistente que la escala de producción es el determinante estructural más relevante del desempeño económico. En el escenario de alta demanda (250 tH₂/d), el sistema alcanza las menores magnitudes de LCOH_t en todas las configuraciones evaluadas. En Lavalleya, el transporte de hidrógeno comprimido por gasoducto resulta óptimo, con valores cercanos a 2,4 USD/kgH₂ en 2025 y aproximadamente 2,0 USD/kgH₂ en 2030. En este rango de escala, el componente de producción (LCOH_p), dominado por el costo de la electricidad renovable y la amortización del electrolizador, representa más del 70% del costo total. El transporte y almacenamiento tienen una incidencia marginal relativa debido a la elevada utilización de la infraestructura y la amortización eficiente de costos fijos.

En contraste, a demanda intermedia (15 tH₂/d), el peso relativo de la infraestructura logística aumenta. En este caso, las soluciones basadas en transporte por camión emergen como las más competitivas. En Lavalleya, el hidrógeno comprimido transportado por camión alcanza valores en torno a 2,95 USD/kgH₂ en 2030, mientras que en Treinta y Tres el amoníaco transportado por camión constituye la opción más económica (~3,9 USD/kgH₂ en 2030). La menor escala impide que el gasoducto diluya adecuadamente su CAPEX, elevando su costo unitario.

En el escenario de baja demanda (1,72 tH₂/d), el LCOH_t aumenta de forma abrupta. En Treinta y Tres, el transporte por gasoducto supera los 40 USD/kgH₂ en 2025, reflejando la inviabilidad de infraestructuras rígidas subutilizadas. En estas condiciones, los costos de transporte, almacenamiento y conversión pueden representar más del 60–70% del costo total, reduciendo significativamente la contribución relativa del componente productivo. Las configuraciones descentralizadas o basadas en transporte flexible (como amoníaco por camión) resultan económicamente preferibles.

Este comportamiento confirma la existencia de economías de escala pronunciadas, no solo en la producción electroquímica sino en la cadena logística completa. La amortización de infraestructura fija y la mayor estabilidad operativa del electrolizador reducen tanto CAPEX específico como penalizaciones por subutilización.

2. Influencia de la localización y del recurso renovable

Lavalleya exhibe sistemáticamente menores valores de LCOH_t en comparación con Treinta y Tres. Esta diferencia se explica principalmente por mayores factores de capacidad eólica y mejor complementariedad renovable, lo que reduce el LCOE interno del sistema. Dado que la electricidad representa el principal driver de costos —confirmado también por el análisis de sensibilidad— pequeñas variaciones en el recurso renovable generan impactos significativos en el LCOH_t.

En el escenario de alta demanda, la diferencia entre ambas localizaciones alcanza aproximadamente 0,8–1 USD/kgH₂ en configuraciones equivalentes. En este contexto, la ventaja comparativa asociada a la calidad del recurso energético supera incluso los costos adicionales de transporte hacia centros de consumo.

El análisis comparativo entre producción in situ en Montevideo y producción centralizada en Lavalleya con transporte comprimido demuestra un claro trade-off espacial. Para demandas inferiores a 0,6 tH₂/d, la producción local con almacenamiento en hidruros metálicos puede resultar competitiva al evitar costos logísticos. Sin embargo, esta ventaja desaparece rápidamente al aumentar la escala. A partir de aproximadamente 17 tH₂/d, el menor costo eléctrico en Lavalleya compensa ampliamente los costos de compresión y transporte, logrando reducciones de hasta 0,5–1 USD/kgH₂ respecto a la producción local.

Este hallazgo subraya que la proximidad a la demanda no constituye necesariamente el criterio óptimo de localización cuando existen diferencias significativas en calidad del recurso renovable.

3. Selección del vector y modo de transporte

El análisis comparativo de vectores confirma que el hidrógeno comprimido transportado por gasoducto es la opción dominante a gran escala, debido a la alta capacidad de throughput y baja pérdida energética relativa. En escalas intermedias, la flexibilidad del transporte por camión adquiere ventaja económica.

El hidrógeno líquido (LH₂) y los hidruros metálicos presentan sistemáticamente mayores costos, asociados a altos requerimientos energéticos de licuefacción o elevados CAPEX específicos. El amoníaco surge como vector competitivo en escenarios de mediana y baja escala, especialmente

cuando la infraestructura fija resulta antieconómica.

El metanol, si bien técnicamente viable, no alcanza los menores costos bajo los supuestos evaluados, debido a penalizaciones energéticas y de conversión adicionales.

4. Proyecciones a 2030 y reducción de costos

Entre 2025 y 2030, el modelo proyecta reducciones del LCOH_t entre 11% y 16%, impulsadas principalmente por descensos en CAPEX de generación renovable y electrólisis PEM. Las mejoras tecnológicas y economías de aprendizaje reducen el componente de producción, que continúa siendo el principal determinante del costo total en escalas altas.

No obstante, las configuraciones logísticas mantienen su jerarquía relativa, indicando que el progreso tecnológico no altera la estructura óptima de selección de transporte, sino que reduce proporcionalmente todos los componentes.

5. Análisis de sensibilidad y robustez

El análisis Monte Carlo revela distribuciones relativamente estrechas del LCOH_t , con intervalos de confianza acotados ($\pm 0,2\text{--}0,3$ USD/kgH₂ en alta escala). El LCOE emerge como el parámetro de mayor sensibilidad, seguido por el costo del stack del electrolizador. En sistemas de pequeña escala, los parámetros asociados a transporte y almacenamiento adquieren mayor relevancia relativa.

Estos resultados confirman que la competitividad del hidrógeno verde depende críticamente de la reducción sostenida del costo de electricidad renovable y de la optimización del factor de capacidad del electrolizador.

6. Discusión integral

En conjunto, el estudio demuestra que la minimización del LCOH_t requiere una planificación integrada de toda la cadena de valor. La interacción no lineal entre escala, localización y arquitectura logística determina la competitividad final.

Las economías de escala reducen tanto el costo unitario de producción como el peso relativo de infraestructura fija, favoreciendo configuraciones centralizadas con transporte por gasoducto. A pequeña escala, la flexibilidad logística domina la decisión óptima.

Desde una perspectiva estratégica nacional, Uruguay presenta condiciones altamente competitivas en regiones con elevado recurso eólico, posicionándose potencialmente por debajo de 2 USD/kgH₂ en escenarios favorables a 2030. Sin embargo, la viabilidad económica depende de una correcta alineación entre demanda proyectada, selección de vector y localización del recurso.

En síntesis, la evidencia confirma que el principal determinante estructural del costo es el LCOE, que la escala condiciona la arquitectura logística óptima y que la calidad del recurso renovable puede compensar costos adicionales de transporte. El diseño de políticas y proyectos debe, por tanto, priorizar emplazamientos de alto factor de capacidad y esquemas de producción centralizada cuando la demanda lo justifique, maximizando así la competitividad sistémica del hidrógeno verde en Uruguay.

Objetivo 2: Modelado termo-cinético y análisis global de sensibilidad de un sistema de almacenamiento en hidruros metálicos

El presente trabajo desarrolló e interrogó un modelo tridimensional de volumen finito de un tanque cilíndrico anular de hidruros metálicos con gestión térmica integrada, con el objetivo de cuantificar cómo la incertidumbre en ciertos parámetros clave se propaga hacia la masa total de hidrógeno almacenado. La estrategia metodológica combinó simulación física detallada —incluyendo termodinámica (Van't Hoff), cinética (JMAK–Arrhenius) y transferencia de calor tridimensional con convección forzada y natural diferenciada— con un análisis global de sensibilidad (GSA) basado en HDMR y muestreo cuasi-Monte Carlo mediante secuencias de Sobol (1024 corridas).

1. Comportamiento térmico–cinético del sistema

Las simulaciones paramétricas iniciales permitieron caracterizar la dinámica térmica y de absorción bajo distintas presiones de entrada (3, 5 y 10 bar) y temperaturas del refrigerante (274, 298 y 303 K). El modelo resolvió la evolución espacio-temporal de la temperatura y de la fracción reaccionada en coordenadas cilíndricas ($r\text{--}\theta\text{--}z$), evidenciando gradientes térmicos marcados durante las etapas iniciales de absorción, cuando la reacción exotérmica libera calor rápidamente.

El aumento de presión de entrada acelera la absorción al incrementar el gradiente respecto a la presión de equilibrio (Van't Hoff), mientras que temperaturas iniciales más bajas favorecen una mayor capacidad de almacenamiento final, aunque a costa de una cinética más lenta si el sistema no está adecuadamente refrigerado. El acoplamiento entre generación de calor por reacción y evacuación térmica por el intercambiador interno resulta determinante para evitar sobrecalentamientos locales que eleven la presión de equilibrio y limiten la absorción.

Los mapas de temperatura en cortes axiales y longitudinales muestran que la región próxima al intercambiador central mantiene temperaturas inferiores respecto a la periferia externa, confirmando la relevancia del diseño térmico. El frente de reacción progresa de forma no homogénea, condicionado por la distribución espacial de temperatura. Esta heterogeneidad justifica la elección de un modelo tridimensional frente a

aproximaciones lumped.

2. Análisis de incertidumbre (UA)

El análisis de incertidumbre se centró en tres entradas: temperatura ambiente (T_{amb}), densidad efectiva del hidruro (ρ) y porosidad (ϵ). Estas variables representan, respectivamente, una condición ambiental no controlable y dos parámetros materiales con cierto grado de acción ingenieril.

El muestreo Sobol en el dominio normalizado $[0,1]^3$ produjo una distribución asimétrica del output (masa total almacenada). El histograma evidencia una cola izquierda pronunciada y prácticamente ausencia de cola derecha. Esto indica que el sistema es más sensible a condiciones que deterioran el almacenamiento (principalmente altas temperaturas) que a aquellas que lo mejoran.

Los principales estadísticos obtenidos fueron:

Media ≈ 5881 g

Mediana ≈ 5970 g

Mínimo ≈ 4670 g

Percentil 5 ≈ 5365 g

Percentil 95 ≈ 6100 g

Desviación estándar ≈ 246 g

La diferencia significativa entre media y mediana confirma la asimetría de la distribución. Desde un punto de vista ingenieril, los percentiles o el rango intercuartílico resultan métricas más robustas que la media para definir garantías de desempeño.

3. Análisis global de sensibilidad (HDMR)

El análisis HDMR permitió descomponer la varianza del output en contribuciones de primer y segundo orden. Los resultados muestran un comportamiento casi aditivo del modelo:

Índice de primer orden de T_{amb} : $S_1 \approx 0.9779$

Índice de primer orden de ρ : $S \approx 0.0069$

Índice de primer orden de ϵ : ≈ 0

Única interacción significativa (segundo orden): ≈ 0.0031

La suma de los términos de primer orden alcanza 0.9848, y hasta segundo orden 0.9878, lo que confirma que prácticamente toda la varianza del sistema es explicada por efectos individuales, sin interacciones relevantes.

Este resultado tiene una interpretación física clara: la temperatura ambiente controla directamente la presión de equilibrio vía la ecuación de Van't Hoff y, simultáneamente, modula la constante cinética vía Arrhenius. Por tanto, actúa doblemente sobre la absorción: termodinámica y cinéticamente. En contraste, variaciones razonables en densidad o porosidad alteran marginalmente la capacidad efectiva pero no modifican sustancialmente el régimen térmico global.

4. Estrategias de control y reducción de variabilidad

A partir de la identificación de T_{amb} como principal driver, se exploró el efecto de restringir el rango operativo de temperatura. Al limitar la ventana térmica a $[5.70^\circ\text{C}, 25.01^\circ\text{C}]$, se obtuvo:

Reducción de la desviación estándar de 246 g a 184 g

Percentil 5 incrementado de 5365 g a 5528 g

Intervalo P05–P95 más estrecho

Con restricciones más severas, la desviación estándar se reduce aún más (≈ 152 g). Esto demuestra que la gestión del entorno térmico constituye la estrategia más eficiente para aumentar la predictibilidad del almacenamiento.

Desde el punto de vista contractual o de especificación de producto, este hallazgo permite definir límites operativos garantizados. En lugar de

intentar modificar propiedades materiales con impacto marginal, el diseño debería priorizar aislamiento térmico, integración con sistemas de climatización o limitaciones explícitas de rango ambiental.

5. Interpretación física y robustez del modelo

El comportamiento casi aditivo observado sugiere que el sistema opera predominantemente en un régimen controlado por temperatura, donde las no linealidades de segundo orden tienen efecto limitado en el rango estudiado. Esto simplifica la interpretación y valida la aplicabilidad del enfoque HDMR.

Si bien el modelo utiliza formulaciones cinéticas simplificadas (JMAK–Arrhenius), la coherencia física de los resultados sugiere que modelos de mayor fidelidad probablemente mantendrían la misma jerarquía de sensibilidad, aunque con ajustes cuantitativos en magnitudes absolutas.

6. Implicancias para el diseño de sistemas de almacenamiento

Los resultados tienen implicancias directas para aplicaciones en vehículos eléctricos de celda de combustible:

Control térmico prioritario: La estabilidad del desempeño depende principalmente del entorno térmico.

Margen de diseño: El parámetro de storage margin debe contemplar escenarios de temperatura elevada.

Optimización costo–beneficio: Inversiones en mejora de propiedades materiales presentan retornos marginales frente a soluciones térmicas.

Gestión de riesgo: La fuerte asimetría de la distribución implica mayor riesgo en condiciones cálidas extremas que en frías.

7. Discusión integral

El estudio demuestra que la integración de modelado físico tridimensional con análisis global de sensibilidad proporciona un marco robusto para diseño bajo incertidumbre. La identificación de un único driver dominante facilita la toma de decisiones y reduce la complejidad del problema de optimización.

Desde una perspectiva sistémica, el almacenamiento en hidruros metálicos no está limitado exclusivamente por capacidad gravimétrica, sino por estabilidad térmica operativa. La gestión de calor no es un subsistema auxiliar, sino el determinante principal de confiabilidad.

Finalmente, la metodología empleada —combinando simulación distribuida, muestreo cuasi–Monte Carlo y descomposición HDMR— constituye una herramienta transferible a otros sistemas termoquímicos donde múltiples fenómenos acoplados dificultan la identificación intuitiva de variables dominantes.

En síntesis, el análisis evidencia que el desempeño del tanque de hidruros metálicos es altamente sensible a la temperatura ambiente y prácticamente insensible a variaciones moderadas en parámetros materiales. La reducción de incertidumbre y mejora de robustez deben orientarse prioritariamente hacia el control térmico, consolidando así una estrategia de diseño informada por sensibilidad global y fundamentada físicamente.

Resultados se detallan en documentos adjuntos

Conclusiones y recomendaciones

La optimización tecno-económica integral de la cadena de valor del hidrógeno, desarrollada mediante un modelo horario off-grid con resolución anualizada del LCOH total ($LCOH_t$), demuestra que la escala de demanda constituye la variable estructural dominante en la determinación de la configuración óptima del sistema y de su competitividad económica. Los resultados evidencian que la localización en Lavalleja presenta ventajas sistemáticas frente a Treinta y Tres y Montevideo, principalmente debido a mayores factores de capacidad renovable —en particular eólicos— que reducen el LCOE y, en consecuencia, el componente de producción ($LCOH_p$), el cual supera el 70% del costo total en escenarios de alta demanda (250 tH_2/d). En estas condiciones, el transporte por gasoducto de hidrógeno comprimido minimiza el $LCOH_t$ ($\approx 2,3$ USD/kg H_2 en 2025 y $\approx 2,0$ USD/kg H_2 en 2030), al permitir la amortización eficiente de infraestructura fija. Para demandas intermedias (15 tH_2/d), las soluciones basadas en transporte por camión —hidrógeno comprimido o amoníaco según la localización— resultan económicamente preferibles debido a menores penalizaciones por subutilización de activos. En escenarios de baja demanda (1,72 tH_2/d), los costos de transporte, almacenamiento y conversión adquieren un peso relativo predominante, reduciendo la contribución del $LCOH_p$ y tornando inviables las alternativas con infraestructura rígida, particularmente el gasoducto. Las proyecciones a 2030 indican reducciones de costos del orden del 11–16%, atribuibles a descensos en CAPEX renovable y del electrolizador PEM, manteniéndose el LCOE como el parámetro de mayor sensibilidad según el análisis probabilístico. En conjunto, el estudio confirma que la competitividad del hidrógeno verde en Uruguay depende de la interacción no lineal entre calidad del recurso renovable, escala de producción y arquitectura logística, siendo imprescindible una planificación integrada que internalice simultáneamente producción, almacenamiento y transporte para minimizar el costo nivelado total.

En el marco del desarrollo de soluciones de almacenamiento de hidrógeno para aplicaciones de transporte limpio, este trabajo aborda la evaluación de la robustez y confiabilidad de un tanque cilíndrico de hidruros metálicos con gestión térmica integrada, mediante la combinación de modelado físico tridimensional y análisis global de sensibilidad bajo incertidumbre.

El estudio desarrollado permite extraer un conjunto de conclusiones robustas desde el punto de vista físico, estadístico y de ingeniería de diseño. En primer lugar, el resultado más relevante es la identificación inequívoca de la temperatura ambiente como el principal determinante del desempeño del sistema. El análisis global de sensibilidad basado en HDMR muestra que esta variable explica aproximadamente el 98% de la varianza en la masa total de hidrógeno almacenado, lo que implica que el comportamiento del tanque está dominado por el entorno térmico externo. Esta dominancia tiene fundamento físico claro: la temperatura afecta simultáneamente el equilibrio termodinámico del sistema —a

través de la ecuación de Van't Hoff, que relaciona exponencialmente la presión de equilibrio con la temperatura— y la cinética de absorción — mediante la ley de Arrhenius, que gobierna la constante de reacción—. Por tanto, pequeñas variaciones térmicas generan efectos amplificados tanto en la capacidad efectiva como en la velocidad de almacenamiento.

En segundo término, el sistema exhibe un comportamiento prácticamente aditivo, dado que la suma de los índices de sensibilidad de primer orden se aproxima a la unidad y las interacciones de segundo orden resultan despreciables. Esto indica que, dentro del dominio paramétrico considerado, no existen acoplamientos significativos entre las variables analizadas (temperatura ambiente, densidad efectiva y porosidad). Desde el punto de vista metodológico, este hallazgo simplifica la interpretación física del modelo y refuerza la confiabilidad del análisis global de sensibilidad, ya que la mayor parte de la incertidumbre puede atribuirse a efectos individuales claramente identificables.

En relación con los parámetros materiales, tanto la densidad efectiva del hidruro como la porosidad presentan contribuciones marginales a la variabilidad del resultado. Si bien estos parámetros influyen en la capacidad volumétrica teórica y en la conductividad térmica efectiva del medio poroso, su impacto sobre la masa final almacenada es secundario frente al efecto térmico. Esto sugiere que, en el rango operativo analizado, las estrategias de optimización centradas exclusivamente en la mejora incremental de propiedades físicas del material ofrecerían retornos limitados en términos de robustez del sistema.

El análisis de incertidumbre reveló además una distribución fuertemente asimétrica del desempeño, con una cola izquierda pronunciada. Esta característica implica que el sistema es considerablemente más sensible a condiciones térmicas desfavorables (temperaturas elevadas) que a escenarios fríos. Desde una perspectiva de gestión de riesgo, esta asimetría es particularmente relevante, ya que indica que los eventos térmicos extremos pueden provocar degradaciones significativas en la capacidad de almacenamiento, mientras que las mejoras bajo condiciones óptimas presentan un techo natural impuesto por la capacidad nominal del hidruro.

Una consecuencia directa de estos hallazgos es que la gestión térmica emerge como la estrategia más eficaz para reducir la variabilidad y aumentar la predictibilidad del sistema. La restricción del rango operativo de temperatura produce reducciones significativas en la desviación estándar del output y estrecha el intervalo entre percentiles, mejorando la confiabilidad del almacenamiento. Este resultado tiene implicancias prácticas inmediatas: el diseño debería priorizar aislamiento térmico, integración con sistemas de climatización del vehículo y definición contractual de ventanas térmicas de operación, antes que modificaciones menores en propiedades estructurales del material.

Desde el punto de vista metodológico, el trabajo confirma la superioridad del análisis global de sensibilidad frente a enfoques locales tipo OAT, al permitir cuantificar formalmente la contribución relativa de cada variable a la varianza total y capturar posibles interacciones. La integración de un modelo físico tridimensional con muestreo cuasi-Monte Carlo y descomposición HDMR constituye un marco riguroso para diseño bajo incertidumbre, extrapolable a otros sistemas termoquímicos complejos.

En síntesis, las conclusiones del estudio establecen que la robustez y confiabilidad de un tanque de hidruros metálicos para almacenamiento vehicular de hidrógeno están controladas esencialmente por la temperatura ambiente, que actúa como variable estructural dominante. En consecuencia, la optimización del sistema debe orientarse prioritariamente hacia el control térmico y la definición de límites operativos adecuados, constituyendo esta la palanca principal para garantizar desempeño estable en aplicaciones de transporte limpio.

Conclusiones se detallan en documentos adjuntos

Productos derivados del proyecto

Tipo de producto	Título	Autores	Identificadores	URI en repositorio de Silo	Estado
Presentación en evento	Modelado matemático computacional de un almacenador de hidruro metálico para movilidad eléctrica	Tejera, Gonzalo; Bonillo, Ramón; Teliz, Erika; Díaz, Verónica	https://hdl.handle.net/20.500.12381/5229	https://hdl.handle.net/20.500.12381/5229	Finalizado
Documento de trabajo	Capítulo de Análisis de Incertidumbre/Sensibilidad	Carlos López		https://hdl.handle.net/20.500.12381/5228	Finalizado
Artículo científico	Uncertainty and Sensitivity Assessment of a Thermally Managed Cylindrical Metal Hydride Hydrogen Tank	G.Tejera, C.Lopez, V. Diaz	under review		En proceso
Artículo científico	Levelized Cost Assessment of Green Hydrogen Transport and Upstream Supply Strategies in Uruguay	Ibagon, Diaz, Muñoz, Teliz, , Correa	under review		En proceso

Referencias bibliográficas

- [1] International Energy Agency (IEA). (2021). Hydrogen in Latin America. Hydrogen in Latin America. <https://doi.org/10.1787/68467068-en>
- [2] Energy Agency, I. (2019). The Future of Hydrogen. The Future of Hydrogen. OECD. <https://doi.org/10.1787/1e0514c4-en>
- [3] Khouya, A. (2020). Levelized costs of energy and hydrogen of wind farms and concentrated photovoltaic thermal systems. A case study in Morocco. International Journal of Hydrogen Energy, 45(56), 31632–31650. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2020.08.240>
- [4] Berrada, A., & Laasmi, M. A. (2021). Technical-economic and socio-political assessment of hydrogen production from solar energy. Journal of Energy Storage, 44, 103448. <https://doi.org/10.1016/J.EST.2021.103448>
- [5] Correa, G., Volpe, F., Marocco, P., Muñoz, P., Falagüerra, T., & Santarelli, M. (2022). Evaluation of levelized cost of hydrogen produced by wind electrolysis: Argentine and Italian production scenarios. Journal of Energy Storage, 52, 105014. <https://doi.org/10.1016/J.EST.2022.105014>
- [6] Gallardo, F. I., Monforti Ferrario, A., Lamagna, M., Bocci, E., Astiaso Garcia, D., & Baeza-Jeria, T. E. (2021). A Techno-Economic Analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the north of Chile and the case of exportation from Atacama Desert to Japan. International Journal of Hydrogen Energy, 46(26), 13709–13728. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2020.07.050>
- [7] Heuser, P.-M., Ryberg, D. S., Grube, T., Robinus, M., & Stoltén, D. (2019). Techno-economic analysis of a potential energy trading link between Patagonia and Japan based on CO2 free hydrogen. International Journal of Hydrogen Energy, 44(25), 12733–12747. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.12.156>
- [8] IRENA (2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
- [9] Babic, U. et al. (2017), “Critical review— Identifying critical gaps for polymer electrolyte water electrolysis development”, Journal of the Electrochemical Society, Vol. 164/4, pp. F387, <https://dx.doi.org/10.1149/2.1441704jes>
- [10] Fu, R., Feldman, D. J., & Margolis, R. M. (2018). U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018. Nrel. Golden, CO (United States). <https://doi.org/10.2172/1483475>
- [11] Enevoldsen, P., & Jacobson, M. Z. (2021). Energy for Sustainable Development Data investigation of installed and output power densities of onshore and offshore wind turbines worldwide. Energy for Sustainable Development, 60, 40–51. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2020.11.004>

- [12] IRENA, Geopolitics of the energy transformation: the hydrogen 850 factor, Technical Report, 2022
- [13] Abdin, Z., Khalilpour, K., & Catchpole, K. (2022). Projecting the levelized cost of large scale hydrogen storage for stationary applications. *Energy Conversion and Management*, 270, 116241.
- [14] Abdin, Z., Tang, C., Liu, Y., & Catchpole, K. (2021). iScience II Large-scale stationary hydrogen storage via liquid organic hydrogen carriers. *ISCIENCE*, 24(9), 102966. <https://doi.org/10.1016/j.isci.2021.102966>
- [15] Sharma, S., & Ghoshal, S. K. (2015). Hydrogen the future transportation fuel: From production to applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 1151–1158. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2014.11.093>.
- [16] Ministerio de Industria Energía y Minería. (2021). Uruguay - Estrategia País de hidrógeno verde.
- [17] Medina, N., Scarone, M., Sierra, W., Coopman, M., Correa, C., Gonzalez, M. J., & Irrazabal, G. (2021). Hidrógeno Verde: un paso natural para Uruguay hacia la descarbonización. *Banco Interamericano de Desarrollo*, 53.
- [18] Ministerio de Industria, E. y M. (2022). Green Hydrogen Roadmap in Uruguay. *Green Hydrogen Roadmap in Uruguay*. Retrieved from <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/green-hydrogen>
- [19] Gurin, M., Cornalino, E., Guggeri, A., Alonso-Suárez, R., Giacosa, G., Abal, G., ... Chaer, R. (2016). "Complementariedad de los recursos renovables (solar-eólico) y su correlación con la demanda de energía eléctrica" REPORTE FINAL REF: MIEM-DNE PT 005 2016 Autores, 1–84.
- [20] B. Nastasi, G.L. Basso, Hydrogen to link heat and electricity in the transition towards future Smart Energy Systems, *Energy* 2016; 110: 5–22.
- [21] G. Gahleitner, Hydrogen from renewable electricity: an international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications, *Int. J. Hydrogen Energy* 2013; 38: 2039–2061.
- [22] R.B. Olsen, Hydrogen metal-hydride thermal to electrical conversion: hymtec, *Energy* 1986; 11:869–871.
- [23] S. S. Bhogilla. "Design of a AB2-metal hydride cylindrical tank for renewable energy storage". *J. Energy Storage* 2017; 14: 203–210.
- [24] C. Darras, M. Muselli, P. Poggi, C. Voyant, J.C. Hogue, F. Montignac, PV output power fluctuations smoothing: the MYRTE platform experience, *Int. J. Hydrogen Energy* 2012; 37:14015–14025.
- [25] B.S. Sekhar, H. Ito, A. Kato, A. Nakano, Research and development of a laboratory scale totalized hydrogen energy utilization system, *Int. J. Hydrogen Energy* 2016; 41:1224–1236.
- [26] M. Paskevicius, D.A. Sheppard, K. Williamson, C.E. Buckley, Metal hydride thermal heat storage prototype for concentrating solar thermal power, *Energy* 2015; 88: 469–477.
- [27] R.E. Clarke, S. Giddeya, F.T. Ciacchi, S.P.S. Badwala, B. Paul, J. Andrews, Direct coupling of an electrolyser to a solar PV system for generating hydrogen, *Int. J. Hydrogen Energy* 2009;34: 2531–2542.
- [28] A. Nakano; T. Maeda; H. Ito; M. Masuda; Y. Kawakami; A. Kato; M. Tange; T. Takahashi; M. Matsuo. "Small-scale hydrogen liquefaction with a two-stage Gifford-McMahon cycle refrigerator", *Int. J. Hydrogen Energy* 2010;35 :9088–9094.
- [29] M.V. Lototsky V.A. Yartys. "An overview of hydrogen storage methods", *Phys. Chem* 2005;172 :75–104.
- [30] Zuttel A.Schlapbach L.Borgschulte A.Ed. John Wiley & Sons. Hydrogen as an Energy Carrier. International series of mono- graphs on physics. Inc, 2005.
- [31] Kaplan Y, Veziroglou TN. Mathematical modelling of hydrogen storage in LaNi₅ hydride bed. *Int J Hydrogen Energy* 2003;27:1027–38.
- [32] M.V. Lototsky; B.S. Sekhar; P. Muthukumar; V. Linkov; B.G. Pollet. "Nichel applications of metal hydrides and related thermal management issues", *J. Alloys Compd* 2015;645:S117–22.
- [33] E.S. Kikkinides; M.C. Georgiadis; A.K. Stubos. "Dynamic modelling and optimization of hydrogen storage in metal hydride beds", *Energy* 2006;31:2428–2446.
- [34] S.S. Mohammadshahi; E.MacA. Gray; C.J. Webb. "A review of mathematical modelling of metal hydride systems for hydrogen storage applications", *International Journal of Hydrogen Energy* 2016;41:3470–3484.
- [35] M. Groll, U. Mayer, W. Supper. "Heat and mass transfer in metal hydride reaction beds: experimental and theoretical results". *Journal of the Less-Common Metals* 1986;131: 235–244.
- [36] Jemni A, Nasrallah SB. Study of two-dimensional heat and mass transfer during absorption in a metal-hydrogen reactor. *Int J Hydrogen Energy* 1995;20(1):43–52.
- [37] Nasrallah SB, Jemni A. Study of two-dimensional heat and mass transfer during desorption in a metal-hydrogen reactor. *Int J Hydrogen Energy* 1997;22(1):67–76.
- [38] Jemni A, Nasrallah B, Lamloumi J. Experimental and theoretical study of a metal-hydrogen reactor. *Int J Hydrogen Energy* 1999; 24:631–44.
- [39] Nakagawa T, Inomata A, Aoki H, Miura T. Numerical analysis of heat and mass transfer characteristics in the metal hydride bed. *Int J Hydrogen Energy* 2000; 25:339–50.
- [40] Askri F, Jemni A, Nasrallah SB. Study of two-dimensional and dynamic heat and mass transfer in a metal-hydrogen reactor. *Int J Hydrogen Energy* 2003; 28:537–57.
- [41] Eisapour A.H., M. Naghizadeh A., Eisapour M, Talebizadehsardari P, Optimal design of a metal hydride hydrogen storage bed using a helical coil heat exchanger along with a central return tube during the absorption process. *Int J Hydrogen Energy* 2021 ; 46 (27): 14478-14493.
- [42] Mat MD, Kaplan Y. Numerical study of hydrogen absorption in an La–Ni₅ hydride reactor. *Int J Hydrogen Energy* 2001; 26:957–63.
- [43] Aldas K, Mat MD, Kaplan Y. A three-dimensional model for absorption in a metal hydride bed. *Int J Hydrogen Energy* 2002;27:1049–56.
- [44] Mat MD, Kaplan Y, Aldas K. Investigation of three-dimensional heat and mass transfer in a metal hydride reactor. *Int J Energy Res* 2002;26:973–86.
- [45] Evangelos I. Gkanas, Martin Khzouz, *Renewable Energy*, 2017; 111:484–493.

Licenciamiento

Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas 4.0 Internacional. (CC BY-NC-ND)

