

Tema 9 – Sistemas de almacenamiento Energético

COSTO NIVELADO DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO SUBTERRÁNEO DE HIDRÓGENO EN LATINOAMÉRICA

Ernesto Coutsiers^{1,2}, Marcelo Gea³, Ramiro Rodríguez⁴

¹ Calden Consultoría SRL

Av. Padre Mariani 478, Villa Allende (5105), Provincia de Córdoba

www.caldenconsultoria.com +54 351 7000717, ecoutsiers@caldenconsultoria.com

² Facultad de Ciencias Exactas, Universidad Nacional de Salta

Av. Bolivia 5150, Salta (4408), Provincia de Salta

www.exactas.unsa.edu.ar +54 387 4255408, ecoutsiers@exa.unsa.edu.ar

³ Instituto de Investigaciones en Energía No Convencional, Consejo Nacional de Investigaciones

Científicas y Técnicas, Universidad Nacional de Salta

Av. Bolivia 5150, Salta (4408), Provincia de Salta

www.inenco.unsa.edu.ar +54 387-4255424, geam@unsa.edu.ar

⁴ Facultad de Ciencias Exactas Físicas y Naturales, Universidad Nacional de Córdoba,

Av. Vélez Sarsfield 299, Córdoba (5000), Provincia de Córdoba

www.fcefyn.unc.edu.ar +54 351 5353800, ramiro.rodriguez@unc.edu.ar

RESUMEN: En este trabajo se estimaron los costos nivelados de almacenamiento de hidrógeno *LCHS* a diferentes capacidades en cavernas de sal y de roca dura revestida para países referenciales de Latinoamérica.

Se observó que el componente de costo de capital es el más importante en el costo nivelado y representa entre un 80 y 90% del mismo.

El costo nivelado de almacenamiento en caverna de sal se reduce con la escala iniciando en valores entre 10 y 15 [USD/(kg año)] para 100 [t] almacenadas y llegando a niveles entre 5 y 7 [USD/(kg/año)] para 3000 [t] para la mayoría de los países referenciales de Latinoamérica. Salvo en Argentina que posee valores más elevados (28 [USD/(kg año)] para 100 [t] y 6.3 [USD/(kg año)] para 3000 [t]) consecuencia de su costo de capital.

Para el caso de roca dura revestida, estos valores oscilan cercanos a los 30 [USD/(kg año)] para 100 [t] y se reducen al rango de 6 a 7 [USD/(kg año)] para 3000 [t]. Análogamente a la caverna de sal, Argentina presenta 46 y 13.6 [USD/(kg año)] para 100 y 3000 [t] respectivamente. Todos estos valores consideran energía eléctrica de fuente eólica local (en Colombia es el precio resultante de la ronda 2019 complementaria).

PALABRAS CLAVE: Almacenamiento de Hidrógeno, Hidrógeno Verde, Cadena de Valor de Hidrógeno, costo nivelado de almacenamiento de hidrógeno.

INTRODUCCIÓN

El almacenamiento geológico se usa ampliamente en las industrias de energía del petróleo, el gas natural y el aire comprimido. Para ilustrar la escala de esta utilización, aproximadamente 800 millones de barriles de petróleo y miles de millones de pies cúbicos de gas natural se almacenan geológicamente en los EE. UU. (Lord et al., 2014).

El almacenamiento geológico ofrece las siguientes características diferenciales (Lord et al., 2014):

- i. Alto volumen disponible de almacenamiento
- ii. Posibilidad de funcionar como activo financiero (o relacionado a un activo financiero)
- iii. Sirve para garantizar la seguridad de suministro ante escasez o congestión del sistema.

El tipo de formación rocosa tiene efectos profundos en la viabilidad física y económica para utilizar ese sitio.

Existen cuatro tipos principales

- i. Las cavernas de sal,
- ii. Los yacimientos de petróleo y gas agotados
- iii. Los acuíferos
- iv. Las cavernas de roca dura revestidas.

Sobre el primer tipo de almacenamiento bajo tierra -la caverna de sal- existe una amplia experiencia. Para el caso particular de hidrógeno (H_2) las cavernas de sal son utilizadas en Estados Unidos, Gran Bretaña y Alemania (Olaf Krunck et al., 2013; Panfilov, 2016; Tarkowski, 2019). Sin embargo, el almacenamiento de hidrógeno dentro del mismo tipo de instalaciones, actualmente utilizadas para el gas natural, puede agregar nuevos desafíos operativos a la industria del almacenamiento subterráneo (Lord et al., 2014).

Las paredes de una caverna de sal son estables e impermeables al gas durante la vida útil de la instalación de almacenamiento. Las propiedades plásticas de la sal protegen tales cavernas contra la aparición y extensión de fracturas y la pérdida de impermeabilidad (Panfilov, 2016). Es conocido que las bacterias no pueden sobrevivir en salmuera altamente concentrada y, por lo tanto, en las cavernas de sal no transforman el hidrógeno en otros gases (Panfilov, 2016). Desde un punto de vista práctico, la solución de almacenamiento en cavernas de sal es muy flexible en términos de volumen de almacenamiento, y también en términos de modularidad, ya que se pueden lixiviar varias cavernas en un solo sitio para adaptar la capacidad de almacenamiento global a los cambios en la demanda (Panfilov, 2016).

Por otro lado, las estructuras de sal no tienen un uso tan difundido debido a un volumen de caverna restringido (en comparación con un acuífero) y la poca disponibilidad de depósitos de sal adecuados para construcciones de cavernas lixiviadas con sal (Olaf Krunck et al., 2013; Panfilov, 2016; Tarkowski, 2019). En regiones donde no hay disponibilidad de cavernas de sal ni arenisca porosa, puede existir una alternativa de almacenamiento que está siendo desarrollada recientemente. De esta manera, se ha explorado tecnología en la excavación de cavernas en roca dura utilizando como recubrimiento de esas cavernas, en su totalidad, con revestimientos de acero o plástico. Este revestimiento actúa como una capa impermeable y contendrá completamente el gas. Las cavernas diseñadas de esta manera también funcionarán a presiones mucho más altas que las cavernas de roca dura sin revestimiento, por sus mejores condiciones de impermeabilidad (Lord et al., 2014; Olaf Krunck et al., 2013; Papadias & Ahluwalia, 2021).

El desarrollo de una caverna revestida consiste en excavar en una roca ígnea o metamórfica, construir una capa de hormigón entre esa roca y luego, el revestimiento impermeable. La roca huésped debe ser capaz de resistir y absorber la carga de presión. La capa de hormigón está diseñada para transferir la carga de presión del revestimiento a la roca circundante, así como para proporcionar las características superficiales para la aplicación del revestimiento. Estos revestimientos pueden fabricarse con acero inoxidable o plástico de polipropileno.

Este tipo de instalaciones, se presentan como soluciones económicamente viables para el almacenamiento a gran escala dentro de la cadena de valor del hidrógeno, inclusive con algunas soluciones en el mismo sitio donde se genera la energía renovable.

Acumulaciones naturales del subsuelo - Hidrógeno oro blanco. Se destaca el hallazgo reciente referido a hidrógeno geológico. Investigadores dicen que las reacciones agua-roca en las profundidades de la Tierra generan continuamente H₂, que se filtra a través de la corteza y, a veces, se acumula en trampas subterráneas. Se considera que si este H₂ natural forma reservas considerables, podría ser suficiente para satisfacer la creciente demanda mundial durante miles de años, según un modelo del Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS) que se presentó en octubre de 2022 en una reunión de la Sociedad Geológica de América (Hand, 2023). La reacción de formación de H₂ subterráneo podría estar vinculada a la oxidación del hierro en agua con desprendimiento de H₂, representada por la ecuación química: $2Fe_{(s)} + 3H_2O_{(l)} \rightarrow Fe_2O_{3(s)} + 3H_{2(g)}$. Esta reacción de oxidación ocurre cuando el hierro se expone al oxígeno presente en el agua, lo que provoca la formación de óxido de hierro (hematita) y la liberación de H₂ gaseoso. La rentabilidad de la extracción de H₂ del subsuelo dependerá de factores como los costos de extracción, almacenamiento y transporte, así como del precio del H₂ en el mercado. La mayor parte del H₂ está a demasiada profundidad o muy lejos de la costa, o si no hay acumulaciones que son demasiado pequeñas para que sean económicamente viables. Asimismo, podría tener impactos ambientales similares a los de la extracción de otros recursos, como la emisión de GEI durante la extracción y el procesamiento. Descubrir dónde existen grandes volúmenes de H₂ geológico y encontrar formas de extraer el gas de manera segura son desafíos que aún deben resolverse.

En este trabajo, se procura obtener el costo nivelado de almacenamiento de hidrógeno subterráneo geológico para caverna de sal y roca dura revestida. Se toma como base el trabajo (Papadias & Ahluwalia, 2021) donde se analizan estas opciones en EE. UU. parametrizándola con las variables económicas de los países referenciales de Latinoamérica. Es importante destacar que este estudio no hace un análisis de valor sobre la viabilidad geográfica de los diferentes tipos de almacenamiento en caverna para cada país, lo cual requerirá de una instancia de análisis que escapa al alcance postulado aquí.

METODOLOGÍA

Costo nivelado de almacenamiento de hidrógeno

El costo nivelado de almacenamiento (*LCHS*) se define con la ecuación (1) tal cual lo indica la referencia (Abdin et al., 2022):

$$LCHS = \frac{C_{CapEx} + \sum_{i=1}^n \frac{C_{OpEx}}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{M_{H_2}}{(1+r)^i}} \quad (1)$$

Donde:

C_{CapEx} : Costos de inversión (conocido como CapEx, del inglés *Capital Expenditures*)

C_{OpEx} : Costos de operar y mantener (conocido como OpEx, del inglés *Operational Expenditures*)

M_{H_2} : Masa de hidrógeno almacenada

r : tasa de costo de capital

i : año del flujo

n : horizonte del proyecto

Los costos de operar y mantener, por su parte pueden desagregarse de acuerdo con la ecuación (2):

$$C_{OpEx} = C_{El} + C_L + C_{HR} + C_o \quad (2)$$

Donde:

C_{El} : Costo de electricidad, que incluye la generación, la transmisión y distribución en los casos que aplique

C_L : Costo de las pérdidas de hidrógeno operativas, tanto en las operaciones de carga y descarga como durante el almacenamiento

C_{HR} : Costo de los recursos humanos

C_o : otros costos

De esta manera, se analizan cada uno de los componentes del costo nivelado como se desagrega a continuación.

Costo de capital

El costo de capital tiene dos componentes, el costo de la inversión y la tasa de costo de capital. Para el costo de la inversión, se tiene un análisis específico en la referencia (Papadias & Ahluwalia, 2021), donde se ajusta el costo de inversión para almacenamiento subterráneo con la siguiente función:

$$C_{CapEx} = e^{a(\ln(M_{H_2}))^2 + b \ln(M_{H_2}) + c} \quad (3)$$

Donde los coeficientes para almacenamiento son presentados en la **Tabla 1**, considerando que el parámetro C_{CapEx} se encuentra en dólares estadounidenses de abril de 2021 y M_{H_2} en toneladas.

Tipo de almacenamiento	a	b	c
Caverna de sal	0.092548	1.6432	10.161
Caverna de roca dura revestida	0.095803	1.5832	10.332

Tabla 1: Coeficientes del ajuste del costo de inversión para almacenamiento bajo tierra propuesto por la referencia (Papadias & Ahluwalia, 2021)

El costo de la inversión se compone principalmente de bienes transables internacionalmente. Se incorpora además en este estudio el supuesto de inexistencia de efectos diferenciales entre países de incentivos fiscales al hidrógeno verde, impuestos internos, aranceles y un impacto global uniforme de los fletes de equipamientos. Así, el costo de la inversión resulta independiente del país de análisis.

A diferencia de lo supuesto en el costo de inversión, la tasa de costo de capital es fuertemente dependiente de cada país en análisis. De esta manera se modela utilizando el costo promedio ponderado de capital calculado de acuerdo con el modelo presentado en la referencia (Coutsiers et al., 2022) utilizando valores de cierre de diciembre de 2022. Así, el costo promedio ponderado de capital resulta de acuerdo con lo presentado en la **Tabla 2** en sus variantes nominales (en minúsculas), reales (en mayúsculas), antes (bt) y después de impuestos (at).

País	$wacc_{at}$	$WACC_{at}$	$wacc_{bt}$	$WACC_{bt}$
Argentina	18.97%	16.30%	27.10%	24.24%
Brasil	9.17%	6.71%	13.89%	11.33%
Chile	7.19%	4.78%	9.85%	7.38%
Colombia	8.10%	5.67%	11.92%	9.40%
México	8.20%	5.76%	11.71%	9.20%
Perú	7.89%	5.47%	11.19%	8.69%

Tabla 2: Tasa de costo promedio ponderado de capital resultante para los diferentes países referenciales de Latinoamérica. Fuente: elaboración propia a partir de la metodología de la referencia (Coutsiers et al., 2022)

Es importante destacar en esta instancia que el modelo de cálculo se realizó en términos reales con valoraciones en dólares americanos de diciembre de 2022, todos los valores monetarios consignados en este trabajo se encuentran en esa base salvo indicación explícita. La tasa de costo promedio ponderado de capital utilizada es, en consecuencia, real y se optó por la variante antes de impuestos para considerar este componente de manera implícita ($WACC_{bt}$).

Costo de la Energía Eléctrica

Para el costo de la energía eléctrica se desagregó en componentes de la cadena de valor: la generación, la transmisión y la distribución. La generación eléctrica postulada es renovable y los precios utilizados provienen de las referencias (Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 2020; Renewable Energy Agency, 2022). Estos valores se presentan en la **Tabla 3**.

LCOE [USD/MWh]	Eólico <i>Onshore</i>	Hidráulica Pequeña	Solar PV	Geotérmica	Biomasa	Hidráulica Grande	Ronda 2017	Ronda 2019	Ronda 2019 complementaria	Biogás	RSU
<i>Argentina</i>	74.1	120.7	50.7		132.6					195.1	157.7
<i>Brasil</i>	26.4	66.9				44.7					
<i>Colombia</i>								35.2	39.3		
<i>Chile</i>	44.0						39.7				
<i>México</i>	47.0		26.6	77.0							
<i>Perú</i>	37.4	54.5	59.7		95.6						

Tabla 3: Precios de la energía renovable para diferentes países y fuentes utilizados en este estudio.

Fuente: Elaboración propia a partir de las referencias (Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 2020; Renewable Energy Agency, 2022)

Por su parte, las tarifas utilizadas para este estudio se obtuvieron de las referencias (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022; Banco Central de la Nación, 2022; Empresa Provincial de Energía Neuquén, 2022; ENEL Chile, 2022; ENEL Colombia, 2022; Neumeier, 2022; Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2022b, 2022a, 2022c) y se encuentran presentados en la **Tabla 4**.

País	Tipo de conexión	Transmisión n	Distribución n	Total [USD/MW]
<i>Argentina</i>	Distribución MT	8.4	21.5	29.9
	Distribución AT	8.4	8.9	17.3
	Transmisión	8.4		8.4
<i>Brasil</i>	Distribución MT	4.9	14.3	19.2
	Distribución AT	2.5	2.6	5.0
	Transmisión	2.5		2.5
<i>Chile</i>	Distribución MT	11.7	13.0	24.8
	Distribución AT	7.1	3.4	10.4
	Transmisión	7.1		7.1
<i>Colombia</i>	Distribución MT	12.0	56.8	68.8
	Distribución AT	12.0	38.2	50.2
	Transmisión	12.0		12.0
<i>México</i>	Distribución MT	14.1	27.8	41.9
	Distribución AT	6.8	27.8	34.6
	Transmisión	6.8		6.8
<i>Perú</i>	Distribución MT	17.1	33.1	50.2
	Distribución AT	17.1		17.1
	Transmisión	12.8		12.8

Tabla 4: Tarifas monómicas de transmisión y distribución en alta tensión (AT) y media tensión (MT) para los diferentes países dependiendo de su punto de conexión. Fuente: elaboración propia a partir de la información de las referencias (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022; Banco Central de la Nación,

2022; Empresa Provincial de Energía Neuquén, 2022; ENEL Chile, 2022; ENEL Colombia, 2022; Neumeier, 2022; Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2022a, 2022b, 2022c)

Otros costos de operación y mantenimiento

Para los costos de recursos humanos estimados en la referencia (Papadias & Ahluwalia, 2021), fueron ajustados con paridad de poder de compra de cada país a partir del indicador Big Mac Index de la revista “*The Economist*” que puede encontrarse en la referencia (Statista, 2022).

En el caso de los costos de pérdidas, se utilizaron los niveles de pérdida de H₂, para carga, descarga y almacenamiento, postulados en la referencia (Papadias & Ahluwalia, 2021) y valorados al costo de energía eléctrica a partir de ratios típicos de consumo de electrolizadores, es decir manteniendo un enfoque marginalista.

Otros costos de menor impacto también son considerados tal cual fueron presentados en la referencia (Papadias & Ahluwalia, 2021).

En el diagrama de la **Figura 1**, se presenta el proceso de modelado, las cajas azules representan los modelos o variables adoptados de la referencia (Papadias & Ahluwalia, 2021) y las cajas naranja son las variables y modelo adaptados a la condición de cada uno de los países latinoamericanos de referencia analizados.

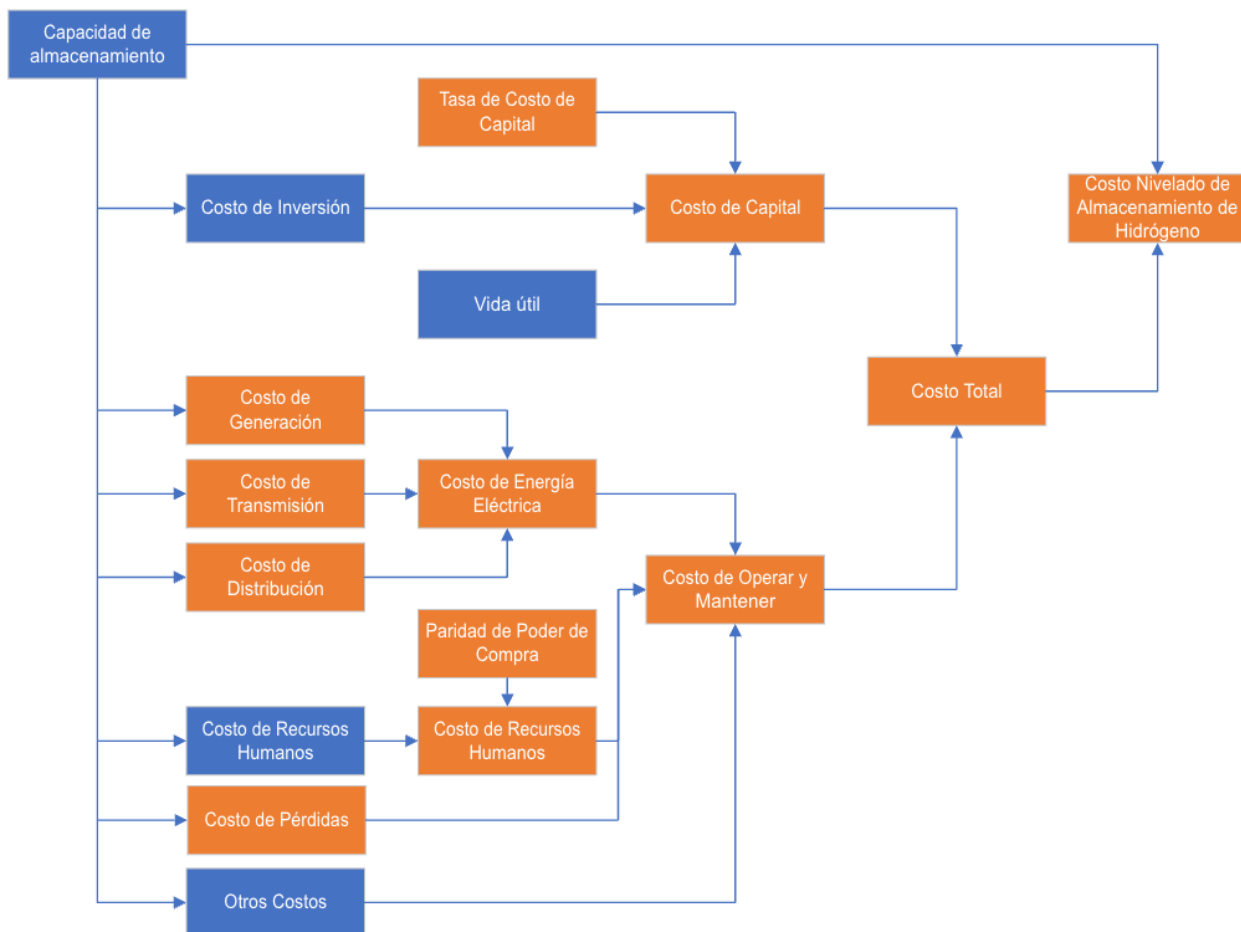


Figura 1: Flujograma del modelo de cálculo del costo nivelado de almacenamiento de hidrógeno. Fuente: elaboración propia.

RESULTADOS

Análisis comparado de escala

El primero de los resultados, presentados en la **Figura 2**, es el comparado de diferentes países del costo nivelado de almacenamiento (*LCHS*) en cavernas de sal. Para este análisis se consideró que la energía del almacenamiento proviene de generación eólica “*OnShore*” y la instalación se encuentra en el sitio de generación, con lo cual no se consideran los costos transporte y distribución eléctrica. A la izquierda se considera un período de almacenamiento anual y a la derecha un período de almacenamiento semestral.

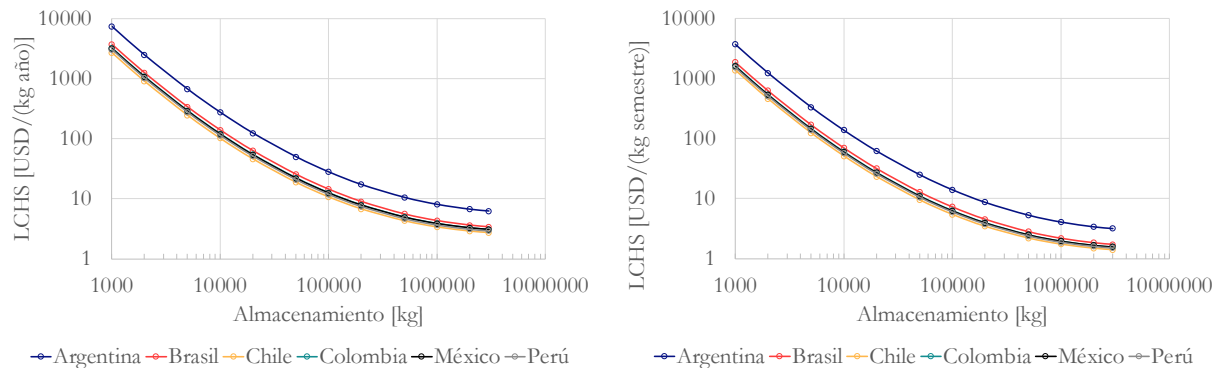


Figura 2: Costo nivelado comparado de almacenamiento de hidrógeno para caverna de sal considerando un año (izq.) y un semestre (der.) de almacenamiento. En todos los casos se considera que la energía eléctrica es de fuente eólica “*on Shore*” y almacenamiento en el punto de generación. (Con excepción al caso de Colombia donde se utilizan los resultados de la ronda 2019 complementaria). Fuente: elaboración propia.

Se observa que los valores de *LCHS* varían entre 7.363 y 2.710 [USD/(kg año)] para Argentina y Chile respectivamente cuando la capacidad es de 1.000 [kg] llegando a 6.26 y 2.95 [USD/(kg año)] para Argentina y Chile respectivamente cuando la capacidad es de 3.000.000 [kg]. Comportamiento análogo presenta el almacenamiento semestral.

Análogamente se presentan en la **Figura 3**, para los casos de almacenamiento anual y semestral, el costo nivelado de almacenamiento de hidrógeno en caverna de roca revestida.

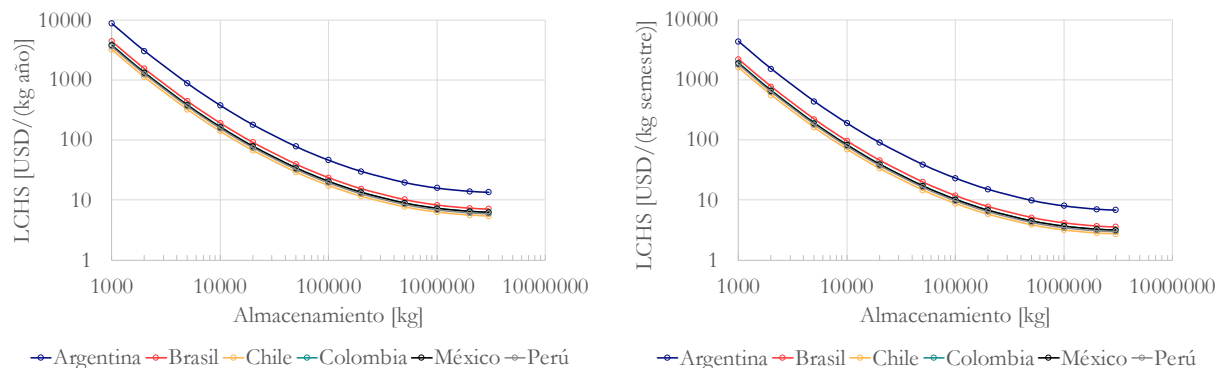


Figura 3: Costo nivelado comparado de almacenamiento de hidrógeno en roca dura revestida considerando un año (izq.) y un semestre (der.) de almacenamiento. En todos los casos se considera que la energía eléctrica es de fuente eólica “*on Shore*” y almacenamiento en el punto de generación (Con excepción al caso de Colombia donde se utilizan los resultados de la ronda 2019 complementaria). Fuente: elaboración propia.

En este caso se observa que los valores de *LCHS* varían entre 8.736 y 3.215 [USD/(kg año)] para Argentina y Chile respectivamente cuando la capacidad es de 1000 [kg] llegando a 13,58 y 5,43 [USD/(kg año)] para Argentina y Chile respectivamente cuando la capacidad es de 3.000.000 [kg]. Nuevamente, un comportamiento análogo presenta el almacenamiento semestral.

Componentes del Costo Nivelado

El desagregado del *LCHS* para el caso de 500 [t] de almacenamiento en caverna de sal se presenta en la **Tabla 5**:

LCHS [USD/(kg semestre)]	Costo de Capital	Energía Eléctrica	Pérdidas	Otros (Incluye RH)	Total
<i>Argentina</i>	4.82	0.03	0.18	0.29	5.33
<i>Brasil</i>	2.44	0.01	0.07	0.29	2.81
<i>Chile</i>	1.77	0.02	0.11	0.29	2.19
<i>Colombia</i>	2.11	0.02	0.10	0.29	2.51
<i>México</i>	2.07	0.02	0.12	0.29	2.50
<i>Perú</i>	1.99	0.02	0.09	0.29	2.39

Tabla 5: La tabla presenta el costo nivelado de almacenamiento de hidrógeno para caverna de sal con una capacidad de almacenamiento de 500 [t] con abastecimiento local de energía renovable. Fuente: elaboración propia.

Análogamente, para el caso de roca revestida, el resultado puede verse en la **Tabla 6**.

LCHS [USD/(kg semestre)]	Costo de Capital	Energía Eléctrica	Pérdidas	Otros (Incluye RH)	Total
<i>Argentina</i>	9.42	0.03	0.18	0.29	9.93
<i>Brasil</i>	4.77	0.01	0.07	0.29	5.14
<i>Chile</i>	3.46	0.02	0.11	0.29	3.88
<i>Colombia</i>	4.12	0.02	0.10	0.29	4.53
<i>México</i>	4.05	0.02	0.12	0.29	4.47
<i>Perú</i>	3.88	0.02	0.09	0.29	4.28

Tabla 6: La tabla presenta el costo nivelado de almacenamiento de hidrógeno para caverna de roca revestida con una capacidad de almacenamiento de 500 [t] con abastecimiento local de energía renovable. Fuente: elaboración propia.

Dependencia con el precio de la Energía Eléctrica

Para sensibilizar la dependencia del precio de la energía eléctrica, se analizan el caso de caverna de sal con almacenamiento de 500 [t] en Brasil, Argentina y Perú, cómo varían el *LCHS* cambiando los precios de energía eléctrica entre condiciones extremas de precio de energía renovable y el impacto por el punto de conexión. Este análisis se presenta en la **Tabla 7**:

País	Generación	Conexión	Componentes LCHS [USD/(kg semestre)]				
			Costo de Capital	Energía Eléctrica	Pérdidas	Recursos Humanos y otros	Total
Brasil	Eólico OnShore	Generación	2.44	0.01	0.07	0.29	2.81
Brasil	Pequeña Hidráulica	Distribución MT	2.44	0.04	0.21	0.29	2.98
Argentina	Eólico OnShore	Generación	4.82	0.03	0.18	0.29	5.33
Argentina	Biogás	Distribución MT	4.82	0.09	0.56	0.29	5.77
Perú	Eólico OnShore	Generación	1.99	0.02	0.09	0.29	2.39
Perú	Biomasa	Distribución MT	1.99	0.06	0.36	0.29	2.70

Tabla 7: Sensibilización del LCHS en función del precio de la energía eléctrica. Fuente: Elaboración propia

Se observa aquí que el impacto del precio de la energía eléctrica no solo se presenta en los consumos sino en el precio calculado de las pérdidas.

DISCUSIÓN

Lo primero que puede observarse en este estudio es que el almacenamiento de hidrógeno en cavernas es intensivo en capital, siendo los componentes de costo operativo de mucho menor importancia en la composición del LCHS. Esta intensidad de capital penaliza a los países que poseen un costo de capital más elevado como por ejemplo Argentina, mejorando significativamente para los casos donde el costo de capital es menor como Chile y Perú. De esta manera, el costo del capital representa proporciones de entre el 80 y 90%, seguido por los recursos humanos en valores cercanos al 5%.

Otro de los aspectos a destacar de este estudio es el comportamiento de escala del LCHS derivado principalmente de dos factores: la intensidad en capital y el comportamiento de la inversión. Consistente con el modelo de (Papadias & Ahluwalia, 2021) el costo de inversión cae a medida que aumenta el volumen. A modo de contraste, si se comparan los resultados de la referencia (Papadias & Ahluwalia, 2021) con los casos de los países latinoamericanos referenciales, considerando costo de electricidad proveniente de energía eólica *onshore*, se obtiene lo presentado en la **Tabla 8**.

LCHS [USD/(kg año)]	Referencia (Papadias & Ahluwalia, 2021)	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	México	Perú
Caverna de Sal 100 [t]	18.4	28.0	14.4	10.8	12.6	12.4	11.9
Caverna de Sal 3000 [t]	3.7	6.3	3.4	2.7	3.1	3.1	2.9
Caverna de Roca Dura 100 [t]	28.7	46.3	23.7	17.5	20.6	20.3	19.4
Caverna de Roca Dura 3000 [t]	7.7	13.6	7.1	5.4	6.3	6.2	6.0

Tabla 8: Comparación de resultados de la referencia (Papadias & Ahluwalia, 2021) con el resultado de este trabajo para diversos países latinoamericanos. Fuente: elaboración propia basada en el modelo de la referencia (Papadias & Ahluwalia, 2021).

De esta manera, los resultados se encuentran en línea teniendo en cuenta que el autor utiliza una tasa de costo de capital de 10% y un precio de energía eléctrica 64,81 [USD/MWh] (57.4 [USD abr 2021/MWh]).

Ambos valores son elevados en comparación a los que encontramos en este análisis, salvo por el caso de Argentina con un costo de capital extremadamente alto consecuencia de su riesgo país (Coutsiers et al., 2022).

CONCLUSIONES

En base al modelo de costo de inversión desarrollado en la referencia (Papadias & Ahluwalia, 2021) para el almacenamiento de hidrógeno comprimido en cavernas de sal o de roca dura recubierta y estimando los componentes económicos domésticos de países referenciales de Latinoamérica, se estimaron los costos nivelados de almacenamiento de hidrógeno *LCHS* a diferentes capacidades.

En este trabajo se observó que el componente de costo de capital es el más importante en el costo nivelado y representa entre un 80 y 90% del mismo.

El costo nivelado de almacenamiento en caverna de sal se reduce con la escala iniciando en valores entre 10 y 15 [USD/(kg año)] para 100 toneladas almacenadas y llegando a niveles entre 5 y 7 [USD/(kg/año)] para 3000 [t] para la mayoría de los países referenciales de Latinoamérica. Valores sensiblemente superiores se observan en Argentina (28 [USD/(kg año)] para 100 [t] y 6.3 [USD/(kg año)] para 3000 [t]) principalmente consecuencia de su elevado costo de capital.

Para el caso de roca dura revestida, estos valores oscilan en valores cercanos a los 30 [USD/(kg año)] para 100 [t] y se reducen a valores en el rango de 6 a 7 [USD/(kg año)] para 3000 [t]. Análogamente a la caverna de sal, Argentina presenta los costos nivelados más elevados de 46,3 y 13,6 para 100 y 3000 [t] respectivamente. Todos estos valores consideran como referencia energía eléctrica de fuente eólica local (en el caso de Colombia el precio resultante de la ronda 2019 complementaria).

Se realizó un contraste de consistencia con la referencia (Papadias & Ahluwalia, 2021) que indica razonabilidad de los resultados obtenidos.

REFERENCIAS

- Abdin, Z., Khalilpour, K., & Catchpole, K. (2022). Projecting the levelized cost of large-scale hydrogen storage for stationary applications. *Energy Conversion and Management*, 270. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116241>
- Agência Nacional de Energia Elétrica. (2022). *Cuadro Tarifario ANEEL*. https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/tarifa/
- Banco Central de la Nación. (2022). *Repositorio del BCN*. https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/29411/1/Componentes_y_determinacion_de_la_tarifa_electrica_para_los_clientes_regulados.pdf
- Coutsiers, E., Gea, M., & Rodríguez, R. (2022). ESTIMACIÓN DE LA TASA DE COSTO DE CAPITAL PARA PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE EN LATINOAMÉRICA. *AVANCES EN ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO AMBIENTE – AVERMA*, 26, 369–380.
- Empresa Provincial de Energía Neuquén. (2022). *Cuadro Tarifario de EPEN*. <http://www.epen.gov.ar/wp-content/uploads/2022/12/CT-JUNIO-2022.pdf>
- ENEL Chile. (2022). *Cuadro Tarifario de ENEL*. https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/29411/1/Componentes_y_determinacion_de_la_tarifa_electrica_para_los_clientes_regulados.pdf
- ENEL Colombia. (2022). *Cuadro Tarifario ENEL*. <https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/espaa%3B1ol/personas/1-17-1/2022/tarifario-junio-2022.pdf>
- Hand, E. (2023). HIDDEN HYDROGEN. *Science*, 379 (6633), 630–636. <https://doi.org/10.1126/SCIENCE.ADH1477>.
- Lord, A. S., Kobos, P. H., & Borns, D. J. (2014). Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(28), 15570–15582. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.07.121>
- Neumeier, M. (2022). *Tarifa de Transmisión de Energía Eléctrica en México*. <https://maerenovables.com/tarifas-transimision-2022/>

- Olaf Krunck, Fritz Crotogino, Ruth Prelicz, & Tobias Rudolph. (2013). “Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe” *Overview on all Known Underground Storage Technologies for Hydrogen Status: D(4)*.
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2022a). *Pliego Tarifario Electricidad*. <https://www.osinergmin.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegoTarifario?Id=150000>
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2022b). *Publicaciones de Regulación Tarifaria*. <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/publicaciones/regulacion-tarifaria>
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2022c, October). *Pliego Tarifario Cliente Final*. <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/pliegos-tarifarios/electricidad/pliegos-tarifarios-cliente-final>
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). (2020). *PROCESOS COMPETITIVOS PARA EL FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES*. www.olade.org
- Panfilov, M. (2016). Underground and pipeline hydrogen storage. In *Compendium of Hydrogen Energy* (pp. 91–115). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-1-78242-362-1.00004-3>
- Papadias, D. D., & Ahluwalia, R. K. (2021). Bulk storage of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(70), 34527–34541. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2021.08.028>
- Renewable Energy Agency, I. (2022). *Renewable power generation costs in 2021*. www.irena.org
- Statista. (2022, July). *Prices for a Big Mac in selected Latin American countries as of July 2022, by country(in U.S. dollars)*. <https://www.statista.com/statistics/869048/big-mac-price-index-latin-america-country/>
- Tarkowski, R. (2019). Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 105, pp. 86–94). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.051>

ABSTRACT: In this work, the levelized costs of LCHS hydrogen storage at different capacities in salt caverns and lined hard rock caverns were estimated for reference countries in Latin America.

It was observed that the capital cost component is the most important in the levelized cost and represents between 80 and 90% of it.

The levelized cost of storage in the salt caverns decreases with scale starting at values between 10 and 15 [USD/(kg/year)] for 100 [t] stored and reaching levels between 5 and 7 [USD/(kg/year)] for 3.000 [t] for most of the referential countries of Latin America. Except in Argentina, which has higher values (28 [USD/(kg year)] for 100 [t] and 6.3 [USD/(kg year)] for 3000 [t]) as a result of its capital cost.

In the case of Lined Rock Cavern, these values oscillate around 30 [USD/(kg year)] for 100 [t] and decreases to the range of USD 6 to 7 [USD/(kg year)] for 3000 [t]. Analog to the salt cavern, Argentina presents 46 and 13.6 [USD/(kg year)] for 100 and 3.000 [t] respectively. All these values consider electricity from a local wind source (in Colombia it is the price resulting from the complementary 2019 round).

KEYWORDS: Hydrogen Storage, Green Hydrogen, Hydrogen Value Chain, Levelized Cost of Hydrogen Storage.