



# Conceptualización de transporte de hidrógeno y amoníaco

Preparado para



Preparado por



Con la colaboración de



Abril de 2024

## Contenidos

<b>1</b>	<b><i>Conceptualización de transporte de hidrógeno y amoniaco</i></b> .....	<b>3</b>
1.1	Transporte de hidrógeno gaseoso a través de camiones .....	4
1.2	Transporte de hidrógeno líquido a través de camiones .....	6
1.3	Transporte de hidrógeno gaseoso a través de gaseoductos.....	9
1.4	Propuesta para la incorporación de métodos de transporte.....	10

## Tablas

Tabla 1:	Ejemplos de distintos tube trailers.....	4
Tabla 2:	Costo de inversión tube trailers.....	5
Tabla 3:	Coefficientes para el cálculo del costo de transporte de hidrógeno en USD/kg-H <sub>2</sub> (Di Lullo, y otros, 2022).....	10

## Figuras

Figura 1:	Camión tube trailer de Calvera Hydrogen.....	5
Figura 2:	Camión de transporte de hidrógeno líquido marca Air Products.....	6
Figura 3:	Costo de transporte de hidrógeno líquido y gaseoso a través de camiones para distintas distancias (Di Lullo, y otros, 2022) .....	8

## 1 Conceptualización de transporte de hidrógeno y amoniaco

Conceptualización de transporte de hidrógeno y amoniaco Si bien el hidrógeno podría permitir la auto-producción a escalas pequeñas esto no es económicamente competitivo, ya que una de las características de estos sistemas de producción es que a medida que se logra una escala relevante, los costos medios de producción se reducen, lo que se traduce en que el costo de producir una unidad de hidrógeno se vuelve más barato. De esta forma, es que se vuelve relevante analizar cuáles serían las distintas formas disponibles para transportar hidrógeno y sus respectivos costos.

Cabe mencionar que para todas las formas de transporte que se describirán a continuación, las cuales comprenden el transporte de hidrógeno gaseoso a través de gaseoductos y camiones, transporte de hidrógeno líquido en camiones y el transporte de amoniaco se requiere de procesos de acondicionamiento del hidrógeno. Dentro del alcance del presente trabajo no se considera la descripción acabada de cómo se realiza el acondicionamiento del hidrógeno para que este pueda ser transportado, sin embargo, lo anterior sí es descrito dentro del trabajo realizado en conjunto con el Ministerio de Energía en el marco del convenio de colaboración con la Universidad de Chile.

De esta forma, en el siguiente capítulo se realizará la conceptualización y posterior propuesta para la incorporación del módulo de transporte en el Explorador de Hidrógeno

## 1.1 Transporte de hidrógeno gaseoso a través de camiones

El transporte de hidrógeno comprimido se hace mediante camiones *tube trailer*, los cuales consisten en recipientes a presión diseñados para almacenar hidrógeno a presiones definidas. Estos tanques son embalados en un contenedor y montados en un remolque para transportar hidrógeno desde terminales de distribución hacia los destinos de consumo.

La capacidad de transporte de los *tube trailer* como también a la presión que opera varía en función del modelo, como también de las empresas que diseñan estos equipos. Cabe recordar que en el caso del hidrógeno gaseoso al tener una presión más alta se puede almacenar una mayor cantidad de hidrógeno, sin embargo, el costo de acondicionar el hidrógeno aumenta, ya que se requieren compresores que puedan llevar el hidrógeno a dicha presión, lo cual incrementa el costo de inversión asociado a estos equipos.

A continuación, se exponen ejemplos de camiones *tube trailers* utilizados en la actualidad:

Marca	Modelo	Presión de operación (bar)	Capacidad (kg-H <sub>2</sub> )
Hexagon Lincoln	Titan 53	540	1.200
Hexagon Lincoln	TitanTM module	250	616
Hexagon Lincoln	TitanTM module	350	809
Hexagon Lincoln	TitanTM module	540	1.155
Calvera Hydrogen	UN1049	517	1.000

Tabla 1: Ejemplos de distintos *tube trailers*



Figura 1: Camión tube trailer de Calvera Hydrogen

Adicionalmente, camiones *tube trailer* que tengan la capacidad de transportar una mayor cantidad de hidrógeno (y por ende una mayor presión) por lo general son más costosos, ya que la composición de los tanques debe ser mejorada. En la Tabla 2 se muestran costos de los camiones descritos anteriormente.

Marca	Modelo	Costo (USD) (DOE, 2013)
Hexagon Lincoln	Titan 53	\$1.142.000
Hexagon Lincoln	TitanTM module (250 bar)	\$510.000
Hexagon Lincoln	TitanTM module (350 bar)	\$633.750
Hexagon Lincoln	TitanTM module (540 bar)	\$1.100.000
Calvera Hydrogen	UN1049	\$952.000

Tabla 2: Costo de inversión tube trailers

Los costos descritos previamente son coincidentes con los valores reportados en el artículo desarrollado por investigadores de NICE American Research y del National Institute of Clean-and-Low-Carbon-Energy, el cual define rango de costos de tube trailers de \$600.000 a \$1.300.000 USD (2020).

## 1.2 Transporte de hidrógeno líquido a través de camiones

Una alternativa para transportar una mayor cantidad de hidrógeno a través de camiones es a través de la licuefacción del hidrógeno, sin embargo, esto implica llegar a temperaturas cercanas a  $-253^{\circ}\text{C}$ , como también el desafío de mantener esta temperatura para evitar la evaporación del hidrógeno mientras dure el transporte. Dado que la temperatura es extremadamente baja, los aparatos (tubería, tanque, recipiente, ventilación, válvula, etc.) que tienen contacto directo con el hidrógeno líquido deben ser diseñados y fabricados de manera que puedan resistir esta baja temperatura. Además, es necesario minimizar la formación de hielo alrededor de las tuberías, válvulas y salidas, ya que esto puede provocar la ruptura del material, especialmente cuando se ve afectado por una fuerte presión y fuerza.

El LH<sub>2</sub> se almacena en la planta de licuefacción en tanques aislados de gran tamaño, se carga en camiones de reparto líquido, conocidos también como camión cisterna o *tanker truck* (Figura 2) y se transporta al punto de uso. En los sitios de distribución, el líquido se almacena en tanques con revestimiento de vacío hasta que se utiliza. La conversión de hidrógeno líquido a gas se realiza pasando el líquido a través de un intercambiador de calor (de aire a temperatura ambiente o de baño de agua tibia).



Figura 2: Camión de transporte de hidrógeno líquido marca Air Products

Como se mencionó anteriormente, la licuefacción del H<sub>2</sub> requiere un gran consumo de energía debido a la baja temperatura (-253°C). El consumo específico energético las plantas de licuefacción de H<sub>2</sub> que operan actualmente en el mundo es de aproximadamente 13-15 kWh/kg, y la eficiencia exergética llega hasta rangos del 20-30% (Geng & Sun, 2023). Lo anterior provoca aumentos en el costo del hidrógeno.

Hoy en día, el transporte de hidrógeno líquido es un método bien desarrollado para proporcionar moléculas de hidrógeno para aplicaciones de alta demanda. El transporte líquido es más económico que el transporte gaseoso por camión para demandas altas del mercado (mayor a 500 kg-H<sub>2</sub>/día) (US Drive) porque un camión cisterna con una capacidad de aproximadamente 4.000 kg puede transportar hasta 5 veces la capacidad de un remolque de tubo gaseoso (*tube trailer*) típico de acero. Cabe destacar que las cargas más típicas de camiones cisterna rondan entre los 2.100 y 4.500 kg de LH<sub>2</sub> (Cryolor).

Independientemente del tipo de aplicación, móvil o estacionaria, un desafío importante en el almacenamiento y transporte de LH<sub>2</sub> es la mitigación del gas de evaporación o *boil-off*. El hidrógeno evaporado es el resultado de la evaporación de LH<sub>2</sub> principalmente debido a fugas de calor en el tanque criogénico. Aunque existen varias estrategias para mitigar o recuperar el gas evaporado, en muchos casos el H<sub>2</sub> no se utiliza y se pierde combustible a la atmósfera, lo que resulta en un desperdicio de energía.

También se produce evaporación cuando se descarga el hidrógeno líquido entre dos contenedores, puede ser durante la carga de la planta de licuefacción al camión, del camión al almacenamiento del sitio de uso, del sitio de uso a la bomba o compresor para dispensado, etc. Si es costo-efectivo, se puede instalar un sistema para comprimir y recuperar el hidrógeno perdido por evaporación durante la descarga. Las pérdidas por evaporación pueden variar desde el 15% del LH<sub>2</sub> entregado para una capacidad de 100 kg-H<sub>2</sub>/día, 5% a 400 kg-H<sub>2</sub>/día, y hasta menos del 2% en estaciones con capacidad superior a 1.800 kg-H<sub>2</sub>/día. Actualmente, dentro de los camiones que se encuentran en el mercado, con rangos de almacenamiento de entre 2.100 y sobre 4.000 kg-H<sub>2</sub>, se tienen tasas de menos de un 0,8% de evaporación diaria (Cryolor).

Un estudio realizado por Di Lullo, et al. (2022), enfocado en la modelación de la entrega de hidrogeno desde el punto de producción hacia estaciones de repostaje de hidrogeno mediante el uso del Hydrogen Delivery Scenario Analysis Model (HDSAM) de la Universidad de Chicago, propone 3 distintos escenarios relacionados con el nivel de infraestructura disponible: bajo, medio y alto. Estos escenarios reflejan la infraestructura disponible con el fin de relacionarlo con economías de escala. Desde esa base, se analizan distancias que varían desde 100 a 3.000 kilómetros, considerando, en el caso de los *tube trailers*, un máximo de presión de 550 bar y un volumen de 36,2 m<sup>3</sup>, lo que resulta en una capacidad de 1.042 kg-H<sub>2</sub> por camión de GH<sub>2</sub>. En el caso de los camiones cisterna de hidrógeno líquido se asume un volumen de 17.000 galones (56,5 m<sup>3</sup>) que operan al 95% de su capacidad, lo que supone una capacidad de transporte de hidrógeno de 3.610 kg-H<sub>2</sub> por camión. Finalmente, se toma como base para ambos casos un compresor de 350 bar, una eficiencia

en el consumo de combustible del camión de 39,2L/100km y una velocidad constante de 65 km/h.

A partir de este modelo y el uso del software HDSAM se puede comparar el costo de transportar hidrógeno gaseoso a través de camiones como también para el caso del hidrógeno líquido vía el mismo mecanismo. Los resultados pueden ser observados en la Figura 3.

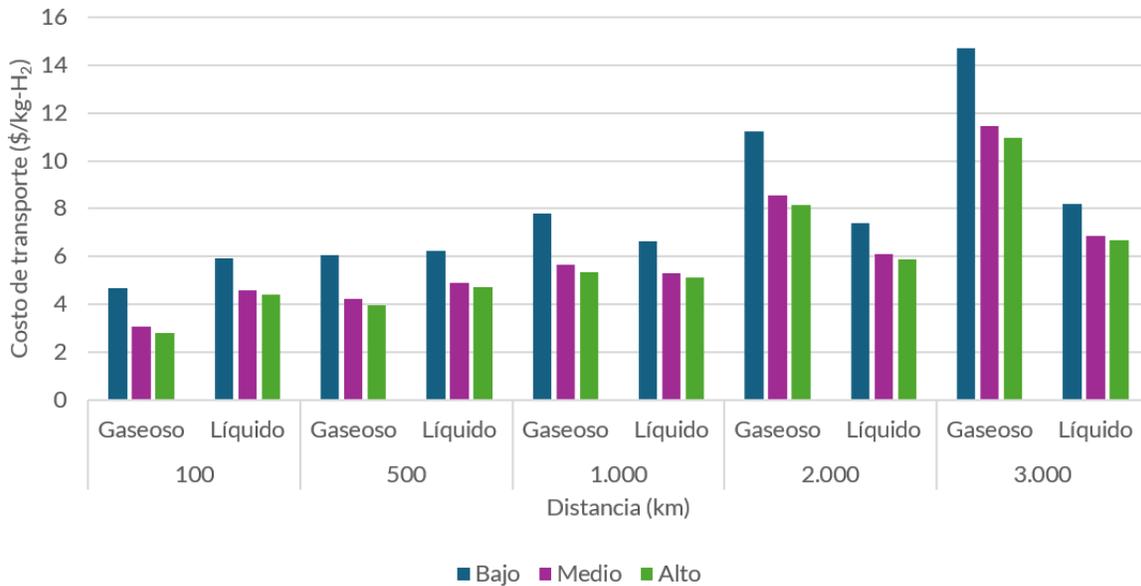


Figura 3: Costo de transporte de hidrógeno líquido y gaseoso a través de camiones para distintas distancias (Di Lullo, y otros, 2022)

Como se puede desprender de la Figura 3 para distancias cortas (menores a 500 kilómetros), bajo las condiciones del caso estudiado, es preferente transportar el hidrógeno en forma gaseosa al compararlo con el caso líquido. Lo anterior se explica debido a los consumos energéticos y de inversión requeridos para licuar el hidrógeno que no compensan la mayor cantidad de hidrógeno que se puede transportar a través de camiones con hidrógeno líquido, lo cual implica una menor cantidad de camiones y por lo tanto un ahorro en ese componente. Por el contrario, a distancia sobre los 500 km se vuelve competitivo el transporte a través de LH<sub>2</sub>.

Es importante mencionar que este análisis no depende únicamente de la distancia recorrida, sino que también de la cantidad de hidrógeno a transportar. En este caso los autores consideran una planta de producción de 607 ton-H<sub>2</sub>/día, lo cual equivale a una planta cercana a 1 GW de capacidad instalada operando de forma constante. No obstante, estos valores sí podrían ser extrapolables a capacidades instaladas más bajas, siempre y cuando la capacidad sea lo suficientemente grande como para que, por ejemplo, licuar el hidrógeno haga sentido.

### 1.3 Transporte de hidrógeno gaseoso a través de gaseoductos

Otro método para transportar el hidrógeno en forma gaseosa y que es atractivo para el transporte de largas distancias y grandes volúmenes se basa en el transporte mediante gaseoductos o “hidroductos”. En este, el hidrógeno en forma gaseosa en primer lugar se comprime mediante compresores hasta la presión requerida para que éste sea transportado por la tubería de transmisión, la cual puede llegar a rondar entre los 50-80 bar de presión (5-8MPa) y tener un diámetro entre los 508 y 1220 milímetros que dependerá exclusivamente de los volúmenes anuales a ser transportados (IEA, 2023).

Este método de transporte es preferentemente atractivo para el transporte de hidrógeno verde en altos volúmenes y grandes distancias, siendo competitivo para el transporte entre los 2.000 a 2.500 km (IEA, 2023). El segundo aspecto que lo hace competitivo es que el volumen de hidrógeno a ser transportado llega a ser desde las 100 kton-H<sub>2</sub> por año para tuberías de hasta 508 mm, hasta las 2.000 kton-H<sub>2</sub> por año para tuberías de hasta 1220 mm de diámetro. Un reciente estudio realizado por Di Lullo, et al., (2022) que compara la factibilidad técnico-económica entre transporte de hidrógeno mediante gasoductos y camiones concluyó que el transporte por gasoductos era más de dos veces más barato que el transporte por *tube trailers* a una distancia de 1000 km, y 1,5 veces más barato a una distancia de 3000 km.

Una alternativa dentro del transporte de hidrógeno a través de gaseoductos es que se puede reutilizar tuberías de gas natural para transportar hidrógeno con gas natural (*blending*) lo cual permite reducir los costos de desarrollo, ya que no se necesitaría invertir en nueva infraestructura dedicada para hidrógeno (IEA, 2023). Sin embargo, existen ciertas dificultades técnicas en el transporte de hidrógeno por medio de tuberías reutilizadas, puesto que el hidrógeno puede tener un efecto negativo en estas debido a la fragilización, la cual es un fenómeno que describe la falla temprana de los materiales debido a su reducción de resistencia y/o ductilidad en presencia de hidrógeno (Li, y otros, 2022).

Los costos de los gasoductos difieren bastante entre tuberías de gas natural reconvertidas para transporte de hidrógeno, y tuberías completamente nuevas, además de variar si es que la tubería es de transmisión o de distribución. Información recopilada de los miles de kilómetros construidos en Estados Unidos indican que el costo de inversión para tuberías reconvertidas de gas natural varía entre los 0,6 y 1,2 millones de dólares por kilómetro de tubería, mientras que la inversión para tuberías completamente nuevas varían entre 2,2 y 4,5 millones de dólares por kilómetro, mientras que para el caso de tuberías de distribución el CAPEX para tuberías reconvertidas promedia los 0,15 millones de dólares por kilómetro y tuberías completamente nuevas de distribución varía entre los 0,3 y 0,7 MUSD/km (Statista, 2021).

## 1.4 Propuesta para la incorporación de métodos de transporte

Di Lillo, et al., (2022) desarrollaron ecuaciones que permiten obtener rápidamente costos relacionados con el transporte de hidrógeno, y corresponden a la aproximación más completa desarrollada en la literatura. La ventaja del mecanismo propuesto por los autores es que no requiere de una evaluación económica completa de la solución, es decir, no requiere que el usuario conozca valores como la inversión en una planta de licuefacción o la eficiencia en la compresión del hidrógeno.

En este caso, el mecanismo propuesto por los autores únicamente considera la distancia para tener una estimación del costo de transporte de hidrógeno, el cual es obtenido a través de la siguiente ecuación:

$$\text{Costo transporte} \left( \frac{\text{USD}}{\text{kg} - \text{H}_2} \right) = Ax + B$$

En donde A y B corresponden a coeficientes calculados a partir de regresiones lineales de casos en donde se evaluó efectivamente el costo nivelado del hidrógeno a partir de eficiencias, costos de inversión, costos de operación, entre otros. Por otro lado, x corresponde a la distancia de cada uno de los métodos. De esta forma, los coeficientes A y B para distintos transportes de hidrógeno se expresan en la siguiente tabla

Método de transporte	A	B
Camión gaseoso	0,0025906	2,4460918
Camión líquido	0,0007046	4,0048049
Gaseoducto hidrógeno	0,0004884	0
Amoníaco	0,0001628	0

Tabla 3: Coeficientes para el cálculo del costo de transporte de hidrógeno en USD/kg-H<sub>2</sub> (Di Lillo, y otros, 2022)