

Escuela de Negocios

Tipo de documento: Tesis de maestría



EMBA | Executive MBA

Evaluación del potencial de Argentina para producir Hidrógeno verde

Autoría: Vincenti, Agustín Aldo

Año: 2025

¿Cómo citar este trabajo?

Vincenti, A. (2025). "Evaluación del potencial de Argentina para producir Hidrógeno verde". [Tesis de maestría. Universidad Torcuato Di Tella]. Repositorio Digital Universidad Torcuato Di Tella.

<https://repositorio.utdt.edu/handle/20.500.13098/13928>

El presente documento se encuentra alojado en el **Repositorio Digital de la Universidad Torcuato Di Tella** bajo una licencia Creative Commons Atribución-No Comercial-Compartir Igual 4.0 Internacional
Dirección: <https://repositorio.utdt.edu>



**UNIVERSIDAD
TORCUATO DI TELLA**

TRABAJO FINAL – MAESTRIA EN DIRECCIÓN DE EMPRESAS

TITULO: Evaluación del potencial de Argentina para producir Hidrógeno verde

AÑO: 2025

ALUMNO: Agustin Aldo Vincenti

TUTOR: Leonardo Monsalvo

1. Dedicatoria - Agradecimientos

Quisiera expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas e instituciones que contribuyeron, de diversas maneras, a la realización de esta tesis.

En primer lugar, agradezco a mis profesores, por su invaluable orientación, paciencia y compromiso a lo largo de todo este proceso. Su conocimiento y asesoramiento fueron fundamentales para la definición del tema y el desarrollo de este trabajo.

A mis compañeros de la Maestría en Dirección de Empresas, por compartir experiencias, conocimientos y debates enriquecedores que me ayudaron a expandir mi visión sobre el tema.

A mi familia, por su apoyo incondicional, su confianza en mí y por incentivar me a empezar esta maestría con especial énfasis en su paciencia durante las largas horas dedicadas a esta investigación.

2. Resumen Ejecutivo

La presente tesis analiza el potencial de Argentina para producir hidrógeno verde a partir de la energía eólica en las provincias de Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego, y su posicionamiento en el contexto global. La creciente necesidad de reducir emisiones de gases de efecto invernadero ha impulsado la búsqueda de alternativas energéticas limpias, donde el hidrógeno verde emerge como una opción clave para la descarbonización de sectores estratégicos como la industria y el transporte.

Argentina posee recursos eólicos excepcionales, especialmente en la Patagonia, lo que le otorga una ventaja competitiva para la producción de hidrógeno verde. Sin embargo, el desarrollo de esta industria requiere evaluar la viabilidad técnica y financiera, incluyendo costos de producción de hidrógeno (LCOH), infraestructura existente y el marco regulatorio.

La metodología utilizada en esta tesis tiene un propósito exploratorio con un enfoque cuantitativo buscando determinar variables que permitan calcular el LCOH de Argentina y poder compararlo con países líderes en la industria del hidrógeno, identificando factores clave como el costo de inversión en electrolizadores y parques eólicos, la eficiencia del proceso y las condiciones del mercado energético.

Los resultados indican que Argentina podría ofrecer costos competitivos en la producción de hidrógeno verde con valores que rondan los 3 USD/kg de hidrógeno, aunque enfrenta desafíos significativos, como la necesidad de inversiones en infraestructura, regulación y financiamiento a largo plazo.

Los bajos costos de producción de hidrógeno dependen directamente con la obtención de energía en la ubicación del proyecto y para esto se debe contar con infraestructura eléctrica que en la actualidad es deficiente en la Argentina por lo que se debe poner especial interés en ampliar el sistema interconectado existente.

Adicionalmente un proyecto de hidrógeno debe considerar el destino del hidrógeno producido para que el mismo sea viable teniendo en cuenta su uso y costos de transporte

Se puede concluir que el país podría convertirse en un actor relevante en la economía del hidrógeno verde, contribuyendo a la transición energética global y al desarrollo sostenible.

3. Palabras clave

Electrólisis

Energías Renovables

Hidrógeno

Sustentabilidad

4. Introducción / Prefacio

En las últimas décadas, la crisis climática y la necesidad urgente de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero han impulsado una transición energética hacia fuentes de energía renovables. En este contexto, el hidrógeno verde ha emergido como una alternativa prometedora debido a su capacidad para almacenar y transportar energía limpia. El hidrógeno verde, a diferencia del usado actualmente a partir del proceso de reformado con vapor del gas natural, se produce mediante la electrólisis del agua, utilizando electricidad generada a partir de fuentes renovables como la energía eólica, resultando en un combustible libre de emisiones de carbono.

El Acuerdo de París, adoptado en 2015, establece metas ambiciosas para limitar el aumento de la temperatura global a menos de 2°C por encima de los niveles preindustriales, con esfuerzos para limitarlo a 1.5°C. Para cumplir con estos objetivos, es esencial reducir drásticamente las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que requiere una transición rápida hacia energías limpias y sostenibles. Argentina, como signataria del Acuerdo de París, se ha comprometido a contribuir a estos objetivos globales mediante la implementación de políticas y proyectos que promuevan la energía renovable y la reducción de emisiones.

Argentina, con su vasta extensión territorial y sus abundantes recursos naturales, posee un notable potencial para la generación de energía eólica. Las regiones de la Patagonia, así como otras áreas del país, se destacan por sus altos índices de vientos constantes y fuertes, lo que posiciona al país como un candidato ideal para la producción de hidrógeno verde. Sin embargo, para que Argentina pueda capitalizar esta oportunidad y posicionarse como un líder global en la industria del hidrógeno verde, es fundamental realizar una evaluación exhaustiva de su potencial y compararlo con otras naciones.

El problema central que aborda esta tesis es la evaluación del potencial de Argentina para producir hidrógeno verde a partir de parques eólicos en las zonas correspondientes a las provincias de Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego y su posicionamiento en el contexto mundial. La finalidad es determinar si Argentina puede convertirse en un actor competitivo en la economía del hidrógeno verde, analizando tanto los aspectos técnicos como los financieros de dicho emprendimiento.

¿Cuál es el potencial eólico de las diferentes regiones de Argentina y cómo puede aprovecharse para la producción de hidrógeno verde?

¿Cómo se comparan los costos nivelados de producción de hidrógeno (LCOH) en Argentina con los de otros países que están liderando esta tecnología?

¿Cuáles son las ventajas y desventajas técnicas y financieras que enfrenta Argentina en el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde?

Este estudio tiene como objetivo identificar y cuantificar el potencial de generación eólica en Argentina, calcular el LCOH en distintos escenarios y compararlo a nivel internacional. Además, se evaluarán las ventajas competitivas y las barreras que podrían influir en el desarrollo de esta industria en el país, tales como la infraestructura existente, el marco regulatorio, las inversiones necesarias y la disponibilidad de tecnologías avanzadas.

Al abordar estos aspectos, esta tesis contribuirá a una comprensión más profunda del rol potencial de Argentina en la economía del hidrógeno verde. Asimismo, proporcionará una base sólida para la

formulación de políticas energéticas, atraer inversiones y fomentar la colaboración internacional en proyectos de hidrógeno verde, posicionando al país como un líder en la transición hacia una economía más sostenible y libre de carbono.

4.1. Metodología

La metodología propuesta en este trabajo tiene un propósito exploratorio con un enfoque cuantitativo ya que se buscará mediante el cálculo del costo de producción de hidrógeno (LCOH) establecer que tan bien se posiciona el sur de la Argentina para convertirse en un potencial productor de este producto y la competitividad que podría tener un proyecto en el país.

A lo largo del marco teórico se desarrolla una revisión de literatura científica recopilando información de artículos de divulgación, libros científicos relevantes y otras fuentes académicas para establecer una base teórica sobre qué es y que usos tiene el hidrógeno. Con esto se busca hacer foco en las diferentes formas de obtención, y que tan amigables con el medioambiente es cada una. Se describe también el contexto energético global y los fundamentos económicos y ambientales. Esta sección brinda fundamentos conceptuales que luego permitirán desarrollar el análisis del LCOH (Levelized Cost of Hydrogen) en el contexto de la Argentina.

En la sección del desarrollo de la metodología se recopilan datos técnicos y económicos tales como los costos de inversión, operación y costos de la energía para calcular y analizar el LCOH para un proyecto tipo que produzca hidrógeno a partir de electrolisis alimentada con energía renovable en el sur de Argentina. Se aplica el cálculo del LCOH para distintos factores de viento asociados a variaciones del costo eléctrico y con esto evaluar escenarios posibles en función de la ubicación geográfica.

5. Contenido

1. Dedicatoria - Agradecimientos.....	2
2. Resumen Ejecutivo	3
3. Palabras clave.....	4
4. Introducción / Prefacio.....	5
5. Metodología	6
6. Contenido.....	7
7. Lista de tablas.....	9
8. Lista de figuras.....	10
9. Marco Teórico	10
9.1. Contexto global de la transición energética	10
9.1.1. La necesidad de reducir las emisiones de CO2 a nivel global	10
9.1.2. La importancia de las energías renovables en la reducción de emisiones	12
9.1.3. El papel crucial del hidrógeno verde en la descarbonización	12
9.1.4. Integración del hidrógeno en el sistema energético	12
9.2. El Hidrogeno Verde.....	12
9.2.1. Definición y características del hidrógeno verde	12
9.2.2. Fuentes de energía renovable utilizadas	13
9.2.3. Ventajas del hidrógeno verde	15
9.3. Tecnología de Producción de Hidrógeno.....	16
9.3.1. Termodinámica de la electrólisis del agua	18
9.3.2. Tecnologías de celdas electrolíticas	20
9.3.3. Otras formas de producción de hidrógeno	24
9.4. Aplicaciones del Hidrógeno Verde.....	27
9.4.1. En el transporte.....	28
9.4.2. En la industria.....	29
9.4.3. En la red de gas y electricidad.....	32
9.5. Potencial de Argentina para la Producción de Hidrógeno Verde.....	33
9.5.1. Marco Regulatorio Argentino	33
9.5.2. Recursos eólicos en Argentina	34
10. Metodología de investigación - Evaluación del potencial del sur argentino para producir hidrógeno verde.....	36

10.1.	Análisis del costo nivelado de hidrógeno (LCOH)	36
10.2.	Bases para la estimación de un proyecto de hidrógeno verde en la argentina	38
10.2.1.	Electrolizador	38
10.2.2.	Fuente de energía	38
10.2.3.	Cálculo de sensibilidad	48
10.2.4.	Escenarios	49
11.	Análisis de resultados.....	52
11.1.	Comparación de LCOH aplicado a la Patagonia Argentina.	52
11.2.	Beneficios y desafíos para Argentina.....	55
11.2.1.	Ventajas competitivas en el mercado global de hidrógeno verde.	56
11.2.2.	Desafíos técnicos, económicos y regulatorios	56
12.	Conclusión	57
13.	Bibliografía	59
14.	APENDICE 1: Sensibilidades	60

6. Lista de tablas

Tabla 1 CAPEX parque eólico 100 MW	41
Tabla 2 CAPEX electrolizador 100 MW	44
Tabla 3 factores OPEX electrolizador 100 MW	45
Tabla 4 Escenarios sensibilidad LCOH	48
Tabla 5 LCOH aplicado a provincia de Chubut	53
Tabla 6 LCOH aplicado a provincia de Santa Cruz	54
Tabla 7 LCOH aplicado a provincia de Tierra del Fuego	55

7. Lista de figuras

Figura 1: Colores del Hidrógeno.....	13
Figura 2: Fuentes de energía renovable.....	14
Figura 3: Esquema proceso de electrólisis	17
Figura 4: Electrólisis alcalina	21
Figura 5: Electrólisis PEM	22
Figura 6: Electrólisis de óxido sólido	23
Figura 7: Electrólisis AEM	24
Figura 8: Planta de H2 en Campana	25
Figura 9: Esquema de proceso steam reforming	26
Figura 10: Potencial del hidrógeno vs electrificación	27
Figura 11: Funcionamiento de un automóvil a hidrógeno.....	28
Figura 12: Esquema de proceso producción de amoníaco	30
Figura 13: Esquema de proceso de hidrotratamiento	31
Figura 14: Mapa de recurso eólico (Factor de capacidad IEC 3)	35
Figura 15: Distribución de frecuencia de la velocidad del viento	39
Figura 16: Curva de potencia de un aerogenerador	40
Figura 17: Esquema del proceso a analizar con back up de energía de la red.....	42
Figura 18: Apertura de costos para electrólisis alcalina.....	43
Figura 19: Sensibilidades en el LCOH	49
Figura 20: Distribución de probabilidad CAPEX stack	50
Figura 21: Distribución de probabilidad de eficiencia del electrolizador.....	50
Figura 22: Distribución de probabilidad del precio de la energía	51
Figura 23: Distribución de probabilidad WACC.....	51
Figura 24: LCOH según utilizando montecarlo	52
Figura 25: Factor de utilización eólica Chubut	53
Figura 26: Factor de utilización eólica Santa Cruz.....	54
Figura 27: Factor de utilización eólica Tierra del Fuego.....	55
Figura 28: Sensibilidad LCOH vs Precio Energía	60
Figura 29: Sensibilidad LCOH vs CAPEX Stack.....	60
Figura 30: Sensibilidad LCOH vs Eficiencia del electrolizador	61

8. Marco Teórico

8.1.Contexto global de la transición energética

8.1.1. La necesidad de reducir las emisiones de CO2 a nivel global

El cambio climático se ha convertido en uno de los mayores desafíos que enfrenta la humanidad en el siglo XXI. Las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) provenientes de la quema de combustibles fósiles son el principal motor del calentamiento global, contribuyendo de manera significativa al aumento de las temperaturas globales y a la ocurrencia de fenómenos meteorológicos extremos.

Según el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC), para limitar el aumento de la temperatura global a 1.5°C por encima de los niveles preindustriales, es crucial reducir drásticamente las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en las próximas décadas.

El Acuerdo de París, adoptado en 2015 durante la 21ª Conferencia de las Partes (COP21) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) por 196 países, representa un compromiso global para combatir el cambio climático. Su objetivo principal es mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de 2°C y continuar los esfuerzos para limitar ese aumento a 1.5°C. Para lograr esto, se requiere una transformación profunda y rápida de los sistemas energéticos, que actualmente dependen en gran medida de los combustibles fósiles.

Entre los principales objetivos que resultan del acuerdo de París con horizonte al 2050 se encuentran los siguientes:

Limitar el aumento de la temperatura global: El objetivo central del Acuerdo es mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de 2 grados Celsius por encima de los niveles preindustriales y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento a 1.5 grados Celsius. Este límite más estricto se considera crucial para reducir significativamente los riesgos e impactos del cambio climático.

Neutralidad de carbono: El Acuerdo establece que las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI) deben alcanzar su punto máximo lo antes posible y, a partir de entonces, disminuir rápidamente para lograr un equilibrio entre las emisiones antropogénicas por fuentes y la absorción por sumideros de gases de efecto invernadero en la segunda mitad del siglo XXI. Esto se refiere a alcanzar la neutralidad de carbono, donde las emisiones netas de carbono sean cero.

Planes nacionales de acción climática: Cada país firmante debe presentar sus Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés), que son planes de acción climática nacionales que describen los esfuerzos que cada país hará para reducir sus emisiones de GEI y adaptarse a los impactos del cambio climático. Estos planes deben actualizarse y fortalecerse cada cinco años.

Financiamiento climático: Los países desarrollados se comprometen a movilizar conjuntamente 100 mil millones de dólares anuales a partir de 2020 para apoyar a los países en desarrollo en sus esfuerzos de mitigación y adaptación al cambio climático. Este financiamiento debe aumentar con el tiempo y ser revisado periódicamente.

Adaptación y resiliencia: El Acuerdo de París también enfatiza la importancia de mejorar la capacidad de adaptación de las comunidades y ecosistemas a los efectos adversos del cambio climático. Los países deben planificar e implementar medidas de adaptación para fortalecer la resiliencia y reducir la vulnerabilidad al cambio climático.

Transparencia y monitoreo: El Acuerdo establece un marco de transparencia y revisión para asegurar que los países cumplan con sus compromisos. Los países deben reportar regularmente sus emisiones y los progresos en la implementación de sus NDCs, y estos informes serán sujetos a revisión técnica y de pares.

8.1.2. La importancia de las energías renovables en la reducción de emisiones

En este contexto, las energías renovables se presentan como una solución clave para reducir las emisiones de CO₂. Tecnologías como la solar fotovoltaica, la eólica, la hidroeléctrica y la bioenergía tienen el potencial de reemplazar a los combustibles fósiles en la generación de electricidad y en otros sectores energéticos. Estas fuentes de energía no solo son abundantes y sostenibles, sino que también producen poca o ninguna emisión de GEI durante su operación.

El Informe de Perspectivas de Tecnología de IRENA (Agencia Internacional de Energías Renovables) de 2018 destaca que más del 90% de las reducciones necesarias en las emisiones globales de CO₂ pueden provenir de medidas relacionadas con la eficiencia energética y las energías renovables. En particular, la energía renovable podría proporcionar el 41% de las reducciones necesarias directamente, y un adicional 13% a través de la electrificación de sectores que actualmente dependen de los combustibles fósiles.

8.1.3. El papel crucial del hidrógeno verde en la descarbonización

Aunque la electrificación directa es una estrategia efectiva para descarbonizar muchos sectores, existen ciertos ámbitos donde la electrificación no es fácilmente viable. Estos incluyen sectores como el transporte pesado, la industria que requiere calor de alta temperatura y ciertos procesos industriales que dependen de insumos químicos derivados de los combustibles fósiles. Aquí es donde el hidrógeno verde puede desempeñar un papel crucial.

El hidrógeno es un vector energético versátil que puede producirse a partir de diversas fuentes, incluyendo la electrólisis del agua utilizando electricidad renovable. Cuando se produce de esta manera, el hidrógeno se convierte en una forma de almacenar y transportar energía renovable, facilitando su uso en sectores difíciles de electrificar.

8.1.4. Integración del hidrógeno en el sistema energético

El hidrógeno tiene el potencial de convertirse en el eslabón perdido de la transición energética. Puede utilizarse para almacenar grandes cantidades de energía renovable, lo que ayuda a equilibrar la oferta y la demanda de electricidad en sistemas con alta penetración de energías renovables variables (ERV) como la eólica y la solar. Además, el hidrógeno puede inyectarse en las redes de gas natural existentes, reducir las emisiones de CO₂ en el sector del transporte mediante vehículos de pila de combustible (FCEV) y servir como materia prima en diversas industrias.

El uso del hidrógeno en estos sectores no solo contribuiría a la reducción de emisiones, sino que también podría mejorar la flexibilidad y la resiliencia del sistema energético. Por ejemplo, los electrolizadores, que son dispositivos que producen hidrógeno a partir de agua y electricidad, pueden operar de manera flexible, ajustando su consumo eléctrico en respuesta a la disponibilidad de energía renovable y proporcionando servicios de equilibrio a la red eléctrica.² El Hidrógeno Verde

8.2. El Hidrogeno Verde

8.2.1. Definición y características del hidrógeno verde

El hidrógeno verde es aquel que se produce a través de fuentes de energía renovables que buscan reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Las energías renovables más difundidas en la actualidad

son: la eólica, solar, hidroeléctrica y biomasa. La producción de hidrógeno verde a partir de energías renovables involucra el proceso de electrólisis, en el cual la electricidad renovable se utiliza para dividir la molécula de agua (H₂O) en hidrógeno (H₂) y oxígeno (O₂) mediante el uso de corriente eléctrica. Este proceso no emite dióxido de carbono (CO₂), lo que lo distingue de otros métodos de producción de hidrógeno que utilizan combustibles fósiles y generan emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

La clasificación en colores del hidrógeno permite distinguir el origen con el cual fue producido este combustible. Además del verde ya mencionado existe la siguiente clasificación:

Marrón o Negro: producido a partir de la gasificación del carbón tanto mineral como vegetal

Gris: es el más ampliamente generado en la actualidad y proveniente del proceso de reformado con vapor del gas natural

Amarillo: es una variante al verde ya que al igual que este es producido a partir de la electrólisis, pero en este caso la fuente de la energía es la red eléctrica que puede o no ser renovable.

Azul: en este caso el proceso de producción utilizado es análogo al del hidrógeno gris utilizando gas natural como materia prima sin embargo para poder catalogarse como azul deben implementarse procesos que capturen todo el CO₂ generado y eviten su emisión a la atmósfera ya sea secuestrándolo bajo tierra o dándole otro uso.

Rosa: también emplea el proceso de electrólisis, pero en este caso la energía requerida se obtiene de una central nuclear



Figura 1: Colores del Hidrógeno

8.2.2. Fuentes de energía renovable utilizadas

Solar: La energía solar fotovoltaica convierte la luz solar en electricidad, que luego se utiliza en la electrólisis. La energía solar es abundante y disponible en muchas partes del mundo. Una de las particularidades de esta energía es que al depender de la energía provista por el sol, un sistema típico de paneles solares solo genera energía durante 4 a 6 horas pico por día. La cantidad de horas pico de sol puede variar según la ubicación geográfica, los patrones climáticos y otros factores.

Eólica: Los aerogeneradores transforman la energía cinética del viento en electricidad. La energía eólica es una fuente intermitente pero efectiva, su factor de utilización es muy variado dependiendo

de la geografía y los vientos del área, pero se pueden obtener valores especialmente altos en regiones con altos recursos eólicos, como la Patagonia en Argentina.

Hidroeléctrica: Aprovecha la energía de cursos de agua en movimiento para generar electricidad. Es una fuente de energía renovable estable y confiable. Su disponibilidad depende de la constancia en el caudal de agua, así, cursos continuos y constantes a lo largo del año tendrán una disponibilidad y factor de utilización mayor que aquellos cursos de agua provenientes de deshielos.

Biomasa: La energía derivada de materiales orgánicos puede utilizarse para generar electricidad o directamente para producir hidrógeno a través de procesos de gasificación. La biomasa se descompone en ausencia de oxígeno por acción de microorganismos, produciendo biogás (principalmente metano y dióxido de carbono) y este biogás es materia prima para producir hidrógeno.

Geotermal: Este tipo de energía es el que aprovecha el calor interno de la tierra proveniente del núcleo de esta. Para obtener esta energía se extrae agua caliente o vapor de zonas donde el calor de la tierra se encuentra a profundidades accesibles. El agua extraída se convierte en energía mediante ciclos de vapor haciendo mover una turbina que genere la electricidad.



Figura 2: Fuentes de energía renovable

8.2.3. Ventajas del hidrógeno verde

8.2.3.1. Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

El hidrógeno verde, al ser producido a partir de fuentes de energía renovables, no genera emisiones de CO₂ durante su producción. Esto no ocurre con los métodos tradicionales de producción basados en combustibles fósiles, que son responsables de una parte significativa de las emisiones globales de GEI. La adopción generalizada del hidrógeno verde puede contribuir significativamente a la mitigación del cambio climático y al cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París.

8.2.3.2. Versatilidad en su uso

El hidrógeno verde es un vector energético versátil que puede utilizarse en una amplia gama de aplicaciones ocupando lugares que la energía eléctrica renovable por sí sola no puede debido a limitaciones de infraestructura o usos particulares que el hidrógeno verde sí puede:

Transporte: El hidrógeno permite su uso no solo en el lugar de producción sino que disponiendo de cierta infraestructura es posible transportarlo y con la energía almacenada para ser utilizada en destino.

Su transporte puede realizarse tanto en estado gaseoso bajo presión por ductos o en camiones especiales a altas presiones de 350 a 700 bar, como así también en su forma líquida. Para esto último el hidrógeno debe pasar por procesos físico-químicos que lo lleven a una condición criogénica a una temperatura de -253°C. Aun bajo estas condiciones su densidad es seis veces menor que la del gas natural licuado (GNL, a -160°C) y 10 veces menor que la de la gasolina. Ello quiere decir que, la masa de hidrógeno licuado que se puede almacenar en un determinado recipiente (cisterna, por ejemplo) es apreciablemente menor que la que ese mismo recipiente podría contener de ambos combustibles.

Como consecuencia de su baja densidad, la cantidad de energía que es posible obtener de un volumen de hidrógeno licuado (densidad energética volumétrica) es aproximadamente la cuarta parte de la obtenida a partir del mismo volumen de gasolina. Cabe la posibilidad mencionada anteriormente de comprimir el hidrógeno a altas presiones (350 y 700 bar), pero la densidad energética volumétrica obtenida así, es aún menor que la del hidrógeno líquido. La consecuencia de ello es que es preciso transportar mayores volúmenes de hidrógeno que de otros combustibles para disponer de la misma cantidad de energía, utilizando para ello recipientes criogénicos o capaces de soportar las elevadas presiones requeridas.

Almacenamiento de energía: El hidrógeno actúa como un medio de almacenamiento de energía, permitiendo almacenar el exceso de electricidad generada por fuentes renovables durante periodos de baja demanda y liberarla cuando la demanda es alta. Esto es esencial para gestionar la intermitencia de la energía solar y eólica y para garantizar la estabilidad de la red eléctrica.

8.2.3.3. Integración con sistemas de energía renovable

El hidrógeno verde facilita la integración de grandes cantidades de energía renovable en el sistema energético. Los electrolizadores pueden ajustarse dinámicamente para seguir la producción fluctuante de energía solar y eólica, tienen la capacidad de absorber el exceso de electricidad y produciendo hidrógeno cuando la generación renovable supera la demanda. A diferencia de otras

plantas de proceso los electrolizadores pueden seguir funcionando aun con una muy baja alimentación respecto a su diseño, el turndown que es como se conoce al porcentaje mínimo de alimentación tanto de energía como de materia prima puede llegar a valores tan bajos como 10%, cuando lo esperado para cualquier otro proceso tradicional ronda el 50%. Este hidrógeno producido, puede luego utilizarse en diversas aplicaciones o almacenarse para su uso futuro, ayudando a equilibrar la oferta y la demanda de energía y a estabilizar la red eléctrica funcionando como un buffer.

8.3. Tecnología de Producción de Hidrógeno

La electrólisis es el proceso mediante el cual utilizando corriente continua (CC) se descompone el agua en sus componentes básicos, hidrógeno (H₂) y oxígeno (O₂). Este proceso es fundamental para la producción de hidrógeno verde, ya que permite utilizar electricidad proveniente de fuentes renovables, como la solar y la eólica, para generar hidrógeno sin emitir dióxido de carbono durante el proceso. Existen varios tipos de tecnologías de electrólisis, cada una con sus propias características, ventajas y desafíos.

A continuación, se describen los principales componentes de una unidad electrolítica

Celda: Es el núcleo del electrolizador y es donde tiene lugar el proceso electroquímico, compuesto por los dos electrodos (ánodo y cátodo) sumergidos en un electrolito líquido o adyacentes a una membrana de electrolito sólido, dos capas de transporte porosas (que facilitan el transporte de reactivos y remoción de productos), y las placas bipolares que brindan soporte mecánico y distribuyen el flujo.

Stack: Incluye múltiples celdas conectadas en serie, espaciadores (material aislante entre dos electrodos opuestos), sellos, marcos (soporte mecánico) y placas terminales (para evitar fugas y recolectar fluidos).

Balance of plant – System Level: Incluye equipos de calentamiento, procesamiento de H₂ posteriores a su generación tanto para comprimirlo a la presión de utilización como para almacenarlo o transportarlo, las instalaciones eléctricas que se requiere para llevar la energía eléctrica al voltaje empleado por las celdas electrolíticas (transformador de electricidad) como la conversión de corriente alterna a continua (rectificador), el sistema de pretratamiento de agua para quitarle todo sólido disuelto e iones que resulten contaminantes en la electrólisis, salida de gas oxígeno y las facilidades para su potencial uso o venta. (Emanuele Taibi, 2020)

En las celdas electrolíticas el agua previamente tratada y desmineralizada es bombeada a los electrodos ubicados en el interior de la celda donde procede a separarse en sus componentes Hidrógeno y Oxígeno en estado gaseoso y formando además iones de H⁺ y OH⁻ que cruzarán por una membrana sólida o líquida dependiendo la tecnología utilizada. Esta membrana también se encarga de mantener los gases que se generan separados y evitando que vuelvan a mezclarse

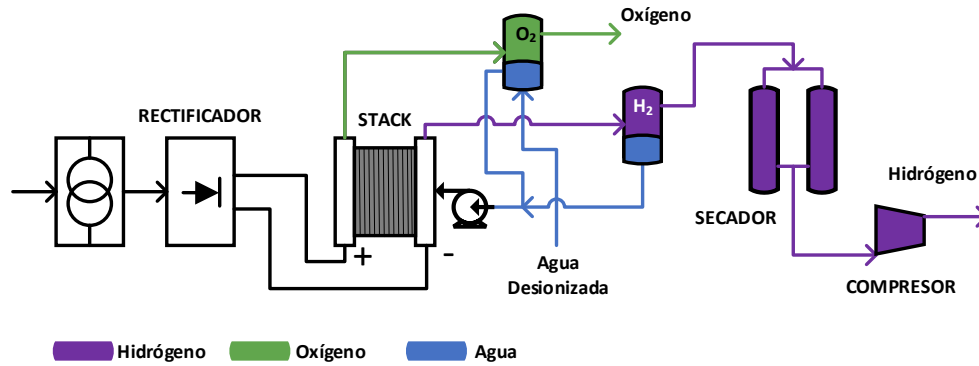


Figura 3: Esquema proceso de electrólisis

Idealmente, se requieren 39 kWh de electricidad y 8.9 litros de agua para producir 1 kg de hidrógeno a 25°C y 1 atmósfera de presión. Las eficiencias típicas de los sistemas comerciales de electrolizadores son del 56% al 73%, lo que corresponde a 70.1–53.4 kWh/kg.

Varios factores influyen en el rendimiento de los electrolizadores. Estos usualmente involucran compensaciones entre el voltaje de operación, la tasa de producción de hidrógeno y los costos de capital. La optimización de estos parámetros es única para cada fabricante.

Aumentar la temperatura reduce el voltaje de operación de la pila del electrolizador porque la cantidad de energía necesaria para iniciar la reacción (activación) se reduce. En otras palabras, las reacciones en los electrodos aumentan, lo que disminuye la sobretensión (pérdida) en el electrodo. Además, el potencial reversible teórico de las celdas del electrolizador se reduce. Esto significa que se puede lograr un aumento general en la eficiencia operando a temperaturas más altas, pero esto puede aumentar las tasas de corrosión de los electrodos y las membranas separadoras. El aumento de la temperatura también puede requerir el uso de otros materiales en el equilibrio de la planta.

También hay ventajas en operar los electrolizadores a presiones más altas. Estas incluyen reducciones en el consumo específico de energía, una menor necesidad de compresores de gas y celdas de electrólisis más pequeñas. (B. Kroposki, 2006)

En el proceso de electrólisis dentro de la celda existen dos electrodos para crear una diferencia de potencial que entregan la energía necesaria para que la reacción deseada ocurra. Estos electrodos están conectados a una fuente de alimentación eléctrica para la cual se emplea corriente continua (CC). Para generar el suministro de CC se utiliza un rectificador cuya función convierte la corriente alterna (CA) proveniente de la red o fuente de generación en corriente continua cuyo voltaje es previamente disminuido empleando un transformador.

Cuando la energía se transfiere a los electrodos, el cátodo se carga negativamente y el ánodo se carga positivamente. Entonces, las partículas del agua comienzan a atraer hacia su carga opuesta, resultando en hidrógeno en el cátodo y oxígeno en el ánodo. El hidrógeno obtenido de la celda no es puro, por lo que entra en el desoxidante que elimina el oxígeno. Finalmente, el hidrógeno humedecido entra en el secador que elimina el contenido de humedad y obtenemos hidrógeno seco y puro al final del proceso. Luego, el agua restante, que es impura, se purifica para reutilizarla. Como resultado de la reacción el hidrógeno que se produce es el doble (en número de moles) de la cantidad de oxígeno.

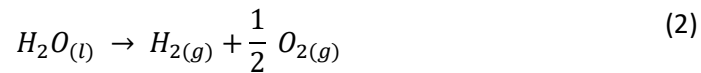
8.3.1. Termodinámica de la electrólisis del agua

Para poder calcular la eficiencia eléctrica de una celda electrolítica primero se deben definir algunos conceptos de la termodinámica involucrados durante este proceso.

La energía total que se involucra tanto eléctrica como termal se conoce como entalpía (H). La cantidad de energía eléctrica se conoce como energía libre de Gibbs (G) y corresponde a la energía máxima que puede ser utilizada del total liberado cuando el Hidrógeno se combina con el Oxígeno para formar agua. La energía irreversible o entropía (S) es aquella que se pierde como energía calórica durante cualquier proceso y esta es dependiente de la temperatura a la que la reacción ocurre. Las variaciones en las cantidades de estas energías permiten calcularse a partir de la siguiente ecuación:

$$\Delta H = \Delta G + T\Delta S \quad (1)$$

Para la reacción de disociación de la molécula de agua que ocurre durante la electrólisis:



Bajo condiciones estándar de presión y temperatura ($T^\circ = 298 \text{ K}$, $P^\circ = 1 \text{ bar}$) el hidrógeno y oxígeno se encuentran en su fase gaseosa mientras que el agua se encuentra líquida. Los valores termodinámicos para esta reacción son los siguientes:

$$\Delta_r H^\circ (H_2O_{(l)}) = +285,84 \text{ kJ/mol} \quad (3)$$

$$\Delta_r S^\circ (H_2O_{(l)}) = +163,15 \text{ kJ/mol} \quad (4)$$

Calculando la energía libre de Gibbs:

$$\Delta_r G^\circ (H_2O_{(l)}) = \Delta_r H^\circ (H_2O_{(l)}) - T * \Delta_r S^\circ (H_2O_{(l)}) = +237,22 \text{ kJ/mol} \quad (5)$$

De esos valores se observa que al tener valor positivo la entalpía la reacción es fuertemente endotérmica, es decir que requiere del aporte de energía para ocurrir y como la energía libre de Gibbs es positiva esto muestra que la reacción no ocurre de forma espontánea.

La energía total ΔH requerida para dividir 1 mol de agua es casi constante en todo el rango de temperaturas de interés práctico. El cambio de entropía ΔS también es aproximadamente constante y positivo, y la contribución entrópica $T \cdot \Delta S$ aumenta con la temperatura. El cambio en la energía libre de Gibbs $\Delta G = \Delta H - T \cdot \Delta S$ es positivo, pero disminuye al aumentar la temperatura de operación.

En conclusión, una temperatura de operación más alta facilita la disociación del agua al disminuir el voltaje de la electrólisis. A temperatura ambiente, el 15% de la energía total requerida para electrolizar el agua proviene del calor y el 85% de la electricidad. A 1000 °C, un tercio proviene del calor y dos tercios de la electricidad. Por esto, la electrólisis del agua a alta temperatura es interesante cuando el calor está disponible: la electrólisis requiere menos electricidad (que es más cara que el calor). (Millet, 2015)

Los voltajes reversible y termoneutral para la reacción de división del agua se calculan a partir de las Ecuaciones, respectivamente:

$$U_{Rev} = \frac{\Delta_r G}{nF} \quad (6)$$

$$U_{Therm} = \frac{\Delta_r H}{nF} \quad (7)$$

donde F es la constante de Faraday ($96,485 \text{ C mol}^{-1}$), y n es el número de electrones intercambiados ($n = 2$). Los valores de $\Delta_r G$ y $\Delta_r H$ como se dijo anteriormente dependen de la presión y la temperatura del sistema. Bajo condiciones estándar ($T = 298 \text{ K}$ y $p = 1 \text{ bar} = 10^5 \text{ Pa}$), el agua está en fase líquida, mientras que el oxígeno y el hidrógeno están en fases gaseosas. Estas condiciones son frecuentemente empleadas para los sistemas de electrólisis alcalina y ácida. En estos casos, los valores estándar de energía son:

$$\Delta_r G^\circ (H_2O_{(l)}) = +237,22 \text{ kJ/mol} \rightarrow U_{Rev} = \frac{\Delta_r G}{nF} \approx 1,23 \text{ V} \quad (8)$$

$$\Delta_r H^\circ (H_2O_{(l)}) = +285,84 \text{ kJ/mol} \rightarrow U_{Therm} = \frac{\Delta_r H}{nF} \approx 1,48 \text{ V} \quad (9)$$

Un voltaje suplementario ($U_{Ent} = 0,25 \text{ V}$) podría definirse, derivado del cambio de entropía $\Delta_r S^\circ (H_2O_{(l)}) = +163,15 \text{ kJ/mol}$, es decir, la demanda de calor para que ocurra la reacción. Este corresponde al sobrevoltaje mínimo con respecto al voltaje reversible que debe aplicarse a la celda de electrólisis para iniciar la reacción de descomposición del agua. (Christophe Coutanceau, 2017)

Cuando la celda de electrólisis está en funcionamiento, es decir, cuando una corriente atraviesa la celda, aparece una resistencia interna, que genera una cantidad significativa de calor debido a las reacciones en los electrodos y a la dispersión de energía por el “efecto Joule”. El calor generado por el “efecto Joule” ayuda a promover la reacción de división del agua. Los datos termodinámicos para la reacción de división del agua y las relaciones de los valores de las funciones de estado termodinámico con los voltajes reversible y termoneutral conducen a tres configuraciones según el voltaje de la celda de electrólisis (U_{cell}):

$U_{Cell} < U_{Rev}$: la reacción no ocurre;

$U_{Rev} < U_{Cell} < U_{Therm}$: se requiere calor adicional para operar la reacción;

$U_{Therm} < U_{Cell}$: la reacción ocurre y genera calor.

La energía requerida entre electricidad y calor mostrada arriba es para una celda de electrólisis perfecta que opera de manera termodinámicamente reversible. Los dispositivos de celdas de combustible prácticos y reales incurren en pérdidas debido a las ineficiencias de las reacciones electroquímicas y debido a la resistencia eléctrica e iónica a medida que la corriente fluye a través de la celda de combustible. Estas pérdidas se clasifican genéricamente como pérdidas por resistencia interna y se manifiestan como calor adicional producido por la celda de combustible a costa de la generación eléctrica. No obstante, la suma de la electricidad y el calor producido por la celda de combustible debe ser igual al PCS (o PCI, si el vapor de agua producido no se condensa).

El método estándar para calcular la eficiencia de una celda electrolítica es dividir el poder calorífico superior (PCS) del combustible generado, en este caso el Hidrógeno por la electricidad empleada.

Hay un límite teórico máximo para la eficiencia eléctrica que puede alcanzar un sistema de celda electrolítica que esta definido por el PCS dividido por la energía libre de Gibbs. En el caso de la celda de combustible de hidrógeno, este valor es la energía libre de Gibbs/PCS (237.2 kJ/mol / 285.8 kJ/mol = 83%).

Las celdas de electrólisis prácticas no pueden alcanzar estos números máximos de eficiencia eléctrica debido a las pérdidas por resistencia interna. (K.W. Harrison, 2010)

Teniendo estos conceptos presentes la eficiencia de una celda electrolítica debe calcularse con la formula mostrada a continuación:

$$Eficiencia\ electrica\ (\eta) = \frac{PCS\ del\ H_2\ producido}{Electricidad\ utilizada\ +\ Calor\ generado} \quad (10)$$

8.3.2. Tecnologías de celdas electrolíticas

Los electrolizadores se dividen en cuatro tecnologías principales. Estas se diferencian en función del electrolito y la temperatura de operación, lo que a su vez influye en la selección de materiales y componentes.

Existen muchas variaciones dentro de cada tecnología, siendo las diferencias más notables relacionadas con el diseño de la celda, las variaciones dentro de los componentes y el grado de madurez tecnológica.

Las tecnologías de membrana de intercambio aniónico (AEM) y de óxido sólido tienen un gran potencial, pero son mucho menos maduras. Solo unas pocas empresas y fabricantes de equipos originales (OEMs) están involucrados en su fabricación y comercialización, principalmente en Europa.

8.3.2.1. Electrólisis alcalina (ALK)

La electrólisis alcalina utiliza una solución básica, generalmente hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH), como electrolito. Los electrodos, típicamente de níquel, están sumergidos en esta solución y una corriente eléctrica se aplica para descomponer el agua en hidrógeno y oxígeno. Esta tecnología es la más antigua y madura, con un historial de uso industrial que se remonta a casi un siglo, siendo ampliamente utilizada en aplicaciones industriales, especialmente en la producción de cloro-álcali. Los electrolizadores alcalinos son conocidos por su durabilidad y menores costos de capital (CAPEX) en comparación con otras tecnologías. Tienen una vida útil prolongada, típicamente alrededor de 60,000 a 90,000 horas de operación. Una de las limitaciones de los electrolizadores alcalinos es su menor eficiencia energética comparada con otras tecnologías más modernas y por lo tanto el consumo energético por kilogramo de hidrógeno producido es mayor. Además, su flexibilidad operativa es limitada, ya que no pueden reducir su carga de operación por debajo de aproximadamente el 20-40% de su capacidad nominal sin comprometer la estabilidad del proceso.

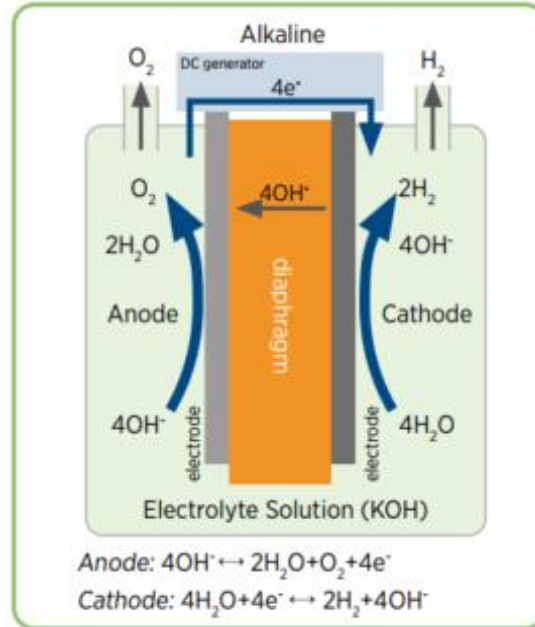


Figura 4: Electrólisis alcalina

8.3.2.2. Electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM)

Los electrolizadores PEM utilizan una membrana sólida de intercambio de protones como electrolito. Esta membrana permite el paso de protones (H^+) desde el ánodo al cátodo mientras bloquea el oxígeno y otros gases. Aunque más reciente que la tecnología alcalina, los electrolizadores PEM han ganado considerable tracción y están entrando en una fase de comercialización más amplia. Los electrolizadores PEM son altamente eficientes y pueden operar a una amplia gama de cargas, lo que los hace ideales para aplicaciones con fuentes de energía renovable intermitente como la solar y la eólica. Además, producen hidrógeno a presiones más altas, lo que puede reducir los costos de compresión posteriores. Sin embargo, los costos de capital y operativos de los electrolizadores PEM son generalmente más altos que los de los electrolizadores alcalinos. Además, los materiales utilizados en las membranas y los electrodos pueden ser costosos y requieren avances tecnológicos para reducir los costos.

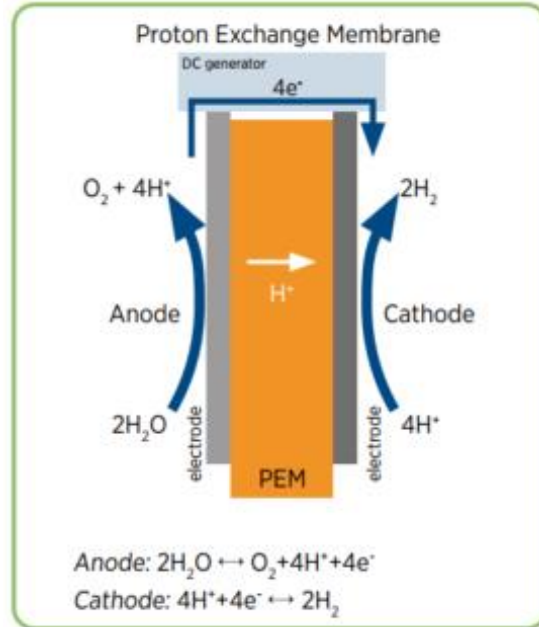


Figura 5: Electrólisis PEM

8.3.2.3. Electrólisis de óxido sólido (SOEC)

Los electrolizadores de óxido sólido utilizan una cerámica sólida como electrolito y operan a altas temperaturas (alrededor de 700-1000°C). Esta alta temperatura permite una mayor eficiencia energética, ya que parte de la energía necesaria para la electrólisis proviene del calor. La tecnología SOEC está aún en una fase de desarrollo y demostración, y no es tan comercialmente viable como las tecnologías alcalina y PEM. Los electrolizadores SOEC tienen el potencial de ser altamente eficientes debido a la utilización del calor para facilitar el proceso de electrólisis. Además, pueden integrar procesos adicionales, como la producción de gas de síntesis a partir de vapor de agua y CO₂. No obstante, las altas temperaturas necesarias para el funcionamiento de los SOEC presentan desafíos en términos de materiales y durabilidad. Los costos de capital también son actualmente elevados, y se requiere más investigación y desarrollo para mejorar la viabilidad comercial de esta tecnología.

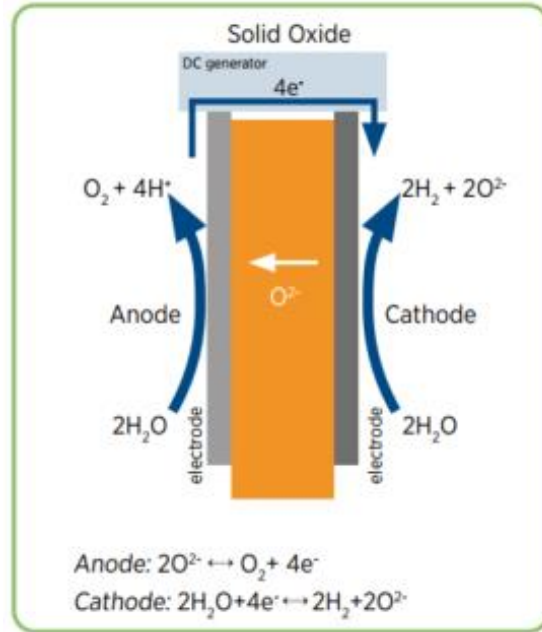


Figura 6: Electrólisis de óxido sólido

8.3.2.4. Membranas de Intercambio Aniónico (AEM)

Esta es la tecnología más reciente, con solo unas pocas empresas comercializándola y con un despliegue limitado. El potencial de las AEM radica en la combinación de un ambiente menos agresivo de los electrolizadores alcalinos con la simplicidad y eficiencia de un electrólisis PEM. Permite el uso de catalizadores no nobles, componentes sin titanio y, al igual que con PEM, la operación bajo presión diferencial. Sin embargo, la realidad es que la membrana AEM tiene problemas de estabilidad química y mecánica, lo que lleva a perfiles de vida útil inestables. Además, el rendimiento aún no es tan bueno como se esperaba, principalmente debido a la baja conductividad de las AEM, la mala arquitectura de los electrodos y la cinética lenta de los catalizadores. La mejora del rendimiento se logra típicamente ajustando las propiedades de conductividad de la membrana o agregando un electrolito de soporte (por ejemplo, KOH o bicarbonato de sodio [NaHCO₃]). Sin embargo, tal ajuste podría llevar a una disminución de la durabilidad. El ion OH⁻ es intrínsecamente tres veces más lento (menor conductividad) que los protones H⁺ en PEM, lo que obliga a los desarrolladores de AEM a hacer membranas más delgadas o con mayor densidad de carga.

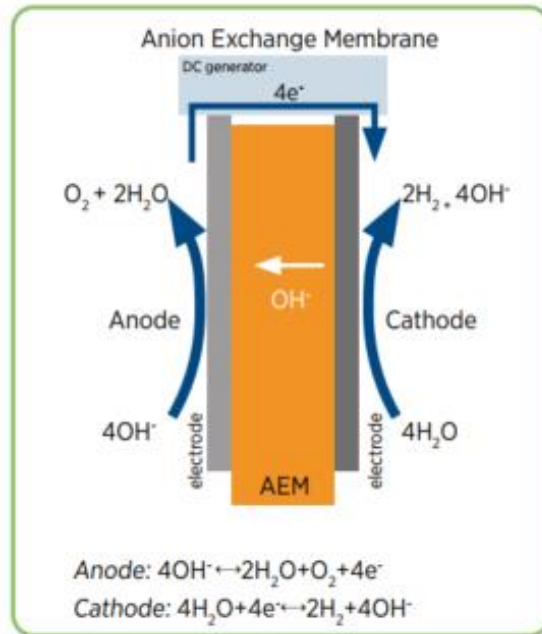


Figura 7: Electrólisis AEM

8.3.3. Otras formas de producción de hidrógeno

8.3.3.1. Hidrógeno de origen fósil

La producción de hidrógeno fósil puede hacerse a partir de diversas materias primas. Históricamente se hacía por gasificación de carbón, con aire y vapor. Luego de la segunda guerra mundial, comenzaron a usarse cortes líquidos y gaseosos. El valor de estos cortes reside en su mayor contenido de hidrógeno ya que la relación molar H/C es aproximadamente de 1/1 para carbón, 2/1 para petróleo, 2,4/1 para gasolina y de 4/1 para gas natural (rico en metano).

Aun cuando los procesos tradicionales de gasificación han recuperado cierta vigencia recientemente con nuevas versiones tecnológicas, su participación en la capacidad mundial de producción de gas de síntesis es sólo relevante en algunos pocos países. Es el caso de China, Polonia y también de Sudáfrica que utilizan importantes volúmenes de carbón en la producción de gas de síntesis (hidrógeno + monóxido de carbono).

La mayor parte del gas de síntesis se obtiene, a nivel mundial, a partir de cortes líquidos y sobre todo gaseosos del petróleo y gas natural. Estos cortes pueden ser convertidos en hidrógeno mediante el reformado de gas natural (steam-methane reforming, SMR), proceso que contribuye a las emisiones de GEI y al cambio climático.



Figura 8: Planta de H₂ en Campana

La reformación de hidrocarburos con vapor de agua lleva básicamente a la producción de CO e H₂ pero también CO₂ y CH₄. Dado que los hidrocarburos superiores, en presencia de vapor de agua, reaccionan totalmente dando CH₄ (además de CO y CO₂), las reacciones principales para la reformación de cualquier hidrocarburo saturado (metano o superior) son las siguientes:



La primera de estas reacciones es endotérmica y favorecida por bajas presiones y el equilibrio depende de la temperatura y presión a la que se opera.

El producto que sale del reformador primario es enfriado, a alrededor de 300 – 400 °C (generando un crédito de vapor), y pasa a un Convertidor de Monóxido donde tiene lugar la reacción (conocida como de gas de agua o water shift reaction):



Se realiza generalmente en dos etapas adiabáticas, con enfriamiento intermedio y en muchos casos con eliminación de CO₂, para aumentar la conversión. Así la primera de estas etapas se realiza en el convertidor normal (normal shift converter) que opera a 350°C y con catalizador de cromo activo

con hierro, dejando un contenido residual de 3-5% en volumen de CO. La segunda y última etapa se realiza en el convertidor a baja temperatura (low temperature shift converter) a 220°C y con un catalizador de cobre que reduce el contenido de CO a aproximadamente 0,4% en volumen.

La siguiente etapa es la separación del CO₂. Aquí existen varias alternativas.

a) El método más antiguo era el tratamiento con agua fría en columnas rellenas donde se producía una absorción física a presiones entre 15 y 20 atm (scrubbing). El método se dejó de usar pues producía apreciables pérdidas de hidrógeno.

b) Un método muy usado emplea etanolaminas. Las más utilizadas son la monoetanolamina (MEA) y la dietanolamina (DEA). Últimamente ha aumentado la utilización de la metildietanolamina (MDEA), amina terciaria que posee algunas ventajas frente a las demás en lo que a corrosión de materiales y energía consumida en la regeneración se refiere. La regeneración de cualquiera de las etanolaminas se logra por un aumento de temperatura y disminución de la presión. La absorción se realiza a unos 35° C y en un rango grande de presiones. El sistema es altamente corrosivo en la desorción.

c) Otra forma de separar el Hidrógeno es empleando un proceso de PSA (Pressure Swing Adsorption) Se trata de una unidad de tamices moleculares que permite omitir el reactor shift de baja temperatura y la metanación. En esta operación la corriente gaseosa a la salida del reactor se enfría a temperatura ambiente pasando por 4 a 10 lechos, donde todos los componentes excepto el hidrógeno (que es altamente volátil y no polar) son preferentemente adsorbidos, produciendo hidrógeno de pureza 99,9% o superior. Luego de un ciclo de adsorción de 4 a 6 minutos, la alimentación pasa a otro recipiente paralelo que ha sido regenerado (por despresurización), purgado y represurizado. El nombre PSA proviene justamente de que la regeneración se realiza por diferencia de presión. Los gases desorbidos durante la regeneración de cada adsorbente se acumulan en el recipiente de purga antes de ser alimentados a los quemadores de los hornos del reformador como combustible.

La última etapa del proceso es la conversión de CO y CO₂ remanentes en metano y llamado Metanación. Se emplea un catalizador a base de níquel y se obtiene un hidrógeno con una pureza del 93-98% y un residuo de CO + CO₂ de menos de 10 ppm.

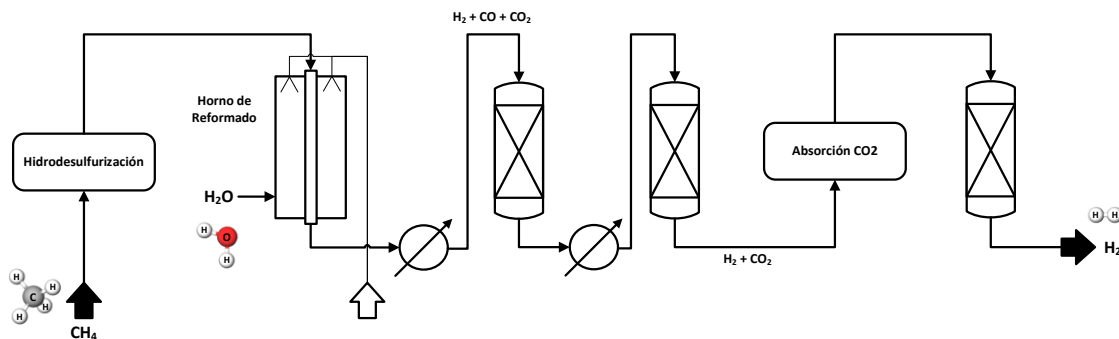


Figura 9: Esquema de proceso steam reforming

8.3.3.2. Hidrógeno con captura y almacenamiento de carbono (CCS)

Este método implica la captura del CO₂ producido durante el proceso de reformado de gas natural y su almacenamiento en formaciones geológicas subterráneas. Aunque reduce las emisiones de CO₂, no las elimina por completo y el proceso de captura y almacenamiento puede ser costoso y tecnológicamente complejo.

Esta captura puede considerarse únicamente el CO₂ producido como subproducto de la reacción de reformado de gas natural, el cual representa 2/3 del total de CO₂ generado en el proceso y capturarse con menor complejidad empleando torres de separación de etanolaminas descritas anteriormente. Si se busca capturar el 1/3 restante del CO₂ este debe considerar los gases generados en la combustión del horno de reformado los cuales tienen una concentración de CO₂ mucho más reducida y por lo tanto mucho más difícil de capturar.

8.4. Aplicaciones del Hidrógeno Verde

El hidrógeno verde es un vector energético versátil que puede ser utilizado en múltiples aplicaciones para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mejorar la eficiencia energética en varios sectores. Entre las aplicaciones más destacadas se encuentran el transporte, la industria, y la integración en la red de gas y electricidad.

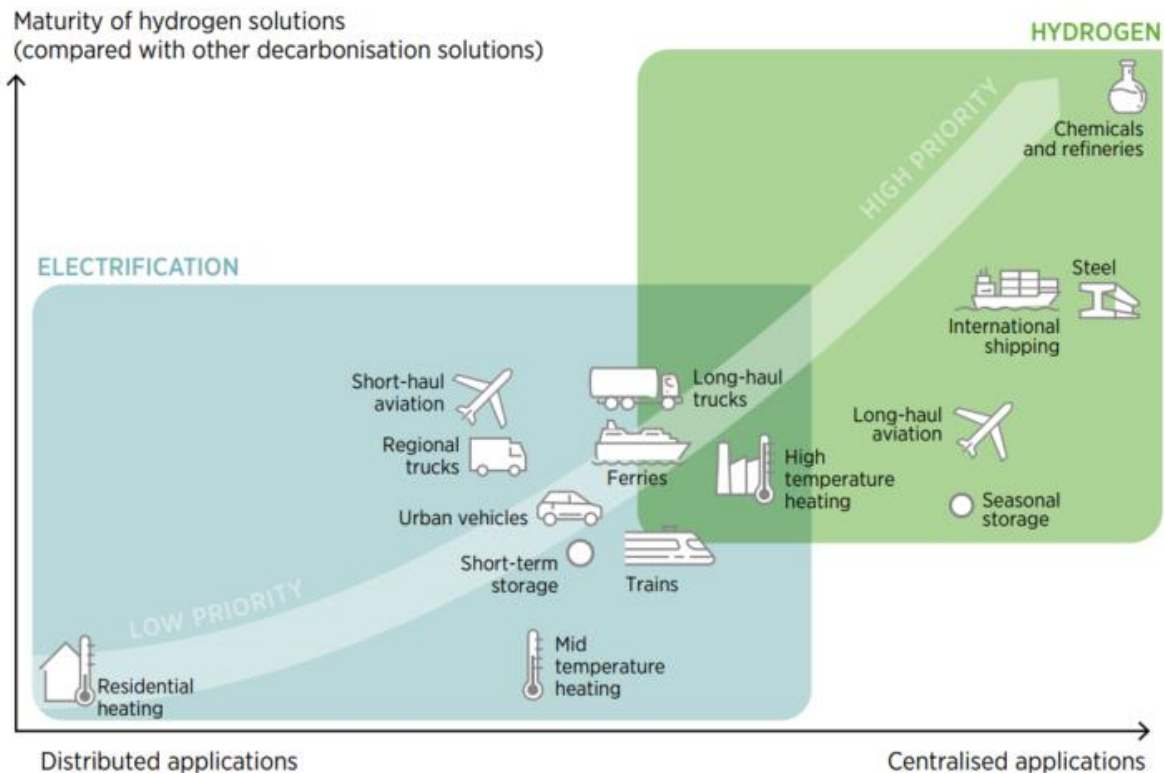


Figura 10: Potencial del hidrógeno vs electrificación

8.4.1. En el transporte

8.4.1.1. Vehículos eléctricos de pila de combustible (FCEV).

Los vehículos de pila de combustible (FCEV) utilizan hidrógeno para generar electricidad a bordo, ofreciendo un rango de conducción y tiempos de reabastecimiento similares a los de los vehículos convencionales.

En la pila de combustible tiene lugar un proceso denominado «electrólisis inversa». Durante este proceso, el hidrógeno reacciona con el oxígeno. El hidrógeno proviene de uno o varios depósitos del vehículo almacenado a muy alta presión, y el oxígeno se toma del aire ambiente. Lo único que se obtiene de esta reacción es energía eléctrica, calor y agua, que sale por el tubo de escape en forma de vapor de agua; con cero emisiones.

Dependiendo de las necesidades que haya en cada situación de conducción concreta, la electricidad generada en la pila de combustible tiene dos alternativas: o bien se dirige al motor eléctrico y propulsa directamente el vehículo, o bien carga una batería que hace las veces de depósito intermedio hasta que la energía se necesita para la propulsión. Esta batería, denominada «batería de tracción», es mucho más pequeña y ligera que las baterías de los vehículos totalmente eléctricos ya que se recarga constantemente desde la pila de combustible. (Arnold, s.f.)

Los FCEV son especialmente adecuados para aplicaciones de transporte pesado y de largo alcance, como camiones, autobuses, trenes y barcos, donde las baterías eléctricas pueden ser menos eficientes por el tamaño que ocuparían y la autonomía que pueden ofrecer.

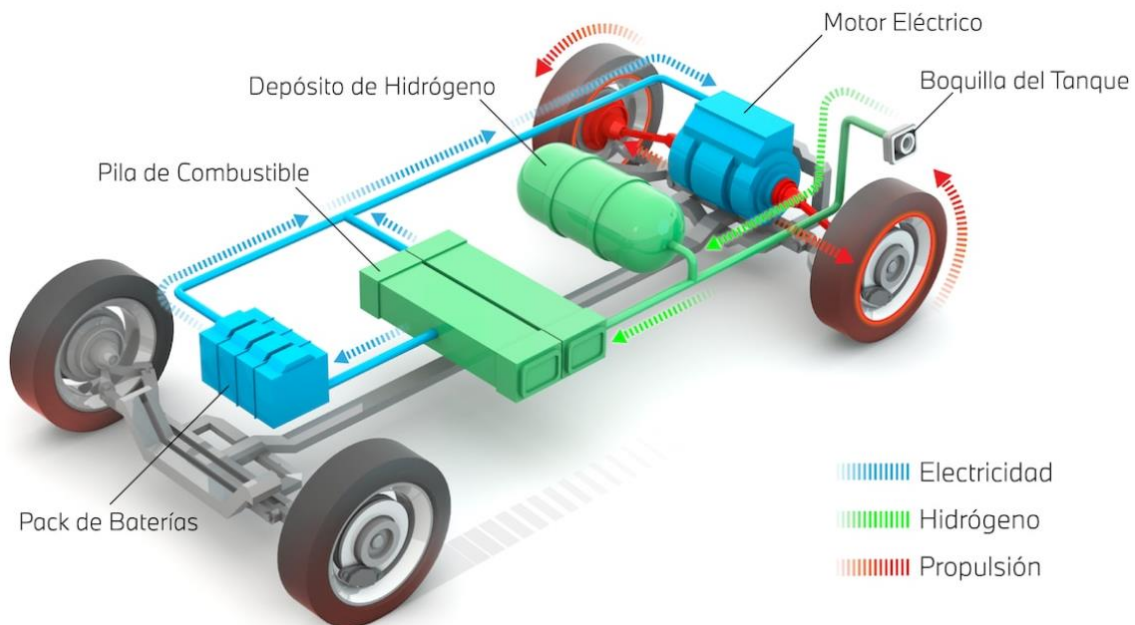


Figura 11: Funcionamiento de un automóvil a hidrógeno

Industria: El hidrógeno puede reemplazar los combustibles fósiles en varios procesos industriales. Por ejemplo, puede utilizarse en la producción de acero mediante la reducción directa con hidrógeno (DRI-H), este proceso alternativo al usado tradicionalmente busca sustituir el carbón en el proceso de reducción del hierro y reducir así significativamente las emisiones de CO₂. El hidrógeno

además es un componente clave en gran parte de las cadenas y procesos petroquímicos. También es un componente clave en la producción de amoníaco y otros productos químicos.

8.4.1.2. Comparación con vehículos eléctricos de batería (BEV).

Tanto los FCEV como los BEV son alternativas limpias a los vehículos de combustión interna, pero presentan diferencias significativas en términos de tecnología y aplicación. Los BEV almacenan electricidad en baterías recargables y son más eficientes en términos de conversión de energía, con una eficiencia que puede superar el 90% desde la red eléctrica hasta las ruedas del vehículo. Sin embargo, los BEV enfrentan limitaciones en cuanto a la autonomía y el tiempo de recarga, especialmente en aplicaciones de transporte pesado y de largo alcance.

En contraste, los FCEV tienen una eficiencia energética global menor debido a las pérdidas en la producción, compresión y conversión del hidrógeno, pero ofrecen ventajas significativas en términos de autonomía y tiempos de recarga. Los FCEV pueden ser recargados en pocos minutos, similar a los vehículos de combustión interna, y tienen una mayor densidad energética, lo que los hace más adecuados para aplicaciones como camiones, autobuses, trenes y barcos. Estas características los posicionan como una solución complementaria a los BEV, especialmente en sectores donde la autonomía y el tiempo de recarga son críticos.

8.4.1.3. Infraestructura necesaria para la implementación masiva.

Para la implementación masiva de FCEV, es fundamental desarrollar una infraestructura de reabastecimiento de hidrógeno robusta y extensa. Esto incluye la construcción de estaciones de servicio de hidrógeno (HRS) que permitan el reabastecimiento rápido y seguro de los vehículos. La infraestructura de HRS debe ser capaz de producir, almacenar y dispensar hidrógeno a alta presión, típicamente a 350 o 700 bar, dependiendo del tipo de vehículo.

Además, la producción de hidrógeno verde debe estar alineada con la demanda de los FCEV. Esto implica una red de producción distribuida que utilice fuentes de energía renovable para la electrólisis del agua. La logística de distribución del hidrógeno también es un desafío, requiriendo soluciones de transporte eficientes, como tuberías dedicadas, camiones cisterna de hidrógeno comprimido o líquido, y sistemas de almacenamiento en tanques.

El desarrollo de esta infraestructura requiere una inversión significativa y una coordinación estrecha entre los gobiernos, las empresas energéticas, los fabricantes de vehículos y otros actores clave. Las políticas públicas, incluidos los incentivos financieros y los marcos regulatorios favorables, son esenciales para impulsar la inversión y acelerar la adopción de los FCEV.

8.4.2. En la industria

8.4.2.1. Uso en procesos industriales como la producción de amoníaco y la refinación.

El hidrógeno ha sido utilizado durante décadas en la industria como un insumo esencial en varios procesos, incluyendo la producción de amoníaco y la refinación de petróleo. La producción de amoníaco, un componente clave en los fertilizantes, consume grandes cantidades de hidrógeno, que tradicionalmente se ha producido a partir de gas natural mediante el proceso de reformado con vapor (SMR), el cual emite una cantidad significativa de CO₂.

En este proceso el hidrógeno se produce a partir del reformado de gas natural el cual produce en un primer horno reactor de reformado hidrógeno y monóxido de carbono como principales productos

Es un reactor de lecho catalítico donde se agrega aire a muy elevada temperatura (1.000 a 1.300°C) y se usa un catalizador que contiene mucho menos níquel, soportado en una base refractaria. El aire está compuesto por Nitrógeno (78%) que se utilizará posteriormente en el proceso para formar la molécula de amoníaco y Oxígeno (21%) que en este reactor es aprovechado para reaccionar con el gas natural para producir CO₂ e hidrógeno:



Tanto el CO como el CO₂ son venenos para el catalizador de síntesis de amoníaco y deben ser eliminados, en forma similar a lo visto para la producción de hidrógeno.

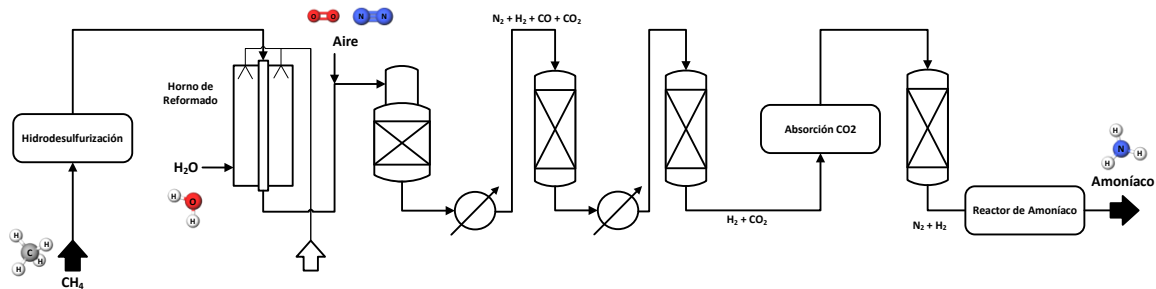


Figura 12: Esquema de proceso producción de amoníaco

La transición al hidrógeno verde en la producción de amoníaco puede eliminar estas emisiones, ya que el hidrógeno producido mediante electrólisis de fuentes renovables no genera CO₂. Esto no solo reduce la huella de carbono de la industria de fertilizantes, sino que también mejora la sostenibilidad del sector agrícola.

En este caso para incorporar el Nitrógeno necesario para producir el amoníaco se debe separar previamente del aire en unidades algo complejas, pero industrialmente maduras llamadas ASU (air separation unit)

El reactor para producir el amoníaco a partir del hidrógeno y el nitrógeno no varía considerablemente si se parte de materia prima renovable o de hidrocarburos.

En la refinación de petróleo, el hidrógeno se utiliza para remover el azufre de los combustibles fósiles, mejorando su calidad y reduciendo las emisiones de contaminantes cuando se queman permitiendo cumplir con las legislaciones vigentes. La producción de hidrógeno verde para estas aplicaciones puede contribuir significativamente a la reducción de emisiones en la industria de refinación.

La reacción principal de desulfuración es la ruptura del enlace carbono-azufre y la posterior reacción del hidrógeno con el azufre para producir H₂S. Los compuestos de azufre en el hidrocarburo a tratar pueden clasificarse como mercaptanos, sulfuros, disulfuros o tiofenos. Los mercaptanos, sulfuros y disulfuros se convierten relativamente rápido, mientras que los tiofenos requieren condiciones más severas.

Estas reacciones son exotérmicas (liberan energía) pero requieren además de altas temperaturas para que ocurran, siendo estas temperaturas mayores en el caso del Diesel que para las Naftas.

Una vez que se produce la reacción los pasos posteriores son separar el producto ya tratado de la corriente gaseosa rica en azufre generada que luego será tratada para remover este azufre y convertirlo en azufre elemental.

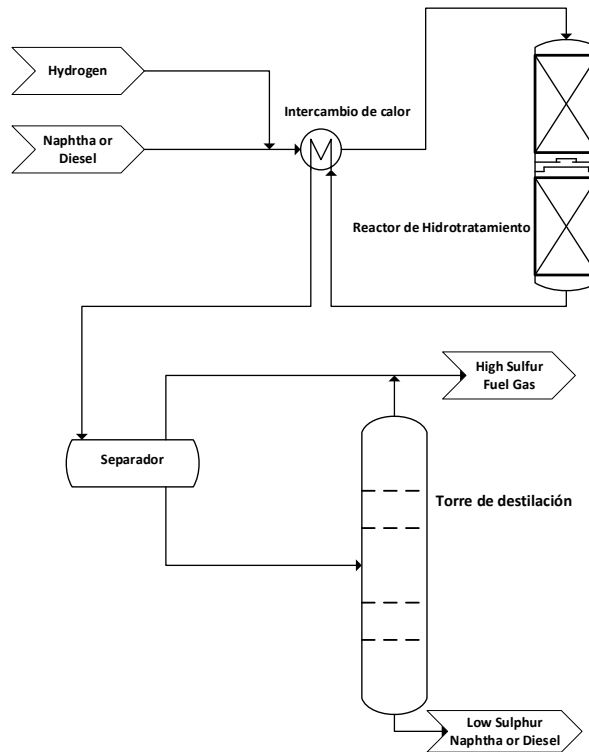


Figura 13: Esquema de proceso de hidrotratamiento

8.4.2.2. Potencial para la reducción de emisiones en la industria siderúrgica y química.

El sector siderúrgico es uno de los mayores emisores de CO₂ debido a su dependencia del carbón y el coque en la producción de acero. El hidrógeno verde tiene el potencial de revolucionar esta industria a través de la reducción directa del hierro (DRI) utilizando hidrógeno en lugar de carbón. Este proceso produce agua en lugar de CO₂, reduciendo drásticamente las emisiones de la producción de acero.

De manera similar, en la industria química, el hidrógeno verde puede reemplazar al hidrógeno fósil en la producción de diversos productos químicos, incluyendo metanol, combustibles sintéticos y plásticos. La adopción del hidrógeno verde en estos procesos no solo reduce las emisiones de GEI, sino que también mejora la sostenibilidad de la cadena de suministro química.

8.4.3. En la red de gas y electricidad

8.4.3.1. Inyección de hidrógeno en redes de gas natural.

Una de las aplicaciones prometedoras del hidrógeno verde es su inyección en las redes existentes de gas natural. Esto permite reducir el contenido de carbono del gas natural y utilizar la infraestructura existente para distribuir hidrógeno a gran escala. Las mezclas de hidrógeno y gas natural pueden ser utilizadas en aplicaciones residenciales, comerciales e industriales sin necesidad de modificar significativamente los equipos de consumo ni la infraestructura disponible de distribución.

El porcentaje de hidrógeno que puede inyectarse en las redes de gas natural varía según la infraestructura específica y las normativas locales, pero generalmente se considera que hasta un 20% de hidrógeno puede ser mezclado con gas natural sin mayores modificaciones. Este enfoque permite una transición gradual hacia un sistema energético más limpio y facilita la adopción de tecnologías de hidrógeno. La limitante que existe al agregar hidrógeno en los gasoductos se presenta por la extremadamente baja densidad de este gas (cantidad de masa disponible por unidad de volumen, es decir considerando la densidad en condiciones estándar (1 bar de presión y 25°C de temperatura) un metro cúbico de hidrógeno contiene únicamente 0,082 kg de H₂ mientras que en el caso del metano (principal componente del gas natural) este valor aumenta a 0.657 kg. Casi un orden de magnitud más) con lo cual en una cañería a la que se le pretende agregar hidrógeno se transporta mucha menos masa que si fuese únicamente gas natural.

Esto se ve más claro si se comparan los poderes caloríficos del hidrógeno y del gas natural por unidad de volumen. Es decir, el calor que pueden entregar un metro cúbico de cada uno de estos compuestos. Para calcular estos valores partiendo de los valores máxicos de poder calorífico superior que resultan en 142 Mj/kg para el Hidrógeno y 55.5 Mj/kg para el caso del Metano multiplicando por las densidades mencionadas anteriormente se obtienen los valores de poder calorífico volumétricos para cada gas:

$$PCS_{H_2} = 142 \frac{MJ}{kg} \times 0,082 \frac{kg}{m^3} = 11,7 \frac{MJ}{m^3} \quad (15)$$

$$PCS_{CH_4} = 55,5 \frac{MJ}{kg} \times 0,657 \frac{kg}{m^3} = 36,5 \frac{MJ}{m^3} \quad (16)$$

Estos resultados muestran que por unidad de volumen transportada se transporta 3 veces mas energía con gas natural respecto al transportar hidrógeno. Esta conclusión no es menor ya que involucra costos elevados en infraestructura si a futuro se pretende reemplazar el gas natural por el hidrógeno. Sumado a que por la red de gasoductos existentes solamente se podría abastecer un tercio de los consumos que se cubren actualmente.

8.4.3.2. Almacenamiento de energía y gestión de la demanda estacional.

El hidrógeno verde ofrece una solución eficaz para el almacenamiento de energía a largo plazo, permitiendo gestionar la intermitencia de las fuentes de energía renovable y equilibrar la oferta y la demanda en la red eléctrica. Durante los períodos de alta generación de energía renovable, el exceso de electricidad puede ser utilizado para producir hidrógeno a través de la electrólisis. Este

hidrógeno puede luego ser almacenado en grandes cantidades y utilizado para generar electricidad durante períodos de baja generación o alta demanda.

El almacenamiento de hidrógeno puede realizarse en diversos medios, incluyendo tanques de hidrógeno comprimido, hidrógeno líquido y en forma de compuestos químicos como el amoníaco o los portadores orgánicos líquidos de hidrógeno (LOHC). Estos métodos permiten almacenar grandes cantidades de energía durante largos períodos, lo que es esencial para la gestión estacional de la demanda y la estabilidad de la red eléctrica.

El hidrógeno también puede ser reconvertido en electricidad utilizando pilas de combustible o turbinas de gas adaptadas, proporcionando una fuente de energía flexible y limpia. Esta capacidad de almacenamiento y reconversión hace del hidrógeno un componente crucial en un sistema energético basado en energías renovables, contribuyendo a la resiliencia y sostenibilidad del sistema.

8.5. Potencial de Argentina para la Producción de Hidrógeno Verde

Argentina cuenta con un potencial significativo para la producción de hidrógeno verde debido a sus abundantes recursos renovables, especialmente en el ámbito de la energía eólica y solar. La combinación de condiciones naturales favorables, junto con factores técnicos y económicos, posiciona al país como un actor clave en el mercado emergente del hidrógeno verde. El presente trabajo se centrará en el potencial de la Argentina para producir hidrógeno a partir de energía eólica aprovechando las zonas de mejores vientos en el área patagónica del país.

8.5.1. Marco Regulatorio Argentino

8.5.1.1. Ley de promoción de hidrógeno

La Ley 26.123 de Argentina, sancionada en 2006, establece el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Hidrógeno como fuente de energía, con el objetivo de promover el desarrollo, la investigación, y la utilización del hidrógeno en diversas aplicaciones energéticas. La ley busca incentivar la producción, almacenamiento, transporte, y uso del hidrógeno, especialmente aquel generado a partir de fuentes renovables. Además, propone la creación de un Plan Nacional de Hidrógeno y fomenta la cooperación entre los sectores público y privado, así como la participación en proyectos internacionales. La ley busca posicionar al hidrógeno como una pieza clave en la diversificación de la matriz energética del país, impulsando su desarrollo tecnológico y su adopción en el mercado energético sin embargo dado que en su artículo 21 estipulaba un plazo de 15 años, ésta venció en el 2021.

En mayo de 2023 se envió al Congreso Nacional un proyecto nuevo para establecer el Régimen de Promoción por 30 años para el Hidrógeno que actualiza los beneficios impositivos y de acceso a dólares alcanzarán a las nuevas inversiones en bienes de capital e infraestructura que conforman una planta de generación de H₂, desde parques de generación renovables, las plantas de reformado de gas natural y las centrales nucleares; en tanto éstas tengan por objetivo destinar la energía a producción de hidrógeno o de vectores del H₂.

8.5.1.2. Consorcio H2ar

El Consorcio H2AR es una iniciativa que agrupa a empresas, organismos públicos, universidades, y centros de investigación para promover el desarrollo de la economía del hidrógeno en el país. Fundado en 2020, el consorcio busca coordinar esfuerzos y compartir conocimientos para impulsar proyectos que abarquen toda la cadena de valor del hidrógeno, desde su producción (con un enfoque en el hidrógeno verde generado a partir de fuentes renovables) hasta su almacenamiento, distribución, y utilización en diversas aplicaciones industriales y energéticas.

El Consorcio H2AR también trabaja en la creación de una hoja de ruta para el desarrollo del hidrógeno en Argentina, explorando oportunidades para exportar hidrógeno verde y posicionar al país como un actor clave en el mercado global de esta fuente de energía limpia. La colaboración entre los distintos actores busca facilitar la transición hacia una economía baja en carbono, aprovechando el potencial del hidrógeno como una solución sostenible y competitiva para el futuro energético del país.

8.5.2. Recursos eólicos en Argentina

Argentina posee uno de los recursos eólicos más grandes del mundo, particularmente en la región de la Patagonia. Esta área se caracteriza por tener vientos intensos y constantes, lo que la hace ideal para la generación de energía eólica. Según datos del Global Wind Atlas, la Patagonia presenta velocidades de viento promedio superiores a 9 m/s, con capacidad de factor de planta que puede superar el 50%. Esta combinación de alta velocidad del viento y capacidad de factor de planta convierte a la Patagonia en una de las regiones más eficientes para la generación de energía eólica a nivel mundial. La evaluación del potencial eólico en Argentina se ha visto reflejada en diversos estudios y proyectos de exploración. Se ha identificado que, además de la Patagonia, otras regiones como la costa atlántica y ciertas áreas de la región pampeana también poseen un alto potencial eólico. La capacidad instalada de energía eólica en Argentina ha crecido significativamente en los últimos años, impulsada por políticas gubernamentales y la inversión en infraestructura renovable.

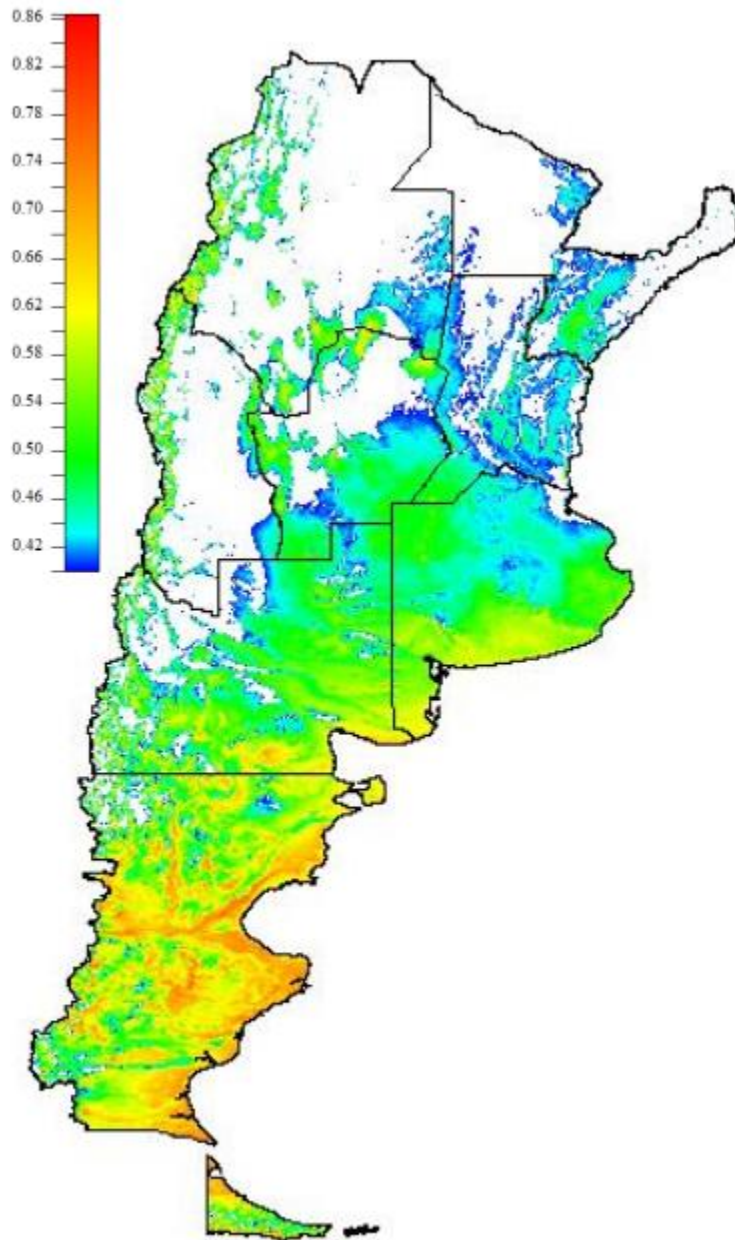


Figura 14: Mapa de recurso eólico (Factor de capacidad IEC 3)

La producción de hidrógeno verde en Argentina se ve favorecida por varios factores técnicos y económicos. La abundancia de recursos renovables asegura un suministro continuo y sostenible de electricidad renovable, esencial para la producción de hidrógeno verde a través de la electrólisis del agua. Los costos de generación de energía eólica en Argentina han disminuido significativamente debido a la mejora en las tecnologías y la escala de implementación, haciendo que los precios de la energía eólica sean competitivos a nivel global y, por lo tanto, reduciendo el costo de producción de hidrógeno verde.

La infraestructura energética de Argentina, aunque en desarrollo, está en proceso de expansión y modernización. Existen planes para mejorar la red de transmisión eléctrica y desarrollar capacidades adicionales de almacenamiento y distribución de energía, lo cual es crucial para integrar la producción de hidrógeno verde en el sistema energético nacional. Las iniciativas y políticas gubernamentales, como el Programa RenovAr, han atraído inversiones significativas en el sector eólico, creando un entorno favorable para el desarrollo del hidrógeno verde. Estas políticas públicas son esenciales para fomentar la inversión en energías renovables y facilitar la transición hacia un sistema energético más limpio y sostenible.

Además, Argentina posee una base industrial sólida y una fuerza laboral capacitada en sectores relacionados con la energía y la tecnología. Esto facilita la implementación y operación de proyectos de hidrógeno verde, aprovechando la experiencia y el conocimiento local. La ubicación geográfica de Argentina le permite acceder a mercados internacionales de exportación de hidrógeno verde. La proximidad a mercados emergentes de hidrógeno en Europa y Asia, así como la posibilidad de exportar a países vecinos en América Latina, otorgan a Argentina una ventaja competitiva en el comercio internacional de hidrógeno.

La evaluación económica de la producción de hidrógeno verde en Argentina muestra un panorama prometedor. La combinación de bajos costos de electricidad eólica y un entorno favorable para la inversión indica que el costo nivelado de hidrógeno (LCOH) en Argentina podría ser competitivo a nivel global. Estudios sugieren que con los precios actuales de la electricidad eólica, el LCOH en Argentina podría situarse en un rango que lo hace viable tanto para el consumo interno como para la exportación. Además, la capacidad de Argentina para atraer inversión extranjera directa en el sector energético es un factor positivo. La participación de empresas internacionales en proyectos de energía renovable y de hidrógeno verde no solo aporta capital, sino también tecnología y experiencia que son cruciales para el desarrollo exitoso de estos proyectos.

9. Metodología de investigación - Evaluación del potencial del sur argentino para producir hidrógeno verde.

9.1. Análisis del costo nivelado de hidrógeno (LCOH)

Un método para hacer comparables proyectos de hidrógeno verde en distintas regiones en las que los parámetros que componen la evaluación del proyecto cambian es el uso del “Levelized costo of hydrogen” (LCOH)

El LCOH se define como el costo equivalente por unidad de hidrógeno que el proyecto debe ser remunerado a lo largo de su ciclo de vida para obtener un Valor Actual Neto (VAN) del proyecto igual a cero. En otras palabras, es el costo que debería cobrar a los clientes por unidad de hidrógeno para ganar suficiente dinero que cubra los costos del proyecto a lo largo de su ciclo de vida. Por lo tanto, para traducir esta afirmación en una expresión matemática, se debe igualar el valor presente de los costos al valor presente de los ingresos.

$$NPV (CAPEX ; OPEX) = NPV (Revenue) \quad (17)$$

Esto se hace considerando un horizonte del proyecto, los costos del proyecto cada año, la remuneración a lo largo del tiempo y una tasa de descuento.

$$\sum_{n=1}^N \frac{Costs_{(n)}}{(1 + Wacc)^n} = \sum_{n=1}^N \frac{Remuneration_{(n)}}{(1 + Wacc)^n} \quad (18)$$

Los costos están dados por CAPEX y OPEX. Los elementos de CAPEX pueden ser el costo de EPC, desarrollo, terreno o costos indirectos globales, mientras que OPEX incluye el costo de energía, agua, O&M o el costo de reemplazos (que aparecerán esporádicamente en el ciclo de vida del proyecto dependiendo del proyecto).

Por otro lado, la remuneración está dada por las ventas de hidrógeno y potencialmente por fuentes de ingresos secundarias como servicios auxiliares, oxígeno u otros que se omitirán para este ejemplo. Considerando la definición dada para LCOH, se definen las ventas de hidrógeno como la única fuente de ingresos e igual a las unidades de hidrógeno vendidas en un año (generalmente consideradas como masa [kg/año] o [toneladas/año]) multiplicadas por el LCOH [USD/kgH₂].

Dado que se define el LCOH como un valor constante a lo largo de los años, se puede sacar de la suma anual. Esto debe hacerse incluso considerando valores reales o nominales e inflación. Se supone que LCOH es una métrica constante en el flujo de caja del proyecto.

$$LCOH = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{Costs_{(n)}}{(1 + Wacc)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Hydrogen_{(n)}}{(1 + Wacc)^n}} \quad (19)$$

Utilizando estos datos de entrada, se obtiene el LCOH total en USD/kg que luego será comparado con los obtenidos para otros proyectos en otras partes del mundo.

Con esta ecuación se podría pensar que se está "descontando el valor físico del hidrógeno a lo largo de los años" en el denominador. Sin embargo, lo expresado es el resultado de desarrollar una expresión matemática donde descontamos las fuentes de ingresos anuales y sacamos un valor constante de una suma.

Los costos, tienen muchos elementos y subelementos y ocurren en diferentes años del ciclo de vida. Uno de los elementos de costo más importantes de la electrólisis del agua es el costo de la energía, que no solo se ve afectado por el precio al que se obtiene la energía, sino también por la eficiencia del electrolizador al transformar dicha energía en hidrógeno. Esa eficiencia se degrada con el tiempo y el ciclaje y alcanza un punto mínimo que obliga a un reemplazo del stack en el electrolizador. Esto afecta el costo de la energía y la producción de hidrógeno e implica un costo de reemplazo que es difícil de estimar, ya que depende de la disminución del costo de la tecnología a lo largo del tiempo.

La tasa de descuento está influenciada por las condiciones de financiamiento del proyecto, el impuesto corporativo, el riesgo del proyecto y la tasa de capital. Estas variables pueden cambiar bastante rápido y las condiciones durante la etapa de greenfield pueden desviarse cuando el proyecto esté listo para construir.

9.2. Bases para la estimación de un proyecto de hidrógeno verde en la argentina

9.2.1. Electrolizador

Se considerará para la producción de H₂ verde un electrolizador de 100 MW de capacidad instalada con tecnología alcalina. La determinación de esta capacidad viene dada como el valor medio entre los últimos proyectos a gran escala para producir hidrógeno verde en el mundo proyectados hasta 2030 según la International Energy Agency. (Agency, 2024)

La tecnología seleccionada para el electrolizador en este proyecto será la electrolisis alcalina debido a que la misma presenta tanto en la actualidad como en las proyecciones futuras los mejores valores tanto de CAPEX como de OPEX. (Emanuele Taibi, 2020)

9.2.2. Fuente de energía

Se considerará para la producción de H₂ verde un parque eólico ubicado en el sur argentino y teniendo en cuenta las mejores áreas para ubicarlo y proyectos anteriores se empleará un factor de utilización de 60%. Este factor determina la proporción de la capacidad instalada que puede emplearse efectivamente durante un año debido a la disponibilidad y fuerza del viento y descontando además otras pérdidas intrínsecas del sistema.

9.2.2.1. Distribución del viento

Para todos los aspectos relacionados con la instalación de un parque eólico, es fundamental describir la variación de las velocidades del viento. Esta información es requerida para optimizar el diseño de los aerogeneradores y minimizar los costes de generación. Los inversores también la requieren para estimar sus ingresos por producción de electricidad.

Al medir las velocidades del viento a lo largo de un año, se observa que en la mayoría de los emplazamientos los periodos de fuertes vendavales son escasos, mientras que los vientos medios y moderados son bastante comunes.

La variación del viento se puede modelar mediante una Distribución de Weibull, en el gráfico a continuación se muestra la distribución para los vientos obtenidos en una locación ubicada en el sur argentino.

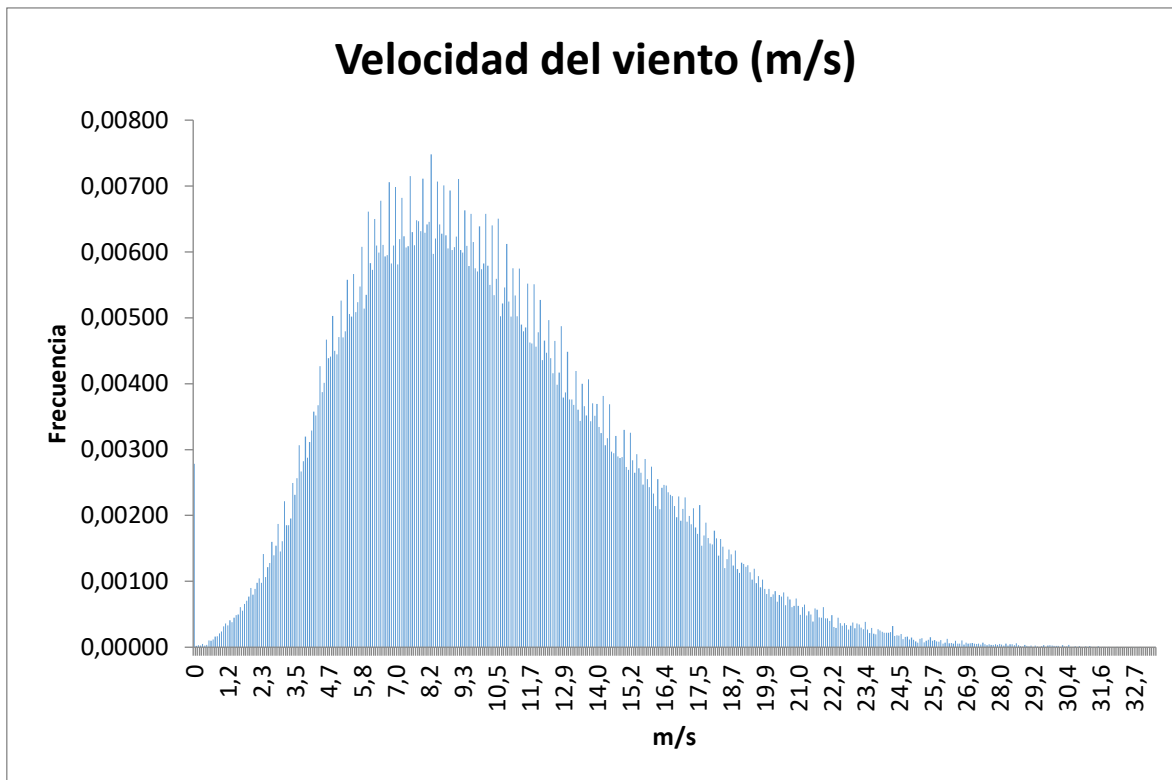


Figura 15: Distribución de frecuencia de la velocidad del viento

Este gráfico muestra un emplazamiento con una velocidad media del viento de 10,2 metros por segundo y una curva determinada por un parámetro de forma de 2. Es importante recordar que una función de probabilidad es solo una aproximación matemática de la realidad, por lo que siempre habrá diferencias entre la realidad y la aproximación.

La gráfica muestra una distribución de probabilidad en la que el área bajo la curva es siempre 1, ya que la probabilidad de que el viento sopla a cualquiera de las velocidades, incluyendo el cero, es del 100%. La mitad del área está a la izquierda de la línea negra vertical a 9,54 metros por segundo, lo que significa que la mediana de la distribución es 9,54 m/s. Esto implica que la mitad del tiempo el viento soplará a menos de 9,54 m/s y la otra mitad a más de 9,54 m/s. Sin embargo, la velocidad media del viento es de 10,2 m/s, que es el promedio de las observaciones en ese emplazamiento.

La distribución de las velocidades del viento es sesgada, no simétrica. Aunque ocasionalmente habrá velocidades de viento muy altas, estas son raras. Las velocidades del viento de 8,3 m/s son las más frecuentes, conocidas como el valor modal o moda de la distribución.

La distribución estadística de las velocidades del viento varía globalmente, dependiendo de las condiciones climáticas locales y del paisaje. Por lo tanto, la Distribución de Weibull puede variar en forma y valor medio.

El análisis del viento solo desde la perspectiva de las velocidades puede llevar a errores. No siempre una velocidad media mayor implica un mayor contenido de energía. La potencia del viento varía con el cubo de su velocidad. Por ejemplo, una velocidad media del viento de 7 m/s subestimaría los

recursos eólicos en casi un 100%. Es necesario ponderar cada velocidad del viento con su correspondiente potencia.

9.2.2.2. Curva de Potencia

La curva de potencia de un aerogenerador es un gráfico que muestra la relación entre la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador y las diferentes velocidades del viento. La grafica a continuación representa la curva de potencia de un aerogenerador modelo Vestas V150 de 4,3 MW de capacidad. Estas curvas se obtienen a partir de mediciones de campo, donde un anemómetro se coloca cerca del aerogenerador para medir el viento y en paralelo se mide la potencia que entrega el aero para estas velocidades.

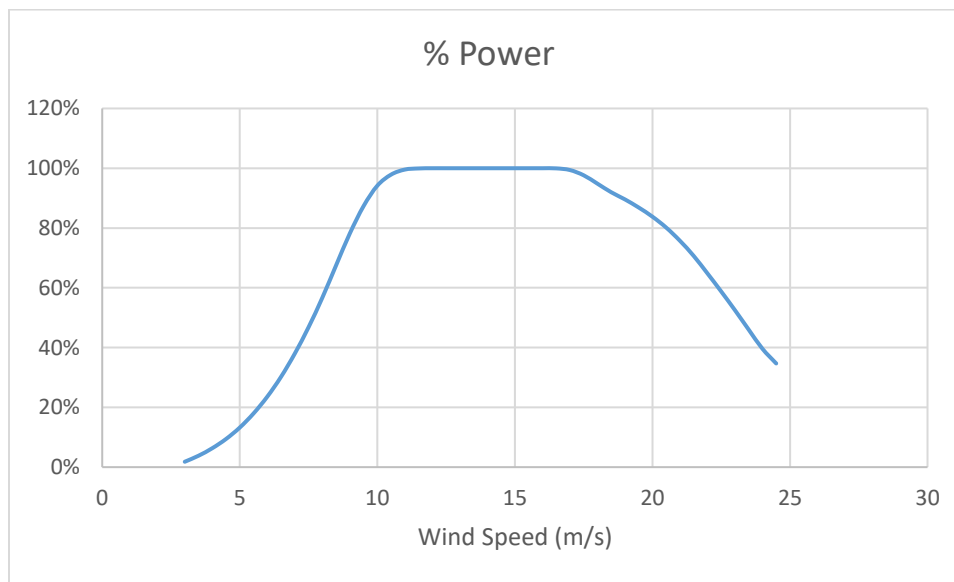


Figura 16: Curva de potencia de un aerogenerador

La potencia máxima que puede dar el aerogenerador vendrá dada por la potencia del generador eléctrico. A velocidades bajas de viento no se puede generar la potencia nominal del generador, por el hecho de que el viento a esas velocidades no contiene suficiente energía. A medida que aumenta la velocidad aumenta la potencia transmitida.

El aerogenerador se programará para pararse a altas velocidades del viento, en este caso a aproximadamente 25 m/s, para evitar posibles daños de la turbina. La velocidad del viento de parada se denomina velocidad de corte.

La energía del viento también es proporcional a la densidad del aire, que varía con la presión y la temperatura. Por lo tanto, la curva de potencia solo es válida para un valor específico de densidad del aire (la curva estándar mostrada se calcula con aire a una densidad de $1,225 \text{ kg/m}^3$). Los fabricantes de aerogeneradores suelen presentar una familia de curvas de potencia a diferentes densidades.

9.2.2.3. Costo de la energía

Los fabricantes de equipos originales (OEM) de turbinas eólicas ofrecen una amplia gama de diseños, adaptándose a diferentes características del sitio, accesibilidad a la red y requisitos de

políticas en distintas ubicaciones. Estas variaciones pueden incluir diferentes requisitos de uso del suelo y transporte, así como los requisitos técnicos y comerciales particulares del desarrollador.

Las turbinas con diámetros de rotor más grandes aumentan la captura de energía en sitios con la misma velocidad del viento, lo cual es especialmente útil para explotar ubicaciones marginales. Además, las mayores alturas de los bujes que se han vuelto comunes permiten acceder a velocidades de viento más altas en la misma ubicación, aumentando la gama de lugares adecuados para turbinas eólicas. Por ejemplo, una mayor altura del buje implica una mayor distancia entre las puntas de las palas y el suelo, permitiendo la instalación en ciertas áreas boscosas. Estos desarrollos pueden generar factores de capacidad materialmente más altos, dado que la producción de energía aumenta como una función cúbica de la velocidad del viento. La mayor capacidad de las turbinas también permite desplegar proyectos más grandes y reducir el costo total instalado por unidad para algunos componentes de costo, expresados en megavatios (MW).

Para calcular el costo de la energía a utilizar en el proceso de electrólisis se hace la evaluación de un parque eólico ubicado en el sur argentino.

A continuación, se muestra el cálculo del CAPEX de un parque eólico requerido para alimentar una planta de electrólisis de 100 MW instalado en Argentina.

CAPEX	USD
INGENIERIA	4.000.000
PROVISION Y MONTAJE DE AEROGENERADORES	130.000.000
Balance Oof Plant	27.000.000
RED MEDIA TENSION	3.500.000
Subestación Eléctrica de Transformación	36.000.000
LINEA DE ALTA TENSION EN 132 kV	8.000.000
TOTAL CAPEX SIN CONTINGENCIA	208.500.000
CONTINGENCIA (5%)	10.425.000
TOTAL CAPEX PROYECTO	218.925.000

Tabla 1 CAPEX parque eólico 100 MW

Este costo calculado incluye la provisión de los aeros y su montaje con la obra electromecánica requeridas para instalar los equipos.

La ingeniería tanto de los aeros como del montaje, el llamado Balance of Plant que considera toda la infraestructura, caminos, edificios y las fundaciones de hormigón sobre la que se emplazarán los aerogeneradores. La subestación requerida para transformar la energía de media tensión generada por los aeros en alta tensión que permita su transporte, así como las líneas tanto de media tensión internas del parque como las de alta tensión para conectar con el sistema argentino.

Para mitigar la variabilidad en la provisión de energía del parque eólico se considera el uso de la red eléctrica como buffer, de esta manera el parque eólico estará sobredimensionado entregando el excedente producido cuando el parque opere en su máxima capacidad a la red y tomará de esta la energía necesaria cuando no haya viento disponible. La potencia promedio entregada por el parque se puede calcular como $P_{prom} = P_{inst} \times FC$ donde P_{inst} es la capacidad instalada del parque eólico y FC es el porcentaje de utilización asociado al viento de la zona donde se instalará.

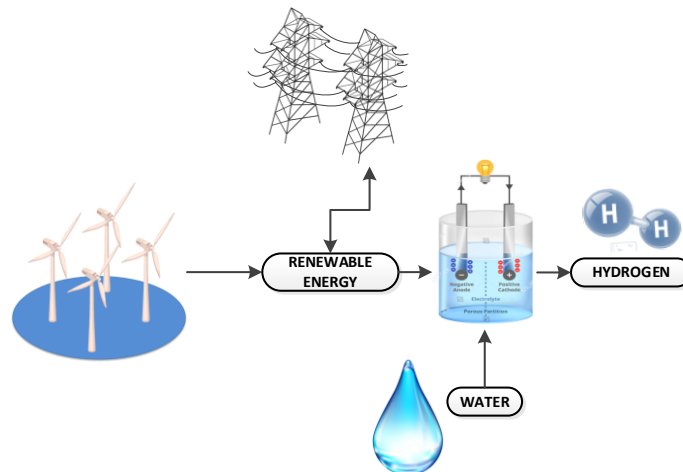


Figura 17: Esquema del proceso a analizar con back up de energía de la red

En función de estos valores y el factor de utilización del parque visto previamente se obtiene un costo de energía (LCOE) de 40 USD/MWh. Este valor puede variar en función del costo de capital del parque eólico, así como también por la zona a instalar y la disponibilidad del viento de cada ubicación.

La variación esperada del CAPEX presenta valores unitarios que van desde 1200 USD/kW hasta 1500 USD/kW y la disponibilidad del viento entre 50% y 65%. Esto resulta en un LCOE que puede ir entre valores de 35 y 55 USD/MWh.

9.2.2.4. Cálculo de CAPEX

A pesar de estar disponibles en el mercado y ser tecnologías maduras, los electrolizadores de tecnología PEM y alcalinos aún resultan muy costosos tanto en términos de CAPEX como de OPEX, especialmente cuando se comparan con la producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles. Los electrolizadores de tecnología PEM son entre un 50% y un 60% más caros que los alcalinos, lo que constituye un obstáculo adicional para su entrada en el mercado. No obstante, ambos tipos de electrolizadores tienen un potencial significativo para reducir costos mediante economías de escala, automatización, mayor disponibilidad de componentes de diversos fabricantes, una demanda masiva del mercado y su uso para el almacenamiento de energía.

Existen problemas significativos con las estimaciones de costos para electrolizadores. Principalmente los límites de las estimaciones de costos no son consistentes (por ejemplo, pila, balance de planta, sistema completo) y, en muchos casos, ni siquiera se especifican, lo que dificulta la comparación entre estudios. Para abordar este desafío, a continuación, se detallan los diferentes alcances considerados dentro de la inversión:

El primer nivel es una unidad de celda única. Este es el núcleo del electrolizador donde se lleva a cabo el principal proceso electroquímico. Esto incluye la membrana recubierta de catalizador donde las capas de catalizador se recubren como electrodos y diafragmas para el tipo alcalino, además de la fabricación de estos componentes, que pueden representar una gran parte de los costos.

El segundo nivel dentro de los costos de la pila incluye las celdas más las placas bipolares, placas finales y otras piezas pequeñas como espaciadores, sellos, marcos, pernos y otros. Este nivel generalmente representa alrededor del 40%-50% del total.

El tercer nivel son los costos del sistema. El alcance incluye todos los componentes del balance de planta y periféricos responsables de operar el electrolizador, excluyendo cualquier componente responsable de la compresión y almacenamiento adicional del gas. Los principales componentes para los modelos de costos del balance de planta generalmente incluyen el rectificador, la unidad de purificación de agua, el procesamiento de gas de hidrógeno (compresión y almacenamiento) y los componentes de refrigeración. Estos elementos pueden constituir el 50%-60% del costo total.

Hoy en día, el principal contribuyente a los costos del sistema sigue siendo la pila, que representa el 40%-50% del total, tanto para los electrolizadores alcalinos como para los PEM. Esta proporción depende en gran medida del diseño, la estrategia de fabricación, el caso de negocio y las especificaciones del cliente.

Durante los últimos 30 años hubo reducciones significativas de costos durante el período tanto para los sistemas PEM como para los alcalinos, pero esta reducción fue más pronunciada para los PEM.

La innovación se vuelve clave para cualquier reducción significativa adicional de costos. La mayoría de los componentes de la pila todavía están sobre diseñados, y se puede encontrar un potencial significativo de reducción de costos para los colectores de corriente (PTLs), las placas bipolares y los recubrimientos protectores altamente costosos en estas. (SayedM.Saba, 2018)

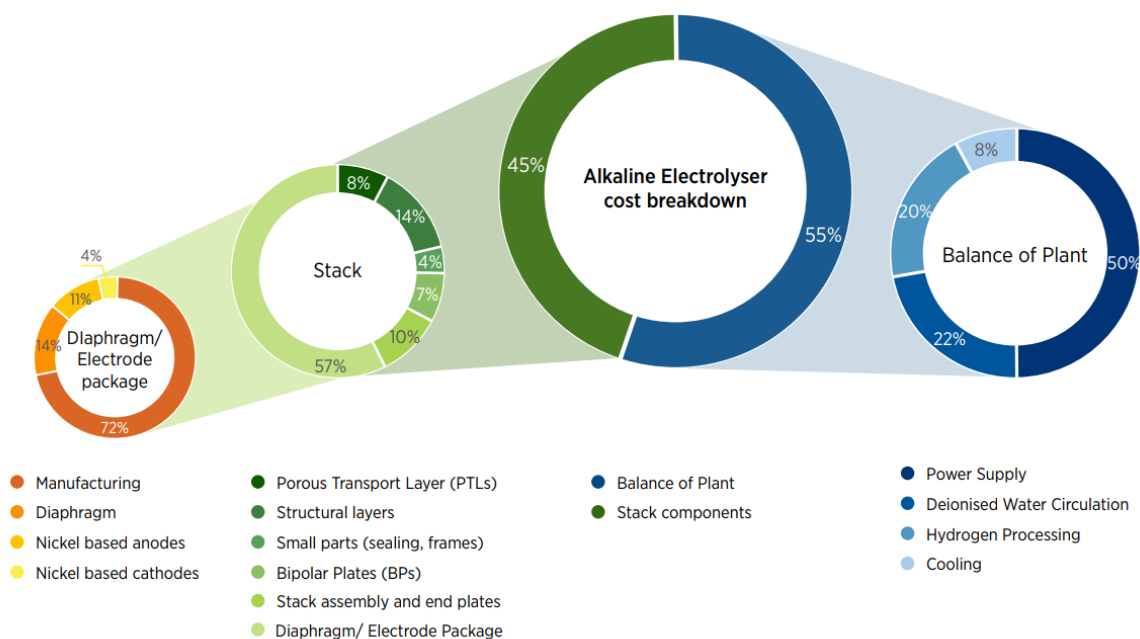


Figura 18: Apertura de costos para electrólisis alcalina

Se muestra a continuación los costos estimados a para un proyecto ubicado en Argentina utilizando tecnología alcalina.

CAPEX		
Stack	400	USD/kW
Instalación	1,77	factor
Balance Of Plant	35%	%/CAPEX
Vida util de la planta	20	Años
Reemplazo del Stack	10	Años
Costo reemplazo Stack	30%	%/CAPEX
TOTAL CAPEX SIN CONTINGENCIA	95.580.000	USD
CONTINGENCIA (5%)	4.779.000	USD
TOTAL CAPEX PROYECTO	100.359.000	USD

Tabla 2 CAPEX electrolizador 100 MW

Los stacks experimentan una degradación que varía entre 0.4 y 15 $\mu\text{V}/\text{hora}$, resultando en un aumento progresivo de la tensión necesaria para generar la misma cantidad de hidrógeno. Al final, se requiere más energía para mantener la misma intensidad, lo que lleva a una menor eficiencia. En particular, se considera que esta eficiencia disminuye con el tiempo de uso del equipo, y cuando alcanza el 90% del valor inicial (medido en fábrica o al instalarse el electrolizador), se recomienda reemplazar el stack. Los fabricantes proporcionan un valor de eficiencia que corresponde al promedio a lo largo de la vida útil del stack, que equivale a un 95% del valor inicial si se ha calculado que la vida útil termina cuando se llega al 90% de la eficiencia inicial. Además, actualmente se asume que la degradación puede modelarse como linealmente dependiente de las horas de operación del sistema. Esto se debe a que los datos disponibles sobre la vida útil de los stacks provienen de electrolizadores conectados a la red eléctrica sin proporcionar servicios de red (operación dinámica) y vinculados a la industria química, donde la demanda de hidrógeno es continua y conocida.

Sin embargo, se desconoce el impacto de la operación dinámica en el equipo, incluyendo:

El impacto de los arranques en frío, que requieren casi 15 minutos en la alcalina, y que provocan una serie de fenómenos difíciles de modelar dentro del stack. Los fabricantes recomiendan no exceder un cierto número de arranques en frío durante la vida útil del sistema.

El impacto de los arranques en standby, donde el sistema se ha mantenido presurizado y caliente, pero no se han estudiado las implicaciones comparado con una espera produciendo una mínima cantidad de hidrógeno operando a mínima carga parcial.

La producción de hidrógeno con un suministro eléctrico variable entre la potencia requerida para operar a mínima carga parcial y la potencia nominal, así como la posibilidad de exceder esta última.

Actualmente, en los análisis tecno-económicos, la vida útil de un sistema de electrólisis se estima en alrededor de 20 años, y esta es también la duración generalmente considerada para un proyecto de infraestructura de producción de hidrógeno. Por lo tanto, la necesidad de uno o varios reemplazos en ese período se calcula en función de las horas de operación del stack, sin tener en cuenta el impacto de una operación dinámica del equipo.

Para la mayoría de los proveedores de electrolizadores se define el reemplazo de los stacks luego de 80.000 hs o 10 años (lo que ocurra primero) y esta consideración es la que se tendrá en cuenta para este análisis.

9.2.2.5. Cálculo de OPEX

El OPEX de un sistema de electrólisis incluye los costes generales de mantenimiento de la máquina y el reemplazo de componentes dañados, tanto de manera preventiva como correctiva en promedio. Por lo tanto, se consideran las medidas de mantenimiento preventivo rutinarias y un promedio que incluye las probabilidades de fallos para el mantenimiento correctivo.

Los valores de OPEX generalmente se expresan como un porcentaje del CAPEX anual, que disminuye con el incremento del tamaño del electrolizador. Esto se debe a que, al escalar un electrolizador hacia un mayor tamaño, se añaden más celdas en serie al mismo stack, por lo que, como se mencionó en la sección anterior, el BOP no aumenta significativamente de tamaño para mantener la misma presión y temperatura. Además, el coste de una intervención preventiva o correctiva será muy similar, ya sea que el electrolizador sea del orden de cientos de kilovatios o de varios megavatios (normalmente, se trata de costes de desplazamiento y horarios de técnicos que dedicarán un tiempo similar a la actuación, independientemente del tamaño, para las potencias tratadas en esta tesis).

OPEX		
Mantenimiento	2	% CAPEX
Indirectos	1	% CAPEX
Operaciones	1	% CAPEX
Materiales y Consumibles	0,5	% CAPEX

Tabla 3 factores OPEX electrolizador 100 MW

Adicionalmente a los costos de operación y mantenimiento se deben considerar dentro del OPEX el costo de la energía desarrollado anteriormente y el costo del agua de alimentación.

Para definir el consumo de energía del electrolizador se debe tener en cuenta la eficiencia del catalizador que se explicó anteriormente. Para este análisis y en función de los equipos disponibles en el mercado se utiliza una

Debido a que esta evaluación se realizará para evaluar el potencial argentino y teniendo en cuenta que las mejores ubicaciones para este tipo de planta son alejadas de los centros de consumo no se considerará el beneficio obtenido por la venta de Oxígeno producido como subproducto de la

electrólisis ya que los volúmenes producidos son muy superiores que la demanda local y requeriría altos costos de transporte para llegar al sitio de consumo.

Para el cálculo de la eficiencia en electrolizadores alcalinos se consideran valores representativos de los modelos disponibles en la industria de $\eta=76\%$ para el inicio de la vida útil y disminuyendo a 68.9% al fin de la vida útil. Para los cálculos se utilizará el valor más conservador que representa un consumo eléctrico de:

$$Eficiencia (\eta) = \frac{PCS \text{ Hidrogeno}}{Energía consumida} \quad (20)$$

$$\rightarrow Energía consumida = \frac{39.41 \frac{kWh}{kg H_2}}{68.9\%} = 57.2 \frac{kWh}{kg H_2} \quad (21)$$

Se asume un factor de disponibilidad de planta del 98% asociada a paradas por mantenimiento y offset que puedan presentarse en la electrólisis. Los ajustes en las tasas de utilización no afectan las características operativas ni los costos de mantenimiento asociados de una planta, más allá del consumo de insumos y la producción resultante de hidrógeno.

Además, se estima un costo de agua de USD $0.50/m^3$, este costo se obtiene del repago de una unidad de osmosis inversa que permita obtener el agua ultra pura requerida para alimentar la planta de electrólisis. Lo requerido para producir 1 kg de hidrógeno es 9 kg de agua y esto será tenido en cuenta en los cálculos.

9.2.2.6. Determinación de WACC

Se adopta una tasa de descuento de 8% asociada al valor usado como tasa de corte para proyectos renovables en empresas privadas. Si bien Argentina como país presenta un alto riesgo para los inversores se encuentra que el método de cálculo de WACC ajustado por el EMBI¹ no es representativo ya que inversiones privadas logran aplicar tasas mucho más bajas que la que daría este cálculo, este desfase mencionado se puede ver teniendo en cuenta las tasas aplicadas en las obligaciones negociables de empresas privadas en este caso del sector energético.

9.2.2.7. Calculo LCOH

Con los datos presentados anteriormente y de la formula (19) se puede calcular el LCOH de la siguiente forma:

$$LCOH = \frac{Ccc * CRF + Crep + Co\&m + Celec + Ch2o}{MH2} \quad (22)$$

¹ El EMBI (Emerging Markets Bond Index) es un índice que mide el rendimiento de los bonos emitidos por países emergentes. En el cálculo del WACC (Weighted Average Cost of Capital o Costo Promedio Ponderado de Capital), el EMBI se utiliza para ajustar el costo de la deuda de una empresa que opera en mercados emergentes.

Para calcular cada parámetro se procede de la siguiente manera:

CAPEX:

$$Ccc = CAPEX\ stack * (1 + BOP) \quad (23)$$

** Factor de Instalación * Capacidad instalada*

BOP representa todos los equipos accesorios de servicio y las utilities que complementan al stack, el factor de instalación es un multiplicador sobre el costo de los equipos que corresponde a los costos para instalar la planta y la capacidad instalada para este ejercicio se establece en 100 MW por lo ya mencionado en 9.2.1

Anualización del CAPEX

$$CRF = \frac{WACC * (1 + WACC)^n}{(1 + WACC)^n - 1} \quad (24)$$

Este factor permite distribuir el CAPEX en los n = 20 años asumidos para el proyecto considerando la WACC determinada en 9.2.2.6

Costo de reposición de stack

$$Crep = \frac{WACC * CAPEX\ stack * \% \ stack * Capacidad\ instalada}{(1 + WACC)^{n1}} \quad (25)$$

Este costo corresponde a la reposición de los stacks del electrolizador cuya vida útil es n1=10 años y por lo tanto deberán cambiarse a la mitad del proyecto. % stack indica el porcentaje del CAPEX del electrolizador que efectivamente corresponde al stack a cambiar.

Costo de operación y mantenimiento

$$Co\&m = (Mantenimiento + Operación + Indirectos) * Ccc \quad (26)$$

En esta ecuación se calculan los costos de Mantenimiento operación e indirectos asociados a factores referentes al CAPEX del proyecto. Estos factores fueron definidos en 9.2.2.5

Costo de la energía eléctrica consumida

$$Celec = LCOE * Capacidad\ instalada * Futilización * 24 * 365 \quad (27)$$

El costo de energía se calcula como la multiplicación entre el LCOE obtenido a partir del parque eólico a instalar 9.2.2.3 y la energía anual consumida en MWh/año que se obtiene a partir de la capacidad instalada del electrolizador en MW, multiplicando por el factor de utilización de la planta y anualizando por las horas en un año.

Costo del agua

$$Ch2o = MH2 * H2Oreq * Ph2o \quad (28)$$

Donde MH2 es el hidrógeno producido por año, H2Oreq es el agua requerida para producir una tonelada de hidrógeno y Ph2o es el precio por m3 de agua.

$$MH2 = \frac{Capacidad\ instalada * Futilización * 24 * 365}{\frac{PCS}{Eficiencia\ electrica\ (\eta)}} \quad (29)$$

Producción de hidrógeno

Para calcular la producción anual de hidrógeno MH2 (29) se debe dividir la energía total consumida por el electrolizador por la energía que se requiere para producir un kilogramo de hidrógeno. La energía total consumida por el electrolizador se puede obtener a partir de la capacidad instalada multiplicada por las horas trabajadas, a su vez estas horas se obtienen aplicando el factor de utilización a las horas totales en un año. La energía que se requiere para producir un kg de hidrógeno se obtiene del cociente entre el Poder calorífico superior del Hidrógeno y la eficiencia propia del catalizador del electrolizador como se muestra en 8.3.1.

9.2.3. Cálculo de sensibilidad

Para analizar la sensibilidad se definen los escenarios mostrados en el siguiente cuadro para cada una de las principales variables y los LCOH resultantes de variar estos factores.

En una primera instancia se consideró el precio del agua como variable a sensibilizar, pero se vio que el impacto de esta era insignificante en el costo final del hidrógeno.

Sensibilidad	Escenario			Precio H2	
	Base	Min	Max	Min	Max
CAPEX stack	400 USD/kW	300 USD/kW	600 USD/kW	3,01	3,56
Precio Energía	43 USD/MWh	35 USD/MWh	55 USD/MWh	2,74	3,88
WACC	8%	6%	10%	3,12	3,28
Eficiencia electrolisis	68,9%	87,6%	50,51%	2,52	4,36

Tabla 4 Escenarios sensibilidad LCOH

A continuación, se presenta el grafico de tornado para esquematizar estos resultados:

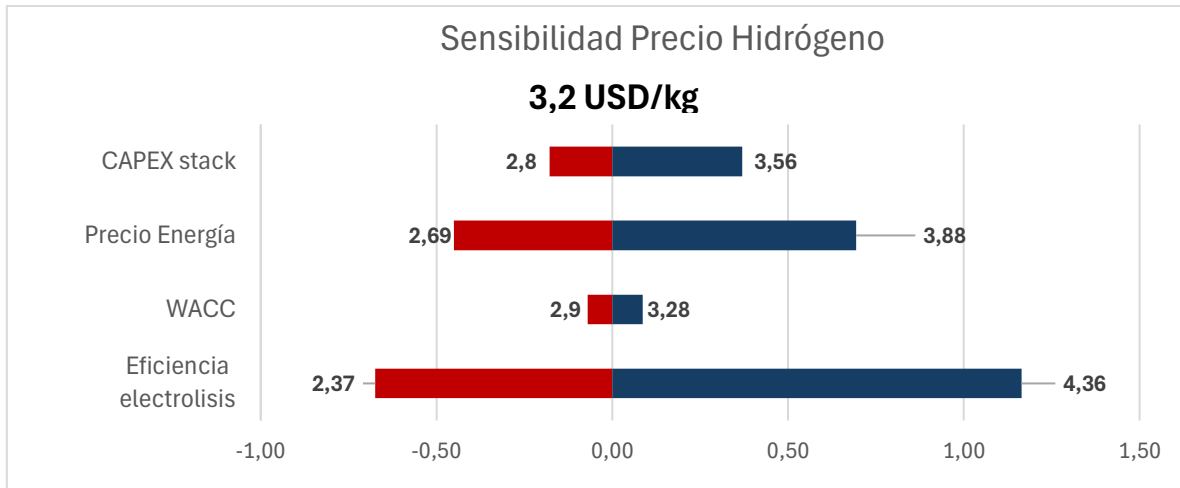


Figura 19: Sensibilidades en el LCOH

9.2.4. Escenarios

Se efectúan escenarios para comparar múltiples variables asociándolas a distribuciones de probabilidad específicas para cada una.

Se elijen como variables aquellas que tienen mayor riesgo y posible impacto sobre el Valor Actual Neto. Las variables para considerar son las siguientes:

9.2.4.1. CAPEX del stack

Los stacks del electrolizador se encuentran en constante desarrollo y por lo tanto se observa una amplia dispersión de estos valores. Se puede representar este costo con una distribución según una función Beta.

Para calcular esta distribución se tienen en cuenta los siguientes valores máximos, mínimos y el valor más probable (moda) con los cuales luego se calculan los valores alfa y beta que determinan la función beta a utilizar:

Valor mínimo: 300 USD/kW

Moda: 400 USD/kW

Valor máximo: 600 USD/kW

Con estos parámetros se calculan los factores alfa y beta de la siguiente manera:

$$\alpha = \frac{Max + 4 * Moda - 5 * Min}{Max - Min} = 2,33$$

$$\beta = \frac{5 * Max - 4 * Moda - Min}{Max - Min} = 3,67$$

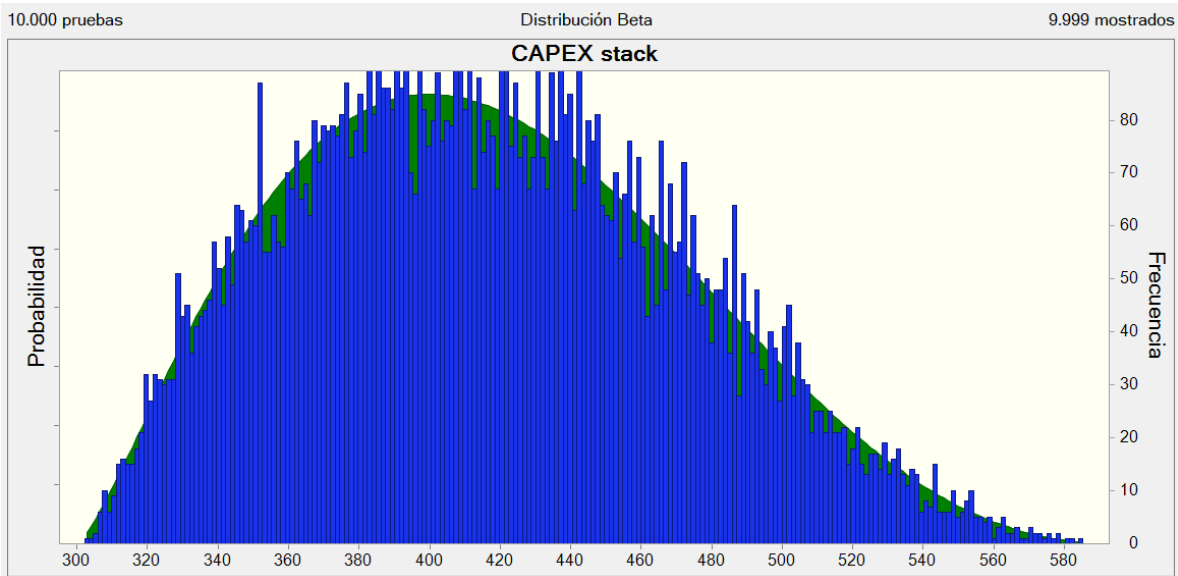


Figura 20: Distribución de probabilidad CAPEX stack

9.2.4.2. Eficiencia del electrolizador

La eficiencia determina el consumo que tendrá el electroizador para producir un kg de hidrógeno, los distintos modelos de electrolizador tienen variación en este parámetro y por tanto esto puede representarse con una función triangular con valores que van desde 50,5% a 87,6% con valor más probable de 68,9%

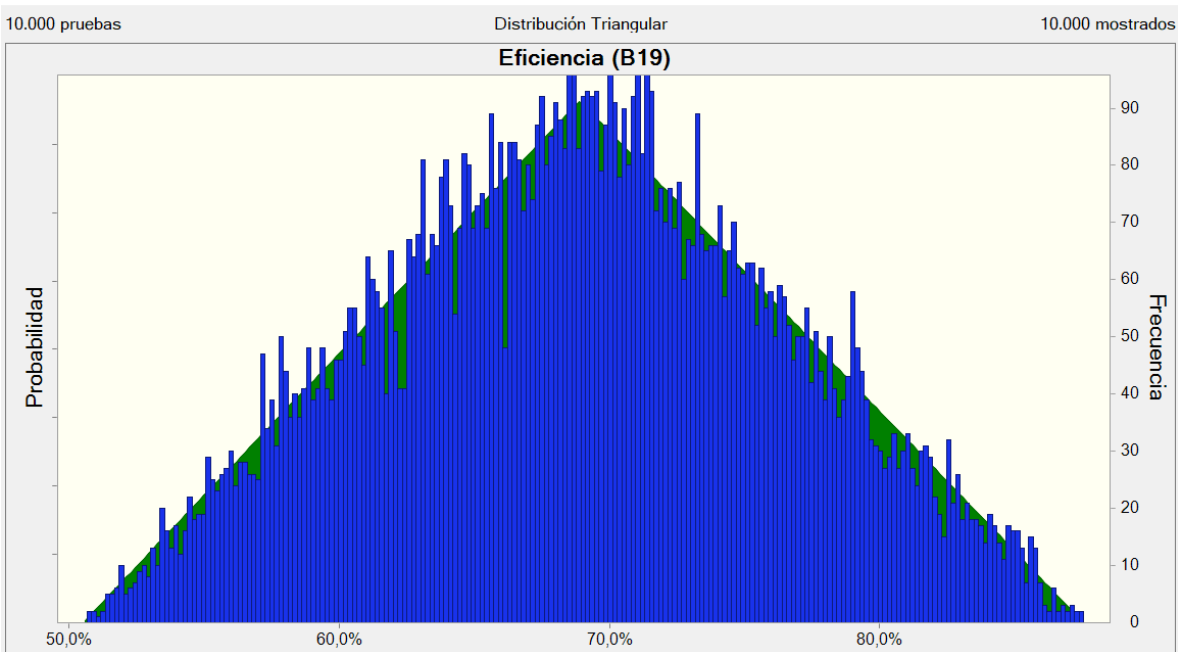


Figura 21: Distribución de probabilidad de eficiencia del electrolizador

9.2.4.3. Precio de la energía

El precio de la energía calculado a partir del LCOE asociado a un parque eólico se puede aproximar como un precio de energía con distribución normal cuyos valores más probables van desde 35 a 55

USD/kWh, se asume que entre estos valores se encuentra el 95% de los valores y por tanto se definen los parámetros respectivos a la función normal con media: 42,95 USD/kWh y desvío: 6,024 USD/kWh

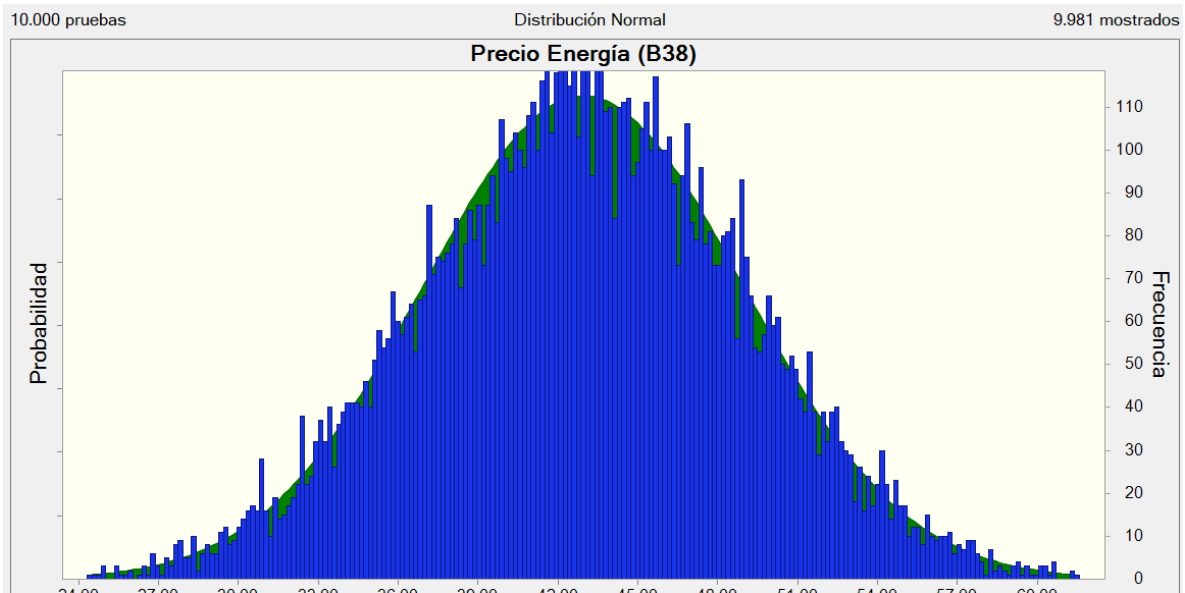


Figura 22: Distribución de probabilidad del precio de la energía

9.2.4.4. WACC

Debido a variaciones en el riesgo y a las indeterminaciones que aún existen debido a que la industria del hidrógeno verde no se encuentra todavía del todo desarrollada la WACC puede variar y se asume que puede tomar valores entre 6% y 10% con mayor probabilidad de 8% por lo que se asume una distribución triangular.

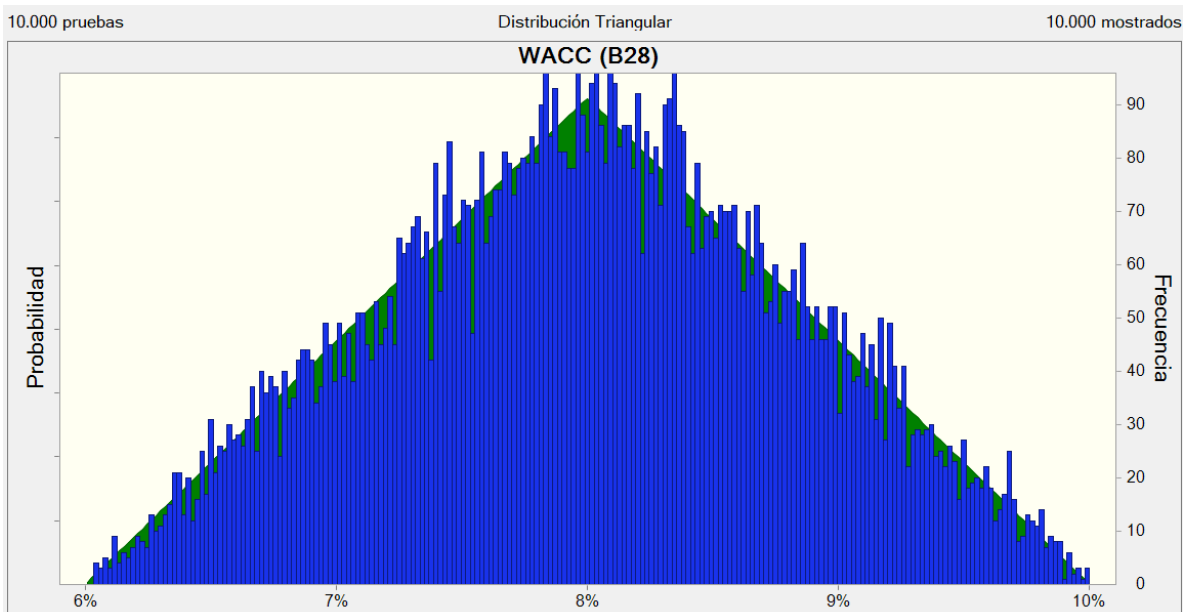


Figura 23: Distribución de probabilidad WACC

10. Análisis de resultados

Del resultado de correr 15000 escenarios modificando aleatoriamente las variables las variables anteriormente detalladas se obtiene la siguiente distribución de resultados. En esta distribución de frecuencia se puede ver un valor medio de 3.36 USD/ton y un desvío estándar de 0,14. Con estos resultados se puede concluir que el 90% de los escenarios arroja un costo de hidrógeno que va entre 3,14 USD/ton y 3,57 USD/ton

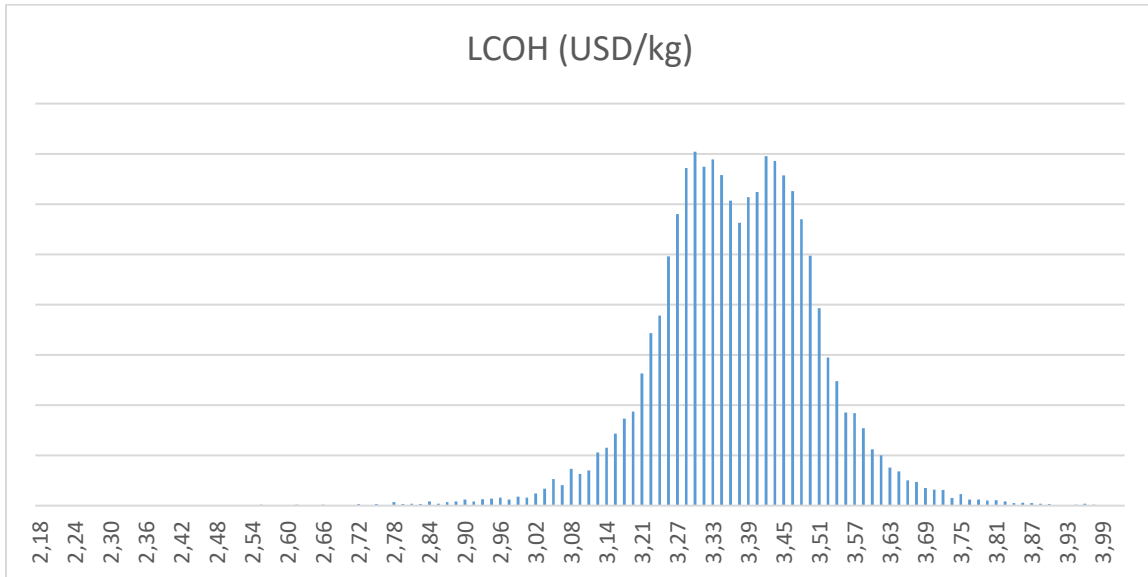


Figura 24: LCOH según utilizando montecarlo

10.1. Comparación de LCOH aplicado a la Patagonia Argentina.

Un parámetro a tener en cuenta para la comparativa del costo nivelado del hidrógeno verde a lo largo de la Patagonia argentina es la variabilidad en la intensidad de los vientos, dependiendo de esta intensidad y su frecuencia será la disponibilidad de energía y por tanto el mayor o menor costo de hidrógeno. La energía entregada por un parque eólico será variable y tendrá un factor de capacidad asociado al aprovechamiento del CAPEX invertido en un parque eólico por la utilización durante el año del recurso eólico. En las siguientes figuras y cuadros se normalizaron los factores de capacidad a valores de 40%, 50%, 60% y 70% y se indicó con distintos colores cada uno permitiendo ver las áreas en las que se obtienen estos factores y a esto se asocia un costo de producción de hidrógeno verde que depende directamente de estos factores.

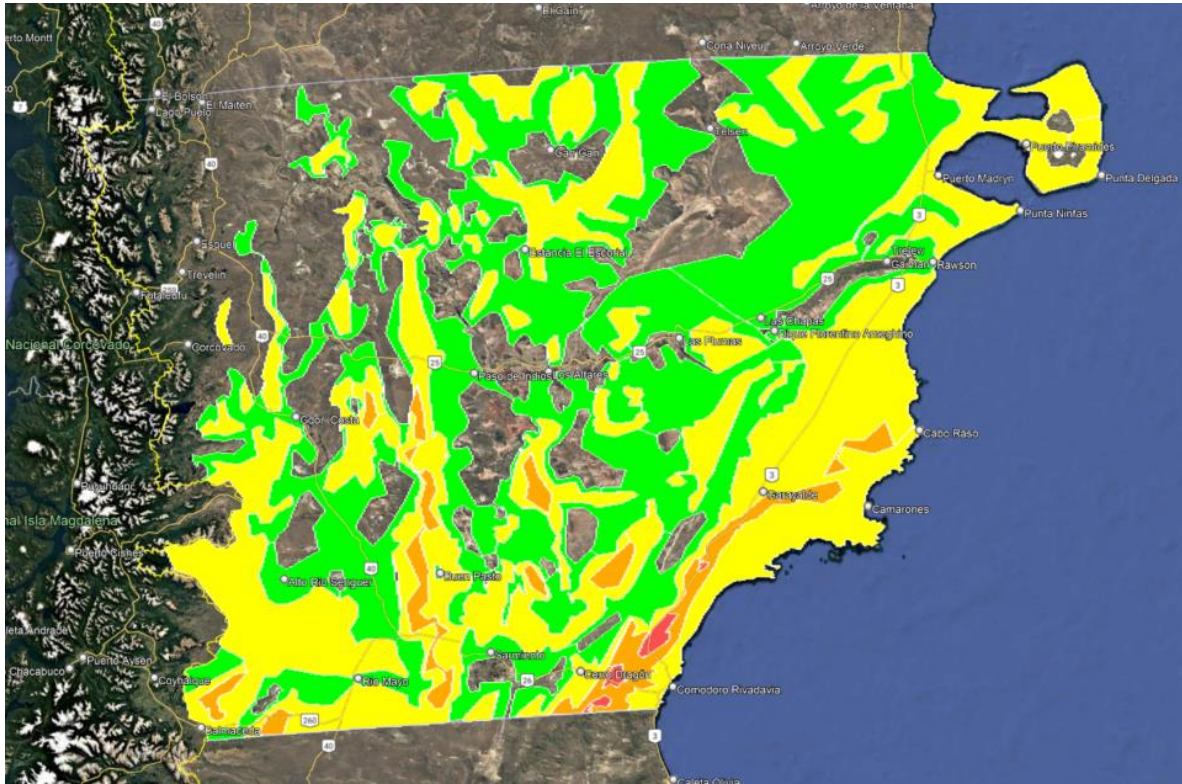


Figura 25: Factor de utilización eólica Chubut

Chubut			
Fac Utiliz	Area (ha)	LCOE	LCOH
70%	61.383	37	2,84
60%	729.164	43	3,19
50%	7.274.467	51	3,67
40%	8.147.390	64	4,39

Tabla 5 LCOH aplicado a provincia de Chubut

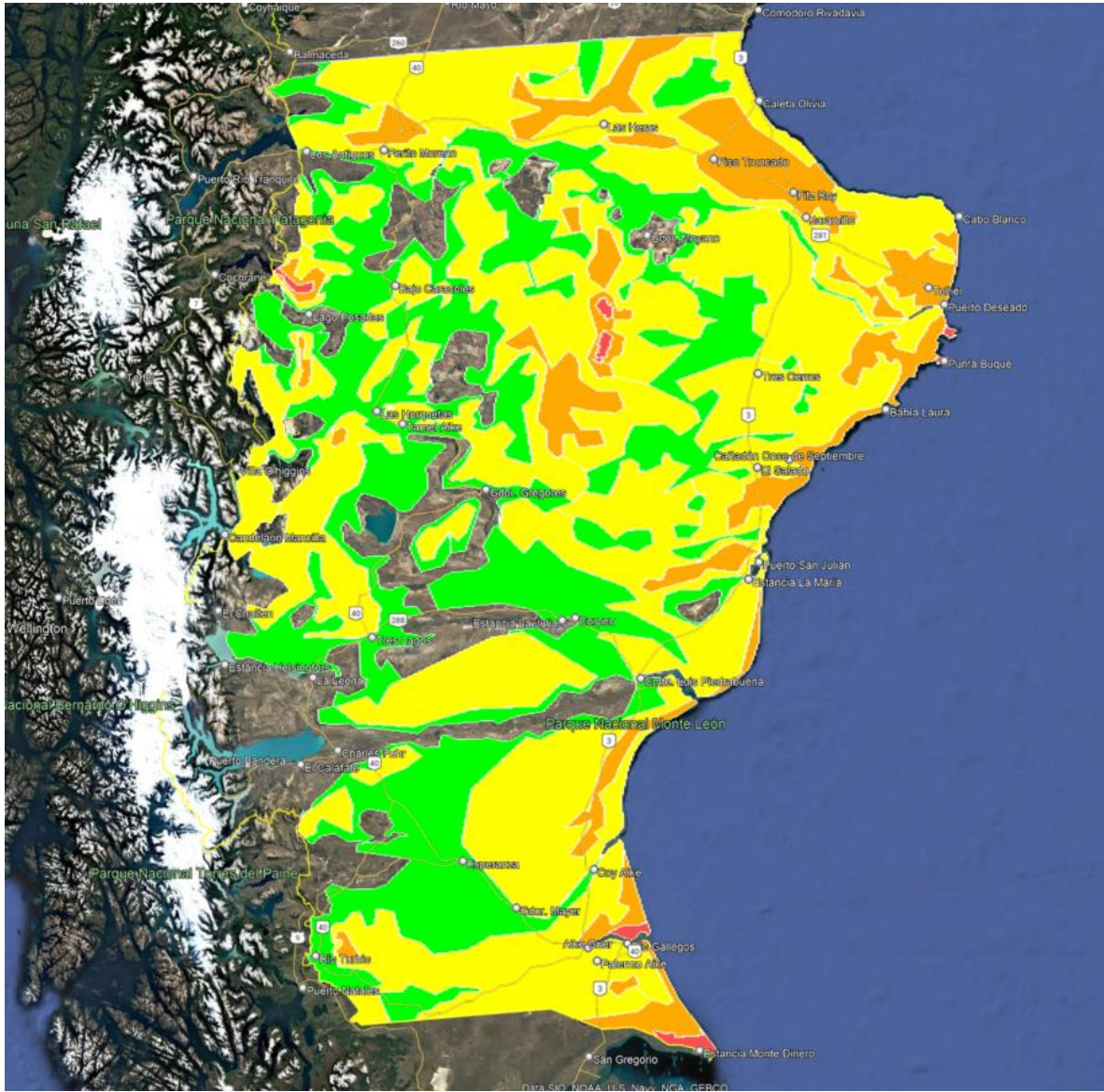


Figura 26: Factor de utilización eólica Santa Cruz

Santa Cruz			
Fac Utiliz	Area (ha)	LCOE	LCOH
70%	99.029	37	2,84
60%	2.322.933	43	3,19
50%	11.202.821	51	3,67
40%	6.504.444	64	4,39

Tabla 6 LCOH aplicado a provincia de Santa Cruz

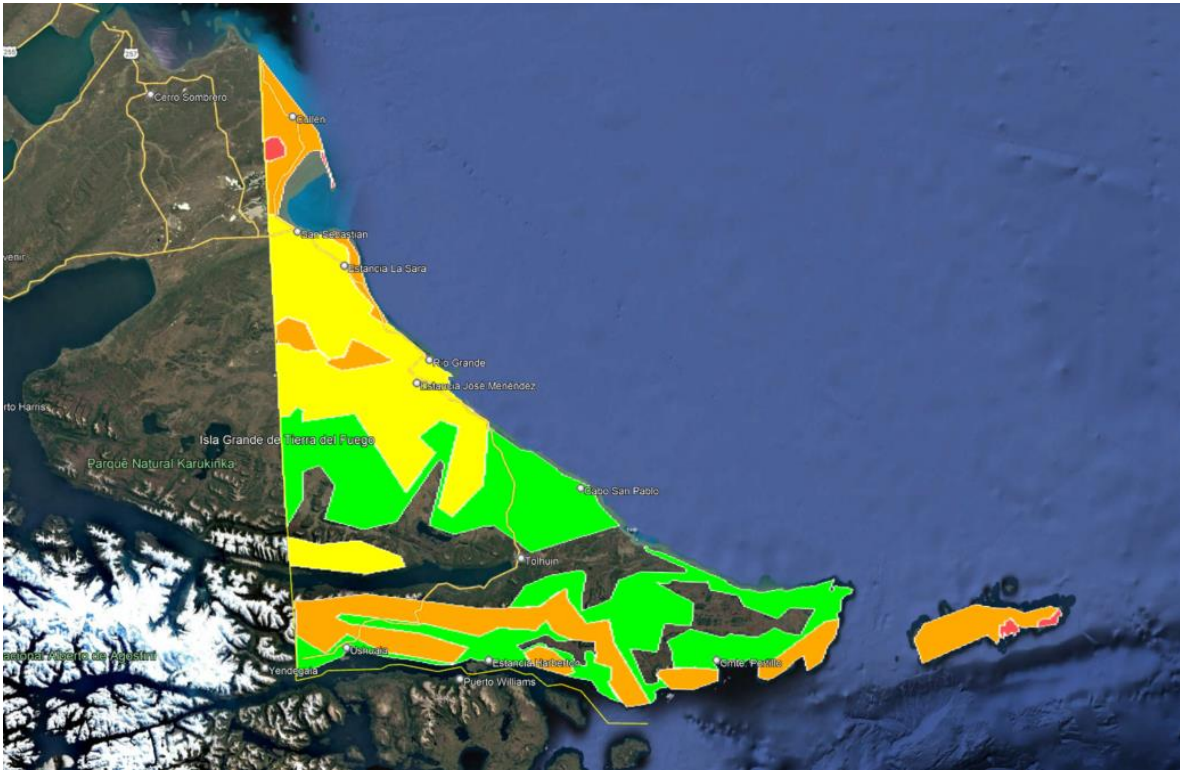


Figura 27: Factor de utilización eólica Tierra del Fuego

T del Fuego			
Fac Utiliz	Area (ha)	LCOE	LCOH
70%	15.317	37	2,84
60%	438.712	43	3,19
50%	481.103	51	3,67
40%	697.976	64	4,39

Tabla 7 LCOH aplicado a provincia de Tierra del Fuego

10.2. Beneficios y desafíos para Argentina

Por lo visto anteriormente el potencial argentino es considerable debido a los fuertes vientos que se presentan en la Patagonia y esto deriva en un bajo costo de energía verde, debido a sus abundantes recursos naturales y a su creciente interés en la transición energética global. Sin embargo, la implementación efectiva de esta industria enfrenta diversos desafíos que deben abordarse para garantizar su viabilidad y competitividad a nivel internacional. A continuación, se analizan las principales ventajas competitivas que posicionan a Argentina como un jugador clave en el mercado global del hidrógeno verde, así como los desafíos técnicos, económicos y regulatorios que deben superarse para consolidar su rol en esta industria emergente.

10.2.1. Ventajas competitivas en el mercado global de hidrógeno verde.

Argentina posee diversas ventajas que la convierten en un país atractivo para la producción de hidrógeno verde entre las que pueden destacarse la fortaleza de disponer de recursos renovables abundantes en zonas poco pobladas como la Patagonia, donde la densidad poblacional no supera las 2 personas por kilómetro cuadrado y los vientos generan factores de capacidad eólica con disponibilidad superior al 50%.

Gracias a su alto potencial de generación renovable, Argentina puede producir hidrógeno verde a costos relativamente bajos en comparación con otras regiones del mundo. Esto es crucial para la competitividad en un mercado global en el que el precio del hidrógeno verde es un factor determinante.

La ubicación geográfica de Argentina le permite acceder a mercados clave como Europa y Asia, donde la demanda de hidrógeno verde está en aumento. Además, su cercanía con Brasil y Chile podría favorecer acuerdos estratégicos dentro de la región sudamericana.

Si bien es necesario ampliar la capacidad de transporte y almacenamiento de energía, Argentina cuenta con una infraestructura eléctrica en crecimiento y una industria de gas natural con gasoductos existentes que podrían adaptarse a la producción y distribución de hidrógeno.

Argentina posee instituciones de investigación y desarrollo avanzadas, así como una industria tecnológica en crecimiento. Esto puede favorecer la innovación en tecnologías de producción, almacenamiento y utilización del hidrógeno verde.

10.2.2. Desafíos técnicos, económicos y regulatorios

A pesar de sus ventajas, Argentina enfrenta diversos desafíos que podrían dificultar el desarrollo de su industria del hidrógeno verde. Se agrupan dentro de tres categorías que a continuación se desarrollan

10.2.2.1. Desafíos técnicos

Aunque Argentina posee un sector energético en expansión, la infraestructura de transmisión eléctrica y la capacidad de almacenamiento de hidrógeno aún requieren importantes inversiones. En particular en la Patagonia, las líneas de alta tensión que sirven principalmente para exportar la energía producida por los parques eólicos que se construyeron a partir de 2015, se encuentran en su máxima capacidad y no permiten la incorporación de nuevos proyectos por falta de capacidad para transportar esta energía. Se requieren grandes inversiones para lo cual existen proyectos del estado existentes, pero actualmente con poco avance que permitirían aprovechar los vientos de la Patagonia, así como sus recursos hídricos en su máximo potencial.

Otro punto para considerar es el nivel de madurez de las tecnologías de producción y almacenamiento de hidrógeno verde que requieren avances tecnológicos para mejorar la eficiencia y reducir costos. La industria local debe fortalecerse para desarrollar y adoptar estas tecnologías a gran escala.

El hidrógeno es un vector energético que requiere infraestructura específica para su transporte debido a su baja densidad en estado gaseoso y la dificultad de transformarlo en un líquido debiendo

para esto licuarlo mediante un proceso de enfriamiento hasta los -253°C . La falta de una red de distribución adecuada es un obstáculo para su comercialización a gran escala.

10.2.2.2. Desafíos económicos

La instalación de plantas de electrólisis y parques eólicos o solares implica inversiones elevadas como ya se vió en las estimaciones realizadas. La incertidumbre en la disponibilidad de financiamiento en un país en desarrollo como Argentina puede ralentizar el desarrollo de proyectos.

La atracción de inversión extranjera es clave para impulsar la industria. Sin embargo, la situación económica de Argentina y la volatilidad macroeconómica pueden generar incertidumbre para los inversores internacionales.

Países como Australia, Chile y Europa están avanzando rápidamente en la producción de hidrógeno verde y han implementado políticas de incentivo que pueden colocar a Argentina en una posición menos competitiva.

10.2.2.3. Desafíos regulatorios

Aunque existen iniciativas como la Ley 26.123 y el Consorcio H2AR, Argentina aún carece de un marco normativo sólido y de incentivos fiscales que favorezcan el desarrollo del hidrógeno verde como así tiene Chile y otros países de la zona.

Para exportar hidrógeno verde, Argentina debe garantizar el cumplimiento de estándares internacionales de sostenibilidad y certificación de origen renovable, lo que requiere el desarrollo de mecanismos adecuados de verificación y control.

La estabilidad regulatoria es clave para atraer inversiones. Se necesita una estrategia clara y de largo plazo que garantice previsibilidad a los actores del sector.

11. Conclusión

La presente tesis se propuso evaluar el potencial técnico-económico de Argentina para la producción competitiva de hidrógeno verde a partir de la energía eólica en la Patagonia, específicamente en las provincias de Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego, y analizar su posicionamiento en el contexto global. Para abordar esta cuestión central, se plantearon una serie de preguntas de investigación y objetivos específicos, cuyo alcance y respuesta se detallan a continuación.

El **potencial eólico de la Patagonia y su aprovechamiento para la producción de hidrógeno verde**, identificó y cuantificó al recurso disponible. Se demostró que las provincias analizadas cuentan con un recurso eólico de clase mundial, con extensas áreas donde los factores de capacidad de los parques eólicos pueden superar el 50%, alcanzando incluso el 60% y 70% en zonas significativas. Esta alta disponibilidad del recurso eólico es fundamental, ya que permite proyectar un Costo Nivelado de Energía (LCOE) competitivo, como los valores de entre 37 y 51 USD/MWh estimados para factores de utilización del 70% al 50% respectivamente, lo cual constituye la base para una producción de hidrógeno verde a costos potencialmente bajos.

Respecto a **los costos nivelados de producción de hidrógeno (LCOH) en Argentina y su comparación internacional**, los resultados obtenidos durante el análisis cuantitativo indican que,

para un proyecto tipo de 100 MW con electrólisis alcalina alimentado por energía eólica patagónica, el LCOH promedio se sitúa en 3.36 USD/kg, con un 90% de los escenarios resultando en costos entre 3.14 USD/kg y 3.57 USD/kg. Estos valores posicionan a Argentina de manera **potencialmente competitiva** frente a los costos de producción de hidrógeno verde proyectados en otras regiones pioneras a nivel global. El análisis de sensibilidad también se reveló que la eficiencia del electrolizador y el precio de la energía son las variables de mayor impacto en la determinación del LCOH, con lo cual de mejorar la tecnología de los electrolizadores consiguiendo una mayor eficiencia o reducir los costos de inversión para los parques eólicos se podría obtener aun mejores resultados en el LCOH.

En cuanto a **las ventajas y desventajas técnicas y financieras que enfrenta Argentina**, se identificó que entre las **ventajas competitivas** más destacadas se encuentran la excepcional calidad del recurso eólico patagónico y el potencial de bajos costos de producción derivados del mismo. No obstante, se identificaron **desafíos significativos**:

- **Técnicos:** Principalmente la necesidad de inversión y expansión de la infraestructura de transmisión eléctrica en la Patagonia, y el desarrollo de la logística para el transporte y almacenamiento del hidrógeno.
- **Económicos y Financieros:** La magnitud de las inversiones iniciales requeridas, la incertidumbre asociada al financiamiento en el contexto macroeconómico argentino y la competencia con otros países que ofrecen marcos de incentivos más competitivos y clima de negocio más estables.
- **Regulatorios:** La ausencia de un marco normativo consolidado y específico para el hidrógeno verde que brinde previsibilidad y fomente las inversiones a largo plazo.

Argentina tiene un potencial significativo para convertirse en un líder global en la producción de hidrógeno verde, gracias a sus abundantes recursos renovables y su capacidad para producir energía a bajo costo. Con las políticas adecuadas y una inversión estratégica en infraestructura y tecnología, Argentina puede posicionarse como un actor clave en la transición energética global, contribuyendo a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y al desarrollo de una economía más sostenible.

El hidrógeno verde no solo representa una oportunidad para diversificar la matriz energética del país, sino también para generar empleo, atraer inversiones y fortalecer la industria local. En un mundo que avanza hacia la descarbonización, Argentina tiene la oportunidad de liderar la producción de hidrógeno verde y exportar esta energía limpia a mercados globales, consolidándose como un referente en la transición hacia un futuro más sostenible.

12. Bibliografía

- Agency, I. E. (08 de Julio de 2024). *International Energy Agency*. Obtenido de <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database#>
- Arnold, N. (s.f.). *BMW*. Obtenido de Coches de hidrógeno: todo lo que debes saber: <https://www.bmw.com/es/innovation/coches-de-hidrogeno-asi-funcionan.html>
- B. Kroposki, J. L. (2006). *Electrolysis: Information and Opportunities for Electric Power Utilities*. Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory.
- Christophe Coutanceau, S. B. (2017). *Hydrogen Production: by Electrolysis*. Londres, Reino Unido: Elsevier.
- Emanuele Taibi, H. B. (2020). Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal. Abu Dhabi, Emiratos Arabes Unidos. Obtenido de www.irena.org/publications
- K.W. Harrison, R. R. (2010). Hydrogen Production: Fundamentals and Case Study Summaries. *18th World Hydrogen Energy Conference*, (pág. 21). Essen, Germany.
- Millet, P. (2015). *Hydrogen Production: Electrolysis*. Weinheim, Alemania: Wiley-VCH.
- SayedM.Saba. (2018). The investment costs of electrolysis A comparison of cost studies from the past 30 years. *elsevier*.

13. APENDICE 1: Sensibilidades

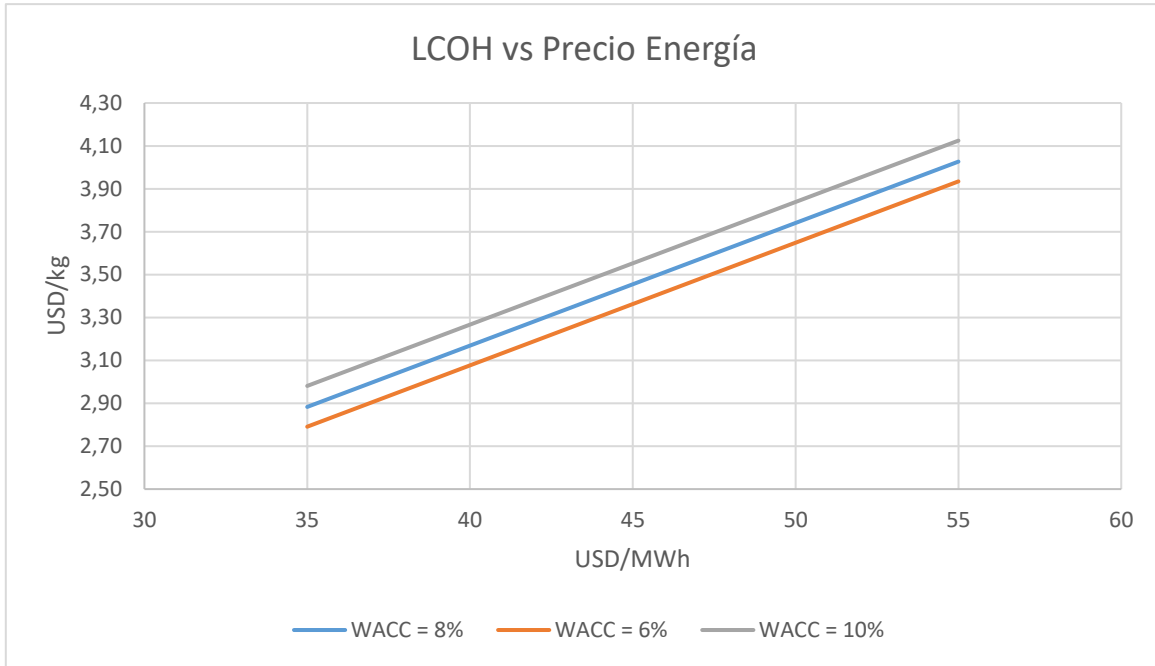


Figura 28: Sensibilidad LCOH vs Precio Energía

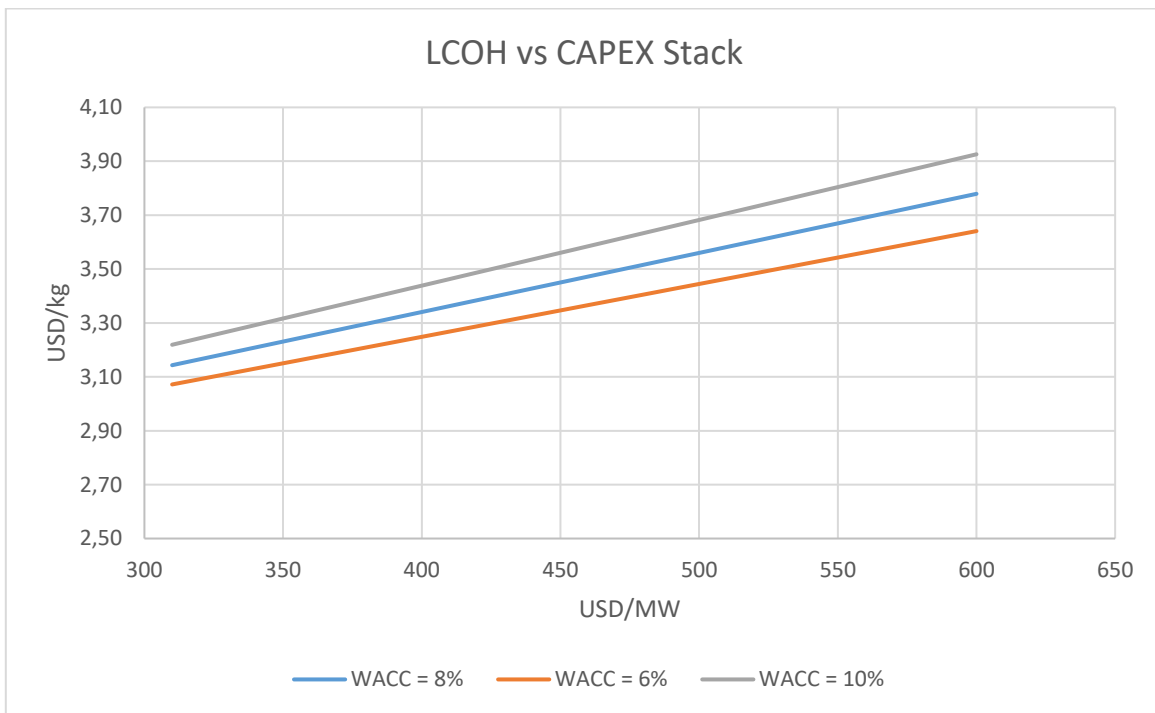


Figura 29: Sensibilidad LCOH vs CAPEX Stack

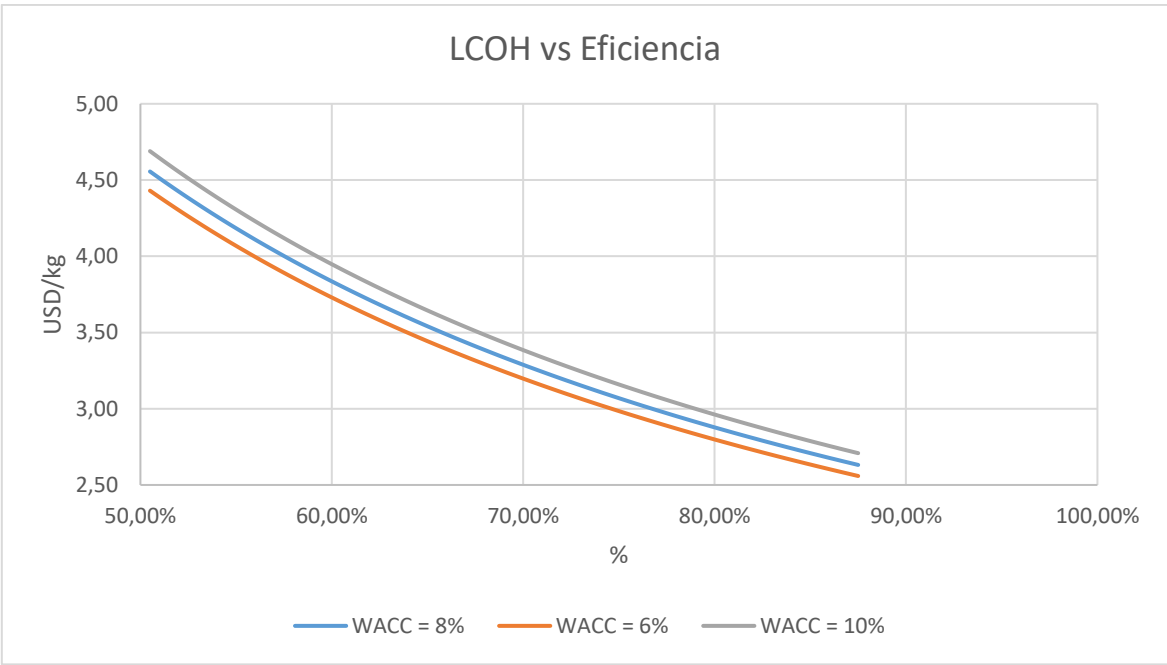


Figura 30: Sensibilidad LCOH vs Eficiencia del electrolizador