



# ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE HIDRÓGENO

Proyecto Final Ingeniería Mecánica

Mariano Carobene  
53769

# Índice

Resumen .....	3
Introducción.....	3
Matriz Energética Mundial.....	3
Producción de Hidrógeno .....	4
Producción de Hidrógeno en Argentina .....	6
Almacenamiento de Energía Mediante Hidrógeno.....	6
Etapas de la Planta y sus Componentes Principales .....	7
Producción de Hidrógeno .....	7
Almacenamiento de Hidrógeno .....	8
Producción de Energía Eléctrica mediante Hidrógeno.....	8
Fuente de Energía Eléctrica .....	9
Modelado Inicial de la Planta.....	10
Energía Disponible del Parque Eólico Diadema II.....	10
Dimensionamiento Inicial .....	11
Capacidad de Entrega de Energía Eléctrica a la Red .....	13
Dimensionamiento de la Planta.....	14
Escenario 1.....	14
Parámetros Principales .....	14
Costos Iniciales de la Planta .....	15
Factor Limitante .....	16
Costos Actualizados.....	16
Escenario 2.....	17
Parámetros Principales .....	17
Factor Limitante .....	18
Costos de la Planta .....	18
Dimensiones de la Planta.....	19
Ubicación Geográfica .....	19
Dimensiones de Equipos Principales.....	19
Layout de Planta .....	20
Evaluación de Rentabilidad.....	21
Conclusiones.....	24
Viabilidad Financiera.....	24
Comparación con otros usos del Hidrógeno .....	24
Responsabilidad Social Ambiental Empresarial .....	25
Bibliografía.....	27
<b>Anexo.....</b>	<b>28</b>
Energía Reducida Diaria – Parque Eólico Diadema II .....	28

Data Sheet Electrolizador Cummins Hylyzer-250..... 31

Data Sheet Electrolizador Cummins Hylyzer-500..... 33

Data Sheet Fuel Cell PemGen CHP-FCPS-1000 ..... 35

Análisis VAN con CAPEX estimados para el año 2030 ..... 36

Análisis VAN para venta directa del hidrógeno..... 38

Análisis VAN incluyendo ventas de Créditos de Carbono ..... 40

Planos de la Planta ..... 42

## Resumen

En este informe se analiza la viabilidad de utilizar el hidrógeno como almacenamiento de energía, para posterior inyección de la misma en la red eléctrica. El objetivo es formular un anteproyecto que analice los principales componentes para este fin y sus costos asociados. Debido al gran abanico de variables que afectan a proyectos de esta índole, se limitó el análisis a 4 etapas principales: fuente inicial de energía eléctrica, generación de hidrógeno, almacenamiento del mismo y generación de electricidad mediante el hidrógeno. Se establecen los componentes principales que se necesitarían en cada etapa y se hace un análisis de viabilidad financiera del proyecto.

El informe comienza contextualizando la matriz energética mundial, su impacto sobre el cambio climático y el rol del hidrógeno en el proceso de descarbonizar la matriz energética. Luego se describen las 4 etapas principales del proyecto sugerido: fuentes de generación de electricidad, posibles métodos para producir hidrógeno, formas de almacenarlo y generación de electricidad a partir del hidrógeno. Mediante selección de componentes y especificaciones técnicas, se analizan resultados económicos de una planta en dos escenarios con distintas escalas de producción de hidrógeno y de generación de electricidad. Finalmente se comparan los resultados con la comercialización del hidrógeno sin producir electricidad.

## Introducción

### Matriz Energética Mundial

La matriz energética mundial actual se compone principalmente de combustibles fósiles, como petróleo, gas natural y carbón, que representan alrededor del 63% de la producción mundial de energía. Las fuentes renovables de energía, como la energía hidroeléctrica, solar y eólica, representan aproximadamente un 24%, mientras que la energía nuclear, térmica renovable y geotermia representan el 13% restante como se puede observar en el Gráfico 1: Generación Eléctrica Mundial (2019). Sin embargo, la proporción de energía renovable está aumentando gradualmente debido a los esfuerzos para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y abordar el cambio climático.

También se están explorando distintas tecnologías para ayudar a abordar los desafíos energéticos y ambientales globales con el fin de poder descarbonizar la matriz energética y por consecuencia disminuir el impacto sobre el cambio climático. Una de esas tecnologías es el uso del hidrógeno como método de almacenamiento y transporte de energía.

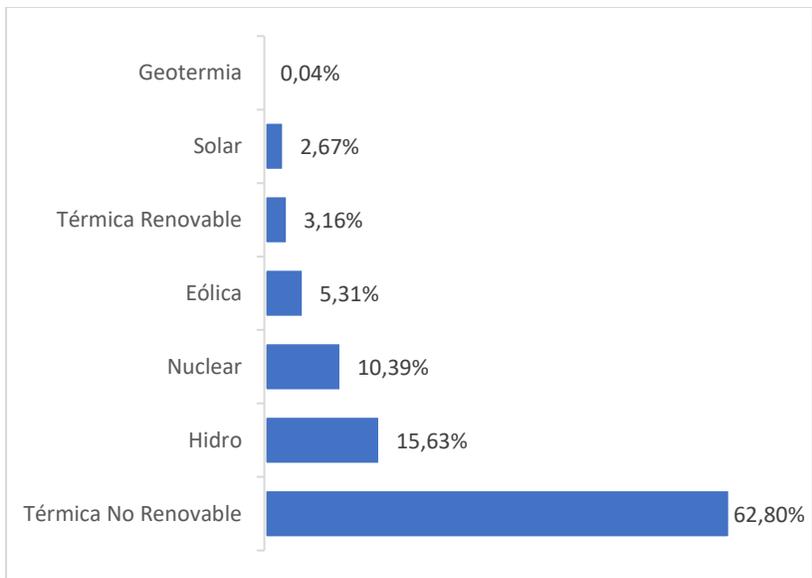


Gráfico 1: Generación Eléctrica Mundial (2019)<sup>1</sup>

### Producción de Hidrógeno

A nivel mundial, la producción de hidrógeno puro ronda los 70 millones de toneladas por año con un adicional de 45 millones de toneladas de hidrógeno combinados con otros gases que son usados para las industrias del acero y el metanol<sup>2</sup>. La principal fuente para la producción de hidrógeno son el metano y el petróleo, y a su vez los principales usos del mismo son la producción de amoníaco y la industria química/refinería.

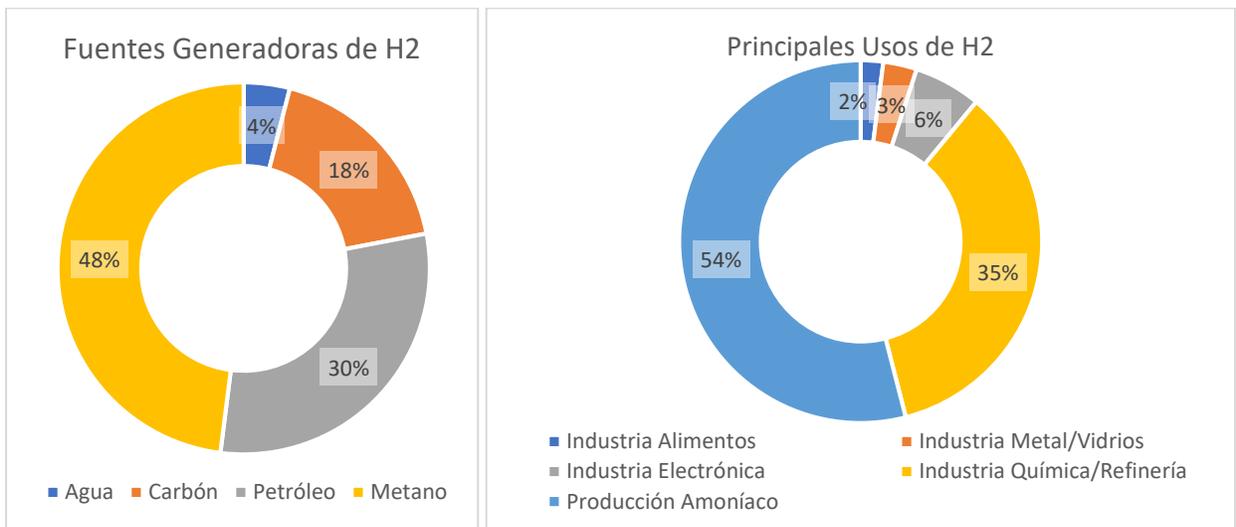


Gráfico 2: Fuentes Generadoras y Principales usos del Hidrógeno

El hidrógeno es el elemento más abundante en el universo, pero no se encuentra en estado libre, sino que se puede encontrar en compuestos orgánicos (enlazado con carbón) o en forma de agua (enlazado con

<sup>1</sup> (OLADE, s.f.)

<sup>2</sup> (IEA, 2019)

oxígeno). Debido a esto, es necesario separar el hidrógeno de sus compuestos para obtenerlo en estado puro. Hay múltiples procesos para la producción de hidrógeno que se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Procesos biológicos: digestión anaeróbica, fermentación
- Procesos de conversión química: gasificación, pirólisis, y reformado
- Procesos electrolíticos: electrolisis
- Procesos fotónicos: fotobiólisis, fotocátalisis, y fotoelectrólisis
- Procesos termofílicos: termólisis directa y por ciclos termoquímicos

Los principales métodos de producción que se usan actualmente de forma industrial son los siguientes:

- Reformado con vapor de agua del gas natural
  - Este proceso consiste en la reacción a altas temperaturas (700-1100°C) entre el vapor de agua y el metano, produciendo a su vez gas natural sintético (syngas). El calor necesario para la reacción es generalmente proporcionado al quemar parte del metano.
  - $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3 \text{H}_2 - 191,7 \text{ kJ/mol}$
- Pirólisis
  - El pirólisis consiste en someter biomasa a altas temperaturas en ausencia de oxígeno para evitar la combustión. Mediante el aporte de calor la biomasa se descompone en CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> y otros compuestos que dependen de la composición de la biomasa.
  - $\text{C}_n\text{H}_m + n\text{H}_2\text{O} \rightarrow (n+m/2)\text{H}_2 + n\text{CO}$
- Electrólisis
  - La electrólisis es el proceso mediante el cual con la aplicación de electricidad se separa el agua en hidrógeno y oxígeno.
  - $\text{H}_2\text{O} + \text{electricidad} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$
  - La gran ventaja de la electrólisis es la posibilidad de usar cualquier fuente de energía para la producción de hidrógeno.

La producción de hidrógeno también se puede clasificar mediante colores que indican la tecnología implementada en su producción y el impacto ambiental que tiene el proceso. Los principales colores que se usan para esta clasificación son el verde, el azul, y el gris.

- Hidrógeno Gris
  - El hidrógeno gris es el más común actualmente. Es producido a partir de combustibles fósiles y el proceso libera dióxido de carbono al ambiente. El proceso de producción es el reformado con vapor de agua del gas natural, detallado arriba.
- Hidrógeno Azul
  - El hidrógeno azul también se produce mediante el proceso de reformado con vapor de agua del gas natural, pero a diferencia del hidrógeno gris, el dióxido de carbono producido es capturado y no se libera al ambiente.
- Hidrógeno Verde
  - El hidrógeno verde es aquel que es producido mediante electrolisis y donde la fuente de energía eléctrica es renovable y no produce emisiones de gases de efecto invernadero.

## Producción de Hidrógeno en Argentina

Argentina actualmente produce hidrógeno a través de procesos industriales que utilizan gas natural como materia prima, principalmente en las refinerías de petróleo. También hay algunos proyectos de producción de hidrógeno verde en el país, utilizando energía renovable para la producción de hidrógeno a través de electrolisis del agua, como el caso de la planta experimental de Pico Truncado en la provincia de Santa Cruz.

En 2020, Argentina produjo alrededor de 400.000 toneladas de hidrógeno, siendo el cuarto productor de hidrógeno en América Latina, detrás de Brasil, México y Colombia. La producción de hidrógeno se utiliza principalmente en la industria petroquímica, aunque también se está explorando el uso del hidrógeno en otros sectores, como el transporte y la generación de energía eléctrica.

El gobierno argentino ha expresado su interés en desarrollar una industria del hidrógeno a nivel nacional e internacional, y se han establecido iniciativas para promover la investigación, el desarrollo y la inversión en tecnologías de producción y uso del hidrógeno. Algunas de estas iniciativas son:

1. Plan Nacional del Hidrógeno: El plan tiene como objetivo producir hidrógeno verde y azul, impulsar la investigación y el desarrollo de tecnologías, y fomentar la inversión y la colaboración con el sector privado.
2. Mesa Nacional del Hidrógeno: se ha creado una mesa de diálogo entre el gobierno, la industria y la academia para promover el desarrollo de la industria del hidrógeno en el país y discutir temas relacionados con la producción, transporte, almacenamiento y uso del hidrógeno.

## Almacenamiento de Energía Mediante Hidrógeno

El uso del hidrógeno que fue estudiado para este proyecto es su uso para almacenar energía y luego poder volver a generar energía eléctrica mediante el mismo, que después es reinyectada a la red eléctrica. El hidrógeno como medio de almacenamiento de energía se está explorando cada vez más debido a su capacidad para almacenar grandes cantidades de energía en forma de gas comprimido o líquido. El hidrógeno puede ser producido a partir de diversas fuentes de energía y una vez producido, el mismo puede ser almacenado y transportado a través de tuberías o camiones cisterna.

Cuando se necesita energía, el hidrógeno se puede usar en una celda de combustible para generar electricidad y calor a través de una reacción química o también quemado dentro de distintos tipos de máquinas térmicas como motores de combustión interna o turbinas. De esta manera, el hidrógeno puede ser utilizado como medio de almacenamiento de energía, permitiendo que la energía generada se utilice cuando sea necesario.

El uso del hidrógeno como medio de almacenamiento de energía aún está en desarrollo y enfrenta algunos desafíos técnicos y económicos, como la eficiencia de la electrólisis, el costo de producción y el transporte del hidrógeno. Sin embargo, se espera que el uso del hidrógeno como medio de almacenamiento de energía crezca en los próximos años, ya que puede desempeñar un papel clave en la transición a una matriz energética más limpia y renovable. Para este proyecto se analizó la viabilidad técnica-financiera de una planta de almacenamiento de energía mediante hidrógeno.

## Etapas de la Planta y sus Componentes Principales

La planta desarrollada en este proyecto tiene tres etapas principales, la producción de hidrógeno, el almacenamiento del mismo, y la producción de energía eléctrica mediante hidrógeno. En las siguientes secciones se describen los componentes principales de cada etapa.

### Producción de Hidrógeno

Para la producción de hidrógeno se decidió usar el método de electrólisis debido a que requiere solo agua y energía eléctrica como inputs. Este método también puede ser considerado el más ecológicamente amigable si se usa una fuente de energía eléctrica renovable (hidrógeno verde). En el Figura 1: Esquema de Planta de Producción de Hidrógeno con Electrolizador se puede ver un esquema de los componentes principales necesarios para producir hidrógeno por electrólisis.

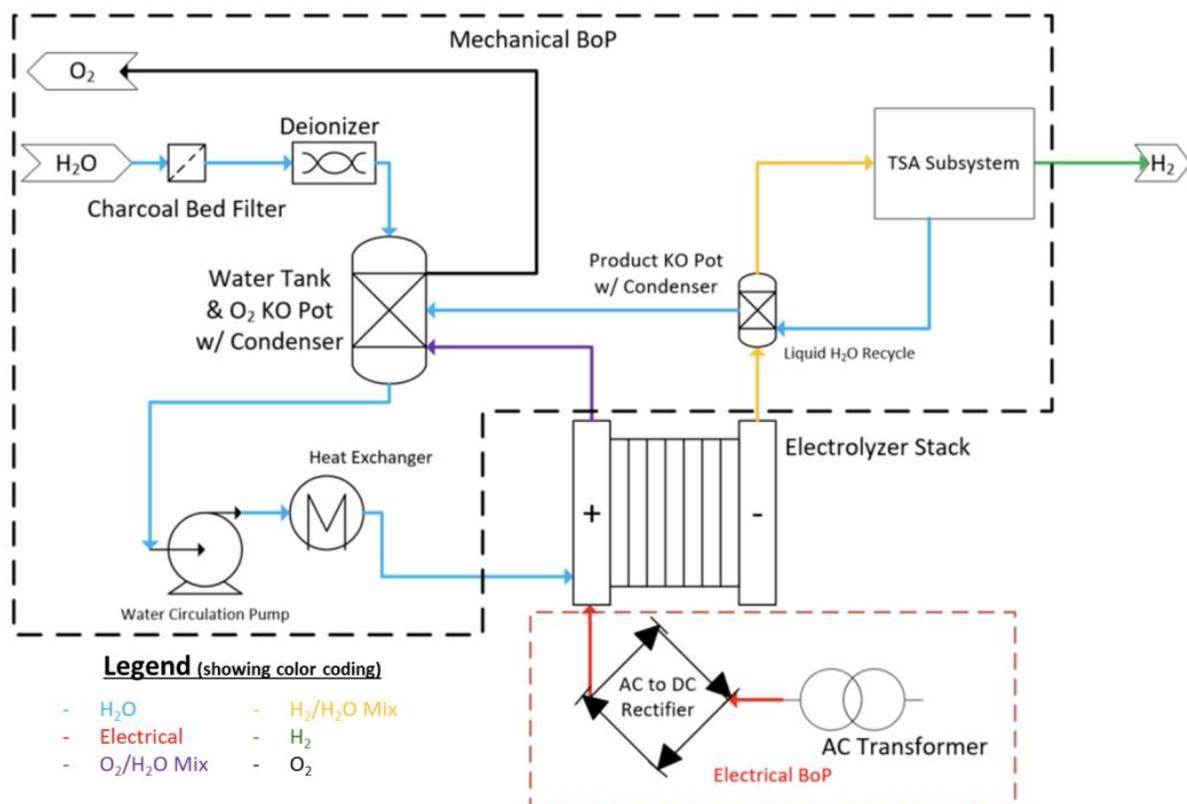


Figura 1: Esquema de Planta de Producción de Hidrógeno con Electrolizador<sup>3</sup>

Existen tres tipos principales de electrolizadores: Alcalinos, de Membrana Polimérica Protónica (PEM por sus siglas en inglés), y de Estado Sólido. De los tres, solo los Alcalinos y los PEM existen de manera comercial en el mercado.

Los Electrolizadores Alcalinos tienen la tecnología más desarrollada hasta el momento y debido a esto también tienen el menor costo. Su funcionamiento consiste en dos electrodos sumergidos en electrolito líquido alcalino por el cual se conducen aniones de  $OH^-$ , separados por un diafragma. Además de su bajo costo, también tiene mantenimiento sencillo dado que no usa metales nobles para sus electrodos u otros

<sup>3</sup> (Peterson, Vickers, & DeSantis, 2020)

componentes. Los inconvenientes de este tipo de electrolizador son que los electrodos se corroen y hay que cambiarlos después de un cierto tiempo de uso, y la principal limitante para esta aplicación es el tiempo elevado de puesto en marcha. Dado esto, no se ajustan a la aplicación de energía renovable ya que la misma tiende a proveer energía de manera más intermitente<sup>4</sup>. Debido a esto, los electrolizadores alcalinos generalmente se encuentran acoplados a baterías y son utilizados como acumuladores de energía.

Los Electrolizadores de Membrana Polimérica Protónica (Polymer Exchange Membrane – PEM) funcionan por medio de un electrolito que es una membrana sólida que conduce H<sup>+</sup>. Estos electrolizadores son de mayor costo que los alcalinos debido a que los materiales de los electrodos son de metales nobles y las placas bipolares están hechas de titanio. A su vez, tienen un bajo tiempo de puesto en marcha lo cual los hace aptos para producir hidrógeno con energía proveniente de fuentes renovables.

Para esta aplicación se decidió usar un electrolizador PEM debido a que su funcionamiento se adapta mejor a las condiciones de entrega de energía del parque eólico.

### Almacenamiento de Hidrógeno

El hidrógeno se puede almacenar de varias formas, cada una con sus ventajas y desventajas. Algunos de los métodos más comunes de almacenamiento de hidrógeno incluyen:

1. Gas de hidrógeno comprimido: El gas hidrógeno se puede almacenar en tanques de alta presión a presiones de hasta 10,000 psi (~689 bar). Este método es relativamente simple y económico, pero los tanques son pesados y ocupan mucho espacio.
2. Hidrógeno líquido: el hidrógeno se puede convertir en líquido enfriándolo a -252.87 °C. Este método permite una densidad de almacenamiento mucho mayor, pero requiere un aislamiento costoso y un equipo criogénico para mantener la temperatura baja.
3. Hidrógeno gaseoso almacenado en materiales sólidos: El hidrógeno se puede almacenar en materiales que pueden absorber y liberar hidrógeno gaseoso según sea necesario. Esto incluye hidruros metálicos, nanotubos de carbono y otros materiales. Estos métodos pueden almacenar hidrógeno a presiones más bajas y con una densidad más alta que el gas comprimido, pero pueden ser menos eficientes y pueden requerir equipos especiales para liberar el hidrógeno.
4. Almacenamiento de hidrógeno en estado sólido: el hidrógeno se puede almacenar en forma sólida uniéndolo a un material sólido, como un metal o un compuesto químico. Este método tiene el potencial de almacenar hidrógeno a altas densidades, pero aún se está investigando y aún no se usa ampliamente.

Para este proyecto se decidió usar el gas de hidrógeno comprimido y almacenado en tanques de alta presión dado su menor costo comparado a otros métodos y que no hay restricciones de espacio para esta implementación.

### Producción de Energía Eléctrica mediante Hidrógeno

Existen dos métodos principales por los cuales se puede producir energía utilizando el hidrógeno como combustible: mediante la quema del mismo y mediante la electroquímica.

---

<sup>4</sup> (Retuerto, n.d.)

El hidrógeno se puede quemar en motores de combustión interna o en turbinas. En estas aplicaciones el hidrógeno puede ser utilizado en forma pura o mezclado con otros combustibles. Estas tecnologías ya son maduras y requieren pocas modificaciones para poder ser usadas con hidrógeno. Al usar estas tecnologías con hidrógeno en vez de con combustibles fósiles, se obtiene el beneficio de disminuir sensiblemente la producción de dióxido y monóxido de carbono y además no es necesario usar hidrógeno de alta pureza. Por otra parte, tienen el inconveniente que producen óxidos de nitrógeno (NOx) y requieren un tratamiento en los gases de escape para disminuir las emisiones de estos gases (en el caso que se combustione con aire atmosférico en vez de oxígeno puro).

Además de los métodos de combustión, el hidrógeno también se puede usar como combustible por medio de la electroquímica. Esta metodología es implementada en las celdas de combustible. Las celdas de combustible tienen un funcionamiento inverso a los electrolizadores, mediante la oxidación de hidrógeno a hidronio en el ánodo y la reducción de oxígeno a agua en el cátodo, se genera un flujo de carga (energía eléctrica) y también agua como subproducto.

De manera similar a los electrolizadores, existen las mismas tecnologías implementadas como celdas de combustible. Nuevamente encontramos que los principales tipos de celda de combustible son Alcalinas, PEM, y de Estado Sólido. Una vez más se decidió usar la tecnología PEM para la celda de combustible dado que este tipo de celdas son menos complejas que las otras (no requieren un electrolito acuoso como las alcalinas), y ya existen implementaciones reales donde son utilizadas para proveer energía eléctrica.

## Fuente de Energía Eléctrica

Para la selección de la fuente de energía eléctrica se analizaron dos posibles escenarios:

1. Comprar energía de la red eléctrica durante los horarios de bajo consumo
2. Comprar energía de fuentes de energía renovable en horarios donde tienen limitaciones para entregar esa energía a la red

Analizando los reportes mensuales de CAMMESA, se observó que en la Patagonia hay reducciones mensuales de energía eólica que supera los 7 GWh (entre enero 2022 y octubre 2022). CAMMESA define la energía reducida como energía no generada a causa de limitaciones debido al control de frecuencia o la saturación del sistema de transporte. Esta energía reducida se calcula durante el periodo de tiempo en que permaneció activa una saturación del sistema de transporte y/o se redujo generación por control de frecuencia del sistema. En la Tabla 1: Energía Eólica Reducida Mensual 2022 se puede ver la energía reducida mensualmente para el 2022 y como se distribuye entre las distintas regiones.

<b>Mes (2022)</b>	<b>Energía Eólica Reducida Total [GWh]</b>	<b>Energía Eólica Reducida – Patagonia [GWh]</b>
<b>Enero</b>	42.4	41.359
<b>Febrero</b>	14.5	14.461
<b>Marzo</b>	17.9	17.424
<b>Abril</b>	8.5	8.499
<b>Mayo</b>	9.4	8.706
<b>Junio</b>	16.6	16.497
<b>Julio</b>	7.7	7.020
<b>Agosto</b>	22.02	20.151
<b>Septiembre</b>	9.2	7.616

<b>Octubre</b>	20.79	19.268
----------------	-------	--------

Tabla 1: Energía Eólica Reducida Mensual 2022

Estudiando los parques eólicos en la Patagonia que fueron afectados por estas reducciones se observó que el Parque Eólico Diadema II ubicado en el Yacimiento Diadema en la provincia de Chubut es el más afectado, con un mínimo de energía reducida mensual de 2057 MWh entre enero y octubre de 2022. En la Tabla 2: Top 3 Parques Eólicos con Mayor Energía Reducida por Mes (2022) se ilustra los top 3 parques eólicos con mayor energía reducida por mes. En la misma se puede observar que el parque Diadema II esta consistentemente entre los 3 con mayor energía reducida cada mes.

<b>Mes (2022)</b>	<b>Energía Eólica Reducida Parque 1 [MWh]</b>	<b>Energía Eólica Reducida Parque 2 [MWh]</b>	<b>Energía Eólica Reducida Parque 3 [MWh]</b>
<b>Enero</b>	Manantiales BEHR - 5747	Diadema II - 4786	Cañadón León - 3781
<b>Febrero</b>	Diadema II - 2816	Manantiales BEHR - 2386	Chubut Norte II - 1123
<b>Marzo</b>	Diadema II - 4796	Manantiales BEHR - 2782	Chubut Norte II - 1857
<b>Abril</b>	Diadema II - 3557	Manantiales BEHR - 1142	Chubut Norte II - 841
<b>Mayo</b>	Diadema II - 2567	Cañadón León - 924	Chubut Norte II - 679
<b>Junio</b>	Diadema II - 2057	Cañadón León - 1811	Puerto Madryn II - 1418
<b>Julio</b>	Diadema II - 2510	Chubut Norte II - 1093	Cañadón León - 797
<b>Agosto</b>	Diadema II - 3995	Cañadón León - 3517	Chubut Norte II - 2738
<b>Septiembre</b>	Diadema II - 2975	Pomona I - 782	Manantiales BEHR - 607
<b>Octubre</b>	Diadema II - 5089	Chubut Norte II - 2539	Cañadón León - 2293

Tabla 2: Top 3 Parques Eólicos con Mayor Energía Reducida por Mes (2022)

Usando la energía reducida del parque eólico, se aprovecha energía que de otra manera no sería usada y además dado su origen se produciría hidrógeno verde ya que la fuente de energía es renovable y el método de producción es electrólisis.

## Modelado Inicial de la Planta

### Energía Disponible del Parque Eólico Diadema II

Para modelar la energía realmente disponible para producir hidrógeno se analizaron los datos de energía reducida por minuto del Parque Eólico Diadema II entre los meses de enero y abril del año 2022. También se tomaron en cuenta dos criterios para calcular la energía que se podría aprovechar para producir hidrógeno:

1. El tiempo mínimo de la reducción tiene que ser mayor igual a 5 minutos

2. La potencia mínima generada durante la reducción tiene que ser mayor igual al 2% de la potencia total del parque (552 kW)<sup>5</sup>

El tiempo mínimo se tomó en cuenta para permitir que los distintos equipos usados en la etapa de producción de hidrógeno tengan tiempo para su puesta en marcha y para permitir que el parque desvíe la energía eléctrica hacia la planta. Se seleccionó un valor de potencia mínima de 2% de la potencia total del parque (equivalente a 552kW) en base a que esta potencia es lo suficientemente alta como para no representar errores de cálculo o medición de la energía reducida.

En base a estos criterios se calculó la energía diaria y mensual reducida que puede ser utilizada para generar hidrógeno. En la Tabla 3: Energía Reducida Mensual del Parque Eólico Diadema II y Tabla 4: Energía Reducida Diaria del Parque Eólico Diadema II se observan los valores mínimos, máximos, y promedios de la energía reducida del parque Diadema II para los meses de enero a abril del 2022.

Mes (2022)	Energía Reducida Mínima Mensual [MWh]	Energía Reducida Máxima Mensual (Sin restricción de tiempo y potencia) [MWh]
Enero	777.90	783.01
Febrero	489.64	493.29
Marzo	926.83	932.52
Abril	1168.17	1179.69

Tabla 3: Energía Reducida Mensual del Parque Eólico Diadema II

	Con Restricción de Tiempo y Potencia [MWh]	Sin Restricción de Tiempo y Potencia [MWh]
Energía Reducida Mínima Diaria	0.37	0.01
Energía Reducida Máxima Diaria	133.66	133.66
Energía Reducida Promedio Diaria	28.02	28.24

Tabla 4: Energía Reducida Diaria del Parque Eólico Diadema II

## Dimensionamiento Inicial

Una vez que se determinó la energía disponible para producir hidrógeno, se procedió a hacer un dimensionamiento y selección inicial de los distintos componentes que se necesitan para la planta. Estos componentes se dividen en 4 etapas principales, más los sistemas auxiliares mecánicos y eléctricos:

1. Producción de hidrógeno
  - a. Electrolizador
2. Almacenamiento
  - a. Tanques a presión
3. Producción de energía eléctrica mediante hidrógeno
  - a. Fuel Cell
4. Componentes Eléctricos para la Integración de la Energía Eléctrica a la Red
5. Sistemas Auxiliares Mecánicos (SAM) & Sistemas Auxiliares Eléctricos (SAE)

<sup>5</sup> Una descripción técnica del parque eólico Diadema II se encuentra en el apéndice

En la siguiente tabla se puede observar los parámetros principales de los componentes y también el rango de precios de los componentes.

Etapa	Componente	Parámetro Principal	Costo Mínimo	Costo Máximo
<b>Producción de H2</b>	Electrolizador PEM	Consumo Especifico: 55 kWh/kg.H2	\$1000 USD/kW	\$1500 USD/kW
<b>Almacenamiento</b>	Tanque a Presión	Presión de almacenamiento: 500 bar	\$56 USD/Nm3.H2	
<b>Producción de Energía Eléctrica mediante H2</b>	PEM Fuel Cell	Consumo Nominal: 59 kg.H2/MWh	\$1188 USD/kW	\$1452 USD/kW
<b>Componentes Eléctricos para Integración a la Red</b>	Inverter	-	\$67 USD/kW	
<b>Componentes Eléctricos para Integración a la Red</b>	Costo Adicionales de Integración a la Red	-	\$20 USD/kW	
<b>Sistemas Auxiliares Mecánicos y Eléctricos</b>	SAM	Consumo Especifico: 5.4 kWh/kg.H2	\$167.28 USD/kW	
<b>Sistemas Auxiliares Mecánicos y Eléctricos</b>	SAE	Consumo Especifico: 5.4 kWh/kg.H2	\$148.83 USD/kW	
<b>Producción de H2</b>	Costo de Energía Eléctrica		\$40.27 USD/MWh	\$50.07 USD/MWh

Tabla 5: Variables y costos iniciales de componentes principales de la planta

En base a la Tabla 5, se pueden determinar los gastos de capital (CAPEX) y los gastos operacionales (OPEX) iniciales de la planta. El CAPEX se calculó como la suma de los distintos componentes de la planta mientras que para el OPEX solo se tiene en cuenta el consumo de energía eléctrica para estos cálculos iniciales.

En la Tabla 6: Valores Iniciales de CAPEX y OPEX se ven los valores máximos y mínimos de CAPEX y OPEX en base a la potencia de los principales componentes instalados:

	Valor Mínimo	Valor Máximo
<b>CAPEX (Costo de equipos principales de la planta)</b>	\$ 2,647.11 USD/kW + \$ 56 USD/Nm3.H2	\$ 3,411.11 USD/kW + \$ 56 USD/Nm3.H2
<b>OPEX (Costo por kg.H2 producido) [USD/kg.H2 producido]</b>	\$ 2.43	\$ 3.02

Tabla 6: Valores Iniciales de CAPEX y OPEX

## Capacidad de Entrega de Energía Eléctrica a la Red

Para determinar el tiempo durante el cual se puede inyectar energía a la red eléctrica se analizaron la frecuencia de restricciones para el Parque Eólico Diadema II y además las curvas de típicas de demanda. En el Gráfico 3 se puede observar la frecuencia de cortes del parque eólico a lo largo de las distintas horas del día.

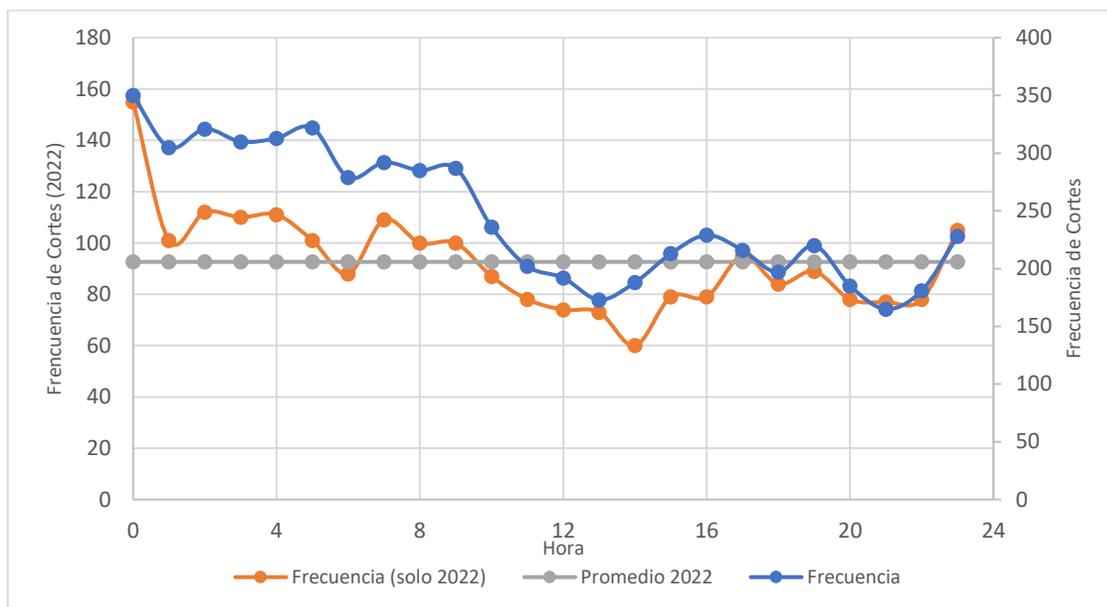


Gráfico 3: Frecuencia de cortes del Parque Eólico Diadema II

Utilizando la frecuencia de cortes del 2022, se calculó que el promedio de frecuencia cortes horarios es de 92.6 cortes (para los meses de enero a abril). Se puede observar que los periodos de 10hs a 16hs y 18hs a 22hs (un total de 10 horas) están por debajo de la frecuencia promedio de cortes. Además, analizando las curvas de demanda de verano e invierno de Argentina, observamos que estos periodos coinciden con los periodos de mayor demanda energética.

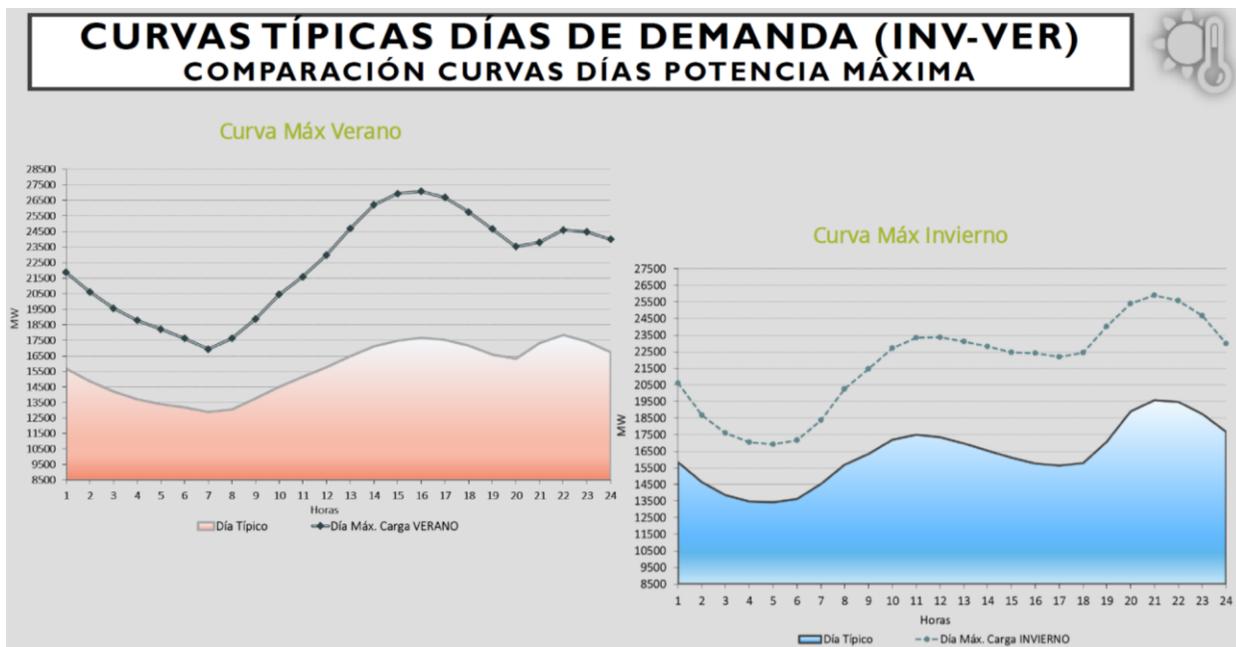


Gráfico 4: Curvas de Demanda de Verano e Invierno<sup>6</sup>

## Dimensionamiento de la Planta

Utilizando los valores de costos iniciales calculados en la sección anterior y los valores estadísticos de energía reducida del parque eólico Diadema II, se plantearon dos escenarios de planta con el fin de evaluar si un escenario proponía un mayor rédito económico.

### Escenario 1

Para el primer escenario, se dimensionó la planta en base a las siguientes decisiones de diseño:

- El electrolizador se seleccionó en base a la energía reducida promedio por día (28.02 MWh/día)
- El almacenamiento de hidrógeno se dimensionó para poder almacenar la máxima cantidad de hidrógeno que puede producir el electrolizador en un día más un margen de 20%
- El fuel cell se seleccionó en base a poder entregar una potencia nominal de 1MW durante 8.5 horas por día

### Parámetros Principales

Como consecuencia de los criterios anteriores se seleccionaron los siguientes componentes principales:

- **Electrolizador** – Cummins Hylyzer-250<sup>7</sup>
  - Potencia Nominal = 1.24 MW
  - Consumo Especifico = 55 kWh/kg.H<sub>2</sub>
  - Producción máxima diaria = 539 kg.H<sub>2</sub>
- **Fuel Cell** – PemGen CHP-FCPS-1000<sup>8</sup>
  - Potencia Nominal = 1 MW

<sup>6</sup> (CAMMESA, 2022)

<sup>7</sup> Data Sheet Electrolizador Cummins Hylyzer-250

<sup>8</sup> Data Sheet Fuel Cell PemGen CHP-FCPS-1000

- Consumo específico = 59 kg.H2/MWh

En la Tabla 7: Parámetros principales de la planta para el escenario 1 se describen los parámetros principales de la planta:

Componente	Parámetro	Valor
<b>Electrolizador – Cummins Hylyzer-250</b>	Consumo Especifico [kWh/kg.H2]	55
	Producción máxima diaria [kg.H2/día]	539
	Producción promedio diaria [kg.H2/día]	509.47
<b>SAM &amp; SAE</b>	Consumo Especifico [kWh/kg.H2]	5.4
<b>Almacenamiento (Tanques a Presión)</b>	Volumen Total Para Almacenar [Nm <sup>3</sup> .H2]	7196.30
<b>Fuel Cell – PemGen CHP-FCPS-1000</b>	Potencia Nominal [MW]	1
	Consumo Especifico [kg.H2/MWh]	59
	Tiempo de Inyección a Red Eléctrica [horas]	8.5
	Energía Generada por Día [MWh/día]	8.5
	Consumo Diario [kg.H2/día]	501.5

Tabla 7: Parámetros principales de la planta para el escenario 1

La producción promedio del electrolizador está basada en disponer de 28.02 MWh/día en promedio para poder producir hidrógeno.

#### Costos Iniciales de la Planta

Utilizando los valores estimativos calculados en la sección de Dimensionamiento Inicial, se calculó un rango de costos de CAPEX y se adicióno costos de operación y mantenimiento (O&M) de la planta. Para los costos de O&M se consideraron los siguientes valores por potencia instalada:

- O&M Electrolizador y Sistema de Producción de Hidrógeno: \$ 14.48 USD/kW.año
- O&M Fuel Cell y Sistema de Producción de Energía Eléctrica: \$ 13.43 USD/kW.año
- O&M Almacenamiento: \$ 0.60 USD/kW.año

Los valores operación y mantenimiento (O&M) se basan en el análisis presente en el reporte “2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment”<sup>9</sup>. Además de los costos de capital (CAPEX) y los de O&M, el otro factor clave para tener en cuenta es el precio de la energía que sería contemplado como un costo de operación de la planta (OPEX). En la Tabla 5: Variables y costos iniciales de componentes principales de la planta se puede ver que los valores de energía eléctrica para parques eólicos rondan entre los \$40 y \$60 USD por MWh. Dado que en este caso se estaría usando energía que el parque eólico no puede vender a la red eléctrica, se propone comprar esa energía a una fracción del valor. En principio se planteó que ese valor sería \$20 USD/MWh. Para el cálculo de OPEX se consideró un consumo diario de

<sup>9</sup> (Mongird, Viswanathan, Alam, Vartanian, & Sprengle, 2020)

28.02 MWh/día (10227.7 MWh/año). Se planteó ese valor de compra de energía (que representa un 50% del precio adjudicado al parque eólico<sup>10</sup>) dado que se considera que, si no fuese por el consumo de la planta de hidrógeno, esta energía no se inyectaría a la red eléctrica, y el parque eólico no tendría ingresos por la misma. Cabe destacar que este valor tendría que ser negociado con la empresa administradora del parque eólico.

En la Tabla 8: Costos CAPEX, O&M, y OPEX - escenario 1 se puede ver la distribución de costos entre los distintos componentes y los costos totales de CAPEX, O&M, y OPEX de la planta.

Tipo	Componente	Valor Mínimo	Valor Máximo
<b>CAPEX</b>	Electrolizador Cummins Hylyzer-250	\$ 1,235,208.33 USD	\$ 1,852,812.50 USD
	SAM	\$ 206,625.65 USD	\$ 206,625.65 USD
	SAE	\$ 183,836.06 USD	\$ 183,836.06 USD
	Almacenamiento	\$ 402,992.62 USD	\$ 402,992.62 USD
	Fuel Cell PemGen CHP-FCPS-1000	\$ 1,188,000.00 USD	\$ 1,452,000.00 USD
	Inverter	\$ 67,000.00 USD	\$ 67,000.00 USD
	Integración a Red Eléctrica	\$ 20,000.00 USD	\$ 20,000.00 USD
<b>CAPEX Total</b>		<b>\$ 3,303,662.66 USD</b>	<b>\$ 4,185,266.83 USD</b>
<b>O&amp;M</b>	O&M Electrolizador	\$ 17,885.82 USD/año	\$ 17,885.82 USD/año
	O&M Fuel Cell	\$ 13,430.00 USD/año	\$ 13,430.00 USD/año
	O&M Almacenamiento	\$ 741.13 USD/año	\$ 741.13 USD/año
<b>O&amp;M Total</b>		<b>\$ 32,056.94 USD/año</b>	<b>\$ 32,056.94 USD/año</b>
<b>OPEX</b>	Energía Eléctrica	\$ 204,553.91 USD/año	\$ 204,553.91 USD/año
<b>OPEX Total</b>		<b>\$ 204,553.91 USD/año</b>	<b>\$ 204,553.91 USD/año</b>

Tabla 8: Costos CAPEX, O&M, y OPEX - escenario 1

### Factor Limitante

Debido a que la producción de hidrógeno fue dimensionada en base a la energía reducida promedio del parque eólico, la producción diaria está limitada por el electrolizador seleccionado. Para determinar qué impacto tiene esto sobre la energía que podría aprovechar se analizó que porcentaje de la energía reducida superaba el valor máximo que el electrolizador puede aprovechar en un día.

Dado que el electrolizador tiene una producción máxima diaria de 539 kg.H<sub>2</sub>/día y que el consumo específico del mismo es de 55 kWh/kg.H<sub>2</sub>, el electrolizador tiene un consumo máximo diario de 29645 kWh/día o 29.6 MWh/día. Analizando la energía reducida diaria del Parque Eólico Diadema II para los meses de enero a abril del 2022, se observó que si se aplica un valor máximo diario de 29.6 MWh/día el promedio de energía reducida diaria que puede aprovechar la planta para producir hidrógeno baja un 55% a un valor de 15.29 MWh/día. En la Tabla 20: Energía Reducida Diaria – Parque Eólico Diadema II del Anexo se pueden visualizar los valores de energía reducida diaria y como estos son afectados por este límite.

### Costos Actualizados

Por causa del factor limitante anteriormente desarrollado, los costos de OPEX tienen que ser actualizados para un valor de 15.29 MWh/día o 5579.7 MWh/año. Usando el nuevo valor de energía reducida que se

<sup>10</sup> Precio adjudicado por el programa RenovAr para el Parque Eólico Diadema II es de \$40.27 USD/MWh

puede aprovechar, se puede producir un promedio de 277.94 kg.H2/día (101448.6 kg.H2/ año). Esta producción de hidrógeno permite producir 4.7 MWh de energía eléctrica por día lo que es igual a una producción de 1719.5 MWh/año, lo que equivale a una eficiencia de 31% de la energía eléctrica utilizada.

En la Tabla 9: Costos CAPEX, O&M, y OPEX Actualizados - escenario 1 se puede visualizar los costos actualizados de CAPEX, O&M, y OPEX de la planta.

Tipo	Valor Mínimo	Valor Máximo
<b>CAPEX Total</b>	<b>\$ 3,303,662.66 USD</b>	<b>\$ 4,185,266.83 USD</b>
<b>O&amp;M Total</b>	<b>\$ 32,056.94 USD/año</b>	<b>\$ 32,056.94 USD/año</b>
<b>OPEX Total</b>	<b>\$ 111,593.48 USD/año</b>	<b>\$ 111,593.48 USD/año</b>

Tabla 9: Costos CAPEX, O&M, y OPEX Actualizados - escenario 1

## Escenario 2

Para el segundo escenario, se dimensionó la planta en base a las siguientes decisiones de diseño:

- La capacidad de producción de hidrógeno se aumentó en un 100%
- El almacenamiento de hidrógeno se dimensionó para poder almacenar la máxima cantidad de hidrógeno que puede producir el electrolizador en un día más un margen de 20%
- Se duplica la cantidad de fuel cell para poder entregar una potencia nominal de 2MW durante 8.5 horas por día

## Parámetros Principales

Como consecuencia de los criterios anteriores se seleccionaron los siguientes componentes principales:

- **Electrolizador** – Cummins Hylyzer-500<sup>11</sup>
  - Potencia Nominal = 2.43 MW
  - Consumo Especifico = 54 kWh/kg.H2
  - Producción máxima diaria = 1080 kg.H2
- **Fuel Cell** – PemGen CHP-FCPS-1000<sup>12</sup>
  - Potencia Nominal = 1 MW
  - Consumo especifico = 59 kg.H2/MWh

En la Tabla 10: Parámetros principales de la planta para el escenario se describen los parámetros principales de la planta:

Componente	Parámetro	Valor
<b>Electrolizador – Cummins Hylyzer-500</b>	Consumo Especifico [kWh/kg.H2]	54
	Producción máxima diaria [kg.H2/día]	1080
	Producción promedio diaria [kg.H2/día]	518.91
<b>SAM &amp; SAE</b>	Consumo Especifico [kWh/kg.H2]	5.4

<sup>11</sup> Data Sheet Electrolizador Cummins Hylyzer-500

<sup>12</sup> Data Sheet Fuel Cell PemGen CHP-FCPS-1000

<b>Almacenamiento (Tanques a Presión)</b>	Volumen Total Para Almacenar [Nm <sup>3</sup> .H <sub>2</sub> ]	14419.30
<b>Fuel Cell – PemGen CHP-FCPS-1000</b>	Potencia Nominal [MW]	1
	Consumo Especifico [kg.H <sub>2</sub> /MWh]	59
	Tiempo de Inyección a Red Eléctrica [horas]	8.5
	Energía Generada por Día [MWh/día]	8.5
	Consumo Diario [kg.H <sub>2</sub> /día]	501.5

Tabla 10: Parámetros principales de la planta para el escenario 2

La producción promedio del electrolizador está basada en disponer de 28.02 MWh/día en promedio para poder producir hidrógeno.

#### Factor Limitante

Nuevamente se observó que el electrolizador seleccionado es el factor limitante para la producción de hidrógeno. En este caso la producción máxima diaria del electrolizador es de 1080 kg.H<sub>2</sub>/día lo que equivale a un consumo máximo de 58.3 MWh/día. Una vez más se analizó la energía reducida diaria del Parque Eólico Diadema II para los meses de enero a abril del 2022 y al aplicar un valor máximo de 58.3 MWh/día, la energía que se puede aprovechar para producir hidrógeno baja un 20% a un valor promedio de 22.47 MWh/día.

Usando el nuevo valor de energía reducida que se puede aprovechar, se puede producir un promedio de 416.19 kg.H<sub>2</sub>/día (151908.3 kg.H<sub>2</sub>/ año). Esta producción de hidrógeno permite producir 7.1 MWh de energía eléctrica por día lo que es igual a una producción de 2574.7 MWh/año, lo que equivale a una eficiencia de 31% de la energía eléctrica utilizada.

#### Costos de la Planta

Para este escenario se volvió a utilizar los valores estimativos calculados en la sección de Dimensionamiento Inicial y los costos de O&M utilizados en el escenario 1. Asimismo, se consideró un costo de \$20 USD/MWh para la energía eléctrica que se compra del parque eólico y se utilizó el valor promedio 22.47 MWh/día como el consumo diario.

En la Tabla 11: Costos CAPEX, O&M, y OPEX - escenario 2 se puede visualizar la distribución de costos entre los distintos componentes y los costos totales de CAPEX, O&M, y OPEX de la planta.

Tipo	Componente	Valor Mínimo	Valor Máximo
<b>CAPEX</b>	Electrolizador Cummins Hylyzer-500	\$ 2,430,000.00 USD	\$ 3,645,000.00 USD
	SAM	\$ 330,480.00 USD	\$ 330,480.00 USD
	SAE	\$ 294,030.00 USD	\$ 294,030.00 USD
	Almacenamiento	\$ 807,480.58 USD	\$ 807,480.58 USD
	Fuel Cell PemGen CHP-FCPS-1000 x 2	\$ 2,376,000.00 USD	\$ 2,904,000.00 USD
	Inverter	\$ 67,000.00 USD	\$ 67,000.00 USD
	Integración a Red Eléctrica	\$ 20,000.00 USD	\$ 20,000.00 USD
<b>CAPEX Total</b>		<b>\$ 5,136,990.58 USD</b>	<b>\$ 6,615,990.58 USD</b>

<b>O&amp;M</b>	O&M Electrolizador	\$ 35,186.40 USD/año	\$ 35,186.40 USD/año
	O&M Fuel Cell	\$ 26,860.00 USD/año	\$ 26,860.00 USD/año
	O&M Almacenamiento	\$ 1,458.00 USD/año	\$ 1,458.00 USD/año
<b>O&amp;M Total</b>		<b>\$ 63,504.40 USD/año</b>	<b>\$ 63,504.40 USD/año</b>
<b>OPEX</b>	Energía Eléctrica	\$ 41,015.25 USD/año	\$ 41,015.25 USD/año
<b>OPEX Total</b>		<b>\$ 164,061.01 USD/año</b>	<b>\$ 164,061.01 USD/año</b>

Tabla 11: Costos CAPEX, O&M, y OPEX - escenario 2

## Dimensiones de la Planta

### Ubicación Geográfica

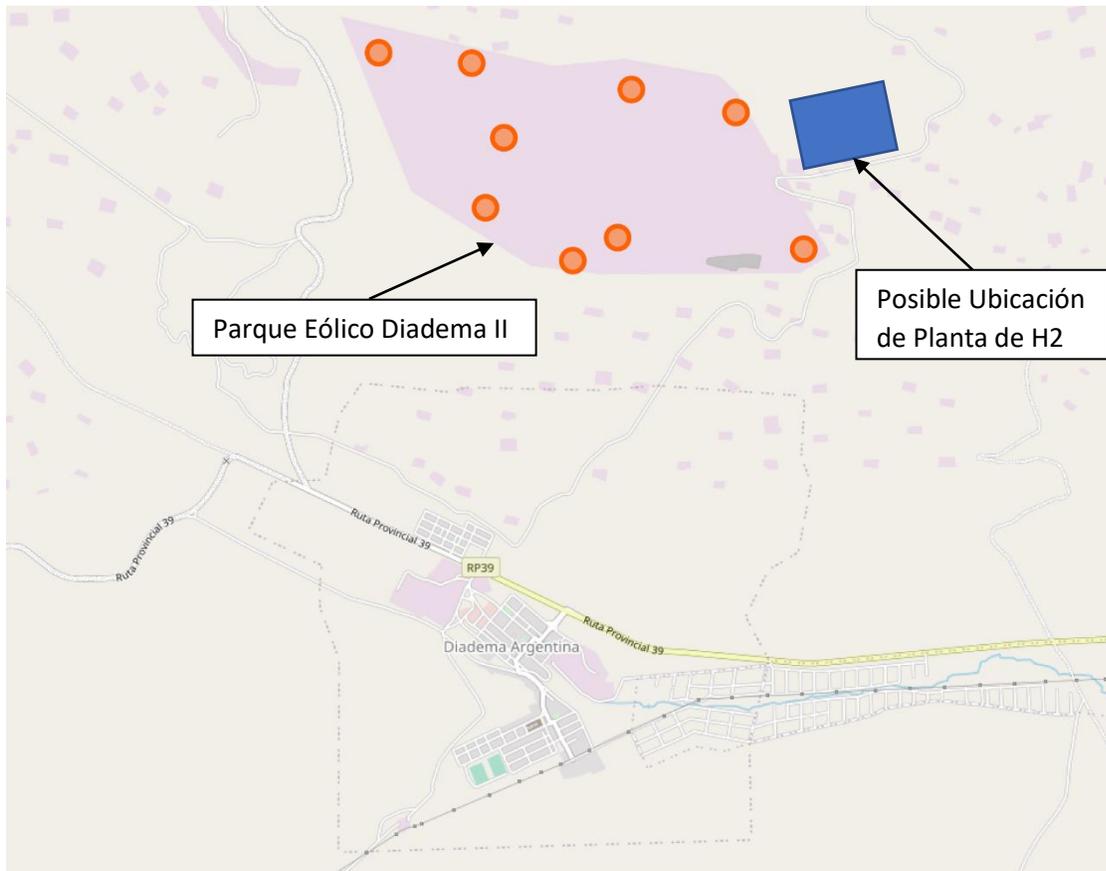


Figura 2: Ubicación del Parque Eólico Diadema II y Posible Ubicación de Planta de H2

El Parque Eólico Diadema II está ubicado a unos pocos kilómetros del pueblo de Diadema (el cual pertenece al municipio de Comodoro Rivadavia) en la provincia de Chubut. La Planta de H2 debería situarse lo más cerca al parque posible para disminuir los costos de la conexión eléctrica al mismo parque. Como se puede ver en la Figura 2: Ubicación del Parque Eólico Diadema II y Posible Ubicación de Planta de H2 se propone que la planta de hidrógeno se sitúe al noreste del parque eólico.

### Dimensiones de Equipos Principales

En la siguiente tabla se puede visualizar las dimensiones de los equipos principales de la planta y si tienen algún requisito adicional de espacio.

<b>Equipo</b>	<b>Dimensiones</b>	<b>Requisitos Adicionales</b>
<b>Electrolizador Cummins Hylyzer-250</b>	1 contenedor de 40 pies y 1 contenedor de 20 pies	Área total de 18 m x 11m (incluyendo área de mantenimiento) Debe ser colocado sobre una superficie plana de hormigón o una estructura de acero. Apto para instalación externa.
<b>Electrolizador Cummins Hylyzer-500</b>	2 contenedores de 40 pies	Área total de 18 m x 11m (incluyendo área de mantenimiento) Debe ser colocado sobre una superficie plana de hormigón o una estructura de acero. Apto para instalación externa.
<b>Fuel Cell PemGen CHP-FCPS-1000</b>	1 contenedor de 40 pies	Debe ser colocado sobre una superficie plana de hormigón o una estructura de acero. Apto para instalación externa.
<b>Almacenamiento Escenario 1</b>	1 contenedor de 20 pies y 1 contenedor de 10 pies	Debe ser colocado sobre una superficie plana de hormigón o una estructura de acero. Apto para instalación externa.
<b>Almacenamiento Escenario 2</b>	1 contenedor de 40 pies y 1 contenedor de 10 pies	Debe ser colocado sobre una superficie plana de hormigón o una estructura de acero. Apto para instalación externa.

*Tabla 12: Dimensiones de equipos principales*

### Layout de Planta

En las siguientes figuras se puede observar el layout de planta de los dos casos planteados anteriormente. En el layout están incluidos los componentes principales, las conexiones entre equipos, y algunas observaciones para tener en cuenta en cómo van instalados los componentes.

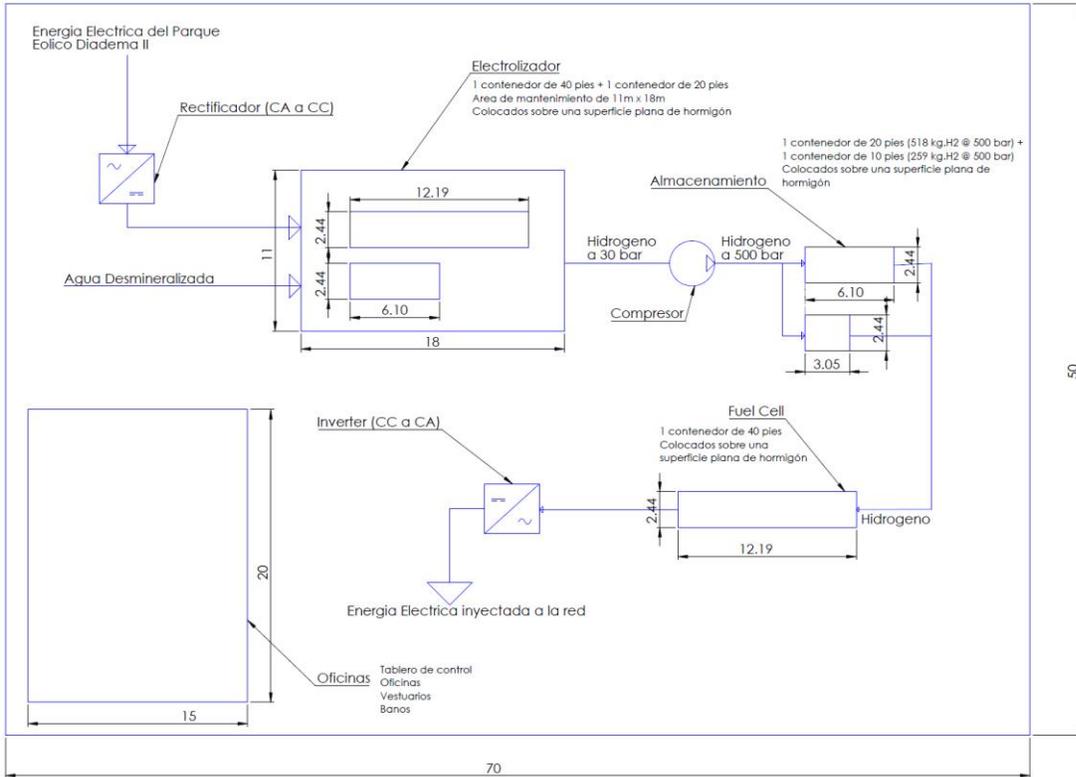


Figura 3: Layout Escenario 1

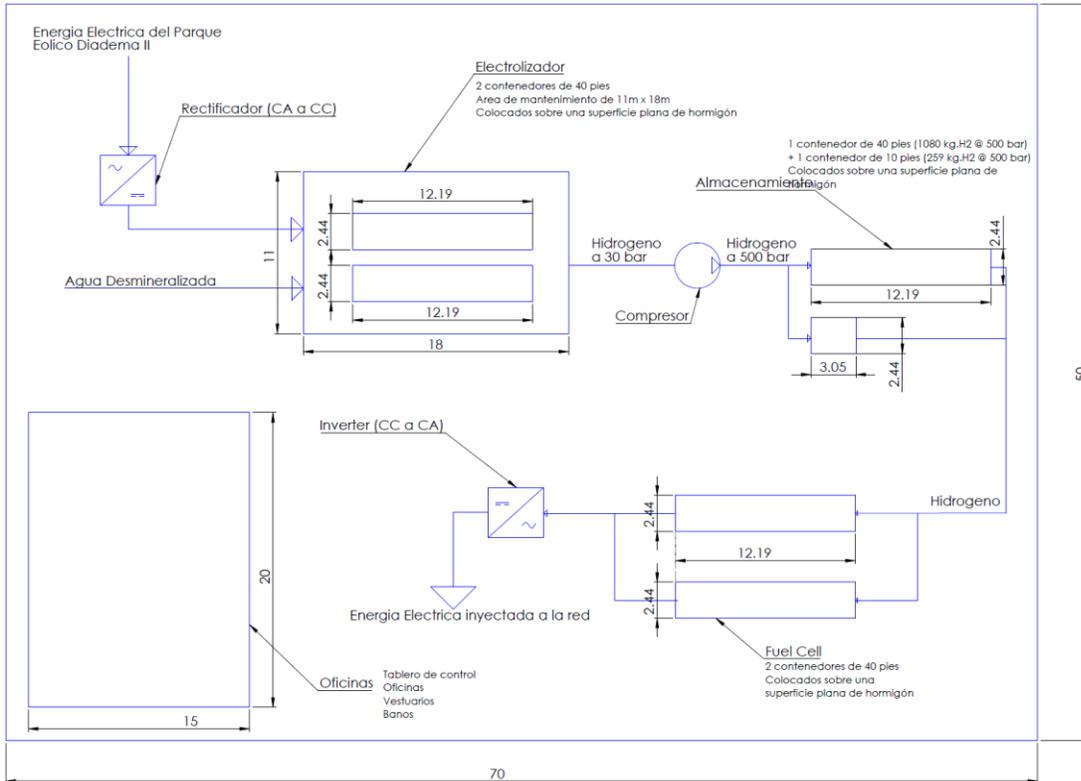


Figura 4: Layout Escenario 2

## Evaluación de Rentabilidad

Para evaluar cuál de los dos escenarios es más factible, se analizó la rentabilidad de ambos. Para eso, se mantuvieron los precios de compra y venta de energía iguales para los dos escenarios. Se usó un valor de \$20 USD/MWh para la compra de energía eléctrica del Parque Eólico Diadema II, como se estipuló en la sección anterior. Para el valor de venta de energía a la red eléctrica en principio se utilizó un valor de \$228 USD/MWh, que equivale al mayor valor de las últimas licitaciones de RenMDI<sup>13</sup> más un 20%. Se seleccionó este valor de venta de energía dado que el mayor valor de las licitaciones de RenMDI es \$190 USD/MWh (para proyectos de biogás), y se considera que al estar implementando tecnología nueva y de interés tecnológico para el país, el valor de venta de energía se podría licitar a un valor mayor.

En primer lugar, se calculó la Tasa Interna de Retorno (TIR) para ambos escenarios teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se consideró un horizonte temporal de 30 años para el proyecto<sup>14</sup>
- Se consideró que la producción de hidrógeno y energía eléctrica sería constante para todos los años del proyecto
- Se utilizaron los precios mínimos de CAPEX, OPEX, y O&M calculados en la sección anterior

En base a las consideraciones anteriores, se obtuvo una TIR de 6.1% para el escenario 1 y 5.1% para el escenario 2. Posteriormente se utilizó un análisis de Valor Actual Neto (VAN) para determinar cuál de los dos escenarios genera mayor rédito económico. En este análisis se tuvieron en cuenta las mismas consideraciones que para el cálculo de las TIR y además se consideró una tasa de interés de 4%. Para llegar a esta tasa de interés se tomó el valor de LIBOR (London Interbank Offered Rate) anual promedio de los últimos 5 años (2018-2022)<sup>15</sup> más un adicional de 2 puntos.

En las siguientes tablas se puede apreciar los ingresos y costos anuales, y el VAN al final de los 30 años para ambos escenarios.

Año	Inversión (CAPEX)	OPEX	O&M	Ingresos	Neto	Neto Actualizado
0	\$ (3,303,662.66)				\$(3,303,662.66)	\$ (3,303,662.66)
1		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 232,934.76
2		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 223,975.73
3		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 215,361.28
4		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 207,078.15
5		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 199,113.61
6		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 191,455.39
7		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 184,091.72
8		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 177,011.27
9		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 170,203.15
10		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 163,656.87
11		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 157,362.38
12		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 151,309.98

<sup>13</sup> (RioNegro.com, 2023)

<sup>14</sup> Se consideraron 30 años de horizonte temporal dado que es un proyecto energético y de aplicación de tecnología nueva – ver pag. 8 de (Secretaría de Estado de la Energía de Santa Fe, 2019)

<sup>15</sup> (Average 12-month U.S. dollar London Interbank Offered Rate (LIBOR) from November 2015 to December 2022, 2023)

13		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 145,490.36
14		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 139,894.58
15		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 134,514.02
16		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 129,340.40
17		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 124,365.77
18		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 119,582.47
19		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 114,983.15
20		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 110,560.72
21		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 106,308.38
22		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 102,219.60
23		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 98,288.08
24		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 94,507.77
25		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 90,872.85
26		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 87,377.74
27		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 84,017.06
28		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 80,785.63
29		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 77,678.49
30		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 74,690.86
<b>VAN</b>	<b>\$ 885,369.55</b>					

Tabla 13: Análisis VAN - Escenario 1 (USD)

Año	Inversión (CAPEX)	OPEX	O&M	Ingresos	Neto	Neto Actualizado
0	\$ (5,136,990.58)				\$(5,136,990.58)	\$ (5,136,990.58)
1		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 326,707.38
2		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 314,141.72
3		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 302,059.34
4		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 290,441.67
5		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 279,270.84
6		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 268,529.65
7		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 258,201.59
8		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 248,270.76
9		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 238,721.89
10		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 229,540.27
11		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 220,711.80
12		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 212,222.89
13		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 204,060.47
14		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 196,211.99
15		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 188,665.37
16		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 181,409.01
17		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 174,431.74
18		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 167,722.83
19		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 161,271.95
20		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 155,069.18
21		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 149,104.99
22		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 143,370.18
23		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 137,855.94
24		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 132,553.79
25		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 127,455.57
26		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 122,553.43
27		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 117,839.84
28		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 113,307.53
29		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 108,949.55
30		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 104,759.18
<b>VAN</b>	<b>\$ 738,421.79</b>					

Tabla 14: Análisis VAN - Escenario 2 (USD)

En ambos casos se puede observar que se obtuvo un VAN positivo al final de los 30 años. Para el escenario 1 se obtuvo un VAN de \$885k USD, lo que equivale a una ganancia de 27% sobre lo que se invirtió en CAPEX inicialmente. Por otro lado, para el escenario 2 se obtuvo un VAN de \$738k USD, lo que equivale solo a un 14% de ganancia sobre a inversión de CAPEX inicial. En base a los VAN de cada escenario, se observa que el escenario 1 es el más viable dado que requiere una menor inversión inicial y además es más rentable al cabo de los 30 años. También cabe resaltar que el escenario 1 tiene periodo de recuperación de la inversión de 14 años (usando los valores netos no actualizados), frente a los 16 años para el escenario 2.

## Conclusiones

### Viabilidad Financiera

Se estudió el proyecto de producir y almacenar hidrógeno para posterior generación de electricidad. Considerando CAPEX y VAN para una planta con horizonte temporal de 30 años, se analizaron 2 escenarios. En la siguiente tabla se pueden visualizar los valores principales de cada escenario.

	Escenario 1	Escenario 2
<b>CAPEX</b>	\$ 3.3M USD	\$ 5.1M USD
<b>Costo de Electrolizador + Fuel Cell</b>	73% del CAPEX	70% del CAPEX
<b>Ingresos Anuales</b>	\$ 385k USD	\$ 567k USD
<b>VAN (al final de 30 años)</b>	\$ 885k USD	\$ 738k USD
<b>O2 como subproducto del H2</b>	1.51 Nm3/día	2.26 Nm3/día
<b>Ingreso anual por comercialización del O2 (1.15 USD/Nm3<sup>16</sup>)</b>	\$ 632 USD	\$ 947 USD

Tabla 15: Comparación Financiera de Escenarios

En base al análisis de VAN se puede concluir que, analizando el proyecto con un horizonte temporal de 30 años, el escenario 1 es el más rentable. Aunque al final de los 30 años, solo se consigue una ganancia menor a un tercio de la inversión inicial.

Si se comercializara el subproducto O2, habría que restarle al ingreso anual estimado los gastos de almacenamiento y transporte. En base a los ingresos anuales por la comercialización del O2, se observó que el impacto económico sobre el proyecto es prácticamente despreciable.

Si para 2030 se redujera en 70% el precio de electrolizador y fuel cells<sup>17</sup>, con valores constantes de las otras variables, en los escenarios 1 y 2 respectivamente bajaría el CAPEX en 51% y 49%, se elevaría el VAN en \$1.7M USD y 2.5M USD y la renta sería 161% y 126% de la inversión inicial<sup>18</sup>.

	Escenario 1	Escenario 2
<b>CAPEX</b>	\$ 1.6M USD	\$ 2.6M USD
<b>Costo de Electrolizador + Fuel Cell</b>	45% del CAPEX	42% del CAPEX
<b>Ingresos Anuales</b>	\$ 385k USD	\$ 567k USD
<b>VAN (al final de 30 años)</b>	\$ 2.6M USD	\$ 3.3M USD

Tabla 16: Comparación Financiera de Escenarios 2030

### Comparación con otros usos del Hidrógeno

El hidrógeno producido/almacenado puede comercializarse para inyección en gasoductos de gas natural, como precursor de combustibles sintéticos, para producción de fertilizantes (urea y amoníaco) o de combustibles líquidos y gaseosos. En estos casos, se prescindiría de fuel cells, por lo cual en los escenarios 1 y 2 el costo de capital inicial de la planta se reduciría a 49% y 59% respectivamente, mientras en ambos casos los costos de O&M bajaría a un 55%.

Se comparó la comercialización de hidrógeno para inyección en gasoductos de gas natural, con la producción de energía eléctrica utilizando hidrocarburos, con costos actuales de importación: Gasoil a

<sup>16</sup> (Provincia de Santa Cruz, Consejo Federal de Inversores, 2021)

<sup>17</sup> (IEA, 2022)

<sup>18</sup> Tablas de Análisis de VAN con CAPEX estimado del año 2030 se encuentran en el anexo

\$ 21.47 USD/MMBtu y GNL a \$ 23.00 USD/MMBtu<sup>19</sup>. Al aumentar la oferta de gas natural disminuiría la demanda de estos combustibles

Si los escenarios estudiados tuvieran igual producción diaria/anual de hidrógeno a 15°C, 30 bar, se tendría:

<b>Escenario 1</b>	11.90 MMBtu/día	4342 MMBtu/año
<b>Escenario 2</b>	17.81 MMBtu/día	6502 MMBtu/año

Tabla 17: Producción Diaria y Anual de Hidrógeno

Con estos niveles de producción y el precio de compra de energía a parques eólicos, 20 USD/MWh, un flujo de caja positivo requiere vender el hidrógeno a un precio mínimo de:

<b>Escenario 1</b>	\$ 29.83 USD/MMBtu
<b>Escenario 2</b>	\$ 30.65 USD/MMBtu

Tabla 18: Precio Mínimo de Comercialización de Hidrógeno

Considerando un valor de venta de 35.00 USD/MMBtu y una tasa de interés del 4%, ambos escenarios conducen a un VAN negativo<sup>20</sup>. Para generar un VAN positivo, habría que comercializar el hidrógeno a más de 50.00 USD/MMBtu, lo cual impediría competir con los combustibles fósiles en el mercado.

### Responsabilidad Social Ambiental Empresarial

La responsabilidad social ambiental se define como “una serie de acciones y esfuerzos que llevan a cabo las empresas para compatibilizar sus actividades comerciales y corporativas con la preservación del medioambiente y de los entornos en los que operan”<sup>21</sup>. La norma ISO 26000 ayuda a empresas y organizaciones a traducir los principios en acciones efectivas y comparte las mejores prácticas relacionadas con la responsabilidad social, a nivel mundial. Debido a que esta norma no tiene requerimientos específicos, no se puede certificar como otros estándares ISO.

Para cualquier empresa, el beneficio de producir y almacenar hidrógeno verde (utilizando excedentes de energía eléctrica) para posterior generación de electricidad, sería demostrar su compromiso por preservar el medioambiente. El proyecto podría venderse como una inversión sin fines netamente financieros, para evitar las emisiones que se obtendrían utilizando combustibles fósiles. Esto permitiría obtener los créditos de carbono que se ganan por cada tonelada de CO<sub>2</sub> que se evita o remueve de la atmosfera. Estos créditos pueden venderse a otras empresas a un promedio de 10-30 USD por bono<sup>22</sup>, lo cual incrementaría el VAN y por ende la ganancia. Con un factor de  $7.09 \times 10^{-4}$  toneladas métricas de CO<sub>2</sub>/kWh<sup>23</sup>, se obtendría por año:

<sup>19</sup> Los precios del Gasoil y GNL se obtuvieron el 29/1/23 en (Precios de Commodities, 2023)

<sup>20</sup> Tablas con cálculos de VAN se encuentran en el anexo

<sup>21</sup> (Responsabilidad social ambiental: la conciencia colectiva para mejorar el mundo, 2023)

<sup>22</sup> (Faroux, 2022)

<sup>23</sup> (Calculadora de equivalencias de gases de efecto invernadero, 2023)

<b>Escenario</b>	<b>Energía Producida por Año [MWh]</b>	<b>Toneladas de CO2 Desplazadas</b>	<b>Ingresos Adicionales por Venta de Bonos</b>	<b>Ganancias Adicionales</b>
<i>Escenario 1</i>	1719.47	1219.10	\$ 12-37k USD	46% del CAPEX
<i>Escenario 2</i>	2574.72	1825.47	\$ 18-55k USD	33% del CAPEX

*Tabla 19: Toneladas de CO2 Desplazadas e Ingresos Adicionales*

Las ganancias que se observan en la tabla anterior se calcularon usando un precio de venta de \$30 USD por bono y repitiendo el análisis de VAN con horizonte temporal de 30 años<sup>24</sup>.

Con bonos de carbono, la empresa aporta beneficios ecológicos, mejora su viabilidad financiera y gana marketing.

---

<sup>24</sup> Tablas con cálculos de VAN se encuentran en el anexo

## Bibliografía

- Bustos, N. B. (2021). *Energía renovable en Argentina: datos del presente y visiones del futuro*. Obtenido de Fundación Ambiente y Recursos Naturales: <https://farn.org.ar/iafonline2020/articulos/3-3-energia-renovable-en-argentina-datos-del-presente-y-visiones-del-futuro/#:~:text=Con%20un%20costo%20medio%20de,de%20la%20energ%C3%ADa%20en%20Argentina.>
- Calculadora de equivalencias de gases de efecto invernadero*. (2023). Obtenido de Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos: <https://espanol.epa.gov/la-energia-y-el-medioambiente/calculadora-de-equivalencias-de-gases-de-efecto-invernadero-calculos>
- CAMMESA. (2022). *Informe Anual 2021 Mercado Eléctrico Mayorista*.
- Faroux, T. (16 de Febrero de 2022). *El abecé para aprovechar los bonos de carbono en el campo*. Obtenido de La Nación: <https://www.lanacion.com.ar/economia/campo/el-abece-para-aprovechar-los-bonos-de-carbono-en-el-campo-nid16022022/>
- IEA. (2019). *The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities*.
- IEA. (2022). *Global Hydrogen Review 2022*.
- Mongird, K., Viswanathan, V., Alam, J., Vartanian, C., & Sprengle, V. (2020). *2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment*.
- OLADE. (s.f.). *Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe (sieLAC)*. Obtenido de <http://sielac.olade.org/>
- Peterson, D., Vickers, J., & DeSantis, D. (2020). *Hydrogen Production Cost From PEM Electrolysis - 2019*.
- Precios de Commodities*. (29 de Enero de 2023). Obtenido de Instituto de Energía Universidad Austral: <https://www.ieaustral.com/>
- Precios de Commodities*. (29 de Enero de 2023). Obtenido de Instituto de Energía - Universidad Austral: <https://www.ieaustral.com/>
- Provincia de Santa Cruz, Consejo Federal de Inversores. (2021). *ESTUDIO INTEGRAL DE PRE-FACTIBILIDAD ECONÓMICA DE LA PLANTA EXPERIMENTAL DE HIDRÓGENO A FASE INDUSTRIAL PICO TRUNCADO*.
- Responsabilidad social ambiental: la conciencia colectiva para mejorar el mundo*. (2023). Obtenido de Oxfam Intermón: <https://blog.oxfamintermon.org/responsabilidad-social-ambiental-la-conciencia-colectiva-para-mejorar-el-mundo/#:~:text=Lo%20que%20se%20conoce%20como,entornos%20en%20los%20que%20operan.>
- Retuerto, M. (s.f.). *Types of electrolyzers*. Obtenido de Idea Green: <https://ideagreen.es/en/green-hydrogen/types-of-electrolyzers/>

## Anexo

### Energía Reducida Diaria – Parque Eólico Diadema II

Día	Energía Reducida Diaria [MWh]	Energía Reducida Diaria ≤ 29.645 MWh [MWh]	Energía Reducida Diaria ≤ 58.32 MWh [MWh]
01/01/2022	12.03	12.03	12.03
01/02/2022	63.64	29.65	58.32
01/03/2022	94.11	29.65	58.32
01/04/2022	10.10	10.10	10.10
01/05/2022	29.83	29.65	29.83
01/06/2022	0.00	0.00	0.00
01/07/2022	0.00	0.00	0.00
01/08/2022	39.75	29.65	39.75
01/09/2022	8.17	8.17	8.17
01/10/2022	0.78	0.78	0.78
01/11/2022	11.84	11.84	11.84
01/12/2022	79.68	29.65	58.32
01/13/2022	42.14	29.65	42.14
01/14/2022	1.39	1.39	1.39
01/15/2022	47.00	29.65	47.00
01/16/2022	33.44	29.65	33.44
01/17/2022	0.00	0.00	0.00
01/18/2022	0.00	0.00	0.00
01/19/2022	0.00	0.00	0.00
01/20/2022	3.01	3.01	3.01
01/21/2022	23.50	23.50	23.50
01/22/2022	5.88	5.88	5.88
01/23/2022	0.00	0.00	0.00
01/24/2022	30.24	29.65	30.24
01/25/2022	72.28	29.65	58.32
01/26/2022	0.00	0.00	0.00
01/27/2022	6.28	6.28	6.28
01/28/2022	0.00	0.00	0.00
01/29/2022	59.56	29.65	58.32
01/30/2022	17.63	17.63	17.63
01/31/2022	85.62	29.65	58.32
02/01/2022	26.74	26.74	26.74
02/02/2022	25.77	25.77	25.77
02/03/2022	31.82	29.65	31.82
02/04/2022	1.09	1.09	1.09
02/05/2022	0.00	0.00	0.00
02/06/2022	0.00	0.00	0.00
02/07/2022	65.94	29.65	58.32
02/08/2022	24.46	24.46	24.46
02/09/2022	62.48	29.65	58.32
02/10/2022	13.19	13.19	13.19
02/11/2022	0.00	0.00	0.00
02/12/2022	19.16	19.16	19.16
02/13/2022	26.37	26.37	26.37
02/14/2022	105.23	29.65	58.32
02/15/2022	46.69	29.65	46.69
02/16/2022	4.12	4.12	4.12
02/17/2022	7.34	7.34	7.34
02/18/2022	0.00	0.00	0.00
02/19/2022	0.88	0.88	0.88

02/20/2022	0.00	0.00	0.00
02/21/2022	0.00	0.00	0.00
02/22/2022	0.00	0.00	0.00
02/23/2022	0.00	0.00	0.00
02/24/2022	9.53	9.53	9.53
02/25/2022	0.37	0.37	0.37
02/26/2022	2.91	2.91	2.91
02/27/2022	13.43	13.43	13.43
02/28/2022	2.11	2.11	2.11
03/01/2022	0.00	0.00	0.00
03/02/2022	35.82	29.65	35.82
03/03/2022	17.09	17.09	17.09
03/04/2022	12.23	12.23	12.23
03/05/2022	15.63	15.63	15.63
03/06/2022	7.13	7.13	7.13
03/07/2022	0.00	0.00	0.00
03/08/2022	50.25	29.65	50.25
03/09/2022	0.00	0.00	0.00
03/10/2022	42.19	29.65	42.19
03/11/2022	0.00	0.00	0.00
03/12/2022	3.74	3.74	3.74
03/13/2022	48.57	29.65	48.57
03/14/2022	35.95	29.65	35.95
03/15/2022	86.53	29.65	58.32
03/16/2022	92.12	29.65	58.32
03/17/2022	26.89	26.89	26.89
03/18/2022	0.00	0.00	0.00
03/19/2022	0.00	0.00	0.00
03/20/2022	4.07	4.07	4.07
03/21/2022	86.01	29.65	58.32
03/22/2022	35.74	29.65	35.74
03/23/2022	16.47	16.47	16.47
03/24/2022	37.04	29.65	37.04
03/25/2022	0.00	0.00	0.00
03/26/2022	131.45	29.65	58.32
03/27/2022	72.59	29.65	58.32
03/28/2022	27.53	27.53	27.53
03/29/2022	23.43	23.43	23.43
03/30/2022	0.00	0.00	0.00
03/31/2022	18.37	18.37	18.37
04/01/2022	116.36	29.65	58.32
04/02/2022	31.78	29.65	31.78
04/03/2022	25.15	25.15	25.15
04/04/2022	75.84	29.65	58.32
04/05/2022	1.14	1.14	1.14
04/06/2022	0.00	0.00	0.00
04/07/2022	0.00	0.00	0.00
04/08/2022	0.00	0.00	0.00
04/09/2022	14.47	14.47	14.47
04/10/2022	0.38	0.38	0.38
04/11/2022	37.03	29.65	37.03
04/12/2022	59.16	29.65	58.32
04/13/2022	19.73	19.73	19.73
04/14/2022	11.20	11.20	11.20
04/15/2022	52.97	29.65	52.97
04/16/2022	0.51	0.51	0.51

<b>04/17/2022</b>	49.93	29.65	49.93
<b>04/18/2022</b>	0.00	0.00	0.00
<b>04/19/2022</b>	52.85	29.65	52.85
<b>04/20/2022</b>	108.56	29.65	58.32
<b>04/21/2022</b>	34.59	29.65	34.59
<b>04/22/2022</b>	6.80	6.80	6.80
<b>04/23/2022</b>	97.42	29.65	58.32
<b>04/24/2022</b>	111.79	29.65	58.32
<b>04/25/2022</b>	88.65	29.65	58.32
<b>04/26/2022</b>	133.66	29.65	58.32
<b>04/27/2022</b>	38.23	29.65	38.23
<b>04/28/2022</b>	0.00	0.00	0.00
<b>04/29/2022</b>	0.00	0.00	0.00
<b>04/30/2022</b>	0.00	0.00	0.00
<b>Total</b>	<b>3362.53</b>	<b>1834.41</b>	<b>2696.89</b>
<b>Promedio</b>	<b>28.02</b>	<b>15.29</b>	<b>22.47</b>
<b>% del Total</b>		<b>55%</b>	<b>80%</b>

Tabla 20: Energía Reducida Diaria – Parque Eólico Diadema II

## Data Sheet Electrolizador Cummins Hylyzer-250

8



## Data Sheet Electrolizador Cummins Hylyzer-500

8



# Data Sheet Fuel Cell PemGen CHP-FCPS-1000

4

## Análisis VAN con CAPEX estimados para el año 2030

Año	Inversión (CAPEX)	OPEX	O&M	Ingresos	Neto	Neto Actualizado
0	\$ (1,607,416.83)				\$(1,607,416.83)	\$ (1,607,416.83)
1		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 232,934.76
2		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 223,975.73
3		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 215,361.28
4		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 207,078.15
5		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 199,113.61
6		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 191,455.39
7		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 184,091.72
8		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 177,011.27
9		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 170,203.15
10		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 163,656.87
11		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 157,362.38
12		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 151,309.98
13		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 145,490.36
14		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 139,894.58
15		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 134,514.02
16		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 129,340.40
17		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 124,365.77
18		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 119,582.47
19		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 114,983.15
20		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 110,560.72
21		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 106,308.38
22		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 102,219.60
23		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 98,288.08
24		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 94,507.77
25		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 90,872.85
26		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 87,377.74
27		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 84,017.06
28		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 80,785.63
29		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 77,678.49
30		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 385,902.57	\$ 242,252.15	\$ 74,690.86
<b>VAN</b>	<b>\$ 2,581,615.38</b>					

Tabla 21: Análisis VAN 2030 - Escenario 1 (USD)

Año	Inversión (CAPEX)	OPEX	O&M	Ingresos	Neto	Neto Actualizado
0	\$ (2,604,390.58)				\$(2,604,390.58)	\$ (2,604,390.58)
1		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 326,707.38
2		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 314,141.72
3		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 302,059.34
4		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 290,441.67
5		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 279,270.84
6		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 268,529.65
7		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 258,201.59
8		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 248,270.76
9		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 238,721.89
10		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 229,540.27
11		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 220,711.80
12		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 212,222.89
13		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 204,060.47
14		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 196,211.99
15		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 188,665.37
16		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 181,409.01
17		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 174,431.74
18		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 167,722.83
19		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 161,271.95
20		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 155,069.18
21		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 149,104.99
22		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 143,370.18
23		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 137,855.94
24		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 132,553.79
25		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 127,455.57
26		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 122,553.43
27		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 117,839.84
28		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 113,307.53
29		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 108,949.55
30		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 567,341.09	\$ 339,775.68	\$ 104,759.18
<b>VAN</b>	<b>\$ 3,271,021.79</b>					

Tabla 22: Análisis VAN 2030 - Escenario 2 (USD)

## Análisis VAN para venta directa del hidrógeno

Año	Inversión (CAPEX)	OPEX	O&M	Ingresos	Neto	Neto Actualizado
0	\$ (1,625,670.04)				\$(1,625,670.04)	\$ (1,625,670.04)
1		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 21,625.70
2		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 20,793.95
3		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 19,994.18
4		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 19,225.17
5		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 18,485.74
6		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 17,774.75
7		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 17,091.11
8		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 16,433.76
9		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 15,801.69
10		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 15,193.93
11		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 14,609.55
12		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 14,047.65
13		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 13,507.35
14		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 12,987.84
15		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 12,488.31
16		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 12,007.99
17		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 11,546.14
18		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 11,102.06
19		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 10,675.06
20		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 10,264.48
21		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 9,869.69
22		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 9,490.09
23		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 9,125.08
24		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 8,774.12
25		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 8,436.65
26		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 8,112.17
27		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 7,800.16
28		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 7,500.15
29		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 7,211.69
30		\$(111,593.48)	\$(17,885.82)	\$ 151,970.03	\$ 22,490.73	\$ 6,934.31
<b>VAN</b>	<b>\$ (1,236,759.54)</b>					

Tabla 23: Venta de H2 Escenario 1

Año	Inversión (CAPEX)	OPEX	O&M	Ingresos	Neto	Neto Actualizado
0	\$ (3,054,510.00)				\$(3,054,510.00)	\$ (3,054,510.00)
1		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 27,222.39
2		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 26,175.38
3		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 25,168.63
4		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 24,200.61
5		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 23,269.81
6		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 22,374.82
7		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 21,514.25
8		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 20,686.78
9		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 19,891.14
10		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 19,126.09
11		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 18,390.47
12		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 17,683.15
13		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 17,003.03
14		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 16,349.06
15		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 15,720.25
16		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 15,115.63
17		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 14,534.26
18		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 13,975.25
19		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 13,437.74
20		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 12,920.90
21		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 12,423.94
22		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 11,946.10
23		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 11,486.63
24		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 11,044.84
25		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 10,620.04
26		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 10,211.58
27		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 9,818.82
28		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 9,441.18
29		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 9,078.05
30		\$(164,061.01)	\$(35,186.40)	\$ 227,558.70	\$ 28,311.29	\$ 8,728.90
<b>VAN</b>	<b>\$ (2,564,950.27)</b>					

Tabla 24: Venta de H2 Escenario 2

## Análisis VAN incluyendo ventas de Créditos de Carbono

Año	Inversión (CAPEX)	OPEX	O&M	Ingresos	Neto	Neto Actualizado
0	\$ (3,303,662.66)				\$ (3,303,662.66)	\$ (3,303,662.66)
1		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 268,101.19
2		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 257,789.60
3		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 247,874.62
4		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 238,340.98
5		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 229,174.02
6		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 220,359.63
7		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 211,884.26
8		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 203,734.87
9		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 195,898.91
10		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 188,364.34
11		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 181,119.56
12		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 174,153.42
13		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 167,455.21
14		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 161,014.62
15		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 154,821.75
16		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 148,867.07
17		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 143,141.42
18		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 137,635.98
19		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 132,342.28
20		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 127,252.20
21		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 122,357.88
22		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 117,651.81
23		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 113,126.74
24		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 108,775.71
25		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 104,592.03
26		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 100,569.26
27		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 96,701.21
28		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 92,981.93
29		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 89,405.71
30		\$(111,593.48)	\$(32,056.94)	\$ 422,475.65	\$ 278,825.23	\$ 85,967.02
<b>VAN</b>	<b>\$ 1,517,792.57</b>					

Tabla 25: Análisis VAN con Bonos de Carbono - Escenario 1 (USD)

Año	Inversión (CAPEX)	OPEX	O&M	Ingresos	Neto	Neto Actualizado
0	\$ (5,136,990.58)				\$(5,136,990.58)	\$ (5,136,990.58)
1		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 379,365.31
2		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 364,774.34
3		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 350,744.56
4		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 337,254.38
5		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 324,283.06
6		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 311,810.63
7		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 299,817.92
8		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 288,286.46
9		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 277,198.52
10		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 266,537.04
11		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 256,285.61
12		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 246,428.47
13		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 236,950.45
14		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 227,836.98
15		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 219,074.02
16		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 210,648.09
17		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 202,546.24
18		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 194,756.00
19		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 187,265.39
20		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 180,062.87
21		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 173,137.38
22		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 166,478.25
23		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 160,075.24
24		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 153,918.50
25		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 147,998.55
26		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 142,306.30
27		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 136,832.98
28		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 131,570.18
29		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 126,509.78
30		\$(164,061.01)	\$(63,504.40)	\$ 622,105.34	\$ 394,539.92	\$ 121,644.02
<b>VAN</b>	<b>\$ 1,685,406.94</b>					

Tabla 26: Análisis VAN con Bonos de Carbono - Escenario 2 (USD)

# Planos de la Planta

