

Planta de producción de e-Metanol a partir de hidrógeno verde

## ANEXO VII - Descripción sistema de enfriamiento seleccionado y comparación BAT.



Socio estratégico: SEG Ingeniería.



Página intencionalmente en blanco  
para impresión en doble faz.

## **Evaluación de Tecnología Seleccionada - Tecnología de Electrólisis Alcalina de Nel ASA**

---

### **Mejor Tecnología Disponible (BAT) y grado de madurez de las tecnologías**

La electrólisis alcalina es actualmente la tecnología más madura y considerada BAT para aplicaciones de producción de hidrógeno a gran escala. A nivel global, ha sido la opción preferida para sistemas de alta potencia por su confiabilidad y durabilidad, factores críticos para una planta de 140 MW que operará en un entorno industrial.

A continuación, se desglosan los puntos principales que sustentan esta decisión.

### **Tecnologías de Electrólisis Existentes: Bondades y Limitaciones**

Existen principalmente tres tipos de tecnologías de electrólisis: la alcalina, la de membrana de intercambio de protones (PEM) y la de óxido sólido (SOE). Cada una tiene ventajas y limitaciones:

- La tecnología alcalina es altamente madura y cuenta con una eficiencia energética probada en aplicaciones industriales de gran escala, como la nuestra. Su robustez, junto con bajos costos de operación y mantenimiento, la hacen ideal para proyectos de alta capacidad.
- La tecnología PEM destaca por su capacidad de respuesta rápida y alta densidad de corriente, pero sus costos son significativamente más altos, y la vida útil de sus componentes aún es limitada en comparación con la tecnología alcalina.
- La tecnología SOE, aunque promete una mayor eficiencia energética, sigue en etapas tempranas de desarrollo y requiere altas temperaturas de operación, lo cual no es viable para el entorno de nuestro proyecto.

### **Las diferentes tecnologías en profundidad**

#### **ELECTROLIZADORES ALCALINOS (AEL)**

Se caracterizan por emplear un electrolito líquido, siendo el más común KOH (hidróxido de potasio) en concentraciones del 20 al 40%. El material más empleado para el cátodo es el óxido de cobalto, mientras que para el ánodo es el óxido de níquel. El proceso de electrólisis se lleva a cabo siguiendo la siguiente secuencia: en el cátodo el agua se divide mediante una semirreacción de reducción dando lugar a hidrógeno e iones  $\text{OH}^-$ , que atraviesan la membrana de separación de los electrodos llegando hasta el ánodo donde se recombinan para formar el oxígeno.

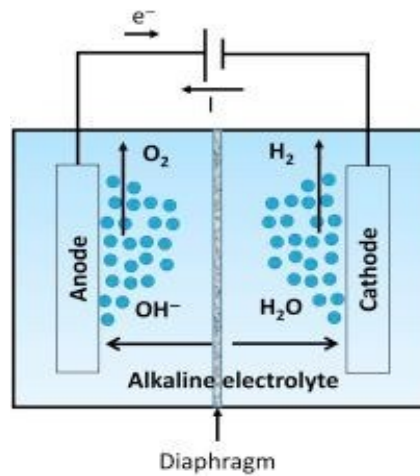


Ilustración 1. Electrólisis AEL

Fuente: Green hydrogen from anion Exchange membrane water electrolysis: a review of recent developments in

Es una tecnología madura y asentada a nivel de mercado, lo que la hace ser muy confiable, barata y segura. No requiere de metales nobles como catalizadores de la reacción y presenta estabilidad a largo plazo. Sus parámetros de operación son:

Tabla 1. Parámetros típicos de operación de un electrolizador alcalino.

Parámetro de operación	Valor
<b>Temperatura</b>	60°C a 90°C
<b>Consumo de agua (purificada)</b>	Aproximadamente 10 litros por kg producido
<b>Calidad agua de entrada</b>	1-5 $\mu\text{S cm}^{-1}$
<b>Densidad de corriente</b>	300 a 450 $\text{mA/cm}^2$
<b>Voltaje de celda</b>	1.7 V a 2.7 V
<b>Eficiencia de conversión (LHV)</b>	63 % hasta 85% en pequeña escala
<b>Consumo energético</b>	4.2 – 4.8 $\text{kWh/Nm}^3$
<b>Electrolito</b>	KOH concentración 20 % – 40 %
<b>Pureza del hidrógeno</b>	99.6 % – 99.9 %
<b>Horas de funcionamiento del stack</b>	Hasta 100,000 h
<b>Presión de salida (hidrógeno/oxígeno)</b>	1 bar / 30 bar

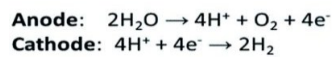
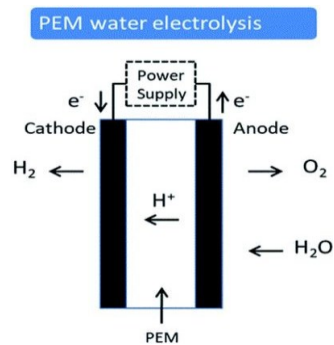
A modo de resumen, se recogen las ventajas, desventajas y prioridades de mejora en la siguiente tabla:

**Tabla 2. Ventajas y desventajas de electrolizadores alcalinos**

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Tecnología de electrólisis desarrollada (vida útil de hasta 100,000 h)	Rango de producción limitado entre el 20% y el 100% - Variación dinámica del suministro eléctrico limitada, dependiendo fabricante
Baja degradación ( $< 3\mu V/h$ )	Las membranas separadoras no evitan la mezcla de H <sub>2</sub> -O <sub>2</sub> y se producen más impurezas
Alta producción de hidrógeno (hasta 760 Nm <sup>3</sup> /h, equipos con potencias en el rango de MW)	A rango bajo (<40%), baja producción y mayor difusividad entre gases H <sub>2</sub> -O <sub>2</sub>
Área de celda alta (hasta 4 m <sup>2</sup> )	Baja densidad de corriente permitida y densidad de potencia ( $< 1 \text{ mW/cm}^2$ )
Coste inferior a la tecnología PEM debido a presión de funcionamiento relativamente baja mayor madurez de la tecnología (electrolito líquido) en comparación con electrolisis PEM.	

## **ELECTROLIZADORES PEM**

Emplean un electrolito sólido en forma de membrana, típicamente se emplea Nafion como material de las membranas. Debido al ambiente ácido de estos electrolizadores, se requieren metales nobles como materiales para conformar los electrodos, viéndose afectado en gran medida el coste de esta tecnología. En estos electrolizadores el agua entra por el ánodo separándose en oxígeno, protones H<sup>+</sup> y electrones; los protones viajan a través de la membrana electrolítica y se recombinan en el cátodo con los electrones que han seguido el circuito de energía externo, generando así hidrógeno. En esta tecnología el ion que se transfiere entre electrodos es el protón, de ahí que reciba el nombre de electrolizador de membrana de intercambio de protones.



**Ilustración 2. Electrólisis PEM**

**Fuente:** Green hydrogen from anion Exchange membrane water electrolysis: a review of recent developments in critical materials and operating conditions. <https://doi.org/10.1039/C9SE01240K>.

El rango de temperatura de operación se encuentra entre los 50°C y los 80°C, y la presión de 20 a 50 bar. La densidad de corriente oscila entre 1.0 a 2.0 A/cm<sup>2</sup> a 2 V, eficiencia de conversión en el rango de 60-68 % del valor calorífico inferior y un consumo energético entre 4.4-5.0 kWh/Nm<sup>3</sup>.

Tradicionalmente se ha visto limitada su aplicación a instalaciones de pequeña escala (instalaciones de decenas/centenas de kW), aunque en los últimos años se están introduciendo en el mercado electrolizadores de tecnología PEM de mayor escala esperándose una evolución significativa en costes y durabilidad durante la próxima década.

Los sistemas PEM ofrecen cada vez mejores eficiencias. Esto aunado a las ventajas que ofrece de alto rango de carga parcial, tiempo de respuesta muy cortos y alta pureza de hidrógeno (las membranas de intercambio de protones tienen baja permeabilidad a los gases) y balances de planta sencillos, los convierte en sistemas muy prometedores. Además, presentan un diseño compacto, operación dinámica, y la posibilidad de usar un diferencial de presión entre el cátodo y el ánodo. Este hecho implica una mayor facilidad de operación, ya que abarata el coste de los materiales usados en el balance de planta. Si la tecnología consigue reducir costes de fabricación del stack en términos de uso de materiales nobles, manteniendo propiedades actuales, podrán dominar el mercado no solo en escalas pequeñas sino también en escala por encima del megavatio.

**Tabla 3. Parámetros de funcionamiento típicos de electrolizadores PEM**

Parámetro de operación	Valor
<b>Temperatura</b>	50 °C a 80°C
<b>Consumo de agua (purificada)</b>	Aproximadamente 10 litros por kg producido
<b>Calidad agua de entrada</b>	0,1 $\mu\text{S cm}^{-1}$
<b>Densidad de corriente</b>	1000 a 2000 mA/cm <sup>2</sup> (valores típicos a 2V pudiendo llegar incluso a 6000 mA/cm <sup>2</sup> )
<b>Voltaje de celda</b>	1.7 V a 3.1 V
<b>Eficiencia de conversión (LHV)</b>	60 % a 68%
<b>Consumo energético</b>	4.4 – 5.0 kWh/Nm <sup>3</sup>
<b>Electrolito</b>	Membrana tipo ácido perfluorosulfónico (típicamente Nafion)
<b>Pureza del hidrógeno</b>	> 99.9 %
<b>Horas de funcionamiento del stack</b>	< 50,000 h
<b>Presión de salida (hidrógeno/oxígeno)</b>	30 bar / atmosférica

A modo de resumen, se recogen las ventajas, desventajas y prioridades de mejora en la siguiente tabla:

**Tabla 4. Ventajas y desventajas electrolizadores PEM**

Ventajas	Desventajas
Alta conductividad de protones (0.1 S cm <sup>-1</sup> ) en la membrana(20-300 $\mu\text{m}$ )	Alto coste de componentes
Alta presión de trabajo (hasta 300 bar): producción de H <sub>2</sub> a alta presión (compresión electroquímica), menor volumen de burbujas, mínimos problemas de membrana, menor sobrepotencial	Medio ácido corrosivo (se requieren metales nobles, tales como oro y paladio)
Stack compacto	Menor vida útil (<50,000 h)
Permite alta densidad de corriente (valores superiores a 2 A cm <sup>-2</sup> ), debido a la conductividad de la membrana	Baja densidad de corriente permitida y densidad de potencia (< 1 mW/cm <sup>2</sup> )
Amplio rango de operación	Problemas con alta presión (membranas cruzadas, más gruesas)
Obtiene un hidrógeno con mayor pureza por falta de contaminación por KOH	-
No requiere de tanto equipamiento de electrónica de potencia para gestionar la respuesta dinámica	-

## ELECTROLIZADORES SOEC

Una posibilidad menos extendida a nivel comercial es la electrólisis de alta temperatura, empleando células de electrólisis de óxido sólido. Es un método que permite generar gas de síntesis (mezcla de hidrógeno y CO) a partir de agua y CO<sub>2</sub>. La ventaja de obtener este producto es su empleo como materia prima de la reacción Fischer-Tropsch, permitiendo obtener combustibles de mayor valor añadido.

El rango de temperatura a la que funciona este sistema es entre 700 y 1000°C y permite obtener mayor eficiencia que los sistemas de baja temperatura, a coste de un mayor consumo energético por la necesidad de mantener temperaturas elevadas en el electrolizador. En este caso, la transferencia de electrones se realiza por un mecanismo de reducción del CO<sub>2</sub> hasta CO y H<sub>2</sub>O a hidrógeno, reacciones que ocurren en el cátodo, para la producción de oxígeno como subproducto.

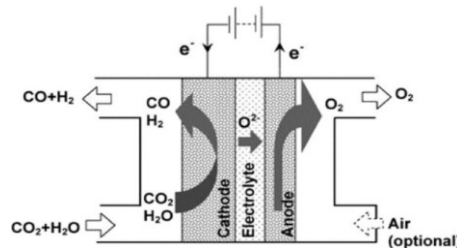


Ilustración 3. Funcionamiento celda de electrólisis SOEC.

Fuente: Yao Wang et al., 2016

Existen múltiples configuraciones de materiales para la catálisis, aunque habitualmente se emplean cátodos basados en Níquel (Ni), por su buena conductividad eléctrica y bajo coste, o materiales cerámicos, y perovskitas como ánodos. La degradación a largo plazo es el principal problema. La durabilidad de las celdas de óxido sólido está significativamente relacionada con los materiales empleados, condiciones de temperatura y la corriente de electrólisis.

Tabla 5. Parámetros operativos de una celda de producción de syngas vía SOEC.

Parámetro de operación	Valor
Temperatura	700°C a 1000°C
Consumo de agua	Aproximadamente 10 litros por kg producido
Presión de operación	1-70 bar
Densidad de corriente	Hasta 2000 mA/cm <sup>2</sup>
Voltaje de celda	1.3 V
Electrolito	Circonio estabilizado con itrio
Eficiencia de conversión (LHV)	(valores en torno a 74-81 % únicamente considerando rendimiento eléctrico)
Pureza del hidrógeno	99,9%
Consumo energético (kWh/kg)	~42
Horas de funcionamiento del stack	< 50.000 h

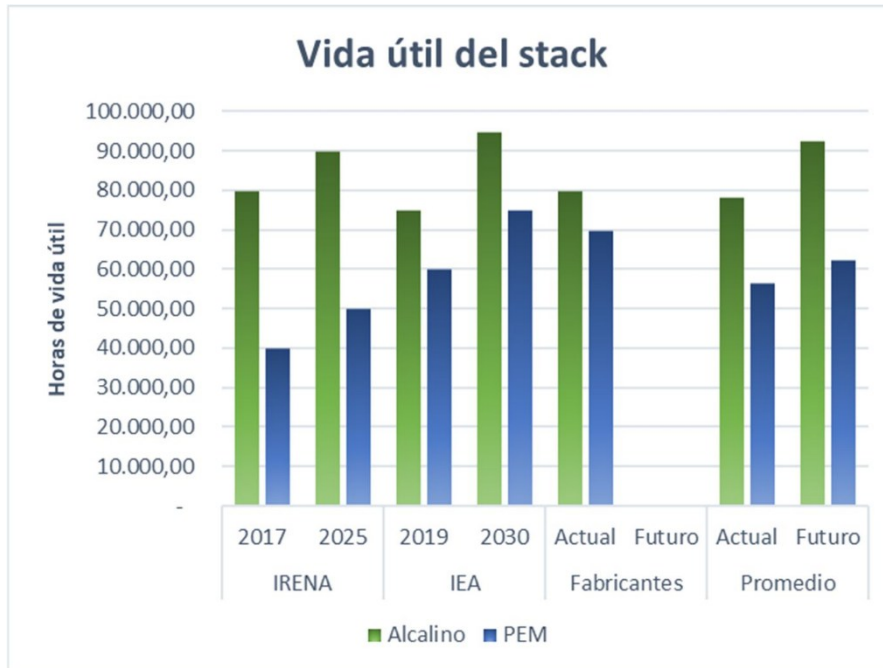
**Tabla 6. Ventajas y desventajas electrolizadores SOEC.**

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
No requiere emplear electrolito y pueden emplearse en sistemas de cogeneración en industrias que tengan focos calientes.	Es necesario controlar la corriente de alimentación constantemente para evitar pérdidas de eficiencia en el electrolizador
Los sistemas de óxido sólido tienen eficiencia superior a los sistemas de baja temperatura, pudiendo además incrementar la eficiencia si se realiza un aprovechamiento térmico del calor producido en el stack	Presentan un alto coste energético por la elevada temperatura a la que deben operar

## **ANÁLISIS COMPARATIVO DE DURACIÓN Y DEGRADACIÓN DE COMPONENTES PRINCIPALES**

El tiempo de vida de las tecnologías de electrólisis es generalmente de 20 años, ya que viene determinado mayormente por los servicios auxiliares. Sin embargo, el tiempo de vida del stack es menor debido a la degradación que experimenta a lo largo de su vida útil.

De acuerdo con la *Ilustración 4*, el tiempo de vida de los stacks PEM es menor que los equipos alcalinos (AEL). Como se vio anteriormente, el precio del stack es un factor fundamental de cara al coste de inversión de las instalaciones de electrólisis, por lo que la necesidad de realizar una mayor cantidad de reemplazos y una mayor tasa de degradación de los equipos PEM son factores cruciales que limitan la comerciabilidad de estos equipos. Numerosas líneas de investigación están centradas en incrementar el tiempo de vida útil de estos equipos, disminuyendo la corrosión e implantando nuevos materiales. De manera resumida, el tiempo de vida de la instalación general viene determinado por los servicios auxiliares, siendo dependiente del diseño del fabricante.



**Ilustración 4. Gráfica comparativa de vida útil de los stacks presente y futuro.**

Fuentes: IRENA, IEA y fabricantes.

Con respecto al mantenimiento, los stacks no requieren un mantenimiento continuo, puesto que no disponen de piezas móviles, por lo que no deben tomarse consideraciones especiales respecto a este punto. El equipo más crítico de cara al mantenimiento es el compresor, en caso de requerirse uno en la instalación por la necesidad de contar con una determinada presión objetivo del hidrógeno que no puede ser alcanzada directamente por el proceso de electrólisis.

### **Criterios generales de Selección Aplicados**

Los criterios de selección aplicados incluyen:

- Costo de inversión inicial y operativo: La tecnología alcalina presenta un menor costo de capital (CAPEX) y operativo (OPEX) comparado con PEM.
- Eficiencia energética: Aunque existen tecnologías con potencial de mayor eficiencia (como SOE), la alcalina se considera eficiente y viable para la escala de 140 MW.
- Durabilidad y vida útil: Los sistemas alcalinos tienen una vida útil demostrada, lo cual reduce los riesgos de interrupciones y el costo de reemplazo de componentes.
- Fiabilidad: Su uso extendido en el sector industrial demuestra su confiabilidad y capacidad para operar de manera continua con mínimos tiempos de inactividad.
- Ventajas Ambientales: Produce hidrógeno limpio con un bajo impacto ambiental, especialmente en cuanto a gestión de residuos químicos y control de emisiones.

### **Impacto Ambiental de los Subproductos**

Los subproductos de la electrólisis alcalina incluyen oxígeno, que será liberado al ambiente, y soluciones alcalinas, que serán manejadas mediante protocolos específicos de tratamiento y reciclaje para asegurar un mínimo impacto ambiental.

Salvo derrames o fugas por fallos de los equipos, no se esperan vertidos contaminantes durante toda la vida operativa de la planta de producción de hidrógeno.

Los elementos deteriorados y que serán repuestos, entre los que se encuentra el stack, son reciclables y serán gestionados por el fabricante en sus instalaciones.

### **Riesgos de Seguridad y Medidas de Mitigación**

Los riesgos inherentes a la tecnología de electrólisis alcalina incluyen el manejo de soluciones de hidróxido de potasio e hidrógeno como gas inflamable. Existen varios sistemas estandarizados de mitigación de los riesgos asociados a estos compuestos como la implementación de sistemas de detección y ventilación, protocolos de seguridad ocupacional y planes de respuesta ante emergencias.

En cuanto a la disolución de hidróxido de potasio, los fabricantes cuentan con protocolos probados y seguros para su manejo. Cabe destacar que el personal solo estará en contacto con esta disolución en los pequeños mantenimientos que la planta requiera, su puesta en marcha, sustitución a los 10 años de los stacks y desmantelamiento. En caso de fugas inesperadas, los electrolizadores contarán con sistemas de autocontención o de alcantarillado específicos para luego estos vertidos poder ser recogidos y neutralizados debidamente.

### **Compatibilidad con Otras Tecnologías**

Todas las tecnologías de electrolisis requieren un sistema de enfriamiento para mantener las temperaturas de operación óptimas. Se ha seleccionado para este proyecto un sistema de enfriamiento por aire, que minimiza el consumo adicional de agua y se ajusta bien a la disponibilidad de recursos locales en Uruguay.

La tecnología de electrólisis alcalina se integra eficazmente con sistemas de enfriamiento por aire, asegurando que el proceso se mantenga dentro de los parámetros de temperatura ideales sin un consumo excesivo de agua. Su refrigeración es más sencilla de gestionar y diseñar en comparación con su principal competidor, PEM, ya que típicamente trabaja a temperaturas de operación al menos 10°C superior pudiendo llegar a temperaturas de 100°C o 160°C en casos extremos. Estas altas temperaturas abren la cantidad de opciones tecnológicas con las que realizar la refrigeración así como favorece los fenómenos de transferencia de calor en los intercambiadores.

Cabe añadir que, debido a las altas densidades de corriente en los electrolizadores PEM, la acumulación de calor y su respectiva subida de temperatura tiene una mayor inercia lo cual los hace más sensibles a fallos o malos ajustes de los sistemas de refrigeración asociados pudiendo causar la degradación prematura de los stacks.

### **Consumo de Agua**

Para la producción de hidrógeno a gran escala, el consumo de agua es un factor clave. La electrólisis alcalina presenta un consumo de agua que, aunque significativo, es similar al de otras tecnologías. Para asegurar un uso eficiente de los recursos hídricos, se implementará un sistema de recuperación de agua que optimice su reutilización en el proceso, reduciendo así el impacto ambiental.

En cuanto a las diferentes tecnologías de electrolisis, las diferencias son mínimas dependiendo principalmente los consumos de agua del tipo de refrigeración seleccionada en primer lugar, de la calidad del agua de partida en segundo lugar, de la calidad de la tecnología de purificación de agua en tercer lugar y de la tecnología de electrolisis en último lugar.

Si bien los fabricantes de electrolizadores alcalinos recomiendan conductividades del agua de entrada inferiores a los 5 micro Siemens y los de PEM inferiores a 1 micro Siemens, esto afecta más a la frecuencia de cambio de componentes de la desmineralizadora que a la cantidad de agua consumida pudiendo llegar a ser la diferencia completamente nula.

### **Eficiencia Energética**

La eficiencia de la electrolisis expresada en kWh por kg de hidrogeno tiene un efecto relativamente alto en los costes operativos del proyecto así como en la energía necesaria para mantener la planta activa. Este parámetro parece ser muy similar entre las distintas opciones comerciales principales de tecnología, por tanto, este no ha sido un factor de decisión en el momento de escoger la tecnología alcalina.

Respecto al proyecto en su conjunto, se optimizará el uso energético mediante sistemas avanzados de gestión de energía y un diseño integrado que minimice las pérdidas. Esto mejora el balance energético, reduciendo costos operativos y aumentando la sostenibilidad a largo plazo.

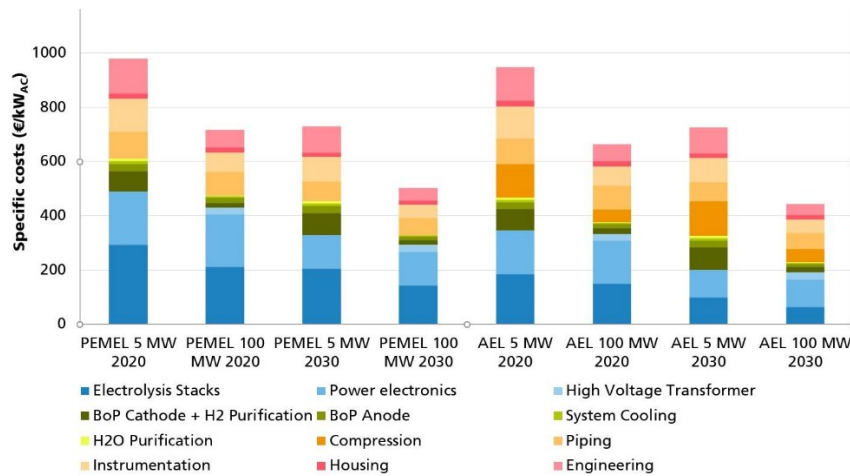
### **Consideraciones Financieras**

Desde el punto de vista financiero, la tecnología de electrólisis alcalina ofrece una opción rentable tanto en términos de CAPEX como de OPEX, permitiendo un retorno de inversión competitivo para un proyecto de esta escala.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos de la comparación de las ofertas de distintos fabricantes de electrolizadores, se observa como tanto el coste inicial y los

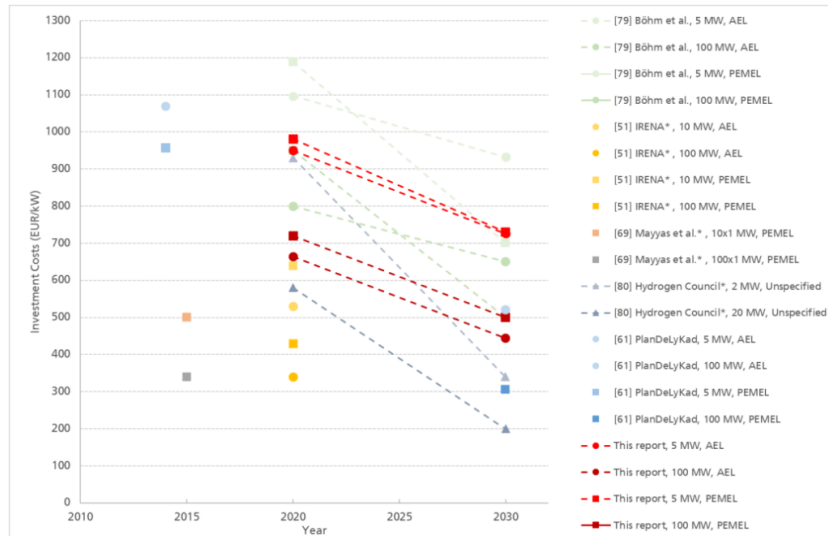
costes de mantenimiento de los electrolizadores, son más bajos en el caso del alcalino no presurizado. En el caso del electrolizador alcalino presurizado se observan precios mas altos que el resto pero esto podría ser debido a un alcance superior que podría ahorrarse en trabajos y equipos a realizar y suministrar por una EPC.

Existen estudios más profundos y complejos realizados por organismos públicos como el instituto Fraunhofer, que muestran como teniendo todos los componentes en cuenta, el alcalino, en líneas generales suele ser una opción más económica e incluso a futuro se espera que lo siga siendo.



**Ilustración 5. Alkaline and PEM electrolysis system cost for different system capacities in 2020 and 2030.**

Además del análisis de costes del propio estudio del instituto Fraunhofer, se tuvieron en cuenta otros análisis de costes disponibles en la literatura. Cabe señalar que una comparación directa de los valores de costes publicados suele ser imposible, o al menos difícil, debido a las grandes diferencias en los límites del sistema, los supuestos subyacentes y las fuentes de datos utilizadas. Parámetros como las cifras de producción, las capacidades del sistema, el diseño del sistema e incluso la fecha de publicación pueden variar pueden influir drásticamente en los resultados, por lo que deben tenerse en cuenta a la hora de comparar los resultados entre sí.



**Ilustración 6. Investment costs from available literature depending on year considered, technology and production capacity**

Uno de los primeros estudios en comparar los costes de inversión de los sistemas de electrólisis alcalina y PEM en un enfoque ascendente fue el informe PlanDeLyKad de 2014, en el que los autores de este estudio se encargaron del modelo de costes PEM. El estudio comparaba las estructuras de costes tanto de un sistema de electrólisis alcalina de 5 MW como de un sistema de electrólisis PEM de 5 MW con tecnología punta a partir de 2015 y sistemas de 100 MW de ambas tecnologías para el año 2030, lo que tiene en cuenta un cierto progreso técnico.

Como se desprende de los valores calculados, la electrólisis alcalina (incluida una etapa de compresión mecánica), en particular, se estimó de forma mucho más conservadora para el año 2015, ya que se partió de un sistema maduro con una baja densidad de potencia. Para el año 2030, ya se utilizaron como base de los cálculos los avances significativos en la electrólisis alcalina. Sin embargo, desde la perspectiva actual, cabe esperar valores de rendimiento aún mejores en el futuro, de modo que los costes de la electrólisis alcalina deberían descender por debajo de 500 euros/kW en 2030, tal como se prevé en el estudio.

Por otro lado, los costes de inversión del sistema de electrólisis PEM en 2030 se estimaron sensiblemente inferiores. Esto puede explicarse esencialmente por el hecho de que en el estudio de PlanDeLyKad se partió de stacks PEM con una capacidad nominal de 10 MW, lo que, desde la perspectiva actual, ya no es realista para 2030 mientras que no exista una alternativa sólida a los materiales de membrana actuales.

En conclusión, la tecnología de electrólisis alcalina representa una opción óptima para el proyecto en Uruguay, equilibrando eficiencia, costo y sostenibilidad.

## **Referencias**

[Towards a GW industry - Fraunhofer ISE provides a deep-in cost analysis for water electrolysis systems - Fraunhofer ISE](#)

Informes de HATCH

Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis - Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems, Marius Holst, Stefan Aschbrenner, Tom Smolinka, Christopher Voglstätter, Gunter Grimm; Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE (2021)

Water Supply for Electrolysis Plants, Friedrich Mendler, Ombeni Ranzmeyer, Gunter Grimm, Sophia Binninger, Steffen Merseburg, Marius Holst, Christopher Voglstätter; Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE (2024)

## REFRIGERACIÓN

Esta sección describe el análisis realizado para definir la tecnología de enfriamiento a ser utilizada en Tambor. Las premisas para desarrollar este estudio son las siguientes:

- El consumo de agua debe reducirse al máximo posible.
- El enfriamiento debe garantizarse incluso en los meses más calurosos.

La Tabla 7 muestra las demandas de enfriamiento para los diferentes sistemas en Tambor. Estos son los valores utilizados para dimensionar el equipo de enfriamiento. La temperatura más baja que debe alcanzarse en cada proceso se muestra en la Tabla 8. Esta temperatura se utilizará para determinar si la tecnología de enfriamiento seleccionada puede enfriar tanto como sea necesario. Los principales parámetros operativos considerados para los sistemas de enfriamiento en este análisis se presentan en la Tabla, que incluye parámetros para enfriadores de aire y torres de enfriamiento típicas.

**Tabla 7. Demandas de enfriamiento.**

Parámetro	Valor (kW)	Notas
Demanda de enfriamiento para la producción de hidrógeno	25,760	Información proporcionada por NEL.
Demanda de enfriamiento para la unidad de metanol	18,667	Valor calculado con base en información proporcionada por TOPSOE (1.600 ton/h con un cambio de temperatura de 10°C). El requerimiento corresponde al escenario con el mayor consumo de enfriamiento.
<b>Total</b>	<b>44,427</b>	

**Tabla 8. Temperatura más baja a alcanzar en el proceso:**

Parámetro	Temperatura °C
Producción de hidrogeno	45
Unidad de metanol	40

La Tabla 9 muestra las condiciones climáticas en la ubicación de Tambor. Según esta tabla, la temperatura más alta registrada es de 40°C. Basado en este valor, se puede decir que el enfriamiento con enfriadores de aire no sería posible cuando ocurran temperaturas tan altas (revisar la temperatura más baja a alcanzar en la Unidad de Metanol en la Tabla previa). Sin embargo, el análisis completo se presenta a continuación.

**Tabla 9. Condiciones climáticas del sitio de Tambor:**

<b>Parámetro</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor</b>
Temperatura ambiental del aire (min/máx)	°C	-1/40
Precipitación media anual	mm/año	1,533
Máxima precipitación mensual	mm	401
Presión atmosférica	kPa (a)	99.69
Elevación del sitio	m	143
Velocidad media del viento anual	m/s	-
Nieve	-	No prevista
Terremoto	-	Sin datos disponibles

Para determinar si los enfriadores de aire pueden usarse para lograr el 100% del enfriamiento en Tambor, se consultó la base de datos del INIA (Instituto Nacional de Investigación Agropecuaria, Uruguay). Se analizó la información sobre la temperatura más alta de cada día en los últimos 13 años.

El mínimo de temperatura que puede alcanzarse con enfriadores de aire se calcula como la suma de la temperatura de bulbo seco más la temperatura de aproximación. Para este análisis, se consideró una aproximación de 7°C.

Con base en esto:

- La temperatura máxima para enfriar en la planta de hidrógeno debería ser de 38°C (45 - 7).
- Para la Unidad de Metanol, la temperatura máxima debería ser de 33°C (40 - 7).

Según la base de datos del INIA, los 33°C se superaron 19 días al año, mientras que los 38°C se superaron solo durante 3 horas al año. Esto significa que los enfriadores de aire podrían cumplir con el 99% del tiempo requerido.

### **Conclusión sobre el uso de enfriadores de aire**

Se concluye que el enfriamiento en Tambor puede lograrse con enfriadores de aire el 99% del tiempo. Sin embargo, debido a las temperaturas extremas ocasionales, se recomienda implementar sistemas híbridos como los sistemas de enfriamiento adiabático con almohadillas. La ventaja de estos sistemas es que pueden operar como enfriadores de aire la mayor parte del tiempo, pero las almohadillas húmedas se pueden activar cuando las temperaturas de bulbo seco son demasiado altas.

Cuando se utilizan las almohadillas húmedas, la temperatura del aire se reduce a valores cercanos a la temperatura de bulbo húmedo, que suele ser de 7 a 14°C más baja que la temperatura de bulbo seco.

Las ventajas y desventajas de las torres de enfriamiento húmedas frente a los enfriadores de aire, se presentan en la Tabla 10.

**Tabla 10. Comparación torres de enfriamiento húmedas vs enfriadores de aire.**

<b>Tecnología</b>	<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
<b>Torres de enfriamiento húmedas</b>	La temperatura mínima alcanzable es la temperatura de bulbo húmedo.	Uso de productos químicos para tratar el agua y prevenir corrosión, incrustaciones y crecimiento biológico.
	Mayor eficiencia energética; consumo de energía más bajo en relación a calor rechazado.	Alto consumo de agua.
	CAPEX y OPEX generalmente más bajos que los enfriadores de aire.	
<b>Enfriadores de aire</b>	No requieren productos químicos para el tratamiento del agua.	La temperatura mínima alcanzable es la de bulbo seco, generalmente 7 a 14°C más alta que la de bulbo húmedo.
	Eliminan el riesgo de Legionella para el personal.	Los enfriadores de aire necesitan áreas mayores debido a las bajas capacidades de transferencia térmica del aire.
	Más convenientes para instalaciones temporales.	

## Diseño del sistema de enfriamiento para el Proyecto Tambor

### *Descripción general*

El sistema de enfriamiento previsto para el proceso en Tambor consta de dos enfriadores de aire para diferentes áreas de proceso (Producción de Hidrógeno & Producción de Metanol), cada uno de ellos equipado con control automático de temperatura para mantener el mejor rendimiento posible para cada condición de proceso.

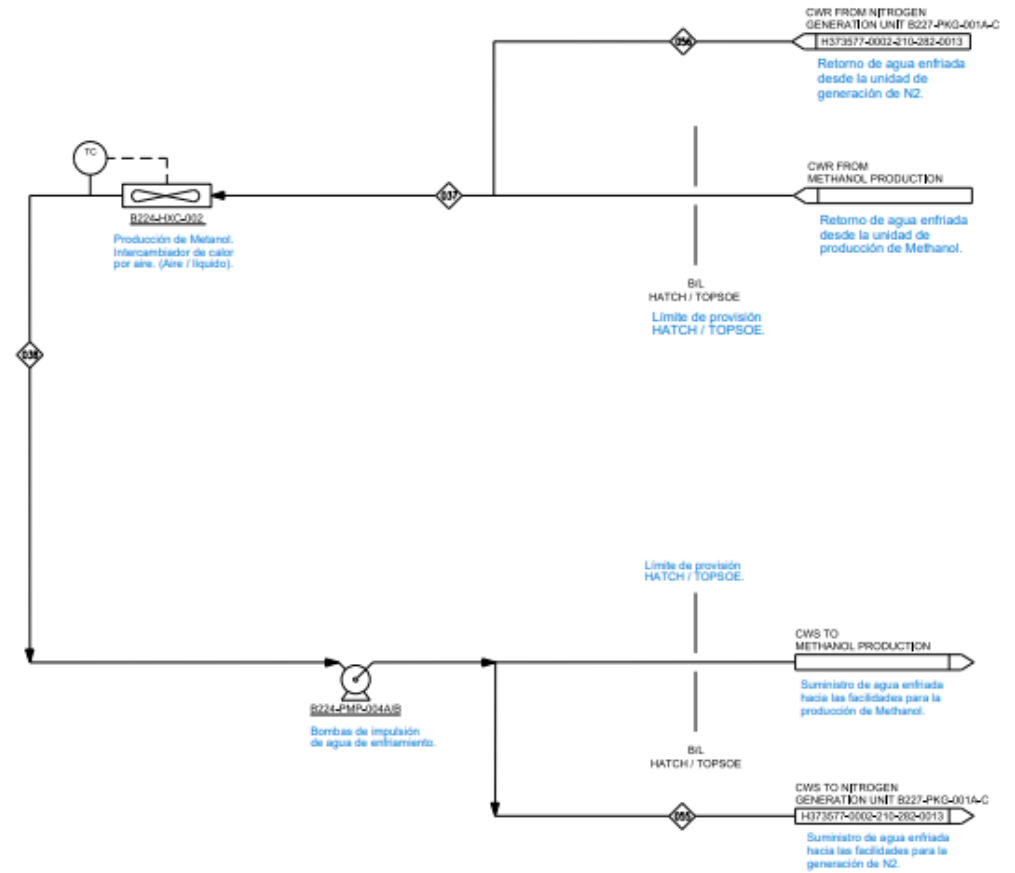
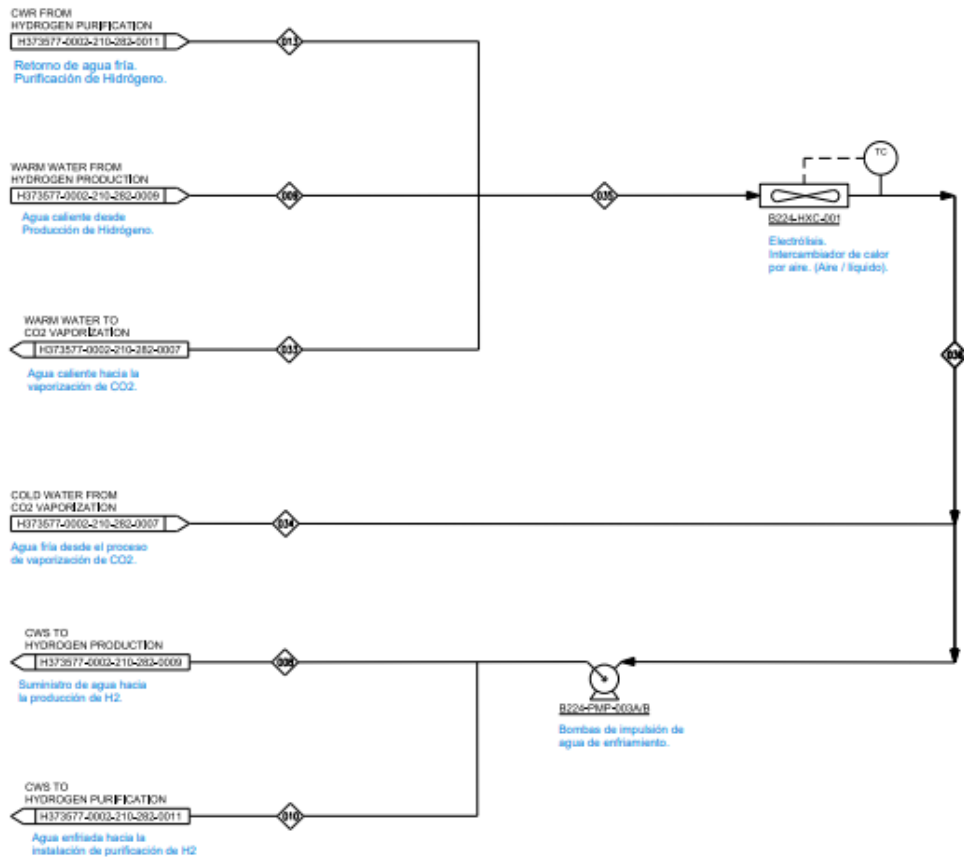
Cada área de proceso cuenta con un circuito cerrado de agua de enfriamiento. Dicha agua proviene de la planta de agua desmineralizada y se renueva únicamente en pequeñas cantidades en ocasión de tareas de mantenimiento puntuales. Dichos circuitos retiran el calor generado en los procesos industriales, aumentando su temperatura desde la temperatura de suministro ( $T1 = 40$  a  $45^{\circ}\text{C}$ ) hasta la temperatura de retorno ( $T2 = 50^{\circ}\text{C}$ ). En los enfriadores de aire, se vuelve a enfriar el agua de los circuitos cerrados de  $T2$  a  $T1$ .

El enfriador de aire B224-HXC-001 suministra el enfriamiento para la producción de hidrógeno y de su proceso de purificación mediante un circuito cerrado de agua. Las bombas de recirculación de son las identificadas como B224-PMP-003 A/B.

El segundo enfriador de aire, B224-HXC-002, sirve al Proceso de Producción de Metanol y a la Unidad de Generación de Nitrógeno B227-PKG-001A-C. Este intercambiador por aire, enfría el agua de retorno del circuito cerrado. Las bombas de agua de refrigeración B224-PMP-004 A/B distribuyen el agua ya a menor temperatura hacia los intercambiadores de calor de los dos procesos anteriormente mencionados (producción de metanol y proceso de nitrógeno).

El esquema a continuación en la *Ilustración 7* muestra los circuitos cerrados de agua de enfriamiento, con sus bombas de recirculación y los enfriadores de aire asociados a cada circuito. En el esquema se observa también el proceso de vaporización de  $\text{CO}_2$ , que absorbe calor y contribuye también a enfriar el agua en el circuito cerrado, reduciendo parcialmente la demanda en los enfriadores de aire.

Ilustración 7. Circuitos cerrados de agua de enfriamiento.



### *Características técnicas de los paneles adiabáticos*

Por las razones expuestas en el apartado anterior, se decide incorporar paneles adiabáticos en el ingreso de aire a los enfriadores, con el objetivo de reducir la temperatura del aire a niveles aceptables.

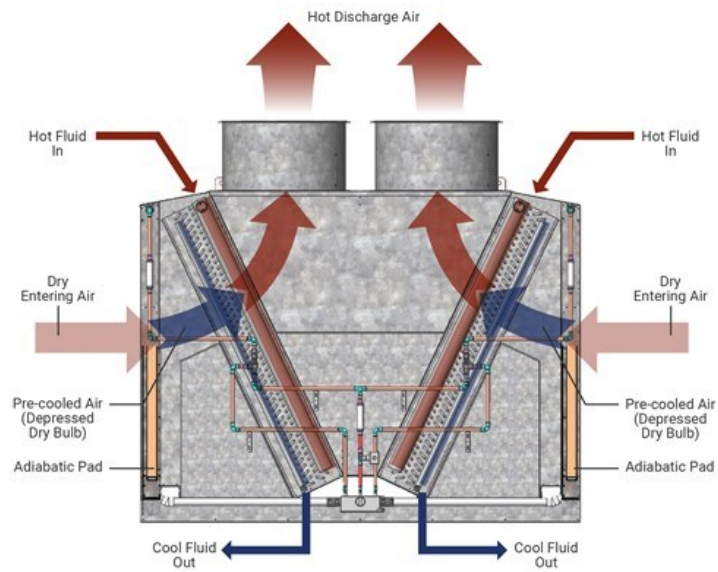
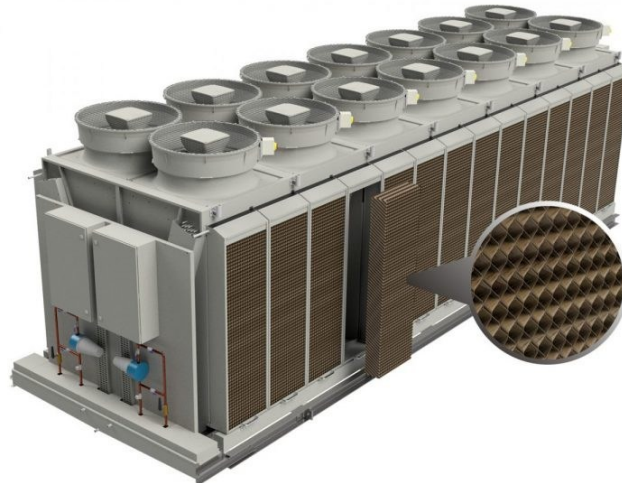
El principio de operación de estos sistemas es el siguiente: un sistema de refrigeración adiabático aprovecha la diferencia entre la temperatura de bulbo seco y la temperatura de bulbo húmedo del aire a enfriar, que suele ser de entre 7 y 14°C en zonas no costeras. Los paneles adiabáticos son mantas de celulosa húmedas, por lo que el aire al circular por ellas se humedece, entregando calor para vaporizar el agua. De esta forma, la temperatura del aire se aproxima a su temperatura de bulbo húmedo.

La ventaja de considerar este sistema es que pueden funcionar como enfriadores secos la mayor parte del tiempo, pero los paneles húmedos se pueden activar cuando las temperaturas de bulbo seco son elevadas y que impiden la operación en seco.

En los sistemas de paneles para enfriamiento adiabáticos, estos conjuntos de partición de gota se colocan agrupados en estructuras que se montan frente al bloque de aletas. Mediante el uso de una bomba de impulsión, el agua humedece los paneles desde el extremo superior de los mismos.

El agua no entra en contacto directo con las aletas del intercambiador, por lo que la vida útil de las aletas no se reduce significativamente. Adicionalmente, los paneles evitan la contaminación por deposición de los conjuntos aletados.

Ilustración 8. Sistema de enfriadores con paneles adiabáticos.



### *Alimentación de agua de los paneles adiabáticos*

Los paneles adiabáticos requieren una alimentación de agua que se estima en:

- 31 m<sup>3</sup>/h en un período de 114 horas por año, en promedio, para la producción de metanol. Esto equivale a un requerimiento estimado de 186 m<sup>3</sup>/día, considerando 6 horas diarias de temperaturas no aceptables.
- 43 m<sup>3</sup>/h en un período de 3 horas por año, en promedio, para la producción de hidrógeno. Esto equivale a un requerimiento estimado de 129 m<sup>3</sup>/día, considerando 3 horas diarias de temperaturas no aceptables.

Para alimentar la totalidad de este caudal, se propone utilizar el agua de rechazo de la planta de desmineralización. Dicha planta generará un caudal de rechazo de 9.2 m<sup>3</sup>/h, y opera todo el año de forma continua, excepto en paradas de mantenimiento. Esto equivale a una generación estimada de 220.8 m<sup>3</sup>/día.

La generación diaria de agua de rechazo es suficiente para cubrir la demanda en el área de producción de metanol. Sin embargo se debe contar con tanques aislados que balanceen la generación y el consumo diario de agua. Para eso se instalaran tanques con una capacidad total de 200 m<sup>3</sup>.

Para cubrir la demanda de agua de rechazo en el área de producción de hidrógeno, se contará con tanques aislados de capacidad total 140 m<sup>3</sup>, que se llenarán durante los períodos menos calurosos de año.

La capacidad de estos tanques se confirmará en etapas posteriores del proyecto, los números propuestos son aproximaciones. En estas etapas posteriores se evaluará también la posibilidad de almacenar agua de rechazo en tanques de reserva adicionales, diseñados para eventos de calor extremo.

## Conclusiones y recomendaciones

- El enfriamiento en Tambor puede lograrse el 99% del tiempo con enfriadores de aire. Para las horas más calurosas, se propone utilizar sistemas de paneles adiabáticos.
- Aunque las torres de enfriamiento húmedas tienen un menor valor de CAPEX y OPEX, se optó por una tecnología que minimizara el consumo de agua en la zona de implantación del proyecto.
- El único efluente líquido de proceso en la ubicación proviene de la unidad de ósmosis inversa y cumple con los requisitos establecidos en el Decreto 253/79 para su disposición en curso de agua.
- La selección de la tecnología de electrolisis alcalina es la más adecuada ya que se van a elegir enfriadores por aire y la temperatura de operación de los electrolizadores alcalinos es normalmente 10°C por encima de los PEM, lo que aumenta el margen de diferencia de temperatura necesaria con la temperatura del bulbo seco del ambiente