

Instituto Tecnológico de Costa Rica

Escuela de Ingeniería Electromecánica

“Estudio de prefactibilidad técnico-financiero de una instalación de electrolizadores para la
generación de hidrógeno en las instalaciones de EBI”

Informe del Trabajo Final de Graduación para optar por el grado de
licenciatura en ingeniería en mantenimiento industrial

Realizado por Josué Manuel Rodríguez Moreira

Cartago

Junio 2024



Carrera evaluada y acreditada por:

Canadian Engineering Accreditation Board

Bureau Canadien d'Accréditation des Programmes d'Ingénierie

Presentación

Datos personales

Nombre completo: Josué Manuel Rodríguez Moreira

Número de cédula: 116890485

Número de carné: 2015095677

Edad: 26 años

Números de teléfono: 83097702

Correos electrónicos: josue30_97@estudiantec.com

Domicilio exacto: San José, Tibás, Colima, Cuatro Reinas, avenida 55A, calle 32A

Datos de la empresa

Nombre: Empresas Berthier EBI de Costa Rica S.A.

Actividad Principal: Recolección y tratamiento final de residuos sólidos

Dirección: La Uruca, Del Puente Juan Pablo II, 200m oeste y 175 sur

Contacto: Lic. Alexandre Gendron

Teléfono: 4703-1900

Carta de aceptación de la Empresa

Costa Rica, San José, jueves 19 de octubre 2023.

Señor,

Coordinador de Práctica Ignacio Del Valle Granados. Escuela de
Ingeniería Electromecánica.

Le comunico que el estudiante Josué Manuel Rodríguez Moreira, cédula 116890485, de la carrera de Mantenimiento Industrial, carné 2015095677, acepta realizar su trabajo final de graduación en la empresa EMPRESAS BERTHIER EBI DE COSTA RICA S.A. El nombre del anteproyecto es "Estudio de prefactibilidad técnico-financiero de una instalación de electrolizadores para la generación de hidrógeno en las instalaciones de EBI". Dicho anteproyecto fue revisado y aprobado por esta empresa, la cual está interesada en su ejecución porque se alinea con los objetivos de descarbonización de la organización. Asimismo, debido a la sensibilidad de los datos, se solicita la confidencialidad de los resultados.

Atentamente,



Alexandre Gendron

Director de Proyectos

Correo electrónico: agendron@ebicr.com

Teléfono: (+506)88987005

Dedicatoria

Quiero dedicarle este trabajo a mi madre, mi padre y mi abuela, que son las únicas personas que creyeron en mi hasta el final.

En especial a mi madre, por ser el soporte y apoyo durante toda mi carrera.

A mi abuelo, por todas las veces que hizo esos pequeños sacrificios por mí.

En memoria a Melba Mora Calderón

1941-2020

Agradecimientos

Me gustaría agradecer tanto a EBI de Costa Rica como a Alexandre Gendron, no solo por ofrecerme una oportunidad, sino por creer en mi proyecto y facilitarme toda la ayuda que requerí para esta investigación.

Quisiera darle las gracias a mis compañeros de carrera con los que compartí todos aquellos cursos, aunque hayan sido solo una parte del camino, fui dichoso de haberlos conocido.

Además, quiero darle las gracias a todos los amigos que hice durante el tiempo que estuve en la universidad, que de alguna u otra forma hicieron mis días más dichosos.

Por último, gracias a todas aquellas personas que son capaces de ver más allá de sus propios intereses y buscan hacer de este mundo un lugar mejor, aunque sean pequeños gestos, cada acción suma.

Resumen

Esta investigación desarrolla un análisis de la prefactibilidad técnico-financiero para la generación hidrógeno verde como solución al problema del desaprovechamiento de biogás, derivado de la descomposición de residuos orgánicos. Según el marco del Plan Nacional de Descarbonización, esta solución es una alternativa viable tanto para reducir la huella de carbono causada por el uso de combustibles fósiles, como para incrementar el uso de un recurso subutilizado.

Para realizar este estudio de prefactibilidad el problema se aborda desde una perspectiva técnica y financiera, que se desarrolla en tres capítulos: análisis costo de ciclo de vida útil, diseño del sistema y costos finales.

En cuanto al análisis del costo de ciclo de vida útil fue necesario comparar las diferentes opciones de equipos electrolizadores en el mercado, considerando las múltiples características tecnológicas y de los fabricantes, así como todas las etapas la vida útil del activo.

Posterior a la selección del equipo, considerando el cumplimiento de las normas y la legislación de Costa Rica, se desarrolla la infraestructura necesaria para su operación. Finalmente, se calculan los costos de todo el sistema y se determinan los indicadores financieros para valorar la viabilidad del proyecto en las instalaciones de EBI Costa Rica.

Palabras clave Hidrógeno verde, electrolizador, LCOE, LCOH, costos, biogás

Abstract

This investigation develops an analysis of the prefeasibility technical-financial for the generation of green hydrogen as a solution for biogas waste, derivative of the decomposition of organic residues. According to the National Decarbonization Plan, this solution is a viable alternative to reduce the carbon footprint caused for the use of fossil fuel, as for to increase the use of a sub utilized resource.

To create this prefeasibility study the approach of the problem is from a technical and financial perspective, it is developed in three chapters: Analysis of the useful life cycle, system design and final costs.

As for the analysis for the useful life cycle, it was necessary a comparison of the different electrolyzing equipment options in the market, considering multiple technological characteristics and manufacturers, as well as all the useful life cycle stages of the asset.

After the equipment selection, considering the norm compliance and Costa Rica's legislation, the necessary infrastructure is developed for the execution. Finally, the system costs are calculated, and the financial indicators are determinate to assess the project viability in EBI's plant.

Keywords green hydrogen, electrolyzing equipment, LCOE, LCOH, cost, biogas

Índice de contenidos

Presentación.....	ii
Datos personales.....	ii
Datos de la empresa.....	ii
Carta de aceptación de la Empresa.....	iii
Dedicatoria	iv
Agradecimientos.....	v
Resumen	vi
Palabras clave	vi
Abstract	vii
Capítulo I. Introducción	1
Reseña de la empresa	1
Descripción del proceso productivo	2
Antecedentes	4
Descripción del problema.....	5
Objetivos	7
Justificación.....	8
Viabilidad	10

Alcance.....	11
Limitaciones.....	11
Capítulo II. Metodología.....	13
Capítulo III. Marco teórico	15
Marco conceptual	15
Marco Legal	17
Proceso de electrólisis	19
Principio de la electrólisis	19
Técnicas de electrólisis.....	21
Electrólisis alcalina.....	23
Electrólisis de electrolito de polímero sólido (PEM)	24
Electrólisis de vapor en electrolitos de óxido sólido (SOEL)	27
Costo Nivelado de Electricidad (LCOE).....	28
Capítulo IV. Análisis costo de ciclo de vida útil	30
4.1. LCOE	30
4.2. LCOH	36
Electrolizador AEM Nexus 1000 de Enapter	36
Electrolizador PEM MC500 de Nelhydrogen	38
LCOH	39

Capítulo V. Diseño del sistema	46
5.1. Electrolizador	46
5.2. Abastecimiento de agua.....	48
5.3. Alimentadores	56
5.3.1. Circuito de electrolizadores T1-C1	58
5.3.2. Circuito de bombas T2-C1	60
5.3.3. Circuito de toma T2-C3.....	61
5.3.4. Alimentadores	62
5.3.5. Designación de los tableros.....	66
5.4. Almacenamiento de hidrógeno.....	67
5.5. Sistema de control	72
5.6. Elementos estructurales.....	79
Capítulo VI. Costos finales	83
Capítulo VII. Conclusiones y recomendaciones	90
7.1. Conclusiones	90
7.2. Recomendaciones.....	91
Bibliografía	93
Anexos	97

Índice de figuras

Figura 1	Diagrama de proceso en las plantas de EBI.....	3
Figura 2	Diagrama del aprovechamiento actual del biogás en EBI de Costa Rica	4
Figura 3	Diagrama del aprovechamiento que se busca en EBI de Costa Rica.....	5
Figura 4	Representación esquemática del proceso de electrólisis a la izquierda, curva voltaje contra corriente característica del proceso de electrólisis a la derecha	20
Figura 5	(a) Principio de la electrólisis PEM: cátodo, membrana, ánodo, placa bipolar con canales de gas. (b) Estructura de una membrana de polímero sólido (Nafion)	25
Figura 6	Tensión en que la electrólisis descompone el agua según la temperatura y la presión ..	27
Figura 7	Equipo de cogeneración TEDOM Cento 200	31
Figura 8	AEM Nexus 1000	37
Figura 9	PEM Electrolyser MC500 de Nelhydrogen.....	38
Figura 10	Diagrama de sistema de electrólisis tipo PEM	46
Figura 11	Figura del electrolizador MC 500 de NelHydrogen	48
Figura 12	Diagrama del sistema de agua	49
Figura 13	Perdida de carga para una tubería rugosa por cada 100ft	50
Figura 14	Curva de desempeño de diferentes modelos de bombas, Standard NPSH 3SV	52
Figura 15	Curva de desempeño de la bomba seleccionada a diferentes revoluciones, Standard NPSH.....	53
Figura 16	Datos técnicos de la bomba seleccionada por la aplicación Esp Systemwize	54
Figura 17	Distribución del circuito de alimentación	57
Figura 18	Transformador de 10kVA.....	63

Figura 19 Diagrama del sistema de almacenamiento de hidrógeno.....	68
Figura 20 Válvula de alivio de acero inoxidable de grado 316L para presiones de hasta 2 700 psi	72
Figura 21 Diagrama del sistema de control.....	75
Figura 22 Variables del sistema de control	76
Figura 23 Código del programa del sistema de control (LD)	77
Figura 24 Interfaz del sistema de control.....	78
Figura 25 Localización del proyecto en las instalaciones de EBI de Costa Rica en PTA URUKA en La Carpio	80
Figura 26 Vista aérea de posible distribución de planta.....	81

Índice de tablas

Tabla 1 Descripción del contexto del problema de investigación.....	6
Tabla 2 Objetivos e indicadores de éxito del proyecto.....	7
Tabla 3 Metodología del proyecto según los objetivos específicos	13
Tabla 4 Datos técnicos generales de algunas configuraciones de electrólisis.....	21
Tabla 5 Datos financieros del sistema de cogeneración.....	31
Tabla 6 Cálculo teórico del LCOE para la unidad TEDOM Cento 200.....	32
Tabla 7 Energía producida por EBI en la planta La Carpio en un año, por periodos punta, valle y nocturno.....	34
Tabla 8 Cálculo real del LCOE para la unidad TEDOM Cento 200.....	35
Tabla 9 Costo de adquisición de diferentes equipos electrolizadores	39

Tabla 10 Aumento en el consumo de energía de los electrolizadores a causa de la degradación de las celdas	39
Tabla 11 Costos de mantenimiento establecidos por los fabricantes	40
Tabla 12 Cálculo del LCOH para el electrolizador MC 500.....	41
Tabla 13 Cálculo del LCOH para el electrolizador AEM Nexus 1000	41
Tabla 14 Valor del LCOH para ambos equipos electrolizadores	42
Tabla 15 Costo mensual del agua consumida.....	55
Tabla 16 Precios de componentes del sistema de abastecimiento de agua	56
Tabla 17 Datos de circuito 1 del tablero primario.....	58
Tabla 18 Datos de circuito 1 del tablero secundario	60
Tabla 19 Datos de circuito 2 del tablero secundario	61
Tabla 20 Protección contra sobrecarga en transformador	64
Tabla 21 Designación de circuitos y balance de cargas en el tablero primario.....	66
Tabla 22 Designación de circuitos y balance de cargas en el tablero secundario	66
Tabla 23 Precios de componentes del sistema eléctrico.....	67
Tabla 24 Costo aproximado y costo nivelado del almacenamiento del hidrógeno presurizado ...	69
Tabla 25 Especificaciones y precio de tubería	71
Tabla 26 Precio de válvulas de alivio requeridas por el sistema.....	72
Tabla 27 Costos de construcción de estructuras.....	82
Tabla 28 Competitividad del hidrógeno contra el diésel.....	83
Tabla 29 Costos finales separados en rubros por cada sistema	84
Tabla 30 Proyección de flujo de caja desde el año 0 hasta el año 6 en \$USD	85

Tabla 31 Proyección de flujo de caja desde el año 7 hasta el año 13 en \$USD	86
Tabla 32 Proyección de flujo de caja desde el año 14 hasta el año 20 en \$USD	87
Tabla 33 Depreciación del sistema electromecánico.....	88
Tabla 34 Resultados financieros.....	88

Índice de gráficos

Gráfico 1 Demanda nacional de hidrógeno en Costa Rica para diferentes aplicaciones proyectada para 2030 y 2050	16
Gráfico 2 Costo nivelado de electricidad en hidroeléctricas-embalse en Costa Rica	33
Gráfico 3 Factor de planta en hidroeléctricas-embalse en Costa Rica	35
Gráfico 4 Costo nivelado de hidrógeno por fuente en 2020, 2030 y 2050.....	43
Gráfico 5 Desglose del LCOH para la producción de H2 en EBI.....	44
Gráfico 6 Desglose del LCOH para la producción de H2 en EBI, en un escenario con un factor de planta del 100%.....	45
Gráfico 7 Costos desglosados de cada rubro del proyecto	89

Capítulo I. Introducción

Reseña de la empresa

Las Empresas Berthier EBI de Costa Rica S.A. (EBI, 2024) son líderes en el tratamiento de los residuos sólidos de Costa Rica. Desde hace más de 15 años EBI ha sido la empresa encargada para la administración de múltiples rellenos sanitarios en el país, además del tratamiento de residuos sólidos y tratamiento aguas. La firma además forma parte del Grupo EBI Recycling and Management of Residual Material que cuenta con 60 años en el mercado de gestión integral de residuos.

EBI de Costa Rica siempre da un paso extra en el cumplimiento de los requisitos técnicos y legales exigidos por las entidades reguladoras. Además, EBI de Costa Rica cuenta con múltiples reconocimientos por su gestión de programas ambientales que buscan la protección del recurso hídrico, conservación de bosques, el control de emisiones para alcanzar la carbono neutralidad y la participación en programas de Bandera Azul Ecológica.

Algunos de los servicios que ofrece esta empresa son: recolección de residuos, alquiler de camiones recolectores, almacén temporal de residuos, pretratamiento de residuos especiales y transporte de residuos.

Misión

Contribuir con el ambiente y la salud pública en busca de soluciones para la gestión integral de materiales residuales por medio del desarrollo y transferencia tecnológica, así como la ingeniería de diseño y la operación de Parques de Tecnología Ambiental (también conocidos como PTA) como modelo de manejo integral de residuos sólidos en Costa Rica (EBI, 2024).

Visión

Consolidarnos como líderes en el manejo integral de residuos sólidos, mientras expandimos nuestro modelo de Parques de Tecnología Ambiental a otras regiones de Costa Rica y Centroamérica (EBI, 2024).

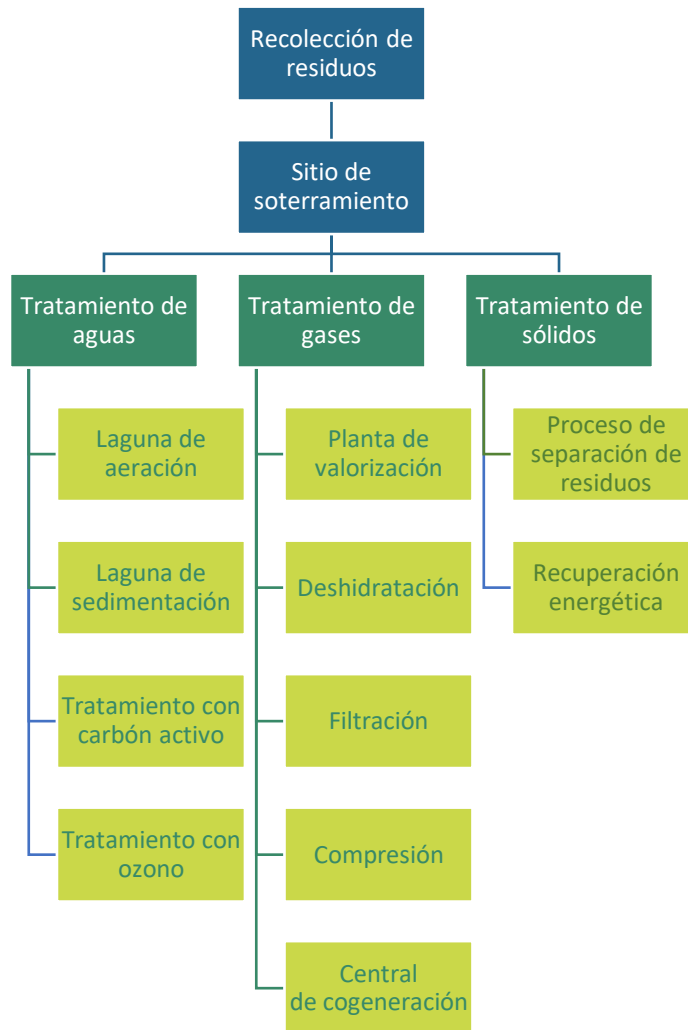
Descripción del proceso productivo

La empresa EBI cumple con múltiples labores de tratamiento de residuos como recolección, soterramiento y tratamiento de productos derivados. También el biogás que se genera durante la descomposición de la materia orgánica de los residuos ordinarios tratados en los parques. Este biogás contiene alrededor de 45% de metano, altamente inflamable y, por su gran potencial como combustible, es utilizado por la empresa para la generación eléctrica en uno de los parques. Actualmente, trabajan en proyectos más amplios con el propósito de ser autosuficientes en otros planteles.

Además, la empresa inició estudios en conjunto con la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) para la instalación de una planta de 4.5MW, como proyecto piloto para determinar la viabilidad y replicar este modelo en sus planteles (Madriz, 2022).

En la Figura 1 se muestra un diagrama del proceso productivo de los planteles de la empresa según las áreas de trabajo.

Figura 1 Diagrama de proceso en las plantas de EBI



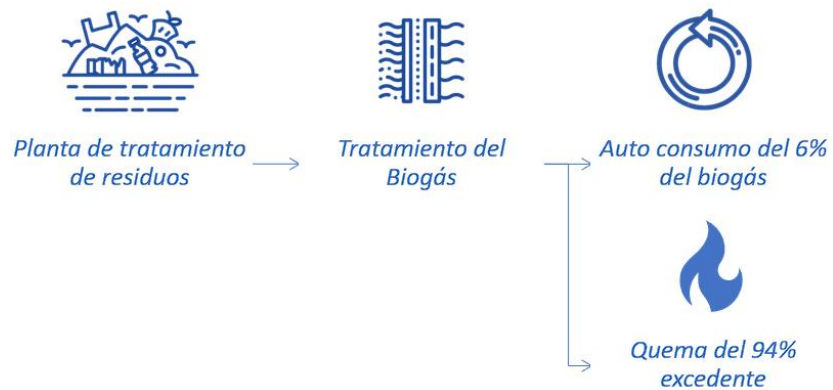
Fuente: Elaboración propia

En la Figura 1 se observa el proceso productivo que realiza EBI de Costa Rica en la gestión integral de los residuos. Este se divide en el tratamiento de sólidos para su aprovechamiento energético en otros procesos, el tratamiento de agua para su adecuada disposición a las cuencas hidrográficas, y el tratamiento de gases para la generación de electricidad.

Antecedentes

Uno de los procesos desarrollados por la empresa está enfocado en el aprovechamiento del biogás como combustible para autoconsumo de la empresa, como se ilustra en la Figura 2.

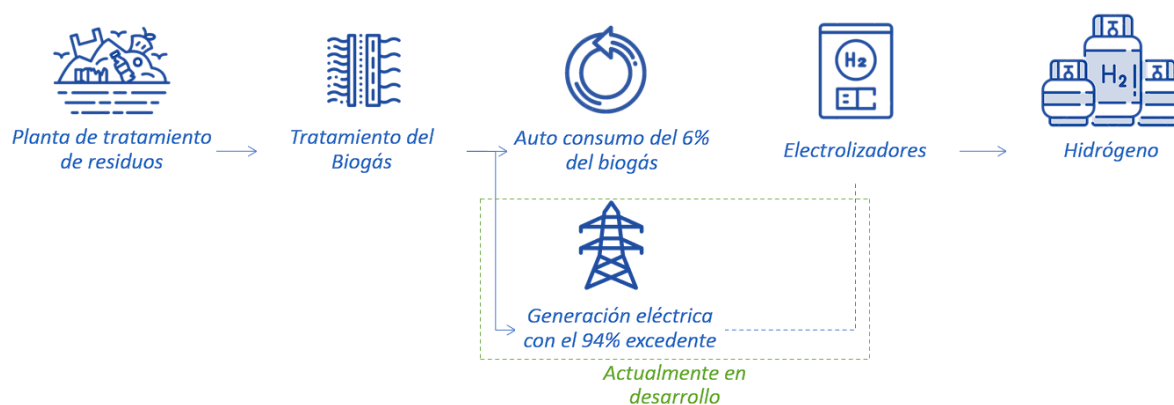
Figura 2 Diagrama del aprovechamiento actual del biogás en EBI de Costa Rica



Fuente: Elaboración propia

Como se muestra en la figura, al ocurrir el proceso de descomposición de los residuos, este libera como producto de desecho el biogás. El biogás se compone de metano, dióxido de carbono, hidrógeno, nitrógeno y ácido sulfúrico entre otros componentes. Luego pasa por un proceso de tratamiento donde es deshumidificado y filtrado. Finalmente, solo el 6% es consumido por la empresa para la producción de energía, mientras que el 94% restante se quema porque no es posible almacenarlo.

Figura 3 Diagrama del aprovechamiento que se busca en EBI de Costa Rica



Fuente: Elaboración propia

Actualmente la mayor parte del combustible es liberado al ambiente, sin generar mayor aporte financiero o productivo a la organización. Ante tal problemática la presente investigación busca aprovechar el 100% del biogás, como se ilustra en la Figura 3.

Descripción del problema

Esta investigación plantea la utilización del recurso energético de EBI para la producción de hidrógeno, enmarcado dentro del Plan Nacional de Descarbonización y de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde. Como en todo proyecto, es clave para la organización o empresa garantizar la viabilidad financiera, técnica y ambiental; por consiguiente, cualquier solución debe contener estos vectores y ser respaldado con evidencia científica.

El foco del problema en las instalaciones de la empresa radica en la liberación de emisiones de gases de efecto invernadero, causado por la descomposición de materia orgánica en los rellenos sanitarios. Por la naturaleza del proceso no es posible detener la emisión de gas, pero sí es posible

utilizar el biogás como sustituto de otros combustibles que generan una mayor emisión de contaminantes, por ejemplo, los provenientes del petróleo.

Una posible solución es aprovechar este recurso a través de la producción de hidrógeno para contribuir a la descarbonización de otras industrias, además para obtener una mayor rentabilidad y maximizar el aprovechamiento a los recursos de la empresa.

Algunas de las principales variables por considerar en esta investigación son el mercado de nuevas tecnologías y su impacto en los costos de la inversión, ambos elementos claves para determinar la viabilidad financiera, técnica y ambiental, además del impacto que tendrían a la empresa.

Tabla 1 Descripción del contexto del problema de investigación

	Contexto	Dato	Fuente
Debiera	De darse el aprovechamiento del 100% del biogás proveniente de la descomposición de residuos producido en las instalaciones del EBI S.A. de forma que se alineé con los objetivos planteados del Plan de Descarbonización de la Economía 2018-2050.	De acuerdo con la Estrategia Nacional de H2 Verde, para 2030 se espera una capacidad instalada de electrolizadores de entre 150 y 500 MW. El desarrollo de la tecnología y mercado de hidrógeno verde depende en gran medida de los actores interesados.	(MINAE, 2022)
Realidad	El recurso energético es subutilizado, lo que causa que se desperdicie un 94% del biogás, este se quema	De los 45.3 metros cúbicos de biogás producidos, entre 45% al 50% corresponde a gas	(EBI, 2024)

al ambiente con los eventuales inconvenientes que esto puede traer. metano CH₄, el cual posee un importante valor como combustible; sin embargo, solo se utiliza un 6% de este.

Problema	¿Es factible la tecnología de producción de hidrógeno para mejorar el aprovechamiento del biogás?	Solo el 6% del biogás producido por EBI de Costa Rica S.A. es aprovechado para los fines comerciales y las metas de descarbonización de la empresa.
----------	---	---

Fuente: Elaboración propia

Objetivos

El desarrollo de esta investigación se orienta por los siguientes objetivos.

General:

Desarrollar un estudio de prefactibilidad técnico-financiero de una instalación de electrolizadores para la generación de hidrógeno en las instalaciones de EBI de Costa Rica para el aprovechamiento del biogás subutilizado.

Tabla 2 Objetivos e indicadores de éxito del proyecto

Objetivos específicos	Indicadores de éxito
1. Evaluar las dimensiones del sistema para producir hidrógeno a partir de los recursos a disposición de la empresa y oferta de equipos en el mercado.	Dimensiones del sistema.
2. Determinar los elementos que componen el sistema y sus especificaciones de acuerdo con lo establecido por la ley y las normas NFPA 1, NFPA 2 e INTE/ISO 22734:2020.	Especificaciones de los componentes
3. Diseñar la infraestructura electromecánica requerida por los electrolizadores para la generación de hidrógeno.	Diseño electromecánico
4. Valorar la factibilidad financiera del proyecto a través del análisis de ciclo de vida útil utilizando como herramienta el indicador LCOH.	Costo de inversión, operación, mantenimiento y descarte.

Fuente: Elaboración propia

Justificación

Según lo estipulado en el Plan Nacional de Descarbonización, si se pretende alcanzar la meta global de descarbonización, las emisiones mundiales en 2050 deberán ser netas cero para alcanzar la meta global de 1.5°C y se debe lograr mientras la economía mundial crece (Ministerio de Ambiente y Energía, MINAE, 2019).

Estas metas de descarbonización deben ser acompañadas de un vector financiero, por lo tanto, cualquier inversión en electrificación debe considerar el impacto al ambiente y justificar la

inversión para asegurar su rentabilidad y sostenibilidad en el tiempo. Por lo anterior, EBI de Costa Rica está en proceso de determinar la viabilidad de una central eléctrica en colaboración con la CNFL, con el fin de aprovechar todo el biogás producido, puesto que cada minuto de gas quemado es un valor que se pierde.

Según lo establecido por Bai et al. (2022) el hidrógeno verde representa una oportunidad de cambio al panorama actual. Con la ayuda de esta tecnología el almacenamiento de excedentes de energía es posible, lo que permitiría el intercambio entre estaciones e industrias. A largo plazo, el hidrógeno podría interactuar con el sistema energético, integrando una serie de diferentes actores y contribuir a la exploración de nuevos escenarios.

El impacto del estudio incide precisamente en la rentabilidad y competitividad del negocio, mientras se cumplan con las metas establecidas en el Plan Nacional de Descarbonización y de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde.

El hidrógeno opera como un sistema de almacenamiento de energía, eso permitiría aprovechar y rentabilizar las horas en las que la planta de cogeneración se encuentra desconectada de la red. Posterior a esto el hidrógeno puede comercializarse, ya sea como materia prima o combustible para satisfacer la demanda de EBI u otras industrias.

Una dificultad que enfrenta las energías renovables es la imprevisibilidad, que afecta especialmente a las fuentes eólicas y solares. Como lo explican Albatayneh et al. (2023) sus limitaciones, como la intermitencia y la variabilidad, las convierten en fuentes de energía poco fiables. Precisamente, esta imprevisibilidad complica la tarea de predecir que generadores alimentará la red en un determinado momento.

Dado lo anterior, el hidrógeno se convierte en una solución para almacenar los excedentes de energía en un periodo de baja demanda, y ser aprovechados en puntos de alta demanda, cuando la energía suele tener un mayor costo, lo que también proyecta el hidrógeno como una opción competitiva.

Además, algunas de las ventajas que el hidrógeno ofrece, frente a opciones como el almacenamiento por baterías, son sus bajos costos y facilidad de escalabilidad. Para Álvarez (2023) el hidrógeno verde es un habilitador o acelerador para la transición energética sostenible y, en función de la geopolítica de cada país, también puede contribuir a la seguridad y resiliencia energéticas.

Precisamente, la seguridad energética de Costa Rica atraviesa momentos de incertidumbre. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) anunció en mayo del 2024 la activación del Procedimiento para la Coordinación de Racionamiento Eléctrico, debido a la caída en los niveles de reserva energética del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Sumado a los efectos extremos del niño en el clima, que han causado un descenso crítico en los caudales de las hidroeléctricas del istmo centroamericano, incluyendo Costa Rica (May, 2024).

Viabilidad

Actualmente existe un mercado dinámico y amplio de electrolizadores y soluciones comerciales para sistemas de producción de hidrógeno, por lo que cada día aparecen nuevas tecnologías que dan soluciones a la industria. Normalmente, enfocadas en la optimización de sistemas, el monitoreo y procesamientos de datos y la descarbonización del sector productivo. Con la ventaja de que los sistemas de electrolizadores trabajan de forma modular, lo que permite un

escalamiento gradual de la producción, en función de la demanda y objetivos estratégicos de la empresa.

Las tecnologías de hidrógeno facilitan el proceso de descarbonización de sectores en donde la electrificación presenta mayores problemas técnicos, así como el transporte carga, procesos químicos y en especial aplicaciones de calor, por ejemplo, calefacción, secado y cocción, entre otras.

Finalmente, el hidrógeno no es solo un combustible, sino una materia prima para diversas industrias, y al poseer tanta flexibilidad permite ofrecer procesos productivos alternos en industrias con alto potencial de descarbonización. Por tal razón las industrias buscan la adopción temprana de esta tecnología.

Alcance

El alcance del estudio está focalizado en la reducción de los gases de efecto invernadero a partir de un mejor aprovechamiento del uso del biogás. De manera concreta, esta disminución se logrará con una infraestructura electromecánica requerida por los electrolizadores para la generación de hidrógeno a partir del biogás en las instalaciones de EBI de Costa Rica.

En cuanto a determinar otras condiciones del proyecto, así como estudios ambientales o legales, quedan fuera del alcance de este documento.

Limitaciones

Hoy el alcance del hidrógeno en la industria nacional ha sido limitado, como lo menciona el MINAE (2022), el hidrógeno como materia prima se usa solo en industrias específicas y suelen

usar plantas de electrolizadores locales para producirlo. Fuera de estos nichos, el hidrógeno se ha utilizado únicamente en pequeños ecosistemas locales como el desarrollado en Liberia, Guanacaste.

Asimismo, al ser una tecnología reciente, no hay mucha experiencia ni documentación en el país, por ende, los datos son insuficientes. Debido a estas condiciones fue necesario contactar a fabricantes de equipos electrolizadores para obtener más información y datos para realizar este estudio.

Capítulo II. Metodología

En la Tabla 3 se presenta la estrategia metodológica desarrollada en esta investigación en función de los objetivos específicos.

Tabla 3 Metodología del proyecto según los objetivos específicos

Objetivos	Actividad por realizar	Análisis de datos	Resultado esperado	Fuente de información
Objetivo específico #1	Calcular el tamaño del sistema según el biogás no utilizado y los equipos comerciales disponibles.	Con herramientas de cálculo estimar el tamaño de los componentes requeridos.	Dimensión del sistema requerido para el aprovechamiento de la totalidad del gas.	Informes, estudios, bases de datos e información de fabricantes.
Objetivo específico #2	Estudiar las leyes y las normativas concernientes a los componentes que conforman el sistema.	Uso bases de datos para identificar los requerimientos legales y los componentes del sistema.	Componentes del sistema y sus especificaciones.	Informes, estudios, bases de datos e información de fabricantes.
Objetivo específico #3	Analizar la información y los datos correspondientes al diseño del sistema de generación de hidrógeno.	Uso de software para diseñar la infraestructura requerida para los electrolizadores.	Diseño de sistema electromecánico.	Informes, estudios, bases de datos e información de fabricantes

Objetivo específico #4	Recopilar información teórica y empírica para el cálculo del costo total de la inversión con el uso del indicador LCOH.	Uso del análisis de ciclo de vida útil para el cálculo del valor de la inversión.	Muestra de datos de inversión y operación. Mantenimiento y descarte.	Informes, estudios, bases de datos e información de fabricantes.
------------------------	---	---	--	--

Fuente: Elaboración propia.

En general, la estrategia metodológica desarrollada en esta investigación, de tipo descriptivo, se desarrolló en tres etapas. La primera consistió en evaluar las dimensiones del sistema a partir del cálculo de la potencia que dispone EBI de Costa Rica para la generación de electricidad, mediante el uso de la herramienta Excel. Una vez determinada la capacidad del sistema se investiga cuáles opciones comerciales cumplen con las características requeridas.

En la segunda etapa, una vez determinada la mejor opción disponible, se investiga los componentes del sistema y las correspondientes especificaciones en la normativa. A partir de una revisión de normas y leyes vinculantes al proyecto y la información dada el fabricante se realiza el diseño de las partes mediante el uso de software y herramientas de cálculo.

En la tercera etapa, identificada las partes del sistema, su diseño y especificaciones, se usa hojas de cálculo para la proyección del flujo de caja, con sus respectivos indicadores financieros, los que permitieron determinar el costo de todos los componentes que integran el sistema.

Capítulo III. Marco teórico

Marco conceptual

Según el Plan Nacional de Descarbonización, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) se encuentran en aumento y de no tomar medidas “las emisiones de Costa Rica aumentarán en un 2.4% anual: habrán crecido 60% entre 2015 y 2030 y podrían llegar a subir 132% en 2050 para alcanzar un nivel de 29.6 millones de toneladas de CO₂ equivalente (MINAE, 2019, p. 10).

Para alcanzar las metas de descarbonización el país debe aumentar el uso de las energías renovables, no únicamente en la generación de energía, sino también en la industria y el transporte.

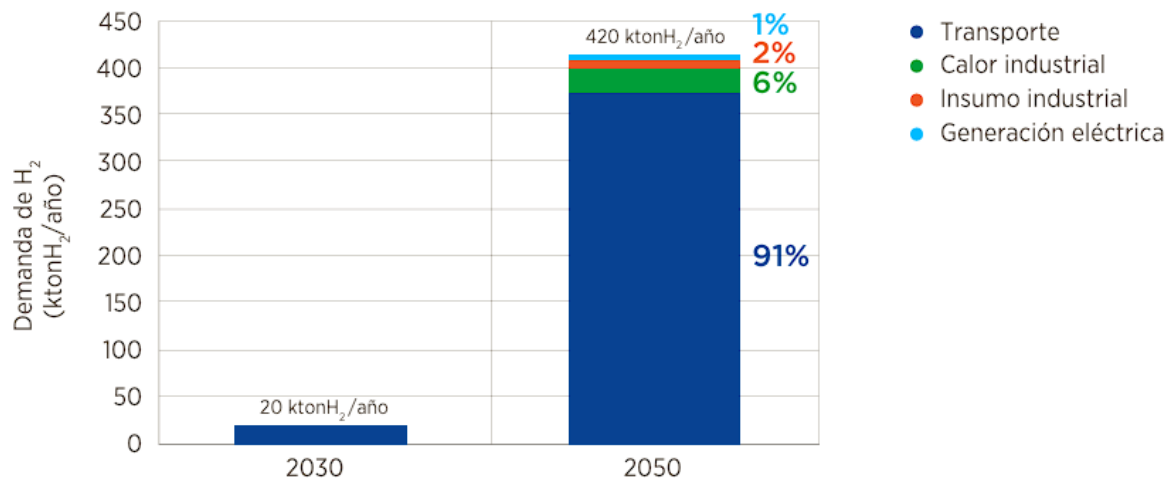
La carbonización de la economía costarricense obedece en primer lugar a la quema de combustibles para impulsar el transporte privado, público y de carga (...) el sector industrial deberá tener alguna asignación de emisiones en el inventario a largo plazo mientras estas transiciones se manejan de manera gradual, ya que la ruta a cero emisiones es menos clara para este sector de lo que lo es para la generación eléctrica (Ministerio de Ambiente y Energía, 2019, p.14).

Es así como el hidrógeno desempeña un importante rol en la transición energética, esto debido a propiedades notables, como lo mencionan Zhong et al. (2023) el hidrógeno posee una densidad energética de hasta 120 MJ/kg, casi el triple en comparación a otros combustibles convencionales, así como el diésel o queroseno. Además, la combustión de hidrógeno genera como producto de desecho H₂O, lo que significa una combustión libre de carbono.

Por estas ventajas el hidrógeno puede sustituir a los combustibles convencionales como vector de energía para alcanzar la carbono-neutralidad. El hidrógeno también puede beneficiar en

la electrificación de algunos sectores, que enfrentan diversos retos técnicos y logísticos, con el uso de tecnologías de hidrógeno, por ejemplo, el transporte de carga es un nicho donde el hidrógeno tiene un alto potencial.

Gráfico 1 Demanda nacional de hidrógeno en Costa Rica para diferentes aplicaciones proyectada para 2030 y 2050



Fuente: Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde.

De acuerdo con Li y Shao (2021) el hidrógeno posee tiempos de recarga mucho más cortos que los sistemas eléctricos, además de alcanzar mayores distancias de autonomía, ambos elementos claves para el transporte de cargas. Por ello resulta tan atractivo para las empresas, que muestran un interés por invertir en sistema de hidrógeno y por realizar estudios para determinar la viabilidad y los costos de adoptar estos nuevos equipos.

Marco Legal

De acuerdo con lo estipulado por la Ley 7200 que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela, en el artículo 1, se entiende por generación autónoma o paralela “como la energía producida por centrales eléctricas de capacidad limitada, pertenecientes a empresas privadas o cooperativas que puedan ser integradas al sistema eléctrico nacional” (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1990).

Esta misma ley, en el artículo 2, especifica por centrales de limitada capacidad, las centrales hidroeléctricas y aquellas no convencionales que no sobrepasen los veinte mil kilovatios (20.000 KW). Además, establece que la energía eléctrica generada a partir del procesamiento de desechos sólidos municipales se encuentra exenta de las disposiciones de esta ley. Por lo anterior, en el 2017 la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) estableció la metodología tanto para la fijación ordinaria y extraordinaria como para la determinación de tarifas de referencia de plantas de generación eléctrica con residuos sólidos municipales (RSM), según Resolución RJD-225-2017 (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, ARESEP, 2017).

La principal justificación de la resolución citada es la necesidad de integrar al sistema la mayor cantidad de fuentes de energía, incluyendo aquellas no convencionales y con costos menores al de las plantas térmicas. Asimismo, el marco legal de la resolución, en el punto 4.4 referido a la compra de energía generada con residuos sólidos municipales, establece que:

La energía eléctrica generada a partir del procesamiento de desechos sólidos municipales estará exenta de las disposiciones de la presente Ley y podrá ser adquirida por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) o la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL),

conforme a las tarifas aprobadas por el Servicio Nacional de Electricidad (SNE) (ARESEP, 2017).

Esto no solo implica que ambas instituciones están facultadas para la adquisición de energía a partir de desechos sólidos, sino que también cooperativas y empresas de servicios públicos pueden disponer de sus propios recursos y vender sus excedentes a la red. Según la Ley 8345 (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 2003), podrán disponer la venta del excedente de energía eléctrica al ICE o entre sí mismas. Asimismo, el punto 4.4 de la resolución RJD-225-2017 establece que:

Si opta por la generación de la energía proveniente de los desechos sólidos municipales, contado con la concesión o el permiso respectivo de Ministerio de Ambiente de Energía, puede venderle electricidad al ICE sin ajustarse a las disposiciones que prevé la Ley N° 7200 y sus reformas (ARESEP, 2017).

Gracias a este marco legal EBI de Costa Rica tiene la facultad para la generación y auto consumo de su recurso energético, según lo disponga la organización. Asimismo, en el Decreto Ejecutivo 39220, artículo 20, se menciona la prohibición de la distribución y comercialización.

La interconexión del sistema de generación distribuida no le otorga el derecho a utilizar la red de distribución para distribuir y comercializar energía, con el fin de satisfacer la demanda de electricidad a terceros o bien satisfacer la demanda de electricidad en un sitio diferente al punto de interconexión establecido en el contrato (MINAE, 2015).

Según el artículo anterior, la venta de energía eléctrica a un tercero usando la red de distribución no es permitida. Entonces la energía producida solo puede ser utilizada en el sitio o vendida a la red a través de una compañía de distribución autorizada.

En cuanto al comercio de hidrógeno, en el país no hay regulaciones que limiten la comercialización del hidrógeno verde, por lo que su producción y venta es libre, siempre que cumpla con las normas de seguridad laboral y ambiente establecidas por la ley. Tales como las normas de carácter obligatorio de la National Fire Protection Association (NFPA): NFPA 1, NFPA 2 o NFPA 70 que buscan la seguridad de las personas e instalaciones.

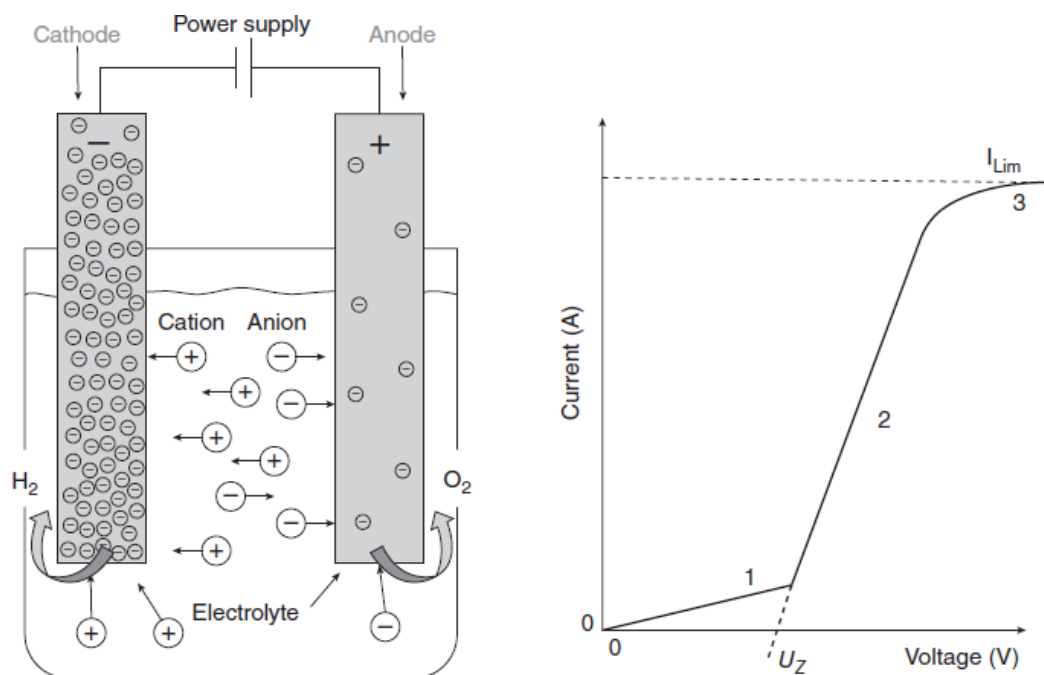
Actualmente, se discute el expediente N° 22.392 en la Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica para la regulación y promoción de hidrógeno verde; sin embargo, el proyecto está en fase de revisión.

Proceso de electrólisis

Principio de la electrólisis

La electrólisis es el proceso de descomposición de una sustancia iónicamente conductiva por la acción de una corriente eléctrica. La electrólisis es una solución tecnológica que permite utilizar la energía generada de fuentes renovables, así como energía solar PV, hidroeléctrica o mareomotriz (Petrovic et al., 2022). Este proceso requiere de un electrolizador, dispositivo simple que permite aplicar un voltaje entre dos electrodos inmersos en un líquido o un electrolito fundido.

Figura 4 Representación esquemática del proceso de electrólisis a la izquierda, curva voltaje contra corriente característica del proceso de electrólisis a la derecha

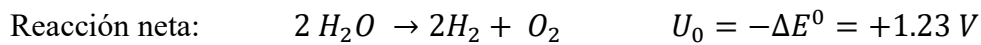
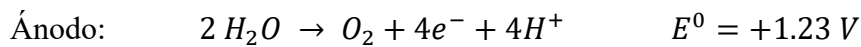
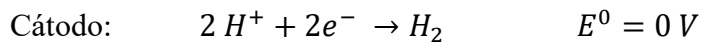


Fuente: Imagen tomada de Petrovic et al. (2022)

Según Petrovic et al. (2022) los electrodos son necesarios en el proceso de electrólisis. Estos son elementos altamente conductivos y porosos, además de ser inertes en el entorno al que se encuentran sometidos. El agua pura no posee electrolitos que haga la conductividad un proceso práctico, es por este motivo que normalmente ácidos, bases o soluciones salinas son utilizadas.

A pesar de que se puede emplear diferentes medios acuosos en el proceso de electrólisis, solo se descompone el agua para producir dos gases: hidrógeno y oxígeno. Este proceso ocurre al suministrar energía a través de calor o electricidad al agua, como se muestra en la siguiente reacción: $2 H_2O \rightarrow 2H_2 + O_2$

En el electrodo positivo (ánodo) un proceso electroquímico de oxidación ocurre resultando en una liberación de electrones y de oxígeno gaseoso. En el electrodo negativo (cátodo) ocurre un proceso de reducción, en donde los electrones se unen al hidrógeno y resulta en la liberación de gas hidrógeno. Este proceso se demuestra mediante las siguientes reacciones:



Técnicas de electrólisis

Con el avance de la tecnología se han desarrollado diferentes configuraciones para el proceso de la electrólisis, Petrovic et al. (2022) lo resumen en la Tabla 4.

Tabla 4 Datos técnicos generales de algunas configuraciones de electrólisis

Características	Monopolar Tank Cells (Obsolete)	Bipolar Electrolysis (Alkaline)	Solid Polymer Electrolysis (SPE)	Steam Electrolysis (SOEL)
Densidad de corriente (A cm ⁻²)	0.1–0.2	0.2–0.5	0.6–2.0	0.1–1
Voltaje de la celda (V)	1.9–2.5	1.8–2.4	1.8–2.2	0.9–1.5

Características	Monopolar Tank Cells (Obsolete)	Bipolar Electrolysis (Alkaline)	Solid Polymer Electrolysis (SPE)	Steam Electrolysis (SOEL)
Producción de H ₂ (m ³ h ⁻¹) por celda por sistema	40 -	— < 800	≤ 15 ≤ 240	< 1 < 6
Consumo de energía (kWh/m ³ H ₂)	5	4.1–4.5 (1 bar) 4.5–6.5 (>>1 bar)	4.0–5.5 (1 bar) 6–10 (>>1 bar)	≈ 3
Presión en el lado H ₂ (bar)	0.1–1	≤ 30	≤ 30 (350)	≤ 10
Temperatura (°C)	70–100	75 (40–140)	50–80	700–1000
Área de electrodo (cm ²)	-	< 40000	< 2500	≤ 100
Densidad de energía (W cm ⁻²)	-	≤ 1.0	≤ 4.4	≤ 3.0
Eficiencia de voltaje (Calor de la base de combustión)	-	62–82 %	67–82 %	-
Rango de carga parcial más bajo	-	20–40 %	0–10 %	-
Vida de servicio de la pila (h)	-	< 90000	< 20000	< 7600
Tasa de degradación (μV h ⁻¹)	-	<3	<14	-
Ventajas	-	Maduro, bajo costo, estable, rango de MW de potencia	Compacto, eficiente, uso dinámico	Combinación de energía eléctrica y térmica, Altas presiones
Retos	Voltaje	Corrosión, diafragma	Costo, durabilidad	Tiempo de vida, voluminoso, fragilidad de los materiales cerámicos

Fuente: Petrovic et al. (2022)

Como se describe en la tabla, la tecnología de celdas monopolares es obsoleta, por lo que se descarta para el análisis del presente estudio.

Electrólisis alcalina

Según Petrovic et al. (2022) los electrolizadores alcalinos es una tecnología madura que en la actualidad es capaz de alcanzar una potencia en órdenes de los mega watt. Un electrolizador alcalino a presión atmosférica comprende:

- Las pilas y una fuente que suministre la suficiente potencia en mega watts.
- Un circuito electrolítico para suministrar agua, purificación, tanques de hidróxido y separadores de gases.
- Procesamiento de gas con depurador, almacenamiento de gas, compresor, secado y tanque de hidrógeno a alta presión. Se obtienen gases con muy alta pureza: 99.8–99.9% H₂, y 99.3–99.8% O₂.

Los electrolizadores alcalinos pueden responder casi inmediatamente a los cambios de cargas, tolerar interrupciones y breves sobrecargas. Sin embargo, en operación parcial puede causar problemas por la permeabilidad a través del separador, liberando gases disueltos y causando corrosión en los electrodos. Por lo tanto, es necesario realizar purgas constantes con nitrógeno y aplicar una tensión constante en las celdas para evitar su deterioro. Los retos que enfrentan los electrolizadores alcalinos comprenden desde un estrecho rango de operación, limitada densidad de corriente y baja presión de operación. Además, que el diafragma no impide completamente la difusión de gases entre cámaras lo que puede provocar riesgos de explosión (Petrovic et al., 2022).

Electrólisis de electrolito de polímero sólido (PEM)

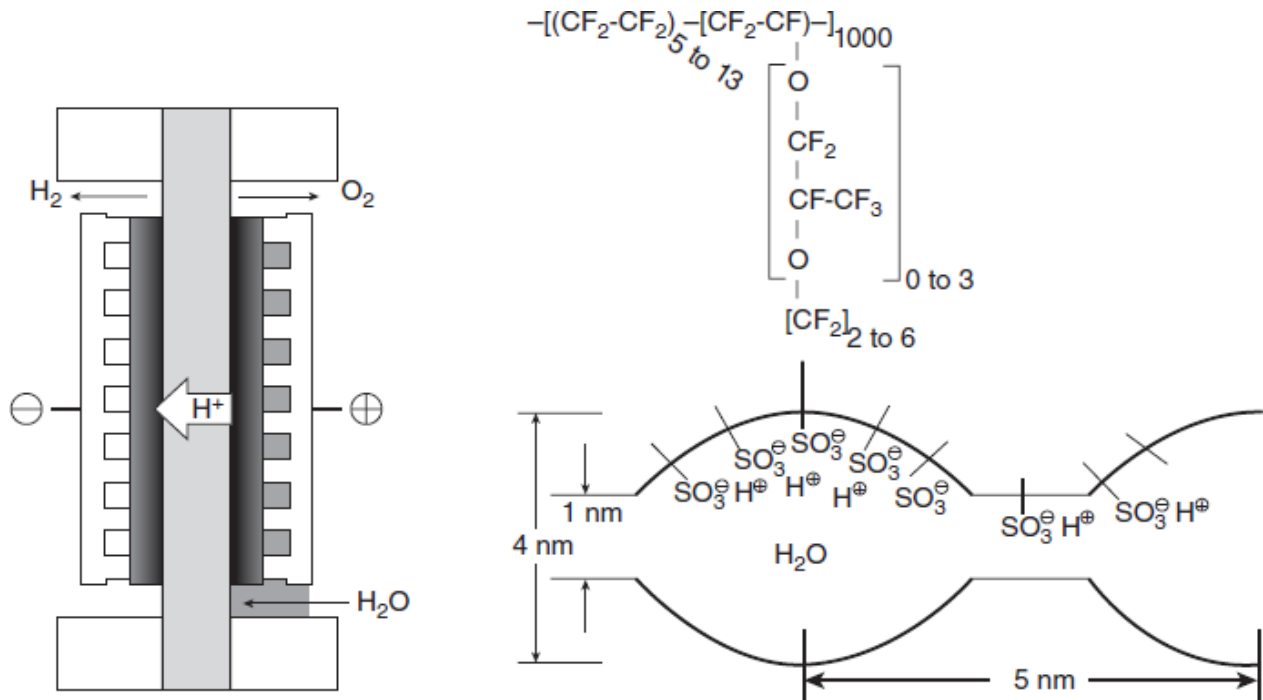
Petrovic et al. (2022) establecen que celdas tipo PEM fueron desarrolladas por General Electric en 1966. Las membranas de intercambio de protones (PEM por sus siglas en inglés) rondan los 100 a 400 μm y sirven como conductores de iones, estructura de soporte para los electrodos y como separador de gases.

Asimismo, por la baja tasa de intercambio de gases a través de la membrana se logra un hidrógeno de muy alta pureza. Incluso el transporte de protones por medio de la membrana responde rápidamente a los cambios en la potencia suministrada por la fuente de alimentación, en comparación con los diafragmas permeables de los procesos de electrólisis con electrolitos líquidos.

Los electrolizadores de tipo PEM son usualmente configurados en conexiones en serie y diseño bipolar, lo que permite mayores densidades de corriente. El electrolito de polímero sólido conecta el ánodo de una celda con el cátodo de la siguiente. Los gases de hidrógeno y oxígeno se recogen en los lados opuestos del electrolizador, como se muestra en la Figura 5.

Figura 5 (a) Principio de la electrólisis PEM: cátodo, membrana, ánodo, placa bipolar con canales de gas.

(b) Estructura de una membrana de polímero sólido (Nafion)



Fuente: Petrovic et al. (2022)

El hidrógeno es almacenado de forma segura elevando la presión en ambos electrodos o generando un diferencial de presión del lado del hidrógeno ($P(H_2) - P(O_2) > 0$). De esta forma se reduce la manipulación del oxígeno a alta presión y se evita la autoignición del titanio en oxígeno. Con esto también se previene la deshidratación y expansión de la membrana.

La eficiencia de la membrana y voltaje se mejora de forma mínima a medida que aumenta la presión (44mV por década), además, presiones por encima de los 100 bares requieren membranas mucho más gruesas con filtros especiales, usados para prevenir la mezcla de gases entre las diferentes cámaras.

Un sistema de electrólisis tipo PEM consiste en los siguientes componentes:

- Una fuente de alimentación.
- Un ciclo de oxígeno atmosférico con tanque de agua, una bomba, un intercambiador de calor, filtros para purificar el agua, un paso de chimenea, separador de gases, filtro de aerosol y salida de oxígeno.
- Un ciclo de presurización del hidrógeno con filtro, un intercambiador de calor, una trampa de enfriamiento para agua por electroósmosis, un secador y un tanque de almacenamiento del hidrógeno (Petrovic et al., 2022).

Las membranas delgadas permiten una baja resistencia y cinco veces más densidad de corriente en comparación con la tecnología de electrolizadores alcalinos. Sin embargo, el consumo de energía por volumen de hidrógeno es aproximadamente el mismo. El hidrógeno de alta pureza (de alrededor un 99.99%) debe contener sólo trazas de oxígeno que puedan penetrar la membrana y permitir una reacción de recombinación $H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O$.

La electrólisis de tipo PEM responde muy rápidamente a los cambios en la tensión, trabaja efectivamente a densidades de corriente muy baja y permite sobre cargas temporales. Las burbujas de gas causada por la sobretensión son menos críticas que en la electrólisis con electrolizadores alcalinos.

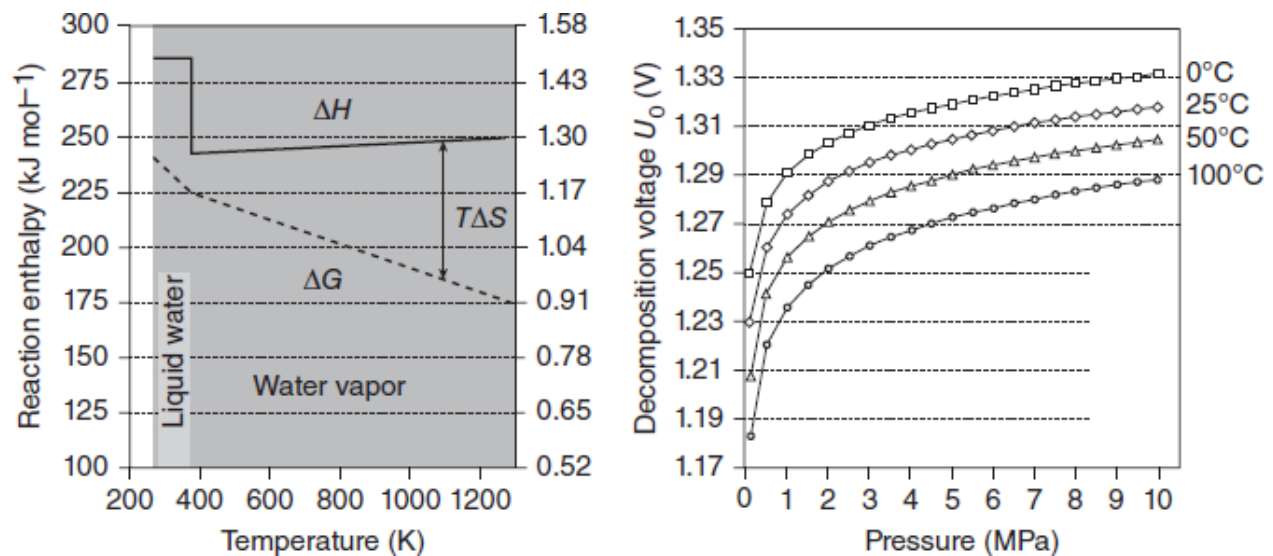
El costo del hidrógeno electrolítico sigue siendo muy alto como para convertirse en un método industrialmente importante en la producción de hidrógeno. Cerca del 70% del coste se debe al valor de la electricidad, excepto cuando es un excedente de plantas hidroeléctricas, solares o eólicas. Por ello, es necesario desarrollar procesos y componentes más eficientes y económicos en la generación de electrólisis.

Electrólisis de vapor en electrolitos de óxido sólido (SOEL)

De acuerdo con lo expuesto por Petrovic et al. (2022) la electrólisis del agua funciona mejor con el incremento de la temperatura del agua. La electrólisis de óxido sólido (SOEL por sus siglas en inglés) opera a una temperatura alrededor de 800 °C con materiales cerámicos conductores óxido-ion como YSZ (Yttria-stabilized zirconia).

La descomposición del vapor de agua por electrólisis es menos endotérmica que la descomposición del agua líquida. La producción del hidrógeno a partir de vapor de agua a 100 °C requiere teóricamente 120 MJ/kg o 33.3 kWh/kg. En comparación la electrólisis del agua líquida a 25 °C consume 141 MJ/kg o 39.3 kWh/kg, este comportamiento se ilustra en la Figura 6.

Figura 6 Tensión en que la electrólisis descompone el agua según la temperatura y la presión



Fuente: Imagen tomada de Petrovic et al. (2022)

La eficiencia normalmente se ofrece en relación con el poder calorífico del hidrógeno. Para la generación de vapor la electrólisis de tipo electrolito de óxido sólido (SOE) puede tomar ventaja

a partir del calor residual de un sistema termo solar o geotérmico. Puede operar de forma isotérmica, en otras palabras, la temperatura de entrada de vapor y de salida de gas es la misma y es proporcionada por un calentamiento de alta temperatura (Petrovic et al., 2022). Existen algunos proveedores comerciales de esta tecnología, aunque aún no están listos para instalaciones a gran escala.

Costo Nivelado de Electricidad (LCOE)

Según Wang et al. (2011) el análisis financiero es crucial para evaluar el riesgo en una inversión, impulsando el desarrollo de nuevas tecnologías y más importante, ayudando a gobiernos a generar incentivos. En el pasado el índice dólares por watt servía para estimar el costo de inversiones en sistemas eléctricos; sin embargo, el método de evaluación de \$/watt no considera los efectos del ciclo de vida, desempeño de los equipos o políticas financieras. Debido a esto el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE por siglas en inglés) decidió nivelar el costo de la energía (LCOE) con un nuevo parámetro estandarizado de los diferentes indicadores utilizados.

Con el indicador LCOE se puede transformar \$/watt, normalmente utilizado en la industria, en \$/kWh que es un parámetro más decisivo en la industria energética. Aún más importante LCOE refleja todos los aspectos del ciclo de vida de un sistema, como se describe en la siguiente ecuación.

$$LCOE = \frac{\text{Costo total del ciclo de vida}}{\text{Energía total producida en el tiempo de vida}} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Donde:

CAPEX: Representa todos los costos relacionados al diseño, adquisición e instalación de equipos.

OPEX: Son los costos relacionados con la operación y el mantenimiento del equipo.

E: Representa la totalidad de la energía producida anualmente por el sistema.

r: Tasa de descuento.

T: Años de vida útil.

Capítulo IV. Análisis costo de ciclo de vida útil

En este capítulo se desarrolla el objetivo 1 que busca dimensionar el sistema en base a los recursos que dispone la organización, y se desarrolla el objetivo 4 que busca generar el indicador LCOH que permite comparar diferentes opciones de inversión.

4.1. LCOE

Como parte del proceso para determinar el precio del hidrógeno es necesario calcular el costo de la energía producida por EBI a partir de la generación con biogás. El indicador LCOE permite calcular el valor presente del costo de las inversiones en energía, considerando todas las etapas del ciclo de vida útil. En el caso de EBI de Costa Rica se utiliza un sistema de cogeneración de marca TEDOM, modelo Cento 200, con una capacidad de generación 200kW, como se ilustra en la Figura 7.

Figura 7 Equipo de cogeneración TEDOM Cento 200



Fuente: Imagen tomada de TEDOM

Con base en los datos recolectados por EBI de Costa Rica, se generó la Tabla 5 con la información más relevante del sistema de cogeneración.

Tabla 5 Datos financieros del sistema de cogeneración

Característica	Datos
Modelo	TEDOM Cento 200
Costo Cento 200	USD350 000,00
Costo mantenimiento anual	USD19 476,00
tasa social de descuento	8,31%

Característica	Datos
Vida útil	45 000 horas

Fuente: EBI de Costa Rica

El equipo recibe un mantenimiento preventivo a cargo de un tercero, por lo que el costo se mantiene constante a largo del tiempo, por un valor de \$19 476,00 anuales. La vida útil del equipo se estima en unas 45 000 horas. De acuerdo con el Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (Mideplan, 2019) la tasa social de descuento es alrededor de 8,31% a nivel nacional. A partir de esta información se realiza el cálculo teórico del indicador LCOE que se resume en la Tabla 6.

Tabla 6 Cálculo teórico del LCOE para la unidad TEDOM Cento 200

Año	Inversión inicial USD	Costo Mantenimiento USD	Costo valor presente USD	Tasa de producción de energía (kWh)	Tasa presente de energía presente (kWh)
0	350 000,00	-	350 000,00	-	-
1		19 476,00	17 981,72	1 728 000	1 595 421
2		19 476,00	16 602,09	1 728 000	1 473 013
3		19 476,00	15 328,30	1 728 000	1 359 997
4		19 476,00	14 152,25	1 728 000	1 255 653
5		19 476,00	13 066,43	1 728 000	1 159 314
6		19 476,00	12 063,92	1 728 000	1 070 366
7		19 476,00	11 138,32	1 728 000	988 243
8		19 476,00	10 283,75	1 728 000	912 421
9		19 476,00	9 494,73	1 728 000	842 416
10		19 476,00	8 766,26	1 728 000	777 783

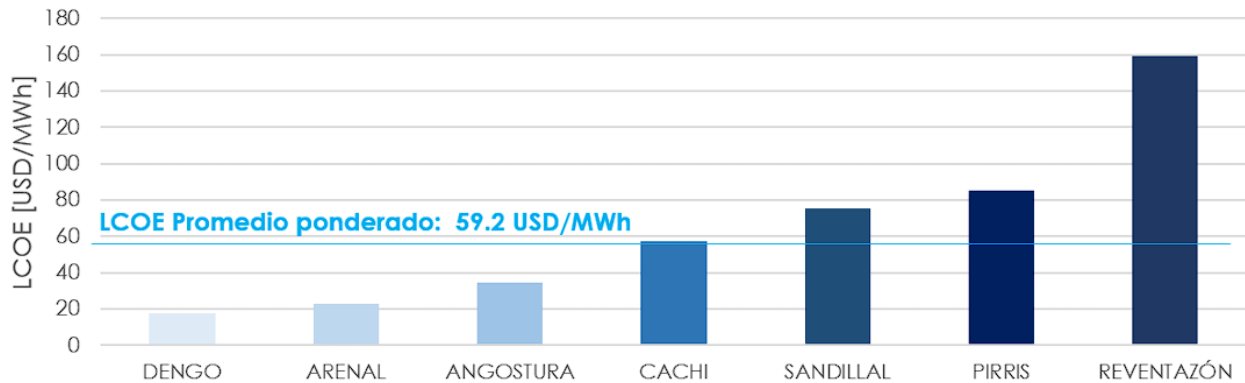
Fuente: Elaboración propia

Al aplicar la ecuación del LCOE al cálculo teórico, asumiendo un factor de planta del 100% obtenemos el siguiente valor:

$$LCOE = \frac{\text{Costo total del ciclo de vida}}{\text{Energía total producida en el tiempo de vida}} = \$0,042/kWh$$

De forma teórica se puede alcanzar un valor de \$0,042 por cada kilowatt-hora producido. Si se compara a otros proyectos hidroeléctricos en el territorio nacional resulta en un costo muy competitivo, como se muestra en el Gráfico 2.

Gráfico 2 Costo nivelado de electricidad en hidroeléctricas-embalse en Costa Rica



Fuente: Alianza por el hidrógeno (2021)

Como se muestra, el promedio del LCOE hidroeléctrico en Costa Rica ronda alrededor de los \$0,059/kWh, mientras que el costo teórico de energía a partir de biogás es de \$0,042/kWh. Tal diferencia se debe a una de las características más importantes del biogás que, sin importar las condiciones climáticas, se puede producir las 24 horas del día y los 360 días del año. Considerando este valor inicial, se procede a determinar LCOE el volumen de energía real producida por la planta de La Carpio a partir de los datos de facturación, como se muestra en la Tabla 7.

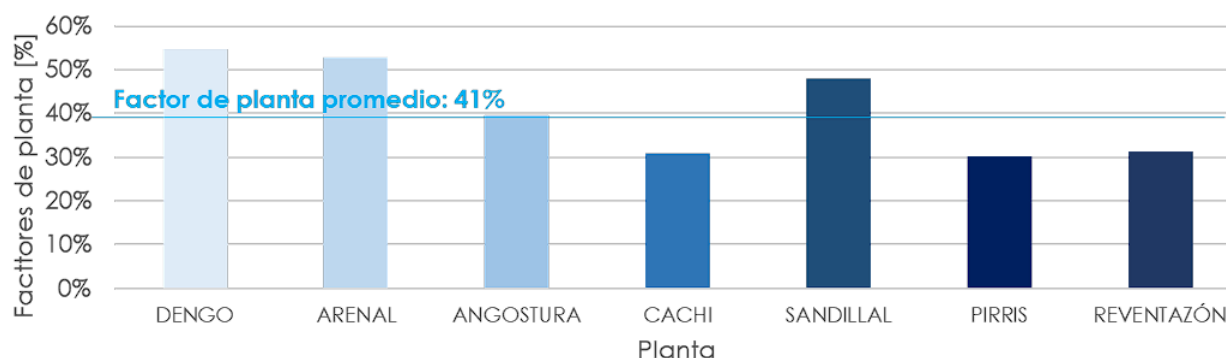
Tabla 7 Energía producida por EBI en la planta La Carpio en un año, por periodos punta, valle y nocturno

Fecha	TMT-punta (kWh)	TMT-Valle (kWh)	TMT-Nocturno (kWh)	Energía producida mensualmente (kWh)	Porcentajes factor de planta
ene-23	14 160	25 800	28 440	68 400	47,50
feb-23	12 960	23 280	25 560	61 800	42,92
mar-23	12 720	23 160	26 040	61 920	43,00
abr-23	14 880	26 160	29 880	70 920	49,25
may-23	2 640	4 680	6 000	13 320	9,25
jun-23	9 720	17 160	20 280	47 160	32,75
jul-23	15 000	26 640	30 600	72 240	50,17
ago-23	14 400	25 200	27 720	67 320	46,75
sep-23	13 560	24 840	29 160	67 560	46,92
oct-23	12 720	22 560	25 920	61 200	42,50
nov-23	11 400	21 600	25 080	58 080	40,33
dic-23	2 520	3 960	480	6 960	4,83
ene-24	1 080	1 680	2 040	4 800	3,33
Total				661 680	35,35

Fuente: Elaboración propia con datos de facturación de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)

Como se muestra en la tabla anterior, el factor de planta de La Carpio por mes no supera el 50% y el promedio anual es de 35,35%. Estos resultados dependen de múltiples factores, tanto internos como ajenos a la organización. Ahora bien, si comparamos estos datos con la producción de las hidroeléctricas en Costa Rica, como se resumen en el Gráfico 3, se observa una diferencia significativa.

Gráfico 3 Factor de planta en hidroeléctricas-embalse en Costa Rica



Fuente: Alianza por el hidrógeno (2021).

Al calcular el LCOE con los nuevos datos se comprueba que hay una reducción en la tasa presente de energía, como se muestra en la Tabla 8.

Tabla 8 Cálculo real del LCOE para la unidad TEDOM Cento 200

Año	Inversión Inicial USD	Costo Mantenimiento USD	Costo valor presente USD	Tasa de producción de energía (kWh)	Tasa presente de energía (kWh)
0	350 000,00	-	350 000,00	-	-
1		19 476,00	17 981,72	661 680	610 913
2		19 476,00	16 602,09	661 680	564 041
3		19 476,00	15 328,30	661 680	520 766
4		19 476,00	14 152,25	661 680	480 810
5		19 476,00	13 066,43	661 680	443 921
6		19 476,00	12 063,92	661 680	409 861
7		19 476,00	11 138,32	661 680	378 415
8		19 476,00	10 283,75	661 680	349 381
9		19 476,00	9 494,73	661 680	322 575
10		19 476,00	8 766,26	661 680	297 826

Fuente: Elaboración propia

Nota: La fórmula utilizada es

$$LCOE = \$0,109/kWh$$

Por otra parte, al actualizar los datos de producción de energía se observa un aumento en el costo del kilowatt-hora. Una de las razones es el bajo factor de planta de La Carpio; sin embargo, hay una importante oportunidad para reducir el costo en más de un 50%.

4.2. LCOH

Para el estudio del LCOH se decidió comparar múltiples opciones comerciales de electrolizadores de diferentes tecnologías. Algunos de los criterios que debían cumplir las marcas comerciales eran:

- ofrecer transporte a Costa Rica.
- tener opciones comerciales para las dimensiones del sistema requerido.
- ser modulares y escalables.
- disponer de sistemas todo en uno.

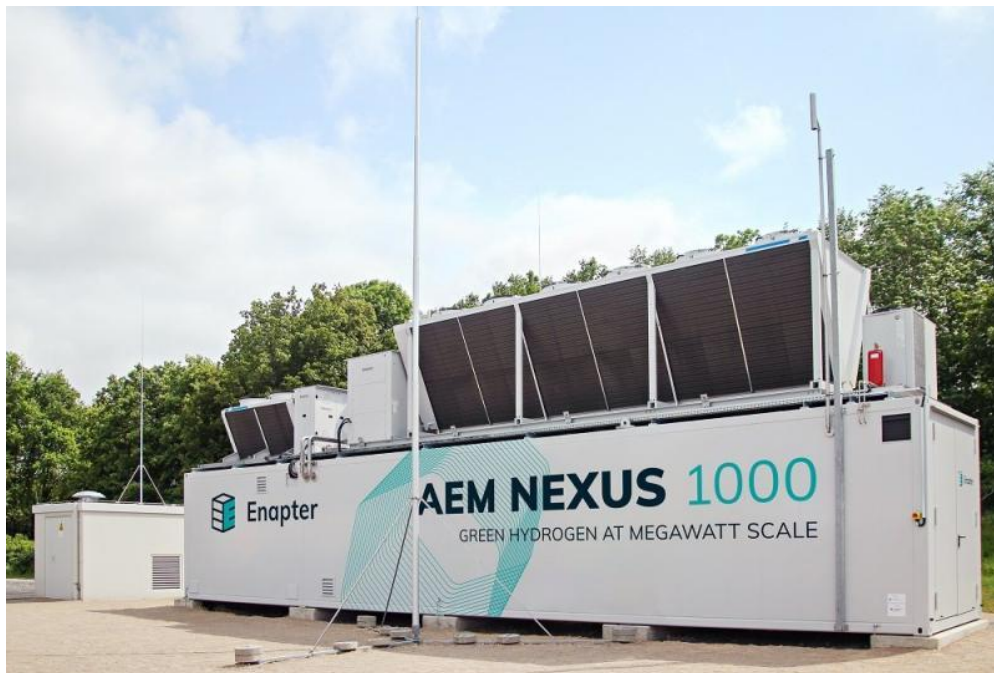
Con base en el cumplimiento de los criterios establecidos fueron seleccionadas dos opciones comerciales: AEM Nexus 1000 de Enapter y PEM Electrolyser MC500 de Nelhydrogen. En la figura 8 se presenta la imagen de la primera opción.

Electrolizador AEM Nexus 1000 de Enapter

El AEM Nexus 1000 de Enapter es una solución tipo container de una potencia de 1 MW que permite producir hasta 453 kg de H₂ diarios. Utiliza celdas de tecnología de membrana de

intercambio aniónico (AEM). Estas sufren de una degradación constante durante su vida útil: al inicio el AEM Nexus tiene un consumo de 1008 kW y al final puede alcanzar los 1200 kW (ver ficha técnica del anexo 1).

Figura 8 AEM Nexus 1000



Fuente: Imagen tomada de Enapter

El AEM Nexus no cuenta con un sistema de filtración de agua integrado, por eso es necesario incorporar un filtro externo que garantice la calidad de agua requerida por el fabricante. Específicamente, la calidad del agua debe cumplir con la norma ASTM D1193-06, tipo 4 como mínimo, por lo que se recomienda una calidad tipo 3 o 2 (en una escala de 1 a 4, siendo 4 el valor más bajo). La otra opción comercial es el PEM Electrolyser MC500 de Nelhydrogen, la cual se ilustra en la Figura 9.

Electrolizador PEM MC500 de Nelhydrogen

El PEM electrolyzer MC500 de Nelhydrogen es una solución todo en uno, es modular y escalable. Tiene una potencia de 2,5 MW y puede producir hasta 1062 kg de H₂ diarios. Además, opera con celda tipo PEM que tiene una degradación del 1% anualmente. Al inicio de su vida útil posee un consume 2509 kW y al final puede alcanzar un consumo de 3011 kW (ver ficha técnica del anexo 2).

Figura 9 PEM Electrolyser MC500 de Nelhydrogen



Fuente: Imagen de Constellation Energy Corporation

LCOH

Según los datos proporcionados por los fabricantes y las hojas técnicas que se muestran en el anexo 1 y 2, se generó los costos de adquisición de la Tabla 9.

Tabla 9 Costo de adquisición de diferentes equipos electrolizadores

Rubro	MC 500 USD	AEM Nexus 1000 USD
Costo	4 150 000,00	2 154 700,00
Transporte	100 000,00	100 000,00
Tratamiento de agua	-	11 000,00
Total	4 250 000,00	2 265 700,00

Fuente: Elaboración propia.

Al considerar la degradación causada por el transcurrir del tiempo en las celdas de ambos equipos electrolizadores se observa en la Tabla 10 un incremento en el consumo de energía.

Tabla 10 Aumento en el consumo de energía de los electrolizadores a causa de la degradación de las celdas

Etapas de vida útil		MC 500 (kW)	AEM Nexus 1000 (kW)
Consumo de energía	BOL	2 509	1 008
	EOL	3 011	1 200

Fuente: Elaboración propia.

Nota: BOL es 'Beginning of life' y EOL es 'Near end of life'

Los fabricantes establecen costos aproximados de mantenimiento en forma porcentual al CAPEX, como se presenta en la tabla 11.

Tabla 11 Costos de mantenimiento establecidos por los fabricantes

Costos	MC 500	AEM Nexus 1000
Costos de mantenimiento (en porcentaje del CAPEX)	1%	5%
Costos de mantenimiento del sistema de tratamiento de agua	-	USD400,00

Fuente: Elaboración propia.

De igual manera que se generó un LCOE para determinar el costo por cada kWh, es posible establecer un indicador del precio de cada kilogramo de hidrógeno usando la misma metodología. De acuerdo con Alianza por el Hidrógeno de Cosa Rica (2021), este indicador se le conoce como LCOH y viene dado por la siguiente ecuación:

$$LCOH_{USD/Kg} = \frac{\text{Costo total del ciclo de vida}}{\text{Kg de hidrógeno totales producidos en el tiempo de vida útil}}$$

$$= \frac{\sum_{t=0}^T \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{KgH2_t}{(1+r)^t}}$$

Con los datos obtenidos es posible generar el LCOH para determinar el costo de producir un kilogramo de hidrógeno considerando la vida útil de ambos sistemas, como se muestra en las Tablas 12 y 13.

Tabla 12 Cálculo del LCOH para el electrolizador MC 500

Año	Inversión Inicial USD	Costo manten. USD	Consumo energía (kWh)	Costo energía USD	Costo valor presente USD	Tasa de producción de H2 (kg)	Tasa presente H2 (kg)
0	4 250 000	-			4 250 000	-	-
1		41 500,00	2509,20	2 371 086	2 227 482	382 320	352 987
2		41 500,00	2535,61	2 396 045	2 077 856	382 320	325 904
3		41 500,00	2562,03	2 421 004	1 938 078	382 320	300 899
4		41 500,00	2588,44	2 445 963	1 807 517	382 320	277 813
5		41 500,00	2614,85	2 470 921	1 685 581	382 320	256 498
6		41 500,00	2641,26	2 495 880	1 571 716	382 320	236 819
7		41 500,00	2667,68	2 520 839	1 465 402	382 320	218 649
8		41 500,00	2694,09	2 545 798	1 366 149	382 320	201 873
9		41 500,00	2720,50	2 570 757	1 273 499	382 320	186 385
10		41 500,00	2746,91	2 595 716	1 187 025	382 320	172 084
11		41 500,00	2773,33	2 620 674	1 106 324	382 320	158 881
12		41 500,00	2799,74	2 645 633	1 031 018	382 320	146 691
13		41 500,00	2826,15	2 670 592	960 756	382 320	135 437
14		41 500,00	2852,56	2 695 551	895 206	382 320	125 045
15		41 500,00	2878,98	2 720 510	834 059	382 320	115 451
16		41 500,00	2905,39	2 745 468	777 025	382 320	106 593
17		41 500,00	2931,80	2 770 427	723 833	382 320	98 415
18		41 500,00	2958,21	2 795 386	674 229	382 320	90 864
19		41 500,00	2984,63	2 820 345	627 976	382 320	83 893
20		41 500,00	3011,04	2 845 304	584 852	382 320	77 456

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 13 Cálculo del LCOH para el electrolizador AEM Nexus 1000

Año	Inversión inicial USD	Costo manten. USD	Consumo energía (kWh)	Costo energía USD	Costo valor presente USD	Tasa de producción de H2	Tasa presente H2 (kg)
0	2 265 700	-			2 265 700	-	-
1		108 135	1 008	952 516	979 274	163 080	150 568
2		108 135	1 018	962 065	912 280	163 080	139 016
3		108 135	1 028	971 614	849 801	163 080	128 350

Año	Inversión inicial USD	Costo manten. USD	Consumo energía (kWh)	Costo energía USD	Costo valor presente USD	Tasa de producción de H2	Tasa presente H2 (kg)
4		108 135	1 038	981 164	791 540	163 080	118 502
5		108 135	1 048	990 713	737 216	163 080	109 410
6		108 135	1 059	1 000 262	686 568	163 080	101 016
7		108 135	1 069	1 009 811	639 353	163 080	93 265
8		108 135	1 079	1 019 360	595 341	163 080	86 110
9		108 135	1 089	1 028 909	554 319	163 080	79 503
10		108 135	1 099	1 038 458	516 088	163 080	73 403
11		108 135	1 109	1 048 007	480 459	163 080	67 771
12		108 135	1 119	1 057 556	447 260	163 080	62 572
13		108 135	1 129	1 067 105	416 327	163 080	57 771
14		108 135	1 139	1 076 654	387 508	163 080	53 339
15		108 135	1 149	1 086 203	360 660	163 080	49 246
16		108 135	1 160	1 095 752	335 651	163 080	45 468
17		108 135	1 170	1 105 301	312 357	163 080	41 979
18		108 135	1 180	1 114 850	290 661	163 080	38 758
19		108 135	1 190	1 124 399	270 455	163 080	35 785
20		108 135	1 200	1 133 948	251 640	163 080	33 039

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, en la Tabla 14 se muestra el valor del LCOH para ambos equipos.

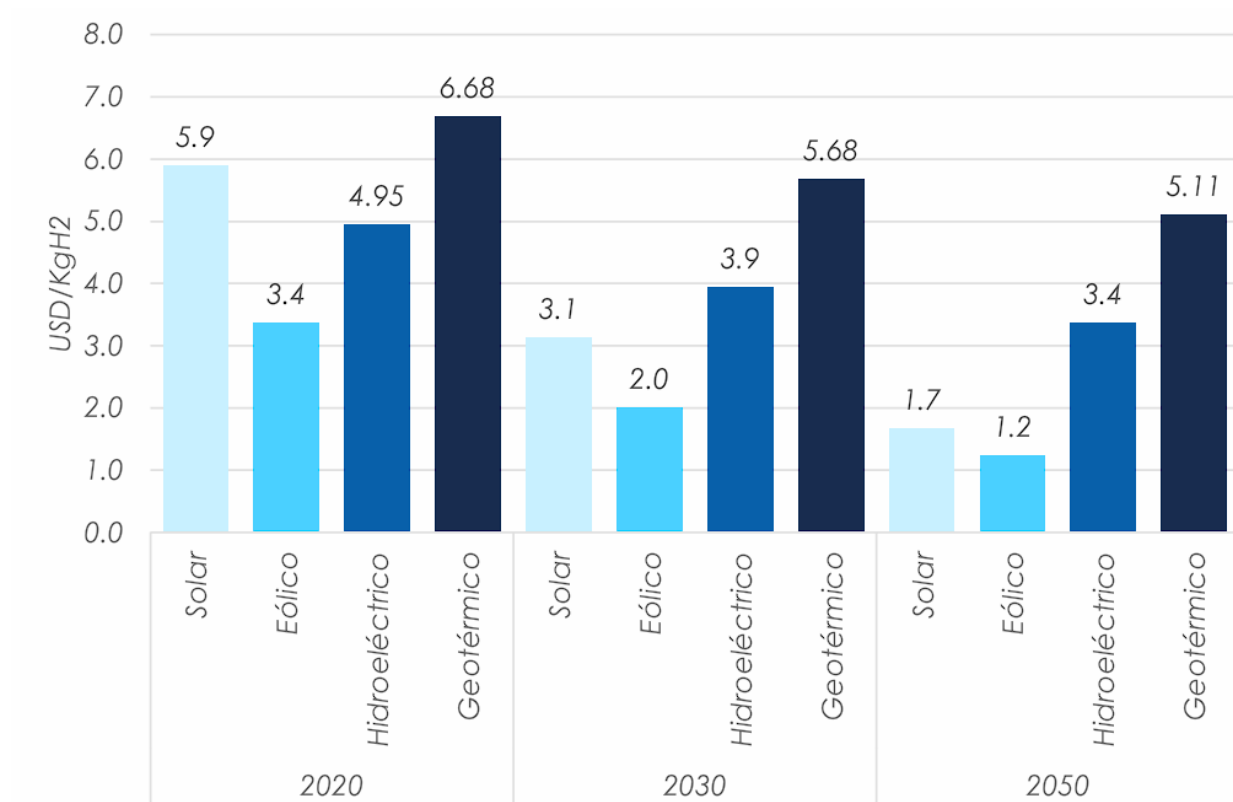
Tabla 14 Valor del LCOH para ambos equipos electrolizadores

Equipo	LCOH (aproximado)	
MC 500	USD7,92	/KgH2
AEM Nexus 1000	USD8,36	/KgH2

Fuente: Elaboración propia.

Pese a que el MC500 de Nelhydrogen tiene un mayor costo inicial, se logra una reducción en el costo de inversión total si se considera todas las etapas de la vida útil del equipo. Por esta razón se opta por el equipo MC500 para efectos de esta investigación.

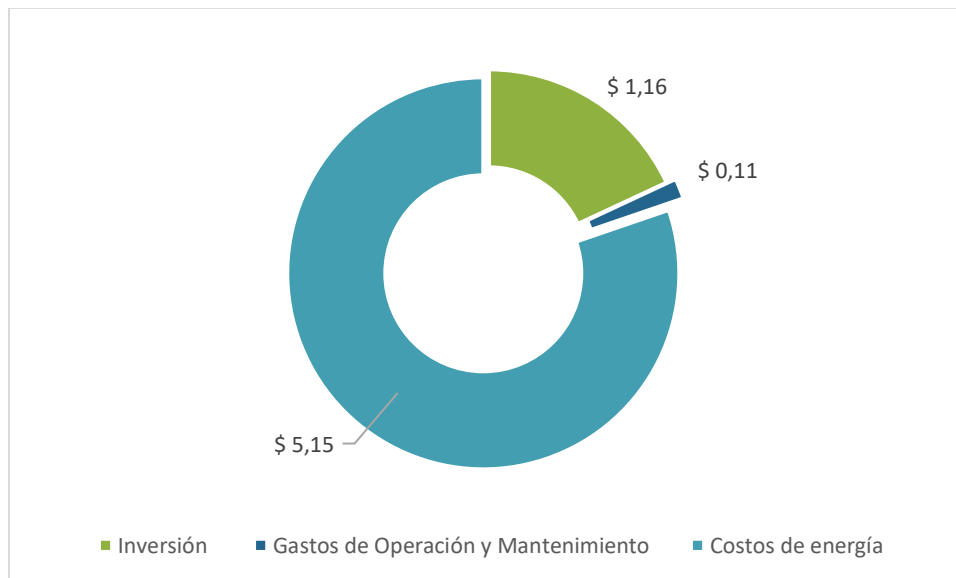
Gráfico 4 Costo nivelado de hidrógeno por fuente en 2020, 2030 y 2050



Fuente: Alianza por el hidrógeno (2021)

El Gráfico 4 resume el valor del LCOH en tres momentos (2020, 2030 y 2050) para diferentes fuentes de generación en Costa Rica. Como se puede apreciar el costo del hidrógeno producido por EBI es el segundo más caro, solo por detrás de las fuentes geotérmicas. Este costo se debe, en gran medida, al precio de la producción de energía, como se muestra en el Gráfico 5.

Gráfico 5 Desglose del LCOH para la producción de H2 en EBI

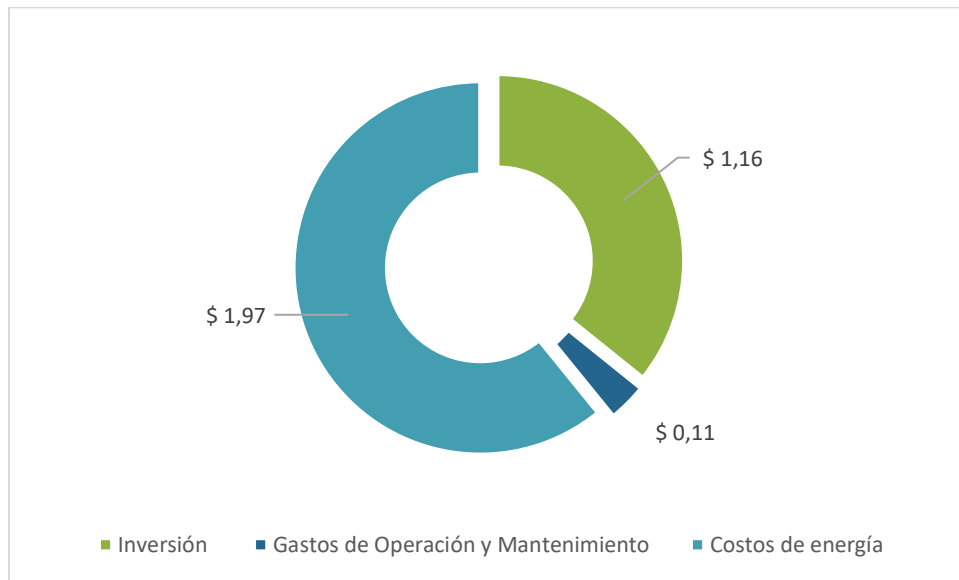


Fuente: Elaboración propia.

Como se evidencia en el gráfico 5, el costo de la energía representa alrededor del 80% del precio del hidrógeno en el escenario actual. Sin embargo, es posible reducir el costo del hidrógeno de manera significativa si se alcanza un factor de planta del 100%. Este escenario hipotético se describe en el anexo 3.

Si se alcanzara un factor de planta del 100% el LCOH, entonces tendría la forma representada en el Gráfico 6.

Gráfico 6 Desglose del LCOH para la producción de H2 en EBI, en un escenario con un factor de planta del 100%



Fuente: Elaboración propia.

Con un factor de planta del 100% el costo de la energía se reduce al 60% del costo total del proyecto y el LCOH disminuye a 3,82\$/kgH2.

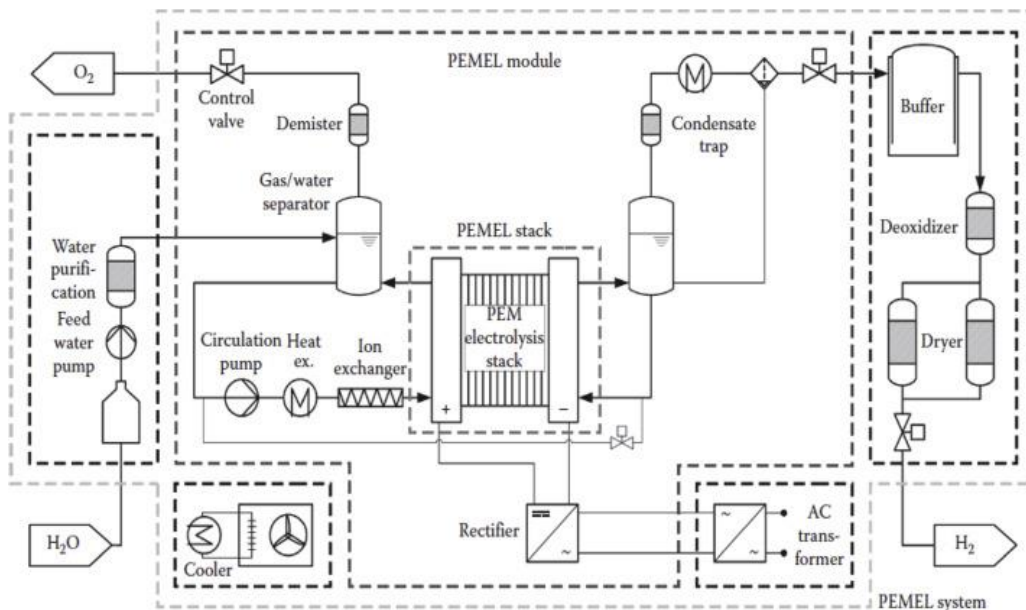
Capítulo V. Diseño del sistema

Este capítulo busca desarrollar el objetivo 2, hallar que elementos componen el sistema del electrolizador en base a las normativas que lo vinculan, y también se explora desarrollar el objetivo 3, el diseño de cada etapa requerida por el sistema electromecánico.

5.1. Electrolizador

Como se explicó en el capítulo anterior, el equipo seleccionado fue el NelHydrogen MC 500 debido a su menor costo, considerando todo su ciclo de vida útil. El MC500 es una solución todo en uno, en la que los sistemas requeridos para la electrólisis se encuentran ensamblados en una única unidad. No obstante, es necesario suministrar al electrolizador los insumos necesarios para el proceso de electrólisis, como se ilustra en la Figura 10.

Figura 10 Diagrama de sistema de electrólisis tipo PEM



Fuente: Imagen tomada de Grigoriev et al. 2020

De acuerdo con el fabricante, el MC 500 necesita de los siguientes requisitos para operar correctamente:

- Una fuente de alimentación de 2,5 MW de potencia, trifásicos de 6,6 a 35 kV, de 60 Hz. Con una distorsión armónica menor al 5% y un factor de potencia mayor al 90%.
- Una fuente de agua potable de un caudal de 30 l/m de 2,7 a 4,8 bares de presión.
- Un tanque para el almacenamiento del hidrogeno a 30 bares de presión.

El modelo del equipo de electrolizador MC 500 de NelHydrogen se muestra en la Figura

11.

Figura 11 Figura del electrolizador MC 500 de NelHydrogen



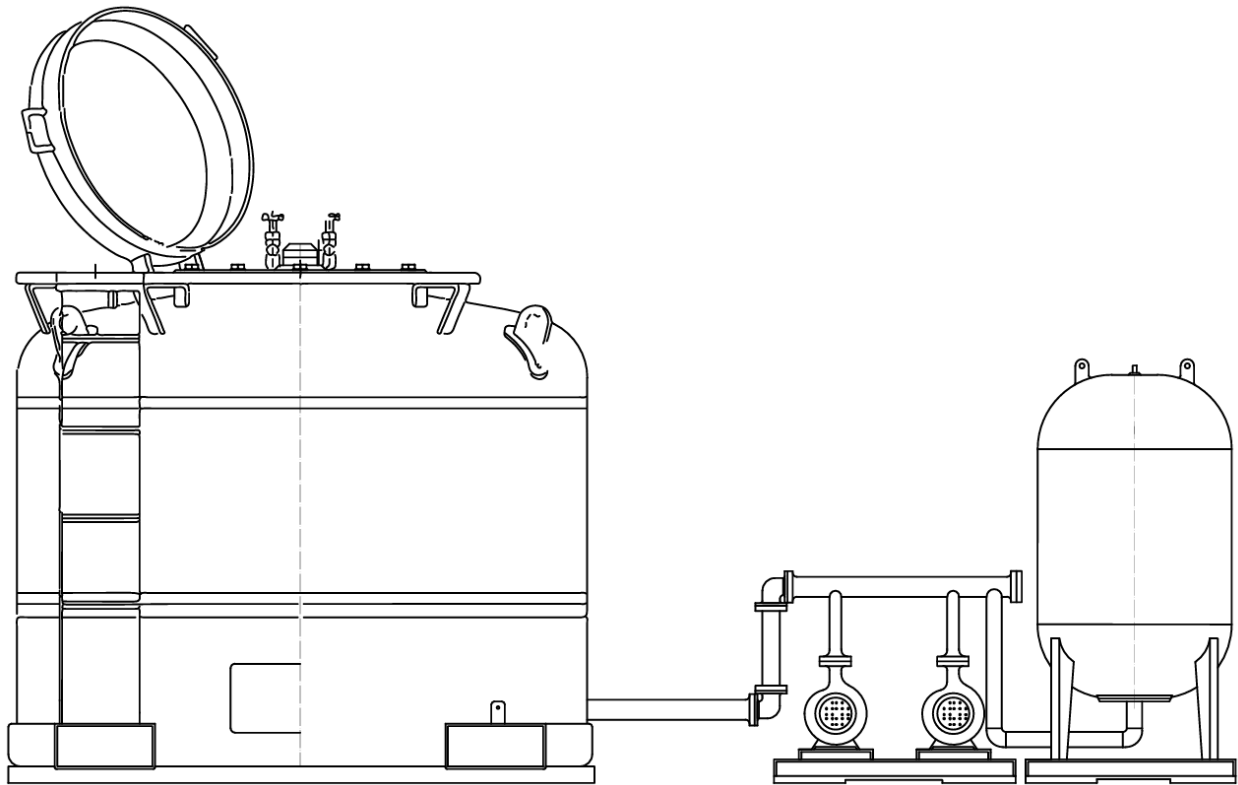
Fuente: Imagen tomada de Nelhydrogen

5.2. Abastecimiento de agua

Como se ilustra en la Figura 12, el sistema de abastecimiento del electrolizador MC 500 de Nelhydrogen consta de 4 partes:

- Tanque cisterna
- Bombas
- Tanque hidroneumático
- Tubería

Figura 12 Diagrama del sistema de agua

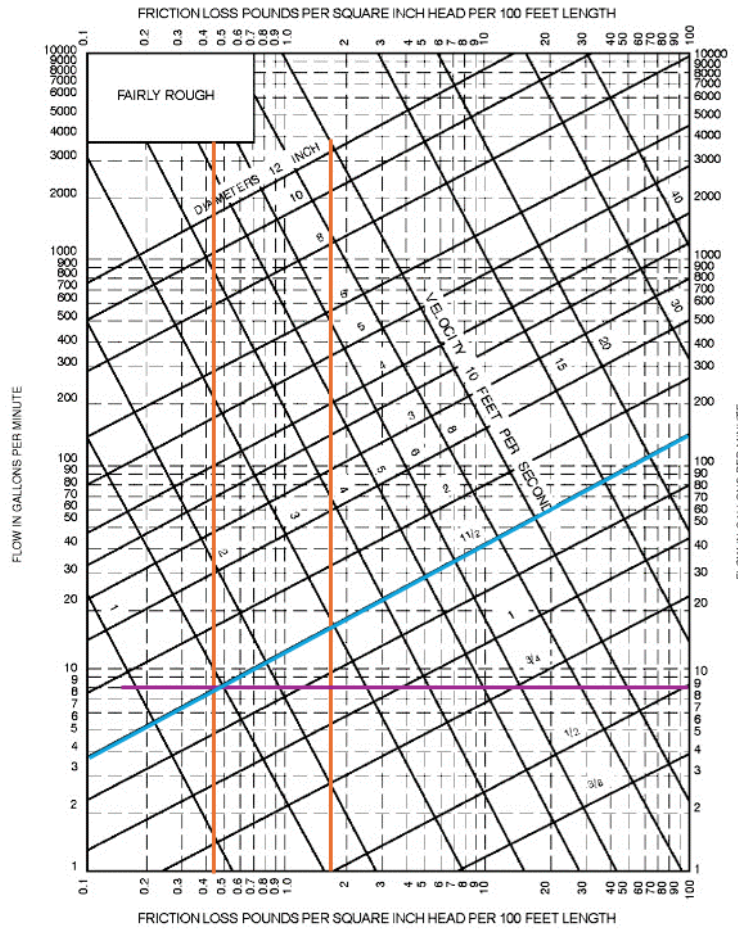


Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con los datos técnicos de la unidad electrolizadora seleccionada, este tiene un consumo de 30 l/min o 7,9 gal/min. Desde el sistema de bombeo hasta el electrolizador hay una distancia aproximada de 35m. Además, el electrolizador requiere una presión de entre 2,7 a 4,8 barg para su correcta operación. Por eso, es necesario determinar las pérdidas de carga del sistema hasta la ruta crítica.

ASHRAE recomienda limitar la pérdida de carga en tuberías de sistemas hidráulicos de 1 a 4 pies por cada 100 pies de tubería, o bien, que exista proporcionalidad de 1 a 4 m/100m. Además, es recomendable que la instalación sea en hierro galvanizado por su rugosidad media.

Figura 13 Pérdida de carga para una tubería rugosa por cada 100ft



Fuente: Tomado del Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos (2017)

Con la Figura 13 se determina un diámetro de tubería de 1½ pulgadas, la cual presenta una pérdida de 0,45 psi por cada 100 ft. Este equivale a una pérdida neta de 51,75 psi en toda la tubería. Además, se asume una pérdida de 15 psi a causa de todos los accesorios.

Pérdida total por tubería: 66,75 psi

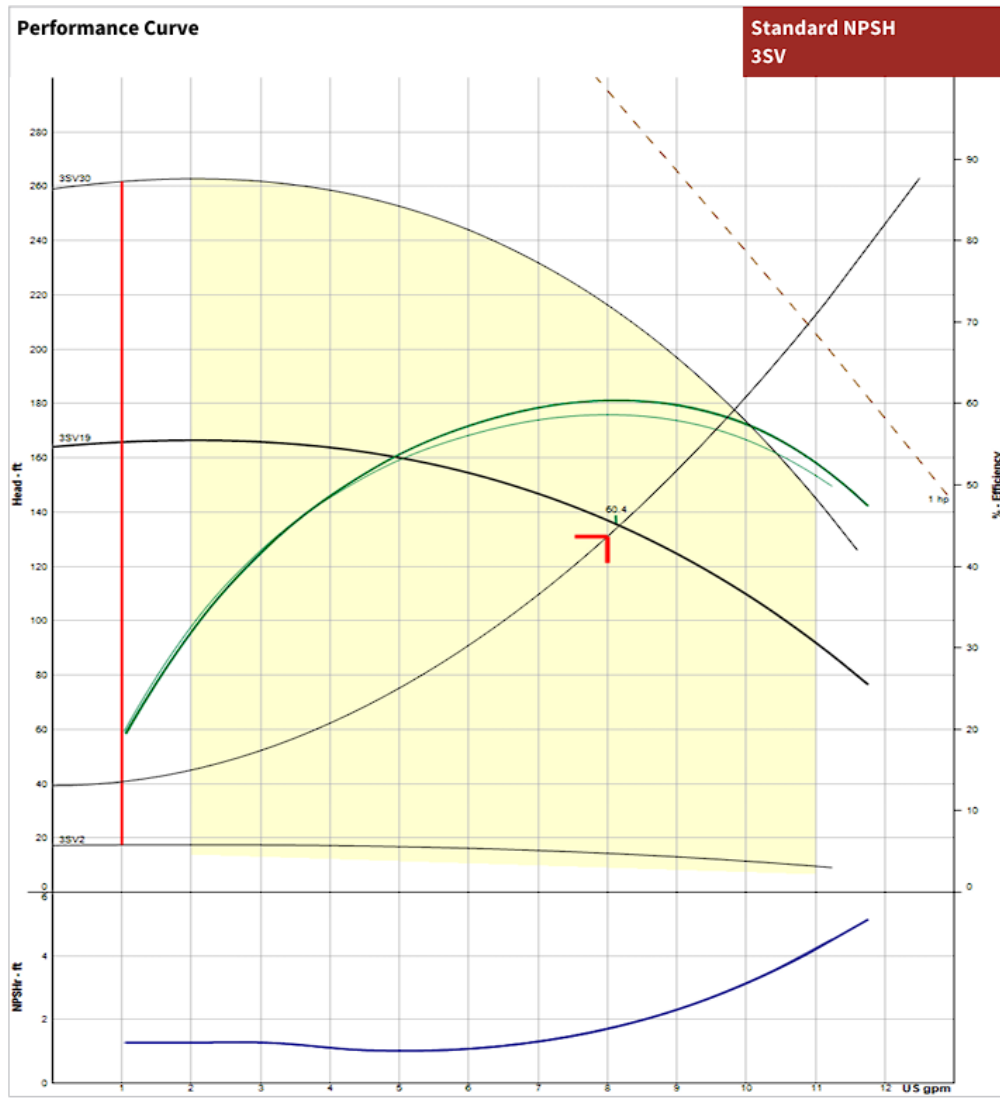
Considerando las pérdidas causadas por la tubería y accesorios, la bomba debe entregar una presión de 106 a 136 psi. Para asegurar una presión constante en el electrolizador se debe instalar un tanque hidroneumático, la capacidad de este se define mediante la siguiente ecuación:

$$F.A. = \left(1 - \frac{P_f + 14,7}{P_o + 14,7}\right)$$

$$V_{minTH} \geq \frac{CMH \cdot \left(\frac{min}{ciclo}\right)_{TH}}{F.A.} = \frac{7,9Gal/min \cdot 0,41}{0,202} = 80,3Gal$$

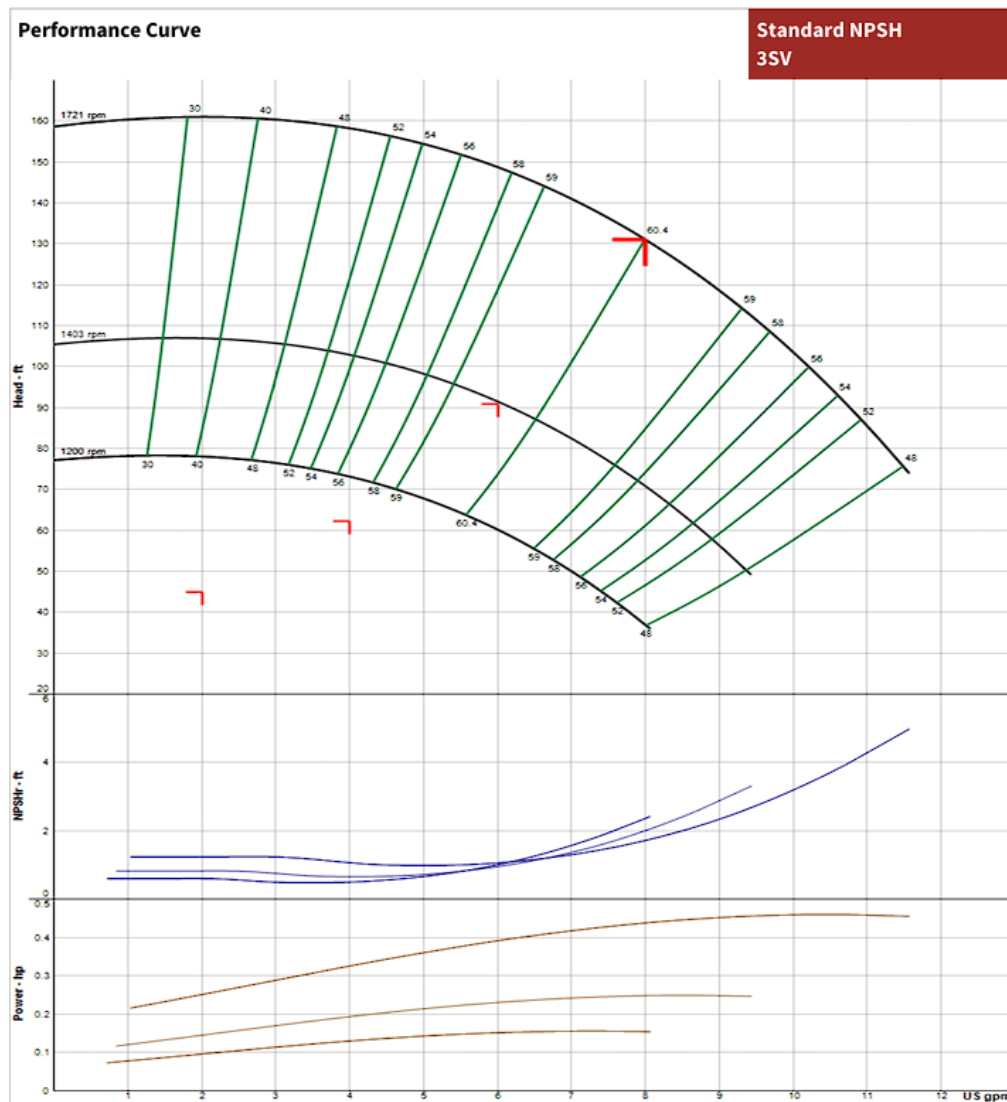
Al convertir los 136 psi a pies de cabeza de agua se obtiene una presión de 313ft. Considerando la cabeza de agua necesaria y el caudal se puede seleccionar una bomba para el sistema. A modo de ejemplo, se muestran en las Figuras 14 y 15 el desempeño de dos modelos de bombas.

Figura 14 Curva de desempeño de diferentes modelos de bombas, Standard NPSH 3SV



Fuente: Imagen tomada de Esp Systemwize

Figura 15 Curva de desempeño de la bomba seleccionada a diferentes revoluciones, Standard NPSH



Fuente: Imagen tomada Esp Systemwize

Figura 16 Datos técnicos de la bomba seleccionada por la aplicación Esp Systemwize

Pump Selection Summary			
Pump Capacity	8 US gpm	RPM @ Duty Point	1721
Pump Head	131 ft	Impeller Diameter	35V19
Control Head	39.3 ft	NPSHr	1.72
Duty Point Pump Efficiency	60.4 %	Motor Power	0.5 hp
Pump PLEV Efficiency	55.1 %	Motor Speed	1800 rpm
Duty point Power	0.438 bhp	Minimum Shutoff Head	159 ft
Minimum Flow at RPM	1 US gpm	Fluid Type	Water
Flow @ BEP	7.99 US gpm	Fluid Temperature	68 °F
Weight (approx. - consult rep)	73 lb lbs	Floor Space	--- ft ²

Fuente: Información tomada de Esp Systemwize

Luego de la definición del diámetro de tubería, el tanque hidroneumático y la bomba se determina la capacidad de la cisterna requerida por el sistema, considerando el consumo de agua requerido por el sistema.

De acuerdo con lo estipulado en el Código de Instalaciones Hidráulicas y Sanitarias en Edificaciones (CIHSECR), en el artículo 6.5.2-5, la tubería de aducción desde el abastecimiento público hasta el tanque elevado deberá calcularse para suministrar el consumo total diario en un tiempo no mayor a cuatro horas. Además, según el artículo 6.5.1-2. es recomendable que la capacidad del tanque de captación sea al menos del 75% del consumo total diario y la del tanque elevado no menor a la mitad de dicho consumo (Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos, 2017).

Considerando estos artículos, se puede determinar el volumen del tanque cisterna mediante la siguiente ecuación.

$$V_{TC} = Q \cdot 60min \cdot 24h \cdot 0,75$$

$$V_{TC} = 32400l$$

La tubería de abasto se determina mediante la siguiente ecuación.

$$Q = \frac{V}{60min \cdot 4h}$$
$$Q = 35,6gal/min$$

Al utilizar el diagrama de pérdida de carga para una tubería rugosa, como de la Figura 13, se puede determinar un diámetro de tubería abasto.

$$\Phi_{tub. abs} = 2\frac{1}{2} in$$

En la estimación de los costos del proyecto también es necesario calcular el volumen de agua que el equipo consumirá en su operación, como se detalla en la Tabla 15.

Tabla 15 Costo mensual del agua consumida

Q (l/min)	Vol. mensual (m ³)	Costo mensual USD
30	1296	5 350

Fuente: Elaboración propia.

Al aplicar el modelo tarifario del Instituto de Acueductos y Alcantarillados (AyA) de Costa Rica para el sector empresarial, se obtiene un costo mensual de USD5 350,00, considerando el uso del acueducto y la tarifa de protección del recurso hídrico.

Por último, se obtiene una aproximación del precio de los diferentes componentes del sistema de abastecimiento de agua, como se desglosa en la Tabla 16.

Tabla 16 Precios de componentes del sistema de abastecimiento de agua

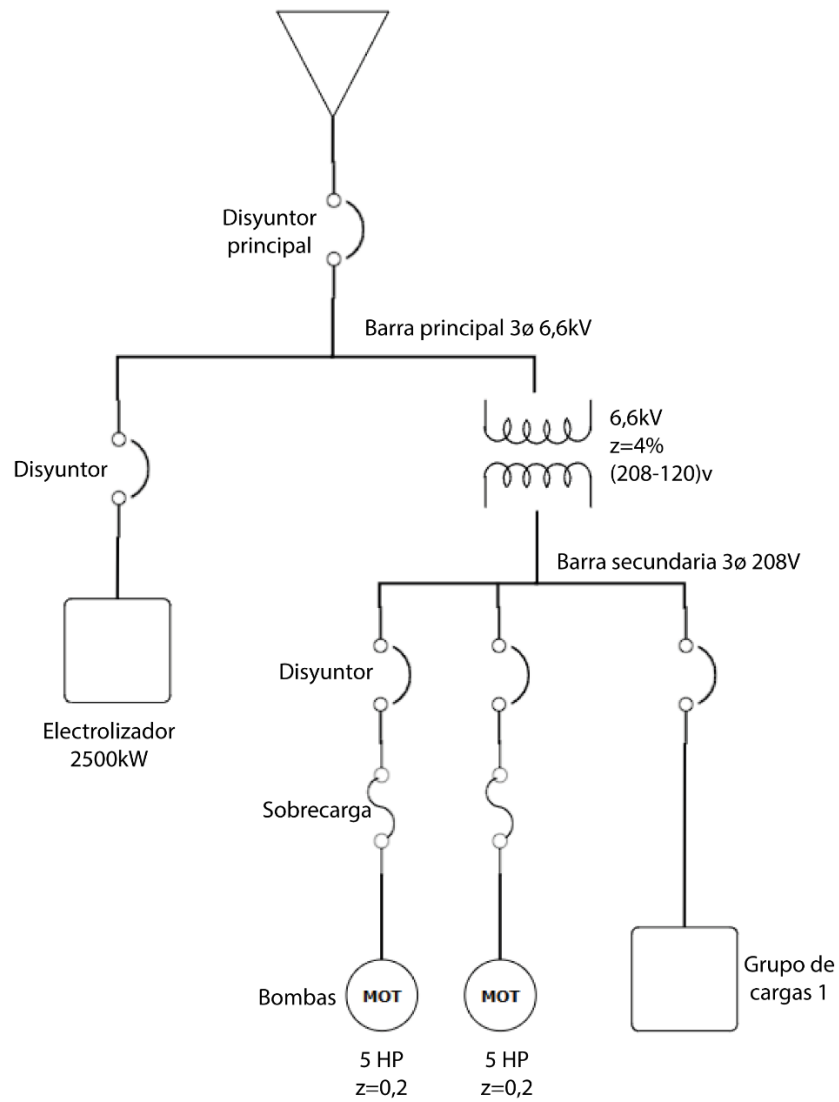
Elemento	Precio USD
Tanque cisterna 30 m ³	10 000,00
Tanque hidroneumático 80 gal	800,00
Bomba centrífuga	1 000,00
Tubería	500,00
Total	12 300,00

Fuente: Elaboración propia.

5.3. Alimentadores

Un componente clave para el proyecto es el alimentador del sistema, en la Figura 17 se muestra el diagrama de la acometida.

Figura 17 Distribución del circuito de alimentación



Fuente: Elaboración propia.

Como se muestra en la figura anterior, el sistema se compone de múltiples circuitos. Donde un primer panel de media tensión alimenta el electrolizador, en tanto que un panel secundario a baja tensión alimenta las bombas y el sistema de control, los cuales se detallan en las siguientes secciones.

5.3.1. Circuito de electrolizadores T1-C1

Tabla 17 Datos de circuito 1 del tablero primario

Característica	Datos
Designación	T1-C1
Descripción	Salida especial para transformador del Electrolizador
Corriente (A)	218
Potencia (VA)	2500000
Voltaje (V)	6600

Fuente: Elaboración propia.

Como el alimentador del electrolizador opera en una red trifásica, la ecuación para calcular la corriente de línea es la siguiente.

$$I_L = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V_L \cdot \cos \varphi} = \frac{2500000 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 6600 \text{ V} \cdot 1} = 218 \text{ A}$$

El factor de corrección por temperatura en la región donde se llevará a cabo la instalación ronda los 26-30 °C con un factor de corrección de 1. Además, se considera el factor de régimen continuo, este es del 125% de la carga nominal de los conductores.

$$I_{nom} \cdot \text{factor de régimen continuo} = 218 \cdot 1,25 = 273 \text{ A}$$

De acuerdo con el artículo 310.60(C)(77) del Código Eléctrico Nacional (NEC por sus siglas en inglés), se selecciona los conductores según la ampacidad para redes trifásicas, individualmente aislados, en ductos subterráneos con un factor de carga de 100%.

$$\text{Calibre de conductor (273 A)@6,6kV; @90°C} = 4/0 \text{ AWG}$$

Además, debe considerarse el aislante para el conductor de tensión media, este se especifica en la tabla 310.104(E) del NEC, conductores blindados con aislamiento dieléctrico sólido para tensiones nominales de 2000V a 35000V. Debido a la acción casi inmediata de iniciar o detener el equipo, se asume un nivel de aislamiento del 100%, que exige que en caso de falla se pueda dar la detención del equipo en un tiempo no mayor a un minuto.

$$\text{Espesor (4/0 AWG)@100\% de aislamiento; @6,6kV} = 2.92 \text{ mm o 115 mils}$$

Según el artículo 240.13 del NEC no se debe proporcionar un conductor de falla a tierra debido a que el equipo opera con un voltaje línea mayor a 1000V. Además, el artículo 240.15(A) aclara que se debe suministrar un fusible o una unidad de disparo por sobre corriente en cada uno de los conductores no puestos a tierra (National Fire Protection Association, 2014).

5.3.2. Circuito de bombas T2-C1

Para la alimentación de las bombas se designa el circuito T2-C1, descrito en la Tabla 18.

Tabla 18 Datos de circuito 1 del tablero secundario

Característica	Datos
Designación	T2-C1
Descripción	Salida especial para bombas de agua
Número de salidas	2
Factor de servicio	1,25
Potencia (HP)	5
Voltaje (V)	208

Fuente: Elaboración propia.

Se tienen dos bombas que estarán localizados en el cuarto de máquinas y operan de forma alterna. Estas cuentan con las características que se detallan en la Tabla 18. Para determinar la corriente demandada por cada motor se hace uso de la tabla 430.250 del NEC. Para motores trifásico de tipo de inducción de jaula de ardilla se obtiene la siguiente ampacidad.

$$\text{Corriente (5 HP) @208V} = 16,7 \text{ A}$$

El factor de corrección por temperatura en la región donde se llevará a cabo la instalación ronda los 26-30°C con un factor de corrección de 1. Debido al uso de un tanque hidroneumático la operación de las bombas no es continua y se realiza de forma intermitente, por lo tanto, no aplica la norma 430.22 del NEC.

Para la selección del conductor se debe considerar el artículo 110.14 (C)(1)(B) del NEC.

$$I_{T1,C1} = 16,7A > 100A$$

Considerando lo anterior se selecciona el calibre del conductor de acuerdo con lo establecido en la tabla 310.15(B)(16) del NEC, que corresponde a las ampacidades permisibles para conductores aislados canalizados.

$$\text{Calibre de conductor } (16,7 A)@208V; @60^{\circ}C = 12 AWG$$

Para la selección del conductor tierra se usa la Tabla 250.122 del NEC, en la cual se selecciona cable #12 AWG. Además, según el artículo 430.33 este debe protegerse contra sobrecarga, corto circuito y falla a tierra.

5.3.3. Circuito de toma T2-C3

En la Tabla 19 se detalla el circuito de toma T2-C3.

Tabla 19 Datos de circuito 2 del tablero secundario

Característica	Datos
Designación	T2-C3
Descripción	Toma corrientes generales
Número de salidas	1
Potencia (VA)	1500
Voltaje (V)	120

Fuente: Elaboración propia.

El cálculo de la corriente del circuito se realizó de la siguiente manera.

$$I_{T2_C3} = \frac{1 \text{ salida} \cdot 1500VA}{120V} = 12,5A$$

El factor de corrección por temperatura en la región donde se llevará a cabo la instalación ronda los 26-30°C con un factor de corrección de 1. Para la selección del conductor se debe considerar el artículo 110.14 (C)(1)(B) del NEC.

$$I_{T1_{C1}} = 12,5 A > 100 A$$

Considerando lo anterior se selecciona el calibre del conductor de acuerdo con lo establecido en la tabla 310.15(B)(16) del NEC, relativo a las ampacidades permisibles para conductores aislados canalizados.

$$\text{Calibre de conductor } (12,5 A)@120V; @60^{\circ}C = 12 AWG$$

Para la selección del conductor tierra se usa la tabla 250.122 del NEC, del cual se selecciona cable #12 AWG.

5.3.4. Alimentadores

Para el alimentador del panel secundario se tiene la suma del circuito T2-C1 y T2-C3, dado que ambas bombas no trabajan de forma simultánea.

$$16,7 A + 12,5 A = 29,2 A$$

Como se menciona en el artículo 409.20 del NEC, el conductor de alimentación de un panel industrial no debe ser menor al 125% de su corriente nominal, entonces se dimensiona la corriente del panel mediante la siguiente ecuación.

$$29,2 A \cdot 1,25 = 36,5 A$$

Para la selección del conductor se debe considerar el artículo 110.14 (C)(1)(B) del NEC.

$$I_{T1_C1} = 36,5 A > 100 A$$

Considerando lo anterior se selecciona el calibre del conductor de acuerdo con lo establecido en la tabla 310.15(B)(16), referente a las ampacidades permisibles para conductores aislados canalizados.

$$\text{Calibre de conductor } (36,5 A) @ 120V; @ 60^{\circ}C = 8 AWG$$

Finalmente, se dimensiona el transformador por utilizar y para esto se necesita determinar su potencia mediante la siguiente ecuación.

$$P = 1500VA + 3700VA = 5200VA$$

Como la potencia que se consume es de 5200VA se decide instalar un transformador con una potencia de 10kVA, como se ilustra en la Figura 18.

Figura 18 Transformador de 10kVA



Fuente: Imagen tomada de Focus Technology Co.

La corriente en el primario del transformador viene dada por la siguiente ecuación.

$$I_L = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V_L \cdot \cos \varphi} = \frac{5200 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 6600 \text{ V} \cdot 1} = 0,454 \text{ A}$$

Según con lo establecido por la norma en el artículo 450.3(A) del NEC, se debe contar con protección tanto en el primario como en el secundario del transformador, como se describe en la Tabla 20.

Tabla 20 Protección contra sobrecarga en transformador

Etapa del transformador	Corriente nominal (A)	Valor nominal del interruptor automático	Valor de la protección (A)
Primario	25	600,00%	150
Secundario	0,45	300,00%	1,36

Fuente: Elaboración propia.

El alimentador del tablero primario se dimensiona sumando la carga del transformador y el circuito T1-C1. La carga del tablero primario está dada mediante la siguiente ecuación.

$$273 \text{ A} + 1 \text{ A} = 274 \text{ A}$$

Por último, se dimensiona el conductor necesario para el tablero principal, cuyo calibre está definido en la tabla 310.15(B)(16) del NEC, que se calcula con la siguiente ecuación.

$$\text{Calibre de conductor } (273 \text{ A}) @ 6,6 \text{ kV}; @ 90^\circ \text{C} = 4/0 \text{ AWG}$$

Además, debe considerarse el aislante para el conductor de tensión media, que se especifica en la tabla 310.104(E) del NEC, referido a los conductores blindados con aislamiento dieléctrico

sólido para tensiones nominales de 2000V a 35000V. Debido a la acción casi inmediata de iniciar o detener el equipo se asumen un nivel de aislamiento del 100%.

Espesor ($4/0$ AWG)@100% de aislamiento; @6,6kV = 2.92 mm o 115 mils

Para más detalle en las Tablas 21 y 22 se integran los datos de los conductores de cada circuito y su distribución en los tableros.

5.3.5. Designación de los tableros

Tabla 21 Designación de circuitos y balance de cargas en el tablero primario

# Circuito	Designación	Descripción	# Salidas	Potencia unitaria (VA)	Calibre de Conductor (TW)			Voltaje (V)	Protección		Potencia por línea (VA)			Longitud (m)	Caída tensión (%)
					Fase(s)	N	T		Tipo	Amps	L1	L2	L3		
1	T1_C1	Electrolizador	1	2500000	40 AWG	40 AWG	-	6600	Fusible	1500	2500000	2500000	2500000	10	0,10%
2	T1_C2	Alimentador transformador	1	5200	#12 AWG	#12 AWG	-	6600	Fusible	1,5	5200	5200	5200	10	0,03%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 22 Designación de circuitos y balance de cargas en el tablero secundario

# Circuito	Designación	Descripción	# Salidas	Potencia unitaria (VA)	Calibre de Conductor (TW)			Voltaje (V)	Protección		Potencia por línea (VA)			Longitud (m)	Caída tensión (%)
					Fase(s)	N	T		Tipo	Amps	L1	L2	L3		
1	T2_C1	Bomba 1	1	3700	#12 AWG	#12 AWG	#12 AWG	208	Int. Auto.	130	3700	3700	3700	10	1,08%
2	T2_C2	Bomba 2	1	3500	#12 AWG	#12 AWG	#12 AWG	208	Int. Auto.	130	3500	3700	3700	10	1,08%
3	T2_C3	Tomas Gen.	1	1500	#12 AWG	#12 AWG	#12 AWG	120	Int. Auto.	15	1500	1500	-	10	1,40%

Fuente: Elaboración propia.

Como se detalla en las tablas anteriores, la carga del sistema se distribuye en dos tableros, uno a tensión media (6,6 kV) y el otro a baja tensión (208V). Por último, se destacan los costos aproximados de toda la instalación, que se muestran en la Tabla 23.

Tabla 23 Precios de componentes del sistema eléctrico

Material	Precio por unidad USD	Número de unidades	Precio final USD
Cable 0/4	45 (USD/m)	80 (m)	3 614
Cable 12 (6,6kV)	18 (USD/m)	40 (m)	703
Cable 12	0,6 (USD/m)	140 (m)	84
Transformador	1500	1	1 500
Contactores de vacíos	1000	1	1 000
Disyuntores (15 A)	40	1	40
Disyuntores (100 A)	200	2	400
Bombas	1500	2	3 000
Fusibles	300	6	1 800
Total			12 142

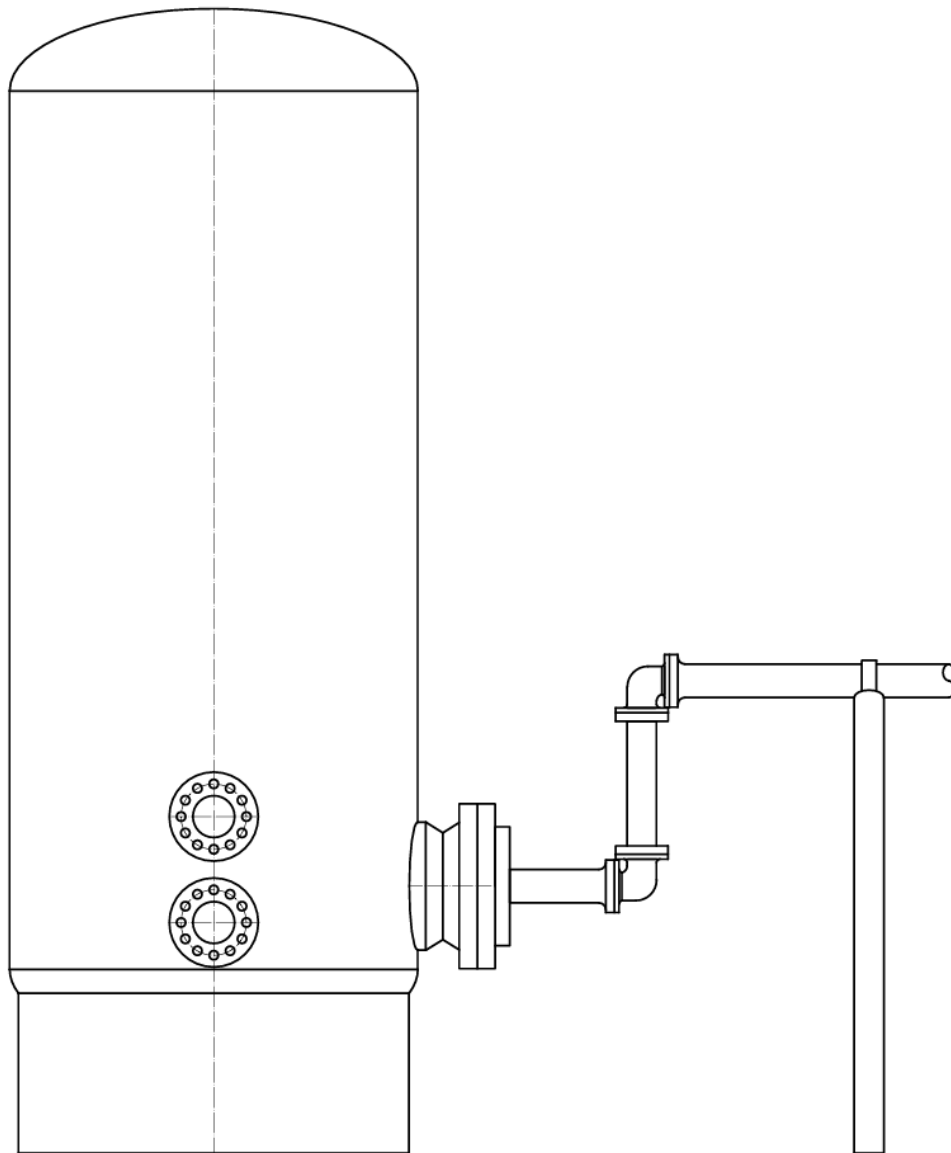
Fuente: Elaboración propia.

5.4. Almacenamiento de hidrógeno

Como se ilustra en la Figura 19, el sistema de almacenamiento de hidrógeno del electrolizador MC 500 de NelHydrogen consta de:

- Tanque de almacenamiento
- Tubería
- Reguladores de presión

Figura 19 Diagrama del sistema de almacenamiento de hidrógeno



Fuente: Elaboración propia

Existen múltiples técnicas para el almacenamiento de hidrógeno, de acuerdo con Burke et al., (2024). Algunas de las opciones más comunes son:

- El envasado en línea

- Cavernas subterráneas
- Almacenamiento presurizado
- Licuefacción (almacenamiento criogénico)

Dadas las condiciones de la presente investigación, se decide utilizar el almacenamiento presurizado por razones prácticas, técnicas y financieras. Considerando tanto las recomendaciones de Burke et al. (2024) como los requerimientos del sistema se genera la tabla 24.

Tabla 24 Costo aproximado y costo nivelado del almacenamiento del hidrógeno presurizado

Producción de H2 diaria (kg)	Presión de trabajo (bar)	Costo total aproximado USD	Costo nivelado por kilogramo de H2 USD
1062	30	600 000	0,4

Fuente: Elaboración propia

Burke et al. (2024) estiman los costos del almacenamiento con base en un tanque de 1000 kg de capacidad, que equivale aproximadamente a la masa de hidrógeno producido diariamente por el electrolizador seleccionado.

Según establece el National Fire Protection Association (2024), en la norma Hydrogen Technologies Code (HTC) en el artículo 10.3.5.2, la tubería para el uso de hidrógeno gaseoso debe cumplir con lo normado por ASME B31 (Los Alamos National Lab, 2014). Respecto a las especificaciones de materiales y los requisitos de espesor para tuberías deben cumplir con lo especificado en el artículo B31.12, esto incluye toda la tubería, válvulas y *fittings*.

Las aleaciones experimentan normalmente un proceso de degradación de sus propiedades cuando se usan en el servicio de hidrógeno a alta presión. Para Asia Industrial Gases Association

(AIGA, 2012) el efecto en los materiales puede ir desde una reducción en la resistencia a la tensión y ductilidad hasta un marcado incremento en la tasa de crecimiento de grietas a causa de la fatiga.

Según lo estipulado por ASME B31.12, se recomienda usar acero inoxidable austenítico de la serie 300, el grado más estable es el tipo 316/316L. Este último es relativamente inmune a los efectos de la fragilización cuando es expuesto a alta presión con hidrógeno, es preferible sobre grados como el tipo 304L y el tipo 321.

Según lo normado en ASME B31.3 (Los Alamos National Lab (2014), hay una serie de requerimientos para el acero austenítico de grado 316L, que se muestran en el anexo 4. Se permite tanto la tubería soldada como *seamless*, además se especifica que en uniones roscadas la tubería debe ser de cédula 40 como mínimo cuando la corrosión permitida no supera las 0,03in, para grados de corrosión mayor se exige el uso de cédula 80.

En la tabla 7.3.2.3.1.2(B)(a) del HTC se determina diferentes grupos de exposición, dependiendo del grado de riesgo al que ciertos entornos son expuestos (National Fire Protection Association, 2024). En este estudio se asume una exposición de grupo 3.

En la tabla 7.3.2.3.1.2(B)(b) del HTC se dan múltiples ecuaciones para el cálculo de la distancia segura entre la fuente hasta el punto de exposición en función del diámetro de la tubería. El sistema del electrolizador está dimensionado para una presión de 30 bares o 435 psi de presión, si se asume una distancia de 6,5 metros entre la instalación hasta el punto de exposición, entonces se obtiene la siguiente ecuación.

$$D = 0,2636 \cdot d$$

Donde D es la distancia en metros entre la instalación hasta el punto de exposición y d el diámetro interno de la tubería en milímetros.

$$6,5 / 0,2636 = 24,6mm$$

Este es equivalente a 0,97 in, el tamaño comercial más cercano a este valor es la tubería de 1 in. Conociendo el diámetro, cédula y grado del material requerido se puede seleccionar una tubería como se detalla en la Tabla 25.

Tabla 25 Especificaciones y precio de tubería

Grado de acero	Cédula	Diámetro Nom. (inches)	Esfuerzo permitido a 38° C (kPa)	Distancia aproximada (m)	Costo por metro USD	Costo de tubería USD
316L	80	1	21106	45	90	4036

Fuente: Elaboración propia

Según lo establecido en el artículo 7.1.16 del HTC, las válvulas utilizadas en los sistemas de hidrógeno gaseoso deben descargar su presión a la atmósfera. En el artículo 7.1.20.4(A) del HTC cada etapa de compresión debe incluir una válvula de alivio para prevenir una sobre compresión en el sistema. Además, según el artículo 7.1.5.5.3, los dispositivos para liberar la presión deben cumplir con las especificaciones del contenedor fabricado para prevenir el exceso de presión en el sistema, como se ilustra en la figura 20.

Figura 20 Válvula de alivio de acero inoxidable de grado 316L para presiones de hasta 2 700 psi



Fuente: Imagen tomada de McMaster-Carr.

En la tabla 26 se detalla el precio de las válvulas de alivio requeridas para la seguridad del sistema.

Tabla 26 Precio de válvulas de alivio requeridas por el sistema

Número de válvulas requeridas	Costo por unidad USD	Precio final USD
2	1081	2162

Fuente: Elaboración propia

5.5.Sistema de control

De acuerdo con lo regulado por el Instituto de Normas Técnicas de Costa Rica (INTECO, 2020) en la norma INTE/ISO 22734:2020, artículo 4.5.1, “el generador de hidrógeno debe estar equipado con un sistema de control que proporcione el desempeño requerido, seguro y fiable del

generador de hidrógeno y que limite las condiciones peligrosas”. Por ello es importante determinar las fallas y averías que pueden llevar a una situación que comprometa el equipo, degrade su condición o arriesgue a las personas.

La norma INTE/ISO 22734:2020 establece los parámetros necesarios para asegurar el buen estado de las celdas y la correcta operación del equipo; sin embargo, la unidad de celdas electrolizadoras cuenta con un sistema automatizado que permite monitorear todos estos parámetros. A pesar de esto es necesario determinar las condiciones más críticas del sistema como un todo.

Como se establece en la norma INTE/ISO 22734:2020, artículo 4.5.2, cualquier componente funcional del sistema que se establezca como componente crítico del sistema debe ser provisto con un sistema de control. El diseño del sistema debe cumplir con las normas IEC 61069-7, IEC 61131-3 e IEC 61511-1.

En caso de presentarse un fallo crítico en el sistema, este debe entrar en modo seguro, deteniendo su operación. El sistema de control debe procurar las siguientes acciones:

- a) El generador de hidrógeno no debe de iniciar de forma inesperada.
- b) No se debe de impedir que el generador se detenga, si se ha dado el comando de paro.
- c) El paro automático o manual de las piezas móviles debe ser posible.
- d) Los dispositivos de seguridad para protección deben seguir siendo plenamente eficaces.

Según el artículo 4.5.6, el sistema de control debe considerar una función que detenga el equipo en caso de una emergencia. Esta función debe desenergizar los sistemas que producen un

potencial peligro real o inminente que no puede ser corregido por los controles. La función de paro de emergencia debe:

- a) Detener la producción de hidrógeno y desenergizar los equipos que produjeron la condición peligrosa no corregible lo antes posible sin crear peligros adicionales.
- b) Iniciar o permitir el inicio de ciertas medidas de salvaguarda determinadas por la evaluación del riesgo.
- c) Anular todas las demás funciones y operaciones en todos los modos.
- d) Estar equipado con bloqueos de reinicio que requieren un restablecimiento intencional antes de que se permita el inicio del generador de hidrógeno.
- e) No reestablecer el sistema en condición peligrosa.

Considerando los requisitos anteriores y las facilidades de las unidades de electrolizadores tipo container. En concreto, facilidades de un sistema de control que permita al usuario monitorear los datos en tiempo real en todo el sistema y no únicamente en el sistema de electrolizadores, como se muestra en la Figura 21.

Figura 21 Diagrama del sistema de control.



Fuente: Elaboración propia.

Para desarrollar un sistema de control global es necesario considerar las variables más críticas del sistema. Una el nivel de agua en el tanque de alimentación del electrolizador y otra la concentración de H₂ contenida dentro del recinto.

Este último punto es crítico para la operación de la planta, según el artículo 4.4.1.4, la mezcla de gases dentro de recintos, en ninguna circunstancia, debe superar el 1% de hidrógeno diluido, si alcanza el 2% de hidrógeno se debe iniciar el paro de emergencia, según el artículo 4.5.6., de manera inmediata y emitir señales que alerten a los colaboradores de una posible situación peligrosa.

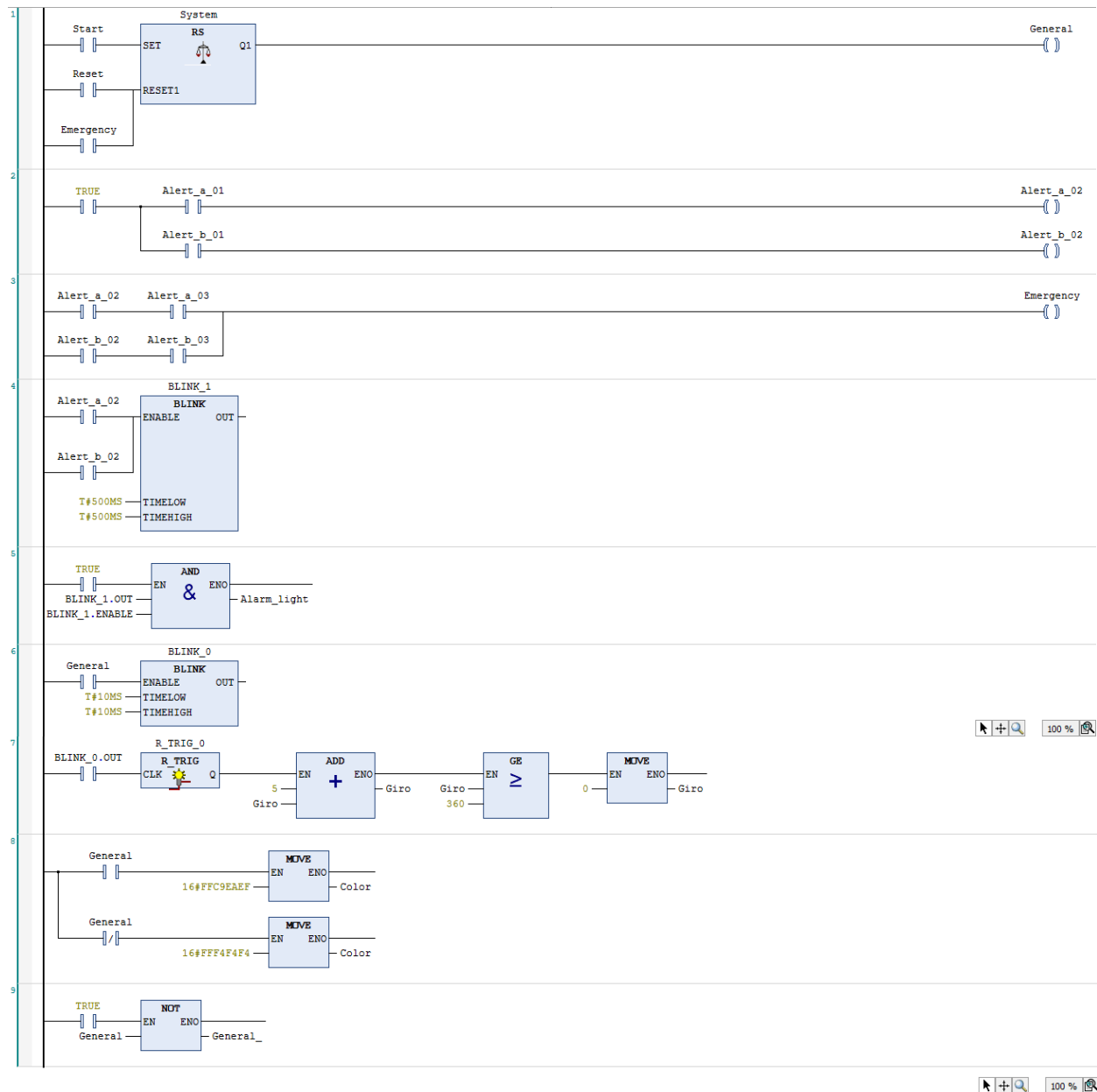
Dadas estas condiciones, se plantea en la Figura 22 un sistema de control para monitorear las variables más críticas y en la Figura 23 el código del programa del sistema.

Figura 22 Variables del sistema de control

```
1 | PROGRAM PLC_PRG
2 | VAR
3 |     System: RS;
4 |     Start: BOOL;
5 |     Reset: BOOL;
6 |     General: BOOL;
7 |
8 |     Alert_a_01: BOOL;
9 |     Alert_a_02: BOOL;
10 |    Alert_a_03: BOOL;
11 |    Alert_b_01: BOOL;
12 |    Alert_b_02: BOOL;
13 |    Alert_b_03: BOOL;
14 |
15 |    Emergency: BOOL;
16 |    Alarm_light: BOOL;
17 |
18 |    Giro: INT;
19 |    Color: DWORD;
20 |    BLINK_0: BLINK;
21 |    BLINK_1: BLINK;
22 |    R_TRIG_0: R_TRIG;
23 |    General_: BOOL;
24 |
25 | END_VAR
```

Fuente: Elaboración propia.

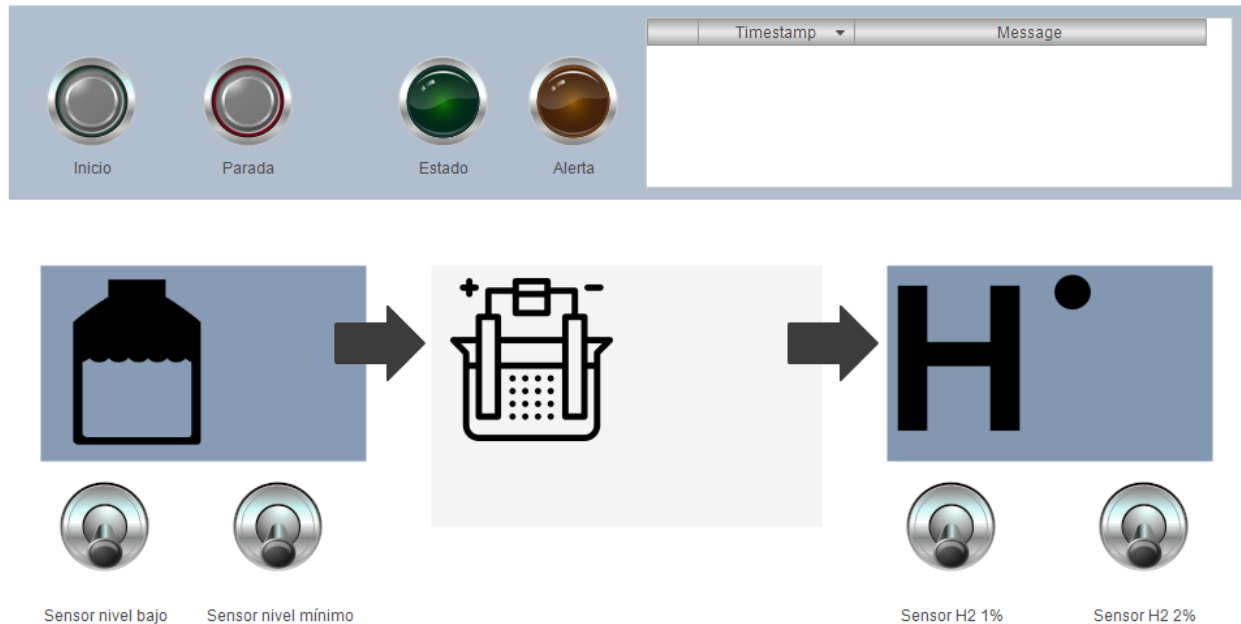
Figura 23 Código del programa del sistema de control (LD)



Fuente: Elaboración propia

El sistema de control está fundamenta en la norma IEC 61131-3, el cual establece los formatos de código permitidos en PLC. En la Figura 24 se generó una interfaz que permite simular el código.

Figura 24 Interfaz del sistema de control



Fuente: Elaboración propia.

El programa considera las siguientes condiciones:

- Un nivel bajo de agua en el tanque de almacenamiento.
- Un nivel mínimo de agua en el tanque de almacenamiento.
- Un nivel de hidrógeno en la atmosfera del 1%.
- Un nivel de hidrógeno en la atmosfera del 2%.

El funcionamiento del sensor para determinar la concentración de hidrógeno dentro de una atmósfera confinada se detalla en el anexo 8.

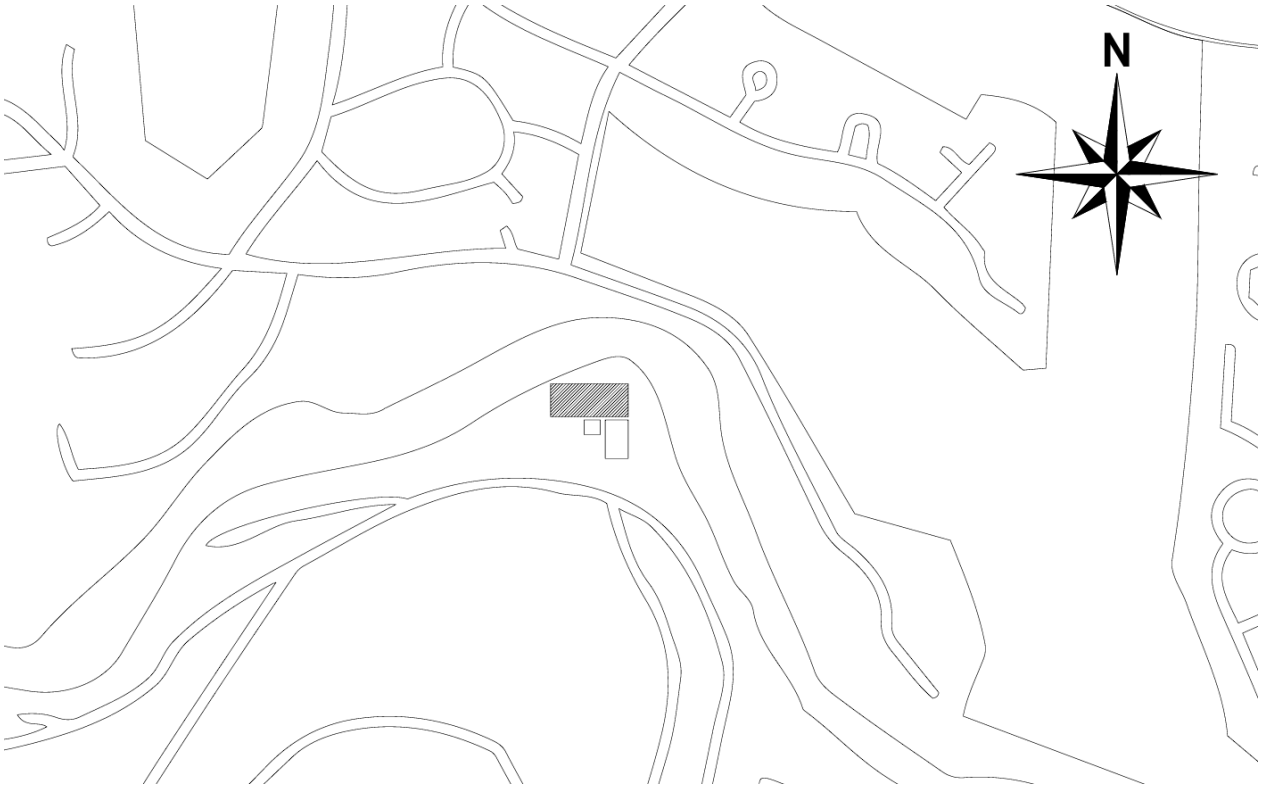
Si se presentan condiciones inusuales como un bajo nivel de agua o una concentración de hidrógeno del 1%, el sistema genera una señal de alerta, que se almacena en el registro de alertas y puede llamarse a un sistema secundario que asista al principal. A pesar de esta respuesta, el sistema funciona regularmente.

Si la condición de alerta no se soluciona y se agrava, el sistema genera una condición de emergencia que detiene el sistema e impide que vuelva a funcionar hasta que sea resuelta la condición de emergencia. Esta condición de emergencia se almacena en el registro de alertas y su funcionamiento se muestra en el anexo 7.

5.6. Elementos estructurales

En la Figura 25 se muestra la ubicación geográfica de una de las instalaciones de EBI de Costa Rica, como se mencionó anteriormente, este proyecto se ubicaría en el barrio de La Carpio, distrito de la Uruca del cantón de San José.

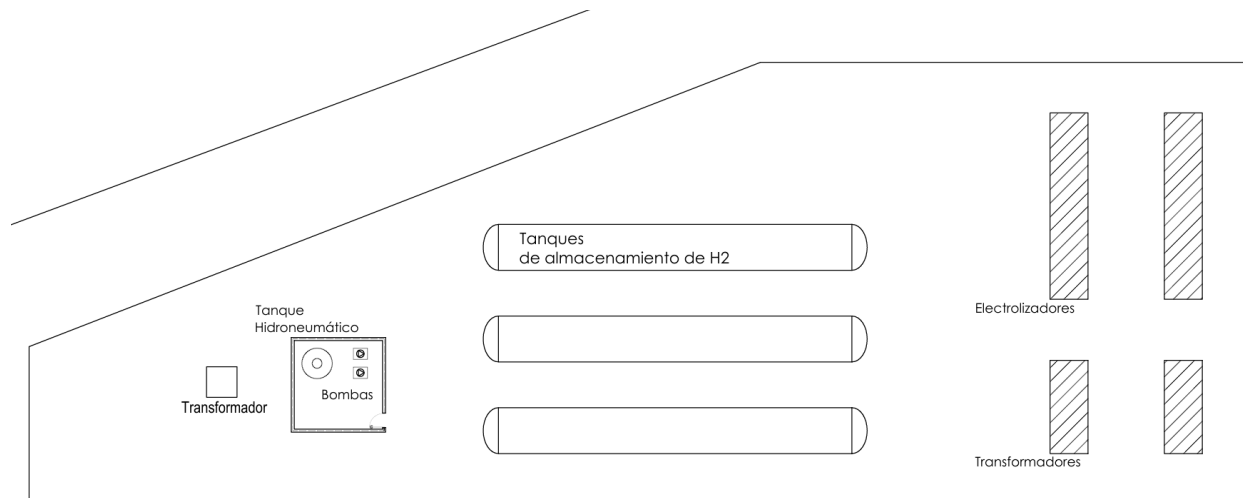
Figura 25 Localización del proyecto en las instalaciones de EBI de Costa Rica en PTA URUKA en La Carpio



Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 26 se visualiza una posible distribución de la planta acorde con lo desarrollado de la sección 5.1 a la 5.5.

Figura 26 Vista aérea de posible distribución de planta



Fuente: Elaboración propia.

Como las unidades de electrolizadores y tanques de almacenamiento están diseñadas para su instalación en exteriores, no es necesario la construcción de un confinamiento que los proteja de la intemperie. Por esto, solo se necesita construir los cimientos que soporte el peso de las estructuras.

Además, se contempla la construcción de una pequeña caseta para albergar los equipos electromecánicos menores, así como las bombas, tanque hidroneumático, tablero, sistema de control, entre otros.

Al ser EBI de Costa Rica propietario de estos terrenos no es necesario adquirirlos. Además, la empresa cuenta con la maquinaria y personal necesarios para realizar los trabajos de nivelación de la tierra. Por estas condiciones, los trabajos contemplan únicamente la construcción de los cimientos para los electrolizadores y tanques a presión, una caseta para el equipo electromecánico y una verja para delimitar el terreno. En la Tabla 27 se estiman los costos relacionados a la construcción de estas estructuras.

Tabla 27 Costos de construcción de estructuras

Estructura	Cimientos	Caseta	Verja	Total
Área de construcción (m2)	60	36	201 (m)	-
Costo (USD/m2)	120	590	60 (USD/m)	-
Costo de estructura (USD)	7 207	21 240	12 060	40 507

Fuente: Elaboración propia.

Los costos establecidos en la tabla 27 fueron tomados del Manual de Valores Base Unitarios por Tipología Constructiva (Órgano Normalización Técnica, 2023).

Capítulo VI. Costos finales

Finalmente, este último apartado concreta lo que se desarrolló en el capítulo 4, y con los datos recolectados en el diseño, se completa el Objetivo 4, que busca los costos relacionados a la inversión, operación, mantenimiento y descarte.

De acuerdo con las tarifas establecidas por Refinadora Costarricense de Petróleo (Recope, 2024) el precio del diésel en la fecha de consulta fue de ₡412,93 (litro) y el impuesto único a los combustibles de ₡154,25. Comparando la capacidad calorífica del diésel con la del hidrógeno, es posible establecer un precio competitivo para el hidrógeno, como se detalla en la Tabla 28.

Tabla 28 Competitividad del hidrógeno contra el diésel

Característica	Sin impuesto		Aplicando el impuesto único a los combustibles	
	Diésel	H2	Diesel	H2
Precio (USD/kg)	0,97	3,03	1,33	4,16
Poder calorífico (MJ/kg)	45,57	141,9	45,57	141,9

Fuente: Elaboración propia.

Según los datos, al considerar el impuesto único a los combustibles, el hidrógeno es competitivo cuando su precio es igual o menor a los 4,16\$ por kg. Considerando este valor se puede generar un flujo de caja asumiendo que se cuenta con un ‘*off-taker*’ que adquiera el 100% del H2 producido por EBI.

Además, se agrega al cálculo de la inversión inicial todos los costos relacionados a la instalación de todos los sistemas, excluyendo el valor del electrolizador. Como observa en la tabla 29.

Tabla 29 Costos finales separados en rubros por cada sistema

Instalación	Costo aproximado del sistema USD
Agua	12 300
Eléctrica	12 142
Almacenamiento	606 198
Estructural	40 507
Total	671 146
Total + 10% en caso de eventualidades	738 261

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 29 se resumen los costos indicados en las secciones de la 5.1 a la 5.5. Además, se da un margen del 10% extra para cubrir gastos imprevistos o equipos que no fueron considerados en la aproximación de los costos.

Finalmente, con los datos anteriormente desarrollados es posible generar un flujo de caja para generar los indicadores financieros que pueden determinar la viabilidad de esta inversión y su rendimiento. El flujo de caja se muestra en la tabla 30, 31 y 32.

Tabla 30 Proyección de flujo de caja desde el año 0 hasta el año 6 en \$USD

Año	0	1	2	3	4	5	6
Producción de H2 (kg)		382 320	382 320	382 320	382 320	382 320	382 320
Ingresos		1 588 775	1 588 775	1 588 775	1 588 775	1 588 775	1 588 775
Costos		1 013 636	1 023 193	1 032 750	1 042 307	1 051 865	1 061 422
Utilidad bruta		575 139	565 582	556 025	546 467	536 910	527 353
Gastos no desembolsables		249 413	249 413	249 413	249 413	249 413	249 413
Utilidad antes de impuestos		325 726	316 169	306 612	297 054	287 497	277 940
Impuestos sobre la renta 20%		65 145	63 234	61 322	59 411	57 499	55 588
Utilidad después de impuestos		260 581	252 935	245 289	237 644	229 998	222 352
Ajuste de gastos no desembolsables		249 413	249 413	249 413	249 413	249 413	249 413
Inversión inicial	4 988 261						
Flujo de efectivo neto	-4 988 261	509 994	502 348	494 702	487 057	479 411	471 765

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 31 Proyección de flujo de caja desde el año 7 hasta el año 13 en \$USD

Año	7	8	9	10	11	12	13
Producción de H2 (kg)	382 320	382 320	382 320	382 320	382 320	382 320	382 320
Ingresos	1 588 775	1 588 775	1 588 775	1 588 775	1 588 775	1 588 775	1 588 775
Costos	1 070 979	1 080 536	1 090 093	1 099 650	1 109 207	1 118 765	1 128 322
Utilidad bruta	517 796	508 239	498 682	489 125	479 567	470 010	460 453
Gastos no desembolsables	249 413	249 413	249 413	249 413	249 413	249 413	249 413
Utilidad antes de impuestos	268 383	258 826	249 269	239 712	230 154	220 597	211 040
Impuestos sobre la renta 20%	53 677	51 765	49 854	47 942	46 031	44 119	42 208
Utilidad después de impuestos	214 706	207 061	199 415	191 769	184 124	176 478	168 832
Ajuste de gastos no desembolsables	249 413	249 413	249 413	249 413	249 413	249 413	249 413
Inversión inicial							
Flujo de efectivo neto	464 119	456 474	448 828	441 182	433 537	425 891	627 047

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 32 Proyección de flujo de caja desde el año 14 hasta el año 20 en \$USD

Año	14	15	16	17	18	19	20
Producción de H2 (kg)	382 320	382 320	382 320	382 320	382 320	382 320	382 320
Ingresos	1 588 775	1 588 775	1 588 775	1 588 775	1 588 775	1 588 775	1 588 775
Costos	1 137 879	1 147 436	1 156 993	1 166 550	1 176 107	1 185 665	1 195 222
Utilidad bruta	450 896	441 339	431 782	422 225	412 667	403 110	393 553
Gastos no desembolsables	249 413	249 413	249 413	249 413	249 413	249 413	249 413
Utilidad antes de impuestos	201 483	191 926	182 369	172 812	163 254	153 697	144 140
Impuestos sobre la renta 20%	40 297	38 385	36 474	34 562	32 651	30 739	28 828
Utilidad después de impuestos	161 186	153 541	145 895	138 249	130 604	122 958	115 312
Ajuste de gastos no desembolsables	249 413	249 413	249 413	249 413	249 413	249 413	249 413
Inversión inicial							
Flujo de efectivo neto	410 599	402 954	395 308	387 662	380 017	372 371	364 725

Fuente: Elaboración propia.

Como parte del proceso de depreciación de los equipos, causado por la pérdida de valor a lo largo del tiempo, es posible descontarlo como gastos no desembolsables. Estos gastos no representan una salida real de efectivo para las finanzas de la organización; Sin embargo, pueden ser utilizados para el descuento de la carga tributaria, como se muestra en el flujo de caja en la Tabla 30, 31 y 32. En la Tabla 33 se observa la depreciación del sistema de electromecánico.

Tabla 33 Depreciación del sistema electromecánico

Sistema de electrólisis			Depreciación	
Vida útil (años)	Valor rescate USD	Costo actual USD	Anual USD	Mensual USD
20	0	4 988 261	249 413	20 784

Fuente: Elaboración propia.

Nota: El cálculo de la depreciación se hace a través del método de Depreciación por Línea Recta.

Por último, se obtiene los siguientes indicadores financieros, estos se detallan en la Tabla 34.

Tabla 34 Resultados financieros

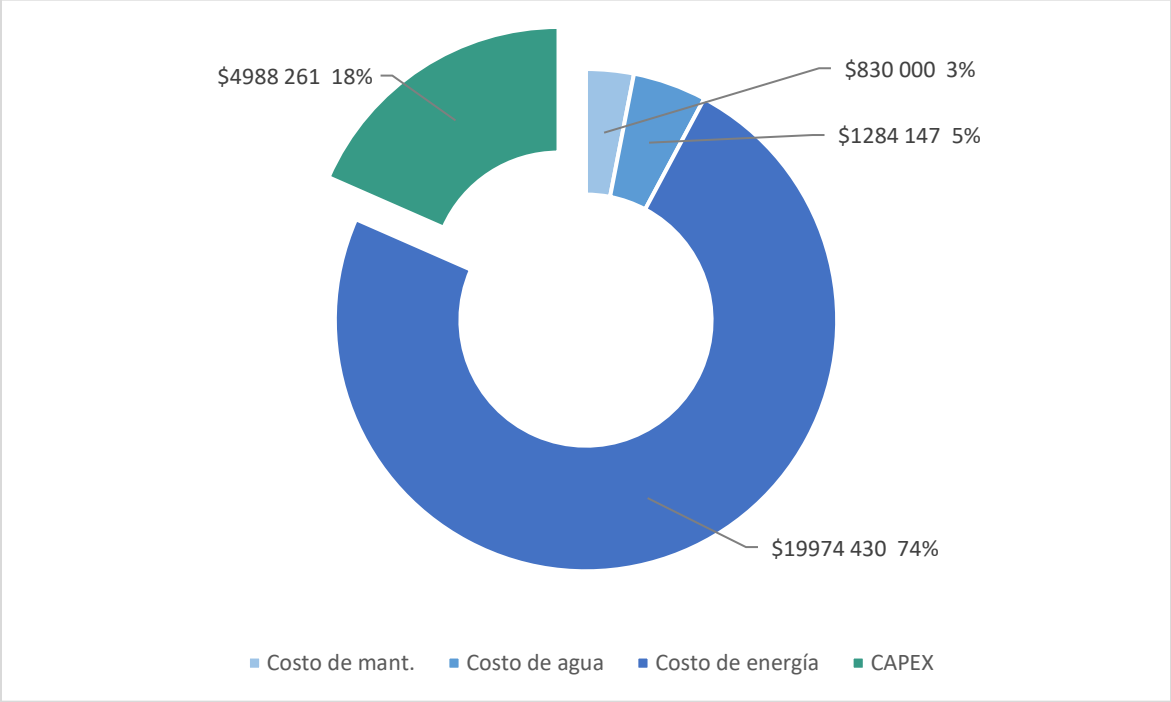
Resultado	Valor
Impuesto a la renta	20%
Inflación	2%
Tasa de oportunidad	5%
VAN USD	725 105
TIR	6,75%
ROI	44,30%

Fuente: Elaboración propia.

Para el cálculo del flujo de caja es asumido un impuesto a la Renta sobre los beneficios del 20% y una inflación anual del 2%. Con una tasa de oportunidad del 5%, el VAN es positivo y tiene

un valor neto de \$USD 725 105 para la organización. El TIR es del 6,75%, que representa un beneficio de más del 6 por ciento sobre la inversión.

Gráfico 7 Costos desglosados de cada rubro del proyecto



Fuente: Elaboración propia.

En el Gráfico 7 se desglosa los costos relacionados al OPEX y al CAPEX, como se puede observar los costos del OPEX representan cerca del 80% de valor del proyecto, y de este el mayor costo es el de la energía con un 74% del total, seguido por el costo de agua con un 5% y, por último, los costos de mantenimiento de un 3%.

Capítulo VII. Conclusiones y recomendaciones

7.1. Conclusiones

- La evaluación de las dimensiones del sistema se realiza con base en la potencia de producción de energía del biogás que dispone EBI de Costa Rica en la planta PTA URUKA en La Carpio. Con la información recolectada se identificaron múltiples equipos de electrólisis que cumplieran con las características necesarias y el modelo seleccionado fue el electrolizador MC500 de NelHydrogen, por poseer un consumo de alrededor de 2,5MW y por producir 382 toneladas de hidrógeno anualmente.
- A partir de la revisión de las normativas reguladoras de los componentes del sistema, incluyendo NFPA 1, NFPA 2 e INTE/ISO 22734:2020 se logró establecer las especificaciones necesarias para cada uno. En concreto, el modelo de electrolizador MC500 de Nelhydrogen, el abastecimiento de agua (ASHRAE y CIHSECR), el alimentador eléctrico NEC (NFPA 70), el almacenamiento de hidrógeno HTC (NFPA 2), el sistema de control (IEC 61131-3, INTE/ISO 22734:2020) y los elementos estructurales.
- El diseño de la infraestructura electromecánica requerida para la operación del electrolizador incluyó el sistema de abastecimiento de agua, el sistema de alimentación eléctrica, el sistema para el almacenamiento de hidrógeno, el sistema de control y la posible distribución de la planta.
- La factibilidad financiera del proyecto, basado en el indicador LCOH, es de USD7,92 por cada kilogramo de hidrógeno producido; pero es posible reducirlo a un valor de USD3,82. Además, se logró determinar el costo de la inversión por un monto de USD4 988 000, los

costos de operación por USD21 258 000, los costos de mantenimiento por USD 830 000 y el costo de descarte no es significativo.

7.2. Recomendaciones

- Se recomienda el uso de mecanismos, como la emisión de bonos de carbono o fondos no reembolsables para el financiamiento del proyecto. Estas herramientas permiten fomentar el desarrollo de tecnologías verdes en mercados emergentes como el hidrógeno, lo que reduciría considerablemente los costos del proyecto, al no requerir la amortización de una deuda.
- El valor más sensible para la viabilidad del proyecto es el costo de la energía requerida. Según EBI de Costa Rica aún existe un amplio margen de mejora, ya que estos costos no son debido a las capacidades técnicas del sistema, sino a factores externos que afectan la producción. Al reducir los costos de la energía, aunque sea en un bajo porcentaje, esto tendría importantes efectos en el costo del kilogramo de hidrógeno.
- Considerar una etapa de compresión del gas es necesario debido a que el hidrógeno a una presión de 30 bares ocupa mucho volumen, lo que implica el uso de más tanques para almacenar la misma capacidad de hidrógeno.
- La exploración de nuevas oportunidades de mejora es recomendable, por ejemplo, con el uso del agua tratada en otros procesos dentro de EBI es posible reducir los costos relacionados al consumo de agua, además de reducir la huella hídrica que tendría este proyecto en la localidad de la Uruca.

- Esta investigación trata únicamente el aprovechamiento del biogás, sin embargo, existe un potencial en el aprovechamiento de la energía de los residuos orgánicos húmedos, que son descartados y enterrados. Si estos se someten a un proceso de secado o pirólisis es posible convertirlos en combustible para la generación de calor o energía eléctrica.

Bibliografía

- Albatayneh, A., Jaradat, M., & Moldovan, L. (2023). *Hydrogen Production and Use: An Overview of its Importance in Mitigating Climate Change and its Nexus with Renewable and Power Engineering* [Presentación de conferencia]. 17th International Conference on Engineering of Modern Electric Systems (EMES), Oradea, Romania. Doi: 10.1109/EMES58375.2023.10171647.
- Alianza por el Hidrógeno de Cosa Rica (2021). *Análisis del mercado global de hidrógeno verde (H2V) y el potencial de participación de Costa Rica en dicho mercado y estimaciones asociadas a su impacto macroeconómico. Informe extendido.* https://alianzaporelhidrogeno.cr/wp-content/uploads/2021/12/211008_HINICIO_Estudio-Mercado-H2_Informe-Extendido.pdf
- Álvarez, P. (2023) *¿Puede el hidrógeno verde cambiar el mapa de energías limpias de América Latina?* <https://www.bloomberglinea.com/2023/07/29/puede-el-hidrogeno-verde-cambiar-el-mapa-de-energias-limpias-de-america-latina/>
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica (1990). *Ley 7200. Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela.* La Gaceta N° 197
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica (2003). Ley: 8345. Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional. https://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=50204&nValor3=73659&strTipM=TC
- Asia Industrial Gases Association (2012). *Standard for hydrogen piping systems at user locations (AIGA 087/14).* [AIGA 087 14 Standard for Hydrogen Piping Systems at User Location.pdf \(asiaiga.org\)](https://www.asiaiga.org/AIGA_087_14_Standard_for_Hydrogen_Piping_Systems_at_User_Location.pdf)
- Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (2017). *Resolución RJD-225-2017. Metodología para fijación ordinaria y extraordinaria para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación eléctrica con residuos sólidos municipales (RSM).* https://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=96416&nValor3=0&strTipM=TC
- Bai, H., Chen, H., & Shi, W. (2022). *Hydrogen Production by Renewable Energy and Future Trend in China* [Presentación de conferencia]. IEEE 6th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), Chengdu, China. Doi: 10.1109/EI256261.2022.10116157
- Burke, A., Ogden, J., Fulton, L., & Cerniauskas, S. (2024). *Hydrogen Storage and Transport: Technologies and Costs.* Institute of Transportation Studies. <https://escholarship.org/uc/item/83p5k54m>

- Colegio Federado de Ingenieros y de Arquitectos de Costa Rica (2017). *Código de Instalaciones Hidráulicas y Sanitarias en Edificaciones*. http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?paraml=NRTC&nValor1=1&nValor2=83561&nValor3=107558&strTipM=TC
- Constellation Energy Corporation (20 abril 2024). <https://biomassmagazine.com/articles/containerized-electrolysers-enabling-rapid-deployment-of-saf-production-facilities>
- Empresas Berthier EBI de Costa Rica (2024). *Somos la empresa líder en el tratamiento y recolección de los residuos sólidos de Costa Rica*. <https://www.ebicr.com/>
- Enapter (10 de mayo 2024). <https://www.enapter.com/aem-electrolysers/aem-electrolyser-el-4/>
- Esp Systemwize (10 de mayo 2024). <https://www.esp-systemwize.com/>
- Focus Technology (20 mayo 2024). <https://www.focustsi.com/>
- Grigoriev, S.A., Fateev, V.N., Bessarabov, D.G., & Millet, P. (2020). "Current status, research trends, and challenges in water electrolysis science and technology," *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 45, Issue 49, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.03.109>
- Instituto de Normas Técnicas de Costa Rica (2020). *INTE/ISO 22734:2020 Generadores de hidrógeno que utilizan electrólisis del agua. Aplicaciones industriales, comerciales y residenciales*. <https://erp.inteco.org/shop/inte-iso-22734-2020-generadores-de-hidrogeno-que-utilizan-electrolisis-del-agua-aplicaciones-industriales-comerciales-y-residenciales-8263#attr=>
- Li, X. & Shao L. (2021). *Competitiveness evaluation of hydrogen-fueled heavy trucks in typical scenarios based on the comprehensive economic model of operation* [Presentación de conferencia]. International Conference on Big Data and Intelligent Decision Making (BDIDM), Guilin, China. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9559677>
- Madriz, A. (2022). *EBI Costa Rica podría generar electricidad para 36 mil hogares por medio del biogás*. <https://www.larepublica.net/noticia/ebi-costa-rica-podria-generar-electricidad-para-36-mil-hogares-por-medio-del-biogas>
- McMaster-Carr (20 mayo 2024). <https://www.mcmaster.com/>
- May, S. (6 de mayo 2024) *ICE activa protocolo de racionamiento por bajo nivel de reservas energéticas nacionales*. <https://delfino.cr/2024/05/ice-activa-protocolo-de-racionamiento-por-bajo-nivel-de-reservas-energeticas-nacionales>

- Ministerio de Ambiente y Energía (2015). *Decreto Ejecutivo 39220 Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla*.
http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=80310&nValor3=101897&strTipM=TC
- Ministerio de Ambiente y Energía (2019). *Plan Nacional de Descarbonización*.
<https://cambioclimatico.go.cr/wp-content/uploads/2019/02/PLAN.pdf>
- Ministerio de Ambiente y Energía (2022). *Estrategia nacional de hidrógeno verde de Costa Rica*.
<https://energia.minae.go.cr/wp-content/uploads/2020/04/Estrategia-Nacional-de-H2-Verde-Costa-Rica.pdf>
- Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (2019). *Precios Sociales en Costa Rica*.
<https://www.mideplan.go.cr/precios-sociales>
- National Fire Protection Association (2014). *National Electrical Code (70)*.
<https://www.nfpa.org/es/codes-and-standards/nfpa-70-standard-development/70>
- National Fire Protection Association (2024). *Fire Code (1)*. <https://www.nfpa.org/codes-and-standards/nfpa-1-standard-development/1>
- National Fire Protection Association (2024). *Hydrogen Technologies Code. (2)*.
<https://www.nfpa.org/codes-and-standards/nfpa-2-standard-development/2>
- Nelhydrogen (20 abril 2024). <https://nelhydrogen.com/water-electrolysers-hydrogen-generators/>
- Órgano de Normalización Técnica (2023). *Manual de Valores Base Unitarios por Tipología Constructiva*. La Gaceta N° 178, 120-140.
<https://www.hacienda.go.cr/docs/ManualdeValoresBaseUnitariosporTipologiaConstructiva.pdf>
- Petrovic, S., Kurzweil, P., & Garche, J. (2022). *Electrochemical Energy Storage: Batteries, Fuel Cells, and Hydrogen Technologies* [1st ed. McGraw Hill]. <https://www-accessengineeringlibrary-com.ezproxy.itcr.ac.cr/content/book/9781260012002>
- Refinadora Costarricense de Petróleo (10 mayo 2024). *Precios en Estaciones de Servicio y Terminales de Venta*. <https://www.recope.go.cr/productos/precios-nacionales/tabla-precios/>
- TEDOM (10 de mayo 2024). <https://www.tedom.com/en/>
- Wang, Z., Ai, Q., Xie, D., & Jiang, C. (2011). *A Research on Shading and LCOE of Building Integrated Photovoltaic* [Presentación de conferencia]. Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, Wuhan, China. <https://ieeexplore.ieee.org/document/5747745>

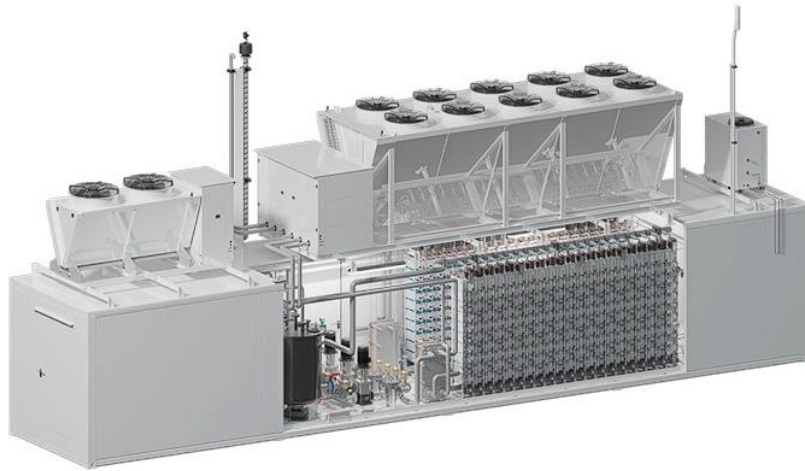
Zhong, Z., Fang, J., Hu, K., Huang, D., Ai, X., Yang, X., Wen, J., Pan, Y., & Cheng, S. (2023). *Power-to-Hydrogen by Electrolysis in Carbon Neutrality: Technology Overview and Future Development* [Presentación de conferencia]. CSEE Journal of Power and Energy Systems. <https://ieeexplore.ieee.org/document/10165640>

Anexos

Anexo 1 Ficha técnica del electrolizador AEM Nexus 1000



AEM Nexus 1000



Key features

- ≡ H₂ Output: 210 Nm³/h, up to 35 barg, 99.95% purity (99.999% with optional dryer)
- ≡ Cost-efficiency
- ≡ High degree of redundancy
- ≡ Rapid reaction times to variable renewables

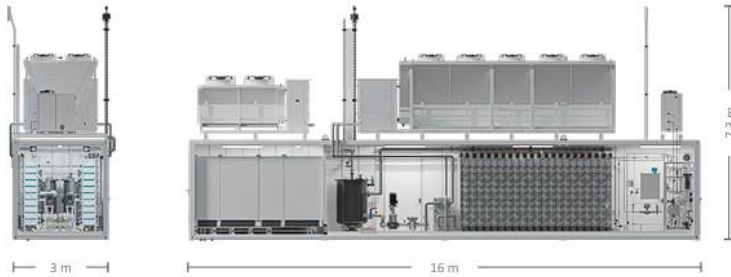
The AEM Nexus 1000 is the first AEM Electrolyser of the megawatt class. A ≈ 1 MW containerised electrolyser largely pre-assembled for fast commissioning featuring 420 AEM stack modules around a common balance of plant (BoP).



AEM Nexus 1000
www.enapter.com/aem-nexus

Specifications

Enapter
AEM Nexus 1000



H₂ nominal flow	210 Nm ³ /h 453 kg/24h	Net volume flow rate
H₂ outlet pressure	Up to 35 barg	
H₂ purity	99.95% in molar fraction, equals dew point of -30 °C	Impurities: H ₂ O < 500 ppm, O ₂ < 5 ppm
H₂ purity with optional dryer	99.999% in molar fraction, equals dew point of -65 °C	Impurities: H ₂ O < 5 ppm, O ₂ < 5 ppm ≈ 5 kW consumption during regeneration
H₂ outlet temperature	5 – 55 °C	
O₂ nominal flow	105 Nm ³ /h	Vented at atmospheric pressure
Nominal power consumption	1,008 kW 1,200 kW	Beginning of life (BOL) Near end of life (EOL)
Voltage	3 × 400 VAC	±10 %
Frequency	50/60 Hz	± 10 %; THD < 5 %
H₂O nominal consumption	190 L/h	Purified water
H₂O inlet quality	Minimum ASTM D1193-06 Type IV or recommended Type II or Type III ¹	
H₂O inlet temperature	5 – 55 °C	1 – 4 barg
Operational flexibility	3% – 100%	Of nominal H ₂ flow rate
Turndown ratio	33:1	Maximum flow/Minimum flow
Specific power consumption (Efficiency)	4.8 kWh/Nm ³ H ₂ 53.3 kWh/kgH ₂ 62.5% (LHV)	Including all utilities inside the battery limits of the AEM Nexus 1000 (at BOL)
Hot startup time	0 – 100% in 100 seconds	Electrolyte is at min. 35 °C
Cold startup time	0 – 100% in 30 minutes	Assuming 5 °C ambient temperature
Shut down time	100 – 0 % in 3 minutes	Normal, gradual shut down
Hot standby power consumption	160 kW Max.	Stacks are hydrated and electrolyte circulates at min. temperature (35 °C)
Cold standby power consumption	20 kW Max.	All components in standby; container heating is on (only with < 5 °C ambient)
Ambient operating temperature	-15 – 35 °C	Up to 45 °C with hot-ambient version
Sound Pressure Level	62 db(A) Max.	At 10 m (including all utilities)
Process heat output	300 kW	BOL; ≈ 50 °C
Dimensions	16 × 3 × 7.3 m	(L × W × H)
Weight	≈ 40 tons	

¹ Please, check the Battery limits and the Owner's Manual for the complete requirements list.
Note: The product is under continuous improvement and the technical specifications might be subject to change. Please make sure to refer to our website for the most recent specifications.

AEMNexus1000-DTS-COM02_rev04



Anexo 2 Ficha técnica del electrolizador MC500



MC Series

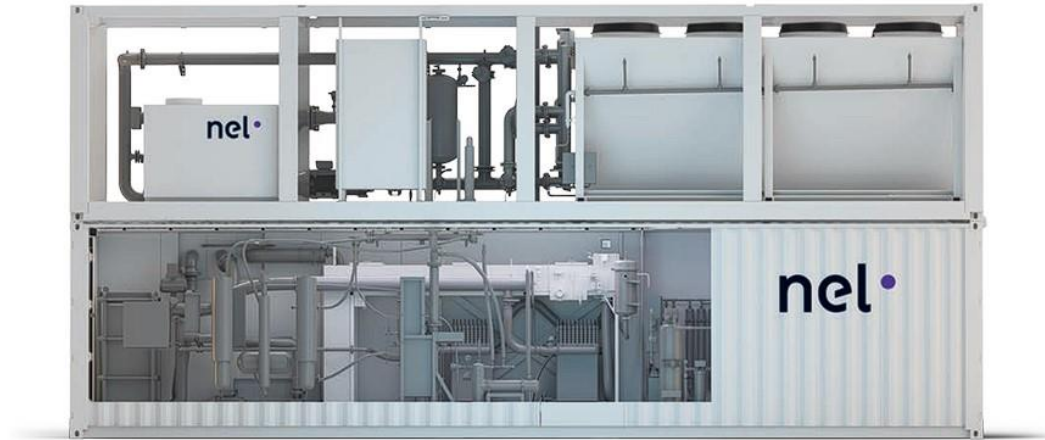
Proton Exchange Membrane (PEM)
Hydrogen Generation Systems



Power Supply Enclosure, Electrolyser Enclosure and optional Thermal Control System – installation may vary.

MODEL	MC250	MC500
Class	1.25 MW	2.5 MW
Description	Fully-automated MW-class on-site hydrogen generator utilizing a modular containerized design for ease of installation and integration Tri-mode operation (selectable): <ul style="list-style-type: none"> • Command mode allows operation based on customer input current command • Load following mode automatically adjusts output to match demand • Tank filling mode operates with power-conservation mode during standby 	
Electrolyte	Proton Exchange Membrane (PEM) – caustic-free	
HYDROGEN PRODUCTION		
Nominal Production Rate Nm ³ /h @ 0° C, 1 bar SCF/h @ 70° F, 1 atm kg/24 h	246 Nm ³ /h 9,352 SCF/h 531 kg/24 h	492 Nm ³ /h 18,704 SCF/h 1,062 kg/24 h
Delivery Pressure – Nominal	30 barg (435 psig); full differential pressure H ₂ over O ₂	
Power Consumption at Stack per Volume of H ₂ Gas Produced at 100% Capacity ¹	4.7 kWh/Nm ³	
Power Consumption at System per Volume of H ₂ Gas Produced at 100% Capacity ¹	5.1 kWh/Nm ³	
Purity (concentration of impurities)	99.95% [H ₂ O < 500 ppm, N ₂ < 2 ppm, O ₂ < 1 ppm, all others undetectable]	
Purity (concentration of impurities with optional high purity dryer)	ISO 14687:2019(E) Type I, Type II Grade D and SAE J-2719 Type I Grade L 99.9995% [H ₂ O < 5 ppm, N ₂ < 2 ppm, O ₂ < 1 ppm, all others undetectable]	
Start-up Time (from standby)	< 8 min	
Ramp-up Time (minimum to full load)	< 15 sec	
Ramp Rate (% of full-range)	≤ 7.4% per sec	
Production Capacity Dynamic Range	10 to 100%	
POTABLE WATER REQUIREMENTS		
Consumption ²	1.5 l/Nm ³ of H ₂ (0.4 gal/Nm ³ of H ₂) 15.9 l/kg of H ₂ (4.2 gal/kg of H ₂)	
Maximum Flow Rate (periodic)	23 l/min (6.1 gal/min)	30 l/min (7.9 gal/min)
Temperature	5 to 35°C (41 to 95°F)	
Pressure	2.7 to 4.8 barg	
Input Water Quality ²	Potable, subject to site water quality analysis	
Water Purification System (included)	Reverse Osmosis/Electrodeionization (RO/EDI)	

MODEL		MC250	MC500
ELECTRICAL SPECIFICATIONS			
Electrical Requirements		Medium voltage: 6.6 to 35 kV, three phase 50 Hz/60 Hz Low voltage, three phase required for balance of plant and ancillary equipment Backup, low voltage, three phase required for emergency heating for freeze protection	
Power Quality (medium voltage)		Total harmonic distortion: < 5%, power factor: > 0.9	
PHYSICAL CHARACTERISTICS			
Dimensions W x D x H	Power Supply Enclosure	6.1 m x 2.5 m x 2.6 m (20 ft x 8 ft x 8.5 ft)	6.1 m x 2.5 m x 2.6 m (20 ft x 8 ft x 8.5 ft)
	Electrolyser Enclosure ³	12.2 m x 2.5 m x 3 m (40 ft x 8 ft x 9.9 ft)	12.2 m x 2.5 m x 3 m (40 ft x 8 ft x 9.9 ft)
Weight	Power Supply Enclosure	14,000 kg (31,000 lbs)	14,000 kg (31,000 lbs)
	Electrolyser Enclosure ⁴	17,300 kg (38,000 lbs)	18,600 kg (41,000 lbs)
ENVIRONMENTAL CONSIDERATIONS – DO NOT FREEZE			
Standard Siting Location		Outdoor, pad mounted Flatness 35/25 per ACI-117-10 Bottom access for AC and DC electrical connections, water and drains	
Storage/Transport Temperature		5 to 60°C (41 to 140°F)	
Ambient Temperature		-20 to 40°C (-4 to 104°F)	
Altitude Range – Sea Level		1,000 m (3,281 ft)	
OPTIONS			
<ul style="list-style-type: none"> • Medium voltage input 4.16 to 6.6 kV • High ambient temperature -20 to 45°C (-4 to 113°F) 		<ul style="list-style-type: none"> • Thermal Control System⁵ • Low ambient temperature -30 to 40°C (-22 to 104°F) • High purity hydrogen dryer with dew point meter • High altitude 2,000 m (6,560 ft) 	



Side cutaway view of MC500 Electrolyser Enclosure and optional Thermal Control System – installation may vary.

nel

Specifications are subject to change. Please contact Nel Hydrogen for solutions to best fit your needs.

- ¹ Dependent on configuration and operating conditions.
² Potable water quality can affect usage, see SFM1087.
³ Plus vent, ground mounted HVAC and rooftop equipment, site specific.
⁴ Operational. ⁵ May require additional potable water usage.

www.nelhydrogen.com | +1.203.949.8697 | info@nelhydrogen.com

Made in the USA

© 2024 Nel ASA. All rights reserved. Nel and the Nel logo are trademarks of Nel ASA.



PD-0600-0136 Rev G

Anexo 3 Cálculo del LCOH para el electrolizador MC 500 con costo por kWh de \$USD 0,042

Año	Inv. Inicial USD	Costo Mant USD	Consumo energía (kWh)	Costo energía USD	Costo V. presente USD	Tasa de producción de H2 (kg)	Tasa p. de H2 presente (kg)
0	4 250 000	-	-	-	4 250 000	-	-
1		41 500,00	2509,20	907 928	838 268	382 320	352 987
2		41 500,00	2535,61	917 485	782 099	382 320	325 904
3		41 500,00	2562,03	927 042	729 615	382 320	300 899
4		41 500,00	2588,44	936 600	680 581	382 320	277 813
5		41 500,00	2614,85	946 157	634 776	382 320	256 498
6		41 500,00	2641,26	955 714	591 993	382 320	236 819
7		41 500,00	2667,68	965 271	552 038	382 320	218 649
8		41 500,00	2694,09	974 828	514 730	382 320	201 873
9		41 500,00	2720,50	984 385	479 897	382 320	186 385
10		41 500,00	2746,91	993 942	447 379	382 320	172 084
11		41 500,00	2773,33	1 003 500	417 026	382 320	158 881
12		41 500,00	2799,74	1 013 057	388 697	382 320	146 691
13		41 500,00	2826,15	1 022 614	362 260	382 320	135 437
14		41 500,00	2852,56	1 032 171	337 591	382 320	125 045
15		41 500,00	2878,98	1 041 728	314 576	382 320	115 451
16		41 500,00	2905,39	1 051 285	293 105	382 320	106 593
17		41 500,00	2931,80	1 060 842	273 077	382 320	98 415
18		41 500,00	2958,21	1 070 400	254 397	382 320	90 864
19		41 500,00	2984,63	1 079 957	236 975	382 320	83 893
20		41 500,00	3011,04	1 089 514	220 730	382 320	77 456

Anexo 4 Guía de Los Alamos National Lab. para el dimensionamiento de tuberías con base en la norma ASME B31.5 para el acero inoxidable austenítico de grado 316L

Piping Specification 201 Date: September 17, 2014 Revision: 0 Page 1 of 1

DESIGN PARAMETERS

P-Spec	PS-201(A, B, C, D)							Calculation Reference:	00-00-CALC-M-0004-R0
Design Pressure (psig)	230	195	175	160	145	140	125	Code of Reference:	B31.3 - 2002
Design Temperature (°F)	100	200	300	400	500	600	650	Fluid Service:	Normal
Minimum Temperature (°F)	-425	-425	-425	-425	-425	-425	-425	Material:	Stainless Steel (316L)
Minimum Test Pressure (psig)	345	295	265	255	250	255	230	Pressure Rating:	Class 150
Maximum Test Pressure (psig)	440 for NPS ≤ 6, 360 for NPS > 6							External Pressure Rating:	15 psi

GENERAL NOTES

Refer to General Notes 1-12, 16.

ALLOWABLE PIPE MATERIALS

Component	Size	Rating	Standard	Material	Material Grade	Additional Requirements
Piping	½ - 24	Schedule Tables	ASME B36.19	ASTM A312	TP316L	Welded
Piping	¼ - 24	Schedule Tables	ASME B36.19	ASTM A312	TP316L	Seamless

REQUIRED SCHEDULES FOR NON-THREADED PIPE

P-Spec	Corrosion Allowance	Pipe Size	¼	½	¾	1	1 ½	2	2 ½	3	4	6	8	10	12	14	16	18	20	24
A	0.00	Schedule	10S	10S	10S	10S	10S	10S	10S	10S	10S	10S	10S	10S	10S	10S	10S	10S	10S	10S
B	0.03	Schedule	10S	10S	10S	10S	10S	10S	10S	10S	10S	10S	10S	10S	10S	10S	-	-	-	-
C	0.05	Schedule	40S	10S	40S	10S	10S	10S	10S	10S	40S	40S	10S	10S	40S	-	-	-	-	-
D	0.08	Schedule	-	80S	80S	40S	40S	40S	40S	40S	40S	40S	40S	40S	40S	-	-	-	-	-

REQUIRED SCHEDULES FOR THREADED PIPE

P-Spec	Corrosion Allowance	Pipe Size	¼	½	¾	1	1 ½	2	2 ½	3	4	6
A	0.00	Schedule	40S	40S	40S	40S	40S	40S	40S	40S	40S	40S
B	0.03	Schedule	80S	80S	40S	40S	40S	40S	40S	40S	40S	40S
C	0.05	Schedule	80S	80S	80S	80S	80S	40S	40S	40S	40S	40S
D	0.08	Schedule	-	-	-	80S	80S	80S	80S	80S	80S	40S

FITTINGS

Component	Size	Rating	Standard	Material	Material Grade	Additional Requirements
Threaded Fittings	¼ - 4	2000#	ASME B16.11	ASTM A182	F316L	
Socket-Weld Fittings	¼ - 2	3000#	ASME B16.11	ASTM A182	F316L	
Buttweld Fittings	½ - 24	Schedule Tables	ASME B16.9	ASTM A403	WP316L	
Buttweld Fittings	½ - 24	Schedule Tables	ASME B16.28	ASTM A403	WP316L	

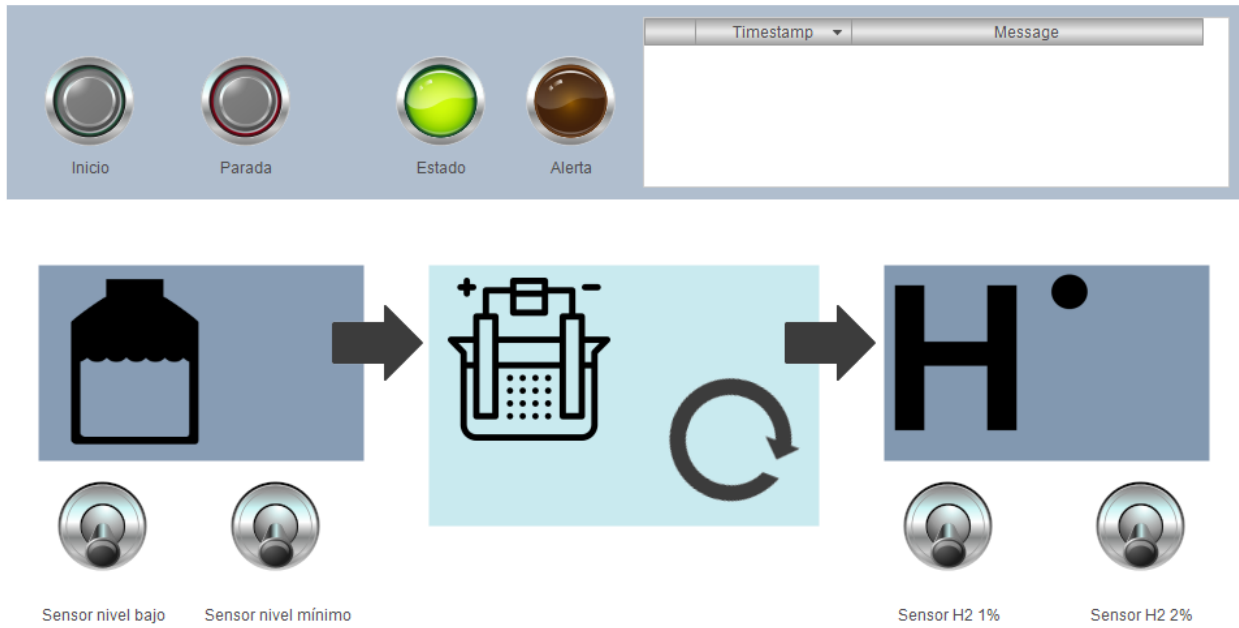
FLANGES

Component	Size	Rating	Standard	Material	Material Grade	Additional Requirements
Threaded Flange	½ - 6	Class 150	ASME B16.5	ASTM A182	F316L	
Socket-Weld Flange	½ - 2	Class 150	ASME B16.5	ASTM A182	F316L	
Weldneck Flange	½ - 24	Class 150	ASME B16.5	ASTM A182	F316L	
Slip-on Flange	½ - 24	Class 150	ASME B16.5	ASTM A182	F316L	
Blind Flange	½ - 24	Class 150	ASME B16.5	ASTM A182	F316L	
Backup Flange	½ - 24	Class 150	ASME B16.5	ASTM A105	N/A	Min Temperature - 20°F. See note 8
Backup Flange	½ - 24	Class 150	ASME B16.42	ASTM A395	N/A	Min Temp. - 20°F, Max. Temp. 650°F. See note 8

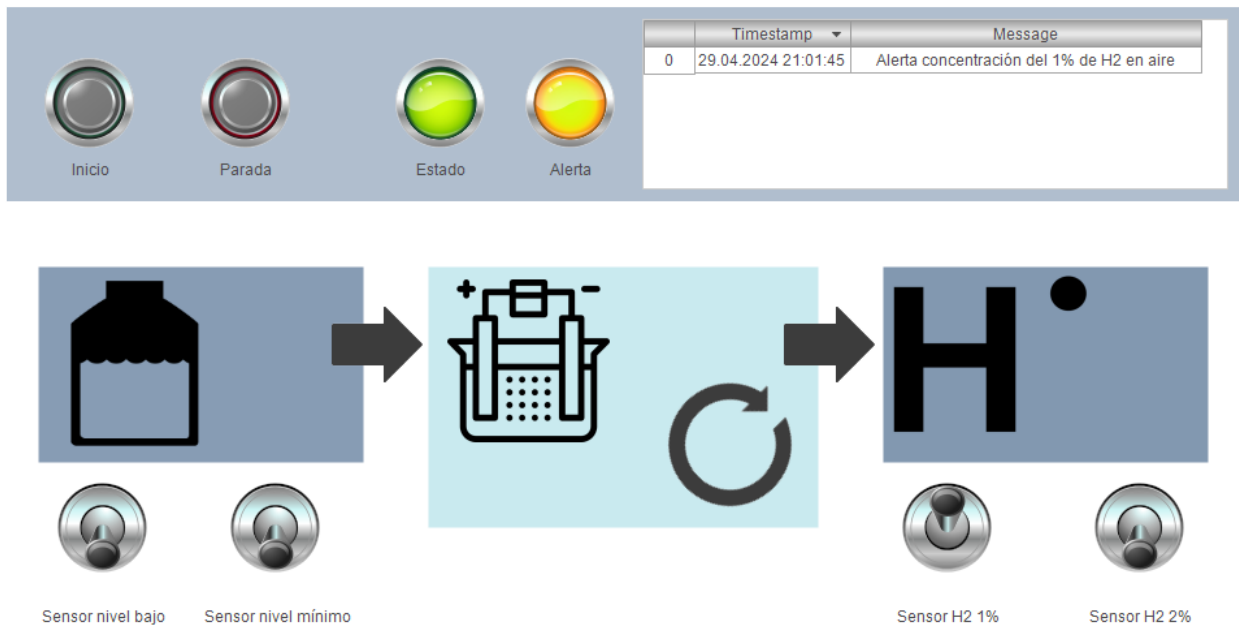
MECHANICAL FASTENERS

Component	Size	Standard	Material	Material Grade	Additional Requirements
Fasteners	½ - 1 ¼	ASME B18.2.1	ASTM A193	B8 Cl. 2-HH	Min Temperature - 325°F, See Note 10
Nuts	½ - 1 ¼	ASME B18.2.2	ASTM A194	8F-HH	

Anexo 5 Interfaz de control del electrolizador en funcionamiento regular



Anexo 6 Interfaz de control del electrolizador en estado de alerta por concentración de H2



Anexo 7 Interfaz de control del electrolizador en estado de emergencia por concentración de H2

	Timestamp	Message
0	29.04.2024 21:02:21	Alerta concentración del 2% de H2 en aire
1	29.04.2024 21:01:45	Alerta concentración del 1% de H2 en aire

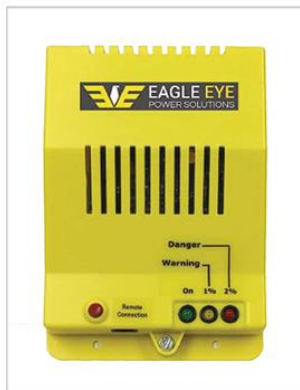


Anexo 8 Ficha técnica del HGD-2000 detector de gas hidrógeno

GD-Series
Gas Detection



HGD-2000 Hydrogen Gas Detectors



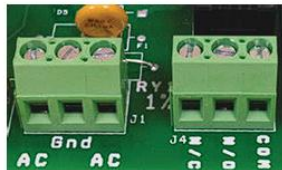
HGD-2000

Product Overview

The **HGD-2000 Hydrogen Gas Detector** allows the user to monitor hydrogen gas buildup in storage rooms and facilities that house batteries. The HGD-2000 is easy-to-use and easy-to-install. The detector has a terminal block for connection to single-phase AC power source and two internal relays. The relays can be used to switch a remote exhaust fan and/or alarm on and off. If the concentration of hydrogen gas in the air surrounding the sensor reaches 1% by volume, the yellow LED will light and the 1% internal relay will close. A four second delay prevents false activation. If the concentration reaches 2%, the red LED will flash, the internal 80 db warning alarm will sound, and the 2% internal relay will close.

Features

- Automatic Operation and Continuous 24/7 Monitoring
- Long Lifespan for Reliable Monitoring
- High Sensitivity and Stability
- Inexpensive protection for equipment and personnel
- Save insurance costs - reduce insurance premiums when placed in battery charging rooms



(2) Form C Contacts



Control Box

Applications

- Utilities and Power Plants
- UPS Power Systems
- Fuel Cell Test Stations
- Nuclear Waste Reforming
- Hydrogen Refueling Stations
- Fire Department
- Battery Suppliers
- Battery Charging Rooms
- Motive Power
- Golf Cart

Technical Specifications

Alarm Relay:	(2) form C contacts provided, user-configurable connections
Mounting:	(4) 4.5 mm (3/16 in) screws
Operating Environment:	Temperature: -10 – 40 °C (14 – 104 °F)
Power Requirements:	85 – 265 VAC, 50/60 Hz (standard) 17 – 60 VDC (upon request)
Compliance:	IEEE Standard 450; National Fire Protection Agency (NFPA) Article 64; NFPA 2: Hydrogen Technologies Code; Uniform Building Code (UBC) Section 6400; National Electric Code (NEC) Section 480.9 (A); NEC 501.125 (B); NEC 501.105 (1)-3 - use in Class 1 Division 2 Group B.
Dimensions:	178 x 120 x 55 mm (7 x 4.75 x 2.5 in)

Kit Includes

- HGD-2000
- User Manual
- **Optional:** Control Box and cable for remote alarm control and display
- **Optional:** Junction Box
- Compliance Certificate available on request

Ordering Information

Model No.	Description
HGD-2000	Hydrogen Gas Detector (Dual-Relay)
HGD-Remote Box	Remote control box with 25 Ft connection cable

Eagle Eye Power Solutions, LLC www.eepowersolutions.com 1-877-805-3377 info@eepowersolutions.com

Anexo 9 Cotización de sistema de filtración de agua con calidad ASTM D1193-06



COTIZACIÓN
N. 241807

9:03AM FECHA 24/04/24

CLIENTE: JOSUE MANUEL RODRIGUEZ MOREIRA	ATENCIÓN: JOSUE MANUEL RODRIGUEZ MOREIRA
DIRECCIÓN: CALLE SABANILLA, Aserri	DEPARTAMENTO
TELÉFONO: 83097702	E-MAIL: josue30_97@estudiantec.cr

CANTIDAD	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	PRECIO	TOTAL
1	WS2-5800M/34	SUAUZADOR DE AGUA DE 2 FT3 DE RESINA CATIONICA, CAPACIDAD MÁXIMA DE INTERCAMBIO DE 60,000 GRANOS, VÁLVULA ELECTRONICA AUTOMÁTICA FLECK MODELO 5800, CONTROL POR DEMANDA DE AGUA, ACOPLER FLEXIBLES EN ACERO INOXIDABLE 3/4" NPT, FLUJO DE SERVICIO DE 16 GPM FLUJO DE RETROLAVADO DE 4 GPM, TANQUE PARA RESINA DE 12"X52" CONSTRUIDO EN FIBRA DE VIDRIO Y TANQUE POLIPROPILENO PARA SALMUERA.	\$ 1,244	\$ 1,244
4	ASP-44-1	SAL MARCA AQUATROL® EN PELLETS, 99.6% CLORURO DE SODIO, SACO CON 20 KILOGRAMOS.	\$ 22.5	\$ 90
1	IXC-1SS-B	SISTEMA DE ÓSMOSIS INVERSA TRITTON IXC, CON CAPACIDAD DE 2,100 A 2,400 GALONES POR DÍA, 1.45 A 1.6 GPM, UNA MEMBRANA HYDRON 4"X40", CARCASA PARA PRE FILTRO, BOMBA GOULDS 1.5 HP, MEDIDORES DE FLUJO, MANÓMETROS, ACOPLER Y VÁLVULAS. TUBERIA ENTRADA EN 3/4", PRODUCCIÓN Y DRENAJE EN 1/2". REQUERIMIENTO DE ALIMENTACIÓN 5 GPM.	\$ 5,201.6	\$ 5,201.6
2	DI2-12M125BP/10	DEIONIZADOR DE AGUA CON 2 FT3 DE RESINA MIXTA. TANQUE AQUATROL DE 10"X54", RESINA DE CAMA MIXTA, CABEZAL 125 CON VÁLVULA BYPASS ENTRADA Y SALIDA EN 1" NPT. MONITOR DIGITAL DE CONDUCTIVIDAD SISTEMA EN LÍNEA BB UNA CARCASA AZUL PARA CARTUCHOS 10"X4-1/2", ROSCA 3/4", LLAVE PARA CARCASA Y MONTURA. (NO INCLUYE ELEMENTO FILTRANTE).	\$ 1,669.03	\$ 3,338.06
1	BB10-BL34	CARTUCHO MARCA HYDRONIX® CONSTRUIDO EN POLIPROPILENO SOPLADO, CUATRO CAPAS: SUPERFICIAL DE 50 HASTA CAPA PROFUNDA DE 5 MICRAS, DIMENSIONES 9-3/4" X 4-1/2"	\$ 112.2	\$ 112.2
1	SDC-45-1005	CARTUCHO DE CARBÓN ACTIVADO EN FIBRA PREMIUM, MODELO CFB-PLUS20 TECNOLOGÍA FIBREDYNE, 5-10 MICRAS, 2-7/8" X 20", ALTA CAPACIDAD DE RETENCIÓN DE SÓLIDOS Y REDUCCIÓN DE OLORES Y SABORES ASÍ COMO REDUCCIÓN DE CLORO.	\$ 15.66	\$ 15.66
1	CFB-PLUS20	SISTEMA UC CON ULTRAVIOLETA POLARIS DE 2 GPM, DOS CARCASAS BLANCA PARA FILTROS 10"X2-3/4", ACOPLER RÁPIDOS 1/4", GRIFO ST, MONTURA Y LLAVE. PRE FILTRO PARA SEDIMENTO 5 MICRAS Y PRE FILTRO DE CARBÓN ACTIVADO EN BLOQUE 5 MICRAS.	\$ 47.33	\$ 47.33
1	UC2-UVA-2C	BOMBA SHURFLO SERIE 2088, PARA TRASIEGO Y TRANSFERENCIA FLUJO MÁXIMO DE 2.7 GPM, DIAFRAGMA DE SANTOPRENO, ENCENDIDO Y APAGADO AUTOMÁTICO, APAGADO A 45 PSI, CONECCIÓN EN 1/2"-14 MPT, ENLISTADA POR NSF.	\$ 279.4	\$ 279.4
1	2088-592-054		\$ 262.78	\$ 262.78

OBSERVACIONES: *No incluye tanque ni instalación*		SUB TOTAL	\$ 10,591.03
	ASESOR DE VENTAS	IMPUESTO	\$ 1,376.83
	PRISCILLA BENAVIDES	TOTAL	\$ 11,967.86
	RECIBIDO CONFORME:		
COTIZACION VALIDA HASTA: 24/05/24	FIRMA	NOMBRE	CÉDULA

TEL: (506) 4704-0000
FAX: (506) 2290-6193
E-MAIL: pbenavides@aquapura.cr

WWW.AQUAPURA.CR