

UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO USFQ

Colegio de Ciencias e Ingenierías

**Análisis Tecno-Económico y de Sostenibilidad para la Producción de
Hidrógeno mediante Reformado Electroquímico de Bioetanol**

**Samantha Noemí Vaca Cobo
Gabriel Alejandro Vaca Medrano**

Ingeniería Ambiental

Trabajo de fin de carrera presentado como requisito
para la obtención del título de
Ingeniero/a Ambiental

Quito, 20 de diciembre de 2023

UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO USFQ

Colegio de Ciencias e Ingenierías

HOJA DE CALIFICACIÓN DE TRABAJO DE FIN DE CARRERA

**Análisis Tecno-Económico y de Sostenibilidad para la Producción de
Hidrógeno mediante Reformado Electroquímico de Bioetanol**

Samantha Noemí Vaca Cobo

Gabriel Alejandro Vaca Medrano

**Nombre del profesor, Título académico: Fernando Nicolás Vela García, PhD en
Química Verde**

Quito, 20 de diciembre de 2023

© DERECHOS DE AUTOR

Por medio del presente documento certifico que he leído todas las Políticas y Manuales de la Universidad San Francisco de Quito USFQ, incluyendo la Política de Propiedad Intelectual USFQ, y estoy de acuerdo con su contenido, por lo que los derechos de propiedad intelectual del presente trabajo quedan sujetos a lo dispuesto en esas Políticas.

Asimismo, autorizo a la USFQ para que realice la digitalización y publicación de este trabajo en el repositorio virtual, de conformidad a lo dispuesto en la Ley Orgánica de Educación Superior del Ecuador.

Nombres y apellidos: Samantha Noemí Vaca Cobo y Gabriel Alejandro Vaca Medrano

Código: 00209712 y 00213416

Cédula de identidad: 1725252173 y 1725349078

Lugar y fecha: Quito, 20 de diciembre de 2023

ACLARACIÓN PARA PUBLICACIÓN

Nota: El presente trabajo, en su totalidad o cualquiera de sus partes, no debe ser considerado como una publicación, incluso a pesar de estar disponible sin restricciones a través de un repositorio institucional. Esta declaración se alinea con las prácticas y recomendaciones presentadas por el Committee on Publication Ethics COPE descritas por Barbour et al. (2017) Discussion document on best practice for issues around theses publishing, disponible en <http://bit.ly/COPETHeses>.

UNPUBLISHED DOCUMENT

Note: The following capstone project is available through Universidad San Francisco de Quito USFQ institutional repository. Nonetheless, this project – in whole or in part – should not be considered a publication. This statement follows the recommendations presented by the Committee on Publication Ethics COPE described by Barbour et al. (2017) Discussion document on best practice for issues around theses publishing available on <http://bit.ly/COPETHeses>.

RESUMEN

Se diseñó una planta de producción de hidrógeno mediante reformado electroquímico de etanol producido por fermentación de residuos lignocelulósicos mediante el software de modelado AspenPlus®, a la par de replicar un diseño de una planta de electrólisis alcalina convencional de agua como línea base de comparación. Adicionalmente, se realizó un estudio tecno-económico relativo a la construcción y operación de ambas centrales, así como un análisis de ciclo de vida. La planta de reformado electroquímico de etanol es capaz de producir más de 900 kg adicionales de hidrógeno en el mismo tiempo y con la misma masa inicial, asimismo, el proceso electroquímico requiere de una menor cantidad de energía por kilogramo de producto. Por otro lado, el precio de venta mínimo es competitivo y las emisiones de carbono se encuentran dentro del rango normal.

Palabras clave: Reformado electroquímico, Electrocatalisis, Bioetanol, Hidrógeno verde, Eficiencia energética, Sostenibilidad

ABSTRACT

A hydrogen production plant was designed through electrochemical reforming of ethanol produced by fermentation of lignocellulosic waste using the AspenPlus® modeling software, while replicating a design of a conventional alkaline water electrolysis plant as a baseline for comparison. In addition, a techno-economic study was carried out regarding the construction and operation of both plants, as well as a life cycle analysis. The electrochemical ethanol reforming plant can produce more than 900 additional kg of hydrogen at the same time and with the same initial mass; likewise, the electrochemical process requires a lower amount of energy weighted by kilogram of product. On the other hand, the minimum sales price is competitive and carbon emissions are within the normal range.

Key words: Electrochemical reforming, Electrocatalysis, Bioethanol, Green hydrogen, Energy efficiency, Sustainability

TABLA DE CONTENIDO

1. Introducción	11
1.1. Antecedentes	11
1.2. Justificación	14
1.3. Objetivos	18
2. Metodología	19
2.1. Análisis Técnico	19
2.2. Análisis Económico	33
2.3. Análisis Ambiental	35
3. Resultados.....	38
3.1. Análisis Técnico	38
3.2. Análisis Económico	42
3.3. Análisis Ambiental	47
4. Discusión.....	54
4.1. Análisis Técnico	54
4.2. Análisis Económico	56
4.3. Análisis Ambiental	58
5. Conclusiones	62
Referencias	63
Anexo A: Equipos considerados para el análisis tecno-económico.....	72
Anexo B: Costos Fijos/Inversión Total de la Planta de Reformado Electroquímico de Etanol	73
Anexo C: Tablas de cálculo del análisis de ciclo de vida de reformado electroquímico	75
Anexo D: Tablas de cálculo del análisis de ciclo de vida de electrólisis alcalina	89

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros diseño electrólisis alcalina del agua [50], [51].....	277
Tabla 2. Porcentaje de producción en base a todos los residuos generados por cultivo y Composición de celulosa, hemicelulosa, lignina y humedad de residuos a utilizar para la producción de etanol	299
Tabla 3. Biomasa residual producida en Manabí por tipo de cultivo a utilizar, con sus respectivas cantidades de celulosa, hemicelulosa y lignina calculadas	300
Tabla 4. Condiciones del Electrolizador de Etanol.....	311
Tabla 5. Flujos másicos relevantes en la planta de reformado electroquímico de etanol	399
Tabla 6. Fracciones másicas del flujo de entrada al reactor de electrólisis	400
Tabla 7. Flujos másicos relevantes en la planta de electrólisis convencional del agua	41
Tabla 8. Costos operativos fijos para la Planta de Electroreformado de Etanol.....	42
Tabla 9. Costos operativos variables para la Planta de Electroreformado de Etanol.....	43
Tabla 10. Costo de Adquisición de Equipo (CAE) e Inversión Total (IT) de Planta de Electrólisis convencional de agua.	44
Tabla 11. Costos operativos fijos para la Planta de Electrólisis convencional de agua.	45
Tabla 12. Costos operativos variables para la Planta de Electrólisis convencional de agua. ..	46
Tabla 13. Resultados de Huella de Carbono para Hidrógeno producido por Electrólisis de Etanol con diferentes Fuentes de Energía	48
Tabla 14. Análisis de ciclo de vida para la producción de Hidrógeno mediante reformado electroquímico de etanol.	49
Tabla 15. Huella de carbono por kilogramo de Hidrógeno producido mediante reformado electroquímico.	51
Tabla 16. Análisis de ciclo de vida para la producción de Hidrógeno mediante electrólisis alcalina de agua con los resultados extraídos de OpenLCA.....	522

Tabla 17. Análisis de ciclo de vida para la producción de Hidrógeno mediante electrólisis

alcalina de agua..... 53

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama de bloques de la planta de electrólisis del etanol considerando los procesos principales	19
Figura 2. Diagrama de descomposición de la celulosa	21
Figura 3. Representación gráfica de electrolisis alcalina del agua	25
Figura 4. Representación gráfica de electro-reformado de etanol	27
Figura 5. Composición de Entrada para la Biomasa Residual	31
Figura 6. Diagrama de la planta de reformado electroquímico de etanol	Error! Bookmark not defined.
Figura 7. Diagrama de la planta de electrólisis convencional de agua ...	Error! Bookmark not defined.
Figura 8. Esquema Sankey de resultados obtenidos para el análisis de ciclo de vida en OpenLCA	488
Figura 9. Diagrama de Sankey para el proceso de Electrólisis convencional del agua obtenido mediante la estimación realizada en OpenLCA.....	522

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

La civilización humana ha sustentado sus requerimientos energéticos a base de combustibles fósiles desde la Primera Revolución Industrial [1]. Y debido a la utilización generalizada de este tipo de combustibles en una amplia gama de sectores, se ha generado una dependencia hacia estas fuentes de energía. Esta dependencia hacia los derivados del petróleo se explica debido a su disponibilidad y ventajas; tales como sus características fisicoquímicas [2], [3], pues vuelven a este tipo de combustibles convenientes y fáciles de manejar. Es así como solo en el 2022, el crudo (29.61%), el carbón (25.07%), y el gas natural (22.03%) fueron las fuentes más consumidas mundialmente, las cuales, en comparación con las fuentes renovables (por ejemplo, con el 6.32% de energía hidroeléctrica) muestran gran predominancia [4], [5]. Asimismo, los sectores que más energía consumen son el transporte, las viviendas o edificios, seguidos por la industria; que utilizan mayormente recursos no renovables [6]. En Ecuador, a pesar de que la mayor parte de la electricidad es producida por hidroeléctricas, el consumo de energía primaria es regido por petróleo y otros combustibles líquidos [7]. Lo que demuestra que una transición energética debe implementarse si se pretende que la temperatura media global no supere los límites establecidos en el Acuerdo de París.

Ahora bien, dicha dependencia de los combustibles fósiles es producto de varios factores como la demanda energética global y las limitantes para transformar la matriz energética hacia energías renovables. De hecho, una importante tendencia creciente de la demanda energética se ha observado durante las últimas décadas. Solo este año se esperaba un aumento del 1.3% en comparación con el año anterior [8]. Y en el contexto ecuatoriano, se ha dado un aumento del 0.5% anual en los últimos diez años [7]. Este comportamiento se debe a que el crecimiento

poblacional ha influenciado el incremento en el uso energético, y se espera que esta tendencia continúe en los próximos años, aunque de forma más moderada [3]. Otros factores importantes son el crecimiento de industrias con procesos intensivos de energía, como las metalúrgicas. Por otra parte, el sector residencial también muestra un aumento en su consumo energético. En este caso, el uso de energía en las viviendas y demás edificaciones, estaría ligado, principalmente, a la mejora de los niveles de vida, la cual, a su vez, está relacionada al uso de más dispositivos eléctricos [9]. Adicionalmente, existen estudios que argumentan que el aumento de eficiencia energética en varios procesos contribuirá al incremento de demanda energética, debido a la paradoja de Jevons. Esta paradoja sugiere que a medida que mejora la eficiencia energética, el costo de los servicios energéticos disminuye, lo que lleva a un aumento en su consumo; porque hace más viables y accesibles varios proyectos que anteriormente no lo eran [2]. Por lo que debe priorizarse la eficiencia de procesos renovables o verdes, para poder cubrir la creciente demanda y no producir efectos adversos. Por ejemplo, apoyando procesos de energía limpia.

Algunos de los aspectos que contribuyen a la dependencia de combustibles fósiles son que pueden encontrarse en diferentes reservas distribuidas alrededor del mundo, y al existir una variedad de recursos como son el crudo, el carbón y el gas natural, pueden ser adaptados a varios procesos y no depender solo de una fuente en específico [10], [11], [12]. Sus características físicas, entre ellas, su alta densidad energética relativa, los vuelve competitivos, pues no solo tienen un alto poder calorífico, sino que ocupan volúmenes relativamente pequeños. Esta cualidad es ideal para espacios con almacenamiento limitado, como ocurre en los vehículos, lo que permite transporte a largas distancias, además de que puede abastecer a regiones sin recursos propios de combustible, volviéndolos accesibles [13], [14], [15]. Finalmente, existe un factor importante relacionado a la infraestructura. Las centrales termoeléctricas, oleoductos y redes de distribución, ya están diseñados para acomodarse a una base energética que utiliza combustibles fósiles [12]. Pues los desarrollos tecnológicos

implementados para mejorar el diseño de estructuras extractivistas y transportistas, además de instalaciones para aprovechar combustibles fósiles, son producto de un mejoramiento continuo a lo largo del tiempo. Esto ha permitido optimizaciones, mejores eficiencias, ampliación de la industria y respuesta inmediata a la demanda [16]. Por estas y más razones, es difícil buscar reemplazos en todas las áreas y procesos que utilizan estos combustibles, y que al mismo tiempo sean igual de escalables.

Por otro lado, el uso de energías renovables representa una alternativa para alcanzar la una economía neutral en carbono, sin embargo, aún persisten limitantes para transformar la matriz energética. Por ejemplo, las tecnologías que tienen mayor contribución en la mezcla energética global y presentan el crecimiento más acelerado son la energía hidráulica, eólica y solar. Las mismas que son naturalmente intermitentes, pues dependen de las condiciones climáticas de la zona [13]. En este caso, de las precipitaciones, el viento y la radiación solar respectivamente, que presentan variabilidad estacionaria y, por lo tanto, pueden afectar su productividad y su capacidad de abastecimiento [17]–[19]. Otro problema de estos sistemas de energía limpia que utilizan turbinas eólicas y paneles solares es su vinculación a la disponibilidad de materiales escasos como metales y minerales raros. Por lo tanto, su capacidad de expandirse y mantener de manera sostenible estas tecnologías pueden verse comprometidas por la limitada accesibilidad de dichos recursos y sus procesos de extracción [20]. Además de estas limitantes técnicas y ambientales, existe el componente económico, debido a que la inversión internacional destinada a promover la transición energética presenta una tendencia decreciente [21]. Afortunadamente existen muchas fuentes renovables que pueden ser aprovechadas, que no presentan las desventajas descritas anteriormente, como es el hidrógeno que no proviene de combustibles fósiles.

1.2. Justificación

La dependencia global de combustibles fósiles ha sido un pilar fundamental del desarrollo industrial y económico durante las últimas décadas. Sin embargo, el uso generalizado y continuo de fuentes no renovables como el petróleo, el gas natural y el carbón [22] genera una serie de impactos ambientales negativos. Estos impactos se extienden desde la emisión masiva de gases de efecto invernadero hasta la contaminación del aire y la degradación de ecosistemas tanto terrestres como marítimos debido a la acidificación de los océanos [23]. Sin embargo, uno de los impactos más importantes es el calentamiento global. Dado que la mayor parte de combustibles provienen de fuentes no renovables, su combustión produce un desbalance en el ciclo del carbono, y la acumulación de los gases de combustión en la atmósfera produce, a su vez, un incremento en las temperaturas medias globales [22]. Ahora bien, los impactos ambientales provocados por el excesivo incremento de la concentración de carbono en la atmósfera no son pocos. De hecho, debido a la escala de los impactos provocados, se considera que el ser humano ha llegado a convertirse en un factor determinante a escala geológica, consiguiendo incluso un cambio de época, es decir, del Holoceno, al Antropoceno. En este contexto es importante señalar que el Holoceno se caracterizó por ser un periodo geológico con condiciones climáticas relativamente estables y fue la etapa geológica en la cual se desarrolló la civilización humana. Sin embargo, en la actualidad el incremento en las concentraciones de gases de efecto invernadero está teniendo un impacto directo en los patrones climáticos [24]. Dado el caso, de no mitigar los efectos del cambio climático, el Antropoceno podría caracterizarse por ser un periodo no solo con alta variabilidad climática, sino también por extinciones masivas de flora y fauna, así como una reducción considerable en la población humana debido a la creciente frecuencia de catástrofes naturales o extensos periodos de lluvias o sequías [25].

En este contexto, y puntualmente en el caso ecuatoriano, el *mix* energético está basado en energía hidroeléctrica, y su contribución hasta el 2021 alcanzó el 58,5% [26]. Sin embargo, los cambios en los patrones pluviales no han sido estudiados a escala local, por lo tanto, no se puede predecir la intensidad de las lluvias en el futuro. Es decir, debido al cambio climático, Ecuador podría experimentar sequías prolongadas, que no solo tendrían serias repercusiones en la producción de alimentos y provisión de agua potable, sino que podrían afectar en gran medida al suministro eléctrico del país [27]. Problemas que, de hecho, ya están teniendo repercusiones negativas en la sociedad ecuatoriana.

Por otro lado, la construcción de infraestructura petrolera genera impactos directos e indirectos en ecosistemas prístinos, ya que no solamente se construyen plantas de extracción de crudo y refinerías, sino que, en la mayoría de los casos, también se requieren carreteras y otras facilidades que provocan un efecto de borde en los ecosistemas aledaños [28]. El efecto de borde surge como consecuencia de las interacciones tanto biológicas como físicas que tienen lugar en la región de transición entre dos entornos naturales notablemente diferentes, que se hallan contiguos dentro de un mismo ecosistema. Esencialmente, representa la interrupción en la continuidad entre los hábitats adyacentes, lo que conlleva modificaciones en las condiciones medioambientales y biológicas. En este contexto, se puede observar que entre dos hábitats naturales adyacentes existe una región de transición gradual que facilita un mayor movimiento biológico entre los hábitats, al tiempo que reduce la intensidad de factores físicos variables, como, por ejemplo, un descenso en el gradiente de temperatura [29]. Además del efecto de borde, la dependencia de combustibles fósiles está ligada a la extracción de petróleo, el mismo que debe ser transportado a las refinerías y finalmente a sus lugares de consumo. Esta extensa red de tuberías no está exenta de fugas e imperfecciones que permiten derrames de crudo hacia el suelo, cuerpos de agua superficial y acuíferos. Estos derrames de petróleo no solo deterioran la biodiversidad, sino que también producen impactos negativos en las comunidades locales

[30]. Lo cual es especialmente importante en comunidades de bajos recursos y que habitan en lugares remotos, pues carecen de acceso a otras fuentes de agua o alimentos, lo cual, en última instancia, deteriora su salud y las condiciones físicas y biológicas de su entorno.

En este sentido, un claro ejemplo de las consecuencias de la explotación de crudo puede verse reflejado en la Amazonía ecuatoriana. Por ejemplo, la explotación del bloque 43 del Yasuní ITT plantea la disyuntiva de promover el deterioro de la Amazonía o la obtención de recursos económicos para el país [31]. Dado que el Ecuador es un país petrolero y en gran medida su PIB depende de la exportación de crudo no es posible frenar la explotación sin afectar la balanza fiscal. Sin embargo, el Yasuní es una de las reservas de biósfera más grandes del mundo, y por lo tanto debería ser protegida.

Aun así, existen limitaciones físicas, económicas y ambientales que evitan que una completa transformación energética hacia energías renovables sea viable en el corto plazo. Adicionalmente, estas limitaciones generan vulnerabilidad en la seguridad energética, no solamente en términos económicos debido a la inestabilidad de los precios, sino también en términos de suministro. A diferencia de los combustibles fósiles, la variabilidad natural de las energías renovables más extendidas debe producirse cuando el recurso físico está disponible (viento, radiación solar o agua en las represas), y se desperdician si no son absorbidas por la demanda o almacenadas en baterías [32]. No obstante, además de que las baterías no resultan eficientes, su fabricación está ligada a la extracción y disponibilidad de metales como el litio, pero también a la generación de residuos peligrosos. Incluso cuando los sistemas de almacenamiento de energía, en la actualidad, presentan eficiencias de entre el 85 y 98% la conversión de energía eléctrica en energía química, y nuevamente en energía eléctrica es un proceso termodinámicamente ineficiente en sí mismo [33]. De la misma manera, se debe señalar que la mayor parte de energías renovables no están exentas de sus propios impactos ambientales, pues ejercen estrés en los ecosistemas por actividades mineras, especialmente de

cobre y tierras raras. Es decir, para incrementar el porcentaje de contribución de las energías renovables en el *mix* energético, necesariamente se debe incrementar la minería [13]-[14].

A pesar de la vulnerabilidad geopolítica ligada a la variabilidad del precio del petróleo y las tendencias decrecientes de la inversión internacional que limitan la transición energética, sí se conocen una gran variedad de procesos que permiten la producción de hidrógeno verde a gran escala, entre ellos, uno de los más eficientes es el reformado electroquímico de etanol. Este proceso presenta grandes oportunidades puesto que no solo tiene el potencial de producir un combustible con un alto poder calorífico, sino que es posible aprovechar la producción de residuos agrícolas [36]. Estos residuos, a pesar de tener una base orgánica, no son completamente biodegradables en el corto plazo, pues su gran contenido de lignina retrasa su descomposición. Ahora bien, si estos residuos son enviados a rellenos sanitarios, los mismos que en su mayoría no se manejan adecuadamente, pueden producir metano, un gas de efecto invernadero 25 veces más potente que dióxido de carbono.

En consecuencia, el desarrollo de un bioproceso eficiente para la generación de hidrógeno tiene el potencial de mitigar significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero, tanto durante la fase de producción como en el posterior uso del combustible [37]. Asimismo, se plantea que un análisis de ciclo de vida enfocado específicamente en la producción de hidrógeno verde puede ofrecer una evaluación integral de la sostenibilidad del proceso, considerando todos los aspectos desde su origen hasta su destino final. Este enfoque holístico proporcionaría una comprensión más profunda de su impacto ambiental y su contribución a la reducción de la huella de carbono del país [38]. Además, dado el desafío inherente de la viabilidad económica en la transición hacia fuentes de energía renovable, la realización de un análisis económico detallado se plantea como un requisito indispensable. Este análisis permitiría evaluar la rentabilidad y viabilidad financiera del despliegue a gran escala de estos procesos, allanando el camino para su adopción efectiva y sostenida en el futuro [39].

1.3.Objetivos

Objetivo general

Analizar la viabilidad de la construcción de una planta de producción de hidrógeno verde en Ecuador.

Objetivos específicos

- Desarrollar un proceso basado en el aprovechamiento de residuos orgánicos para la obtención de hidrógeno a escala industrial
- Evaluar la sostenibilidad del proceso diseñado mediante el análisis de ciclo de vida
- Determinar la rentabilidad del proyecto mediante la estimación de costos y flujos de efectivo futuros.

2. METODOLOGÍA

2.1. Análisis Técnico

La planta de producción de hidrógeno se basa en el proceso electroquímico de reformado de etanol. En la planta se incluyó la producción de bioetanol para realizar una evaluación de todo el proceso. Se planteó que la planta trabaje con residuos agrícolas, los cuales, en este caso, provendrían de la provincia de Manabí, ya que se propone este lugar para la construcción del proyecto. En específico, la ubicación tentativa es en El Aromo, terreno que previamente había sido destinado para la Refinería del Pacífico. A la fecha de escrito este documento, el terreno de la Refinería del Pacífico está en desuso, incluso cuando ya fue aplanado y condicionado. De hecho, existen diversas propuestas de construcción, entre ellas, un parque fotovoltaico, un parque eólico y un asentamiento urbano. Aparte del diseño de la planta electroquímica, se incluyó un modelo de la electrólisis del agua para la producción de hidrógeno, con el fin de realizar una comparación entre los dos procesos, ya que en la literatura se ha reportado que el consumo energético de la electrólisis con etanol es menor a la del agua [40], [41]. Para la simulación de ambos procesos se utilizó el software AspenPlus® versión 14.

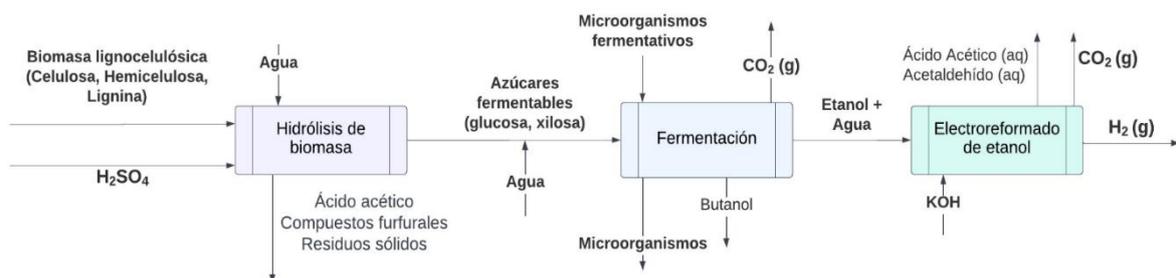


Figura 1. Diagrama de bloques de la planta de electrólisis del etanol considerando los procesos principales

Un diagrama de flujo de los principales procesos considerados se puede observar en la Figura 1, donde se ilustran la hidrólisis de la biomasa, donde se utiliza ácido sulfúrico para la obtención de azúcares fermentables a partir de biomasa lignocelulósica. Estos azúcares fermentables pasan a la etapa de fermentación, donde al añadir levaduras como organismos fermentativos se producirá bioetanol. Y finalmente, el bioetanol ingresará en el electrolizador junto con agua y un electrolito (KOH), para el electroreformado de etanol, para la obtención de Hidrógeno. Adicionalmente a estos procesos, se identificaron procesos adicionales para el mejoramiento de la planta. Por un lado, la hidrólisis genera residuos ácidos los cuales deben ser neutralizados con la ayuda de compuestos básicos como hidróxidos, y para concentrar el etanol saliente de la fermentación, se adicionó una etapa de destilación. Como paso final, los productos del electrolizador pasan por sistemas de separación para mejorar la pureza del hidrógeno.

Para el caso de la planta de electrólisis alcalina del agua, el proceso solo incluye las fases de electrólisis y de separación de los productos.

I. Producción de Etanol

a. Hidrólisis de biomasa

La biomasa lignocelulósica está compuesta principalmente de celulosa (33-51%), hemicelulosa (19-34%) y lignina (20-30%) en proporciones cambiantes y dependientes del sustrato [42]. El fraccionamiento de estos polisacáridos en condiciones ácidas usualmente se aplica para obtener azúcares fermentables que alimenten a ciertos microorganismos fermentativos. En este sentido, los azúcares fermentables se utilizan principalmente para la producción de bioetanol, donde el intermediario más importante es la glucosa dado que es el azúcar más fácil de fermentar. Uno de los métodos más rentables para la recuperación de azúcares a partir de biomasa lignocelulósica es el fraccionamiento hidrotérmico catalizado por

ácido. A menudo se utiliza ácido sulfúrico para este fin. La hemicelulosa y la celulosa se descomponen mediante hidrólisis durante el pretratamiento con ácido diluido y se obtienen azúcares solubles. En general, la hidrólisis de la hemicelulosa produce azúcares (glucosa, xilosa, manosa y galactosa) y ácidos orgánicos (ácido fórmico, acético) [43]- [44].

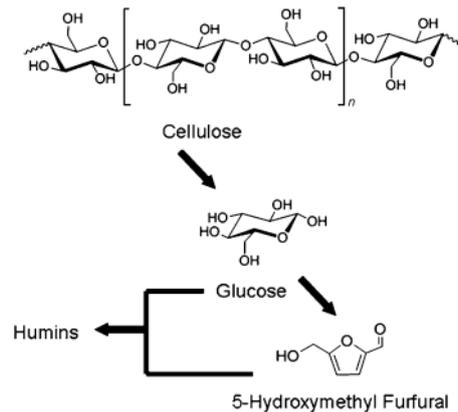
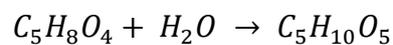
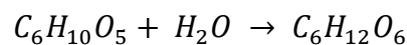
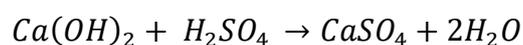


Figura 2. Diagrama de descomposición de la celulosa [42]

En la Figura 2 se observa el proceso de hidrólisis de una molécula de celulosa y su descomposición en glucosa y un compuesto furfural. En este contexto, en la simulación se utilizaron las siguientes ecuaciones químicas para modelar la hidrólisis de celulosa y hemicelulosa respectivamente:



Además, se debe señalar que, debido a las limitaciones del software utilizado, la hemicelulosa fue reemplazada por ácido glutárico. Por otro lado, para neutralizar el ácido sulfúrico utilizado en este proceso, se utilizó hidróxido calcio, que reacciona de la siguiente manera:

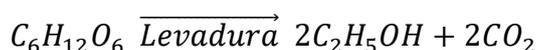


b. Fermentación

Durante este proceso, tanto los azúcares pentosas como hexosas se fermentan hasta obtener etanol en condiciones anaeróbicas/aeróbicas. *Saccharomyces cerevisiae* es el organismo más favorable para la producción de etanol a partir de hexosas. Mientras que *P. stipitis* y *Candida shehatae* son capaces de fermentar azúcares tanto hexosa (glucosa) como pentosa (xilosa) hasta etanol. Por otro lado, un proceso optimizado para la fermentación utilizaría una solución que contiene *Saccharomyces cerevisiae* suplementado con 22% (p/v) de azúcar, 1% (p/v) de cada uno de sulfato de amonio y dihidrógeno fosfato de potasio a pH 5,0 y 30°C. En tales condiciones, una cepa típica de *S. cerevisiae* es capaz de producir 46,1 g de etanol/litro de solución [44].

En cuanto a la vía metabólica, la fermentación alcohólica es un proceso complejo que involucra varias reacciones químicas y bioquímicas. La glucólisis, es el primer paso en la fermentación alcohólica, y se trata de un proceso de descomposición de la glucosa en dos moléculas de piruvato. Este proceso ocurre en el citoplasma de la célula de levadura. [45]. El siguiente paso es la descarboxilación del piruvato. En este proceso tiene lugar la eliminación de una molécula de dióxido de carbono de cada molécula de piruvato. Esta reacción es catalizada por la enzima piruvato descarboxilasa y produce acetaldehído. El paso final es la conversión de acetaldehído en etanol, que es catalizada por la enzima alcohol deshidrogenasa. Esta reacción también requiere el aporte de energía en forma de NADH, que se oxida a NAD⁺ durante el proceso [45]. Además de la glucólisis, la levadura también utiliza la vía de las pentosas fosfato y el ciclo del ácido tricarboxílico para producir energía y precursores biosintéticos [46].

La reacción que representa este proceso es:



II. Procesos Electroquímicos

Los procesos electroquímicos utilizan energía eléctrica para separar o dividir especies químicamente enlazadas [47]. Esta rama puede resumirse en dos mecanismos principales: el impulso de cambios químicos provocados por la corriente eléctrica, y el segundo, el aprovechamiento del intercambio de electrones entre especies químicas para producir energía eléctrica. Para estos sistemas hay varios procesos y factores a considerar en el transporte de electrones a través de las diferentes interfases y fases químicas. Entre estos se toma en cuenta los electrodos, (conductor electrónico), y el electrolito (conductor iónico). Por el electrodo se transporta la carga por el movimiento de electrones, mientras que el electrolito permite el transporte de iones. Ambos elementos están conectados gracias a las reacciones químicas que ocurren, ya que producen o consumen electrones en el electrodo, y a la vez, permiten que se produzcan o consuman iones en el electrolito. Estos sistemas complejos se estudian como un todo, ya que experimentalmente no se puede aislar una sola interfase. Sino que debe contar con dos electrodos que por lo menos deben estar separados por una fase electrolítica. Entonces uno de los objetivos es entender las reacciones que se llevan a cabo, las corrientes y potenciales eléctricos, y el escalamiento de procesos, ya que por ejemplo estos principios se utilizan dentro de la industria del aluminio [48].

Dentro de los electrolitos, los más utilizados con las soluciones líquidas que contienen especies iónicas (H^+ , Na^+ , etc.) en agua o en un solvente no acuoso. Y deben presentar una baja resistencia, es decir, que sean lo suficientemente conductores. Los otros tipos de electrolitos menos convencionales son los que contienen sales fusionadas (como NaCl-KCl fundido) o polímeros conductores de iones, como el Nafion. Ahora, en el caso de los electrodos, suelen fabricarse de metales (Pt, Au, Hg, etc.), tanto líquidos como sólidos; de carbón, en forma de grafito, grafeno o carbono vítreo; y semiconductores como el silicio (Si) [48]. Las diferentes

combinaciones de materiales para la fabricación de electrodos determinarán la selectividad y eficiencia del electrolizador.

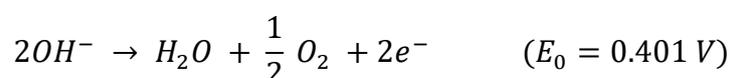
a. Electrólisis del Agua

En la electrólisis del agua para la producción de Hidrógeno, el subproducto que se genera es el oxígeno molecular. Este proceso tiene como ventaja que el hidrógeno producido es de alta pureza y es un proceso amigable con el ambiente, sobre todo si es que se utiliza energía de fuentes renovables, para llevar a cabo la reacción. Pero su eficiencia es muy baja como para ser totalmente competitivo con las alternativas del mercado, además de que resulta energéticamente intensivo. Las tecnologías disponibles varían en el electrolito utilizado, las condiciones de operación, y los agentes iónicos (OH^- , H^+); e influenciarán las medias reacciones entre los 4 tipos de electrolizadores. Estos son: la electrólisis alcalina del agua (AWE), la electrólisis de óxido sólido (SOE), las celdas de electrólisis microbianas (MEC), y la electrólisis de agua con membranas de intercambio de protones (PEM) [49].

A continuación, se presentan dos de las tecnologías más extendidas, la electrólisis alcalina (AWE) y la electrólisis con membrana de intercambio de protones (PEM). En la primera, el agente iónico es el ion hidróxido (OH^-), mientras que en la segunda son los protones (H^+). Pero en ambas, la reacción general es la misma, y el hidrógeno se produce en el cátodo y el oxígeno en el ánodo [49].

Electrólisis Alcalina del Agua

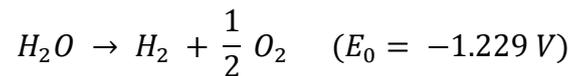
Para este proceso, se presenta a continuación las reacciones involucradas con su respectivo potencial de reducción. La semi reacción de oxidación del ion hidróxido en el ánodo [49]:



Mientras que la reacción de reducción del agua se da en el cátodo, la cual genera el producto de interés [49]:



Con estas medias reacciones, se obtiene la reacción general del proceso electroquímico obteniendo hidrógeno y oxígeno, y más específico, una mol de hidrógeno por mol de agua [49]:



$$E_{celda} = E_{reducción} - E_{oxidación} = -0.828 V - 0.401 V = -1.229 V$$

Para esta configuración es importante destacar que el agua entra al cátodo y se reduce, produciendo hidrógeno. En la Figura 3, se aprecia un diagrama de los compuestos e iones que interaccionan con la celda electrolítica en este proceso de electrólisis alcalina del agua, donde, por ejemplo, el ión OH^- es transportado del cátodo al ánodo para ser oxidado.

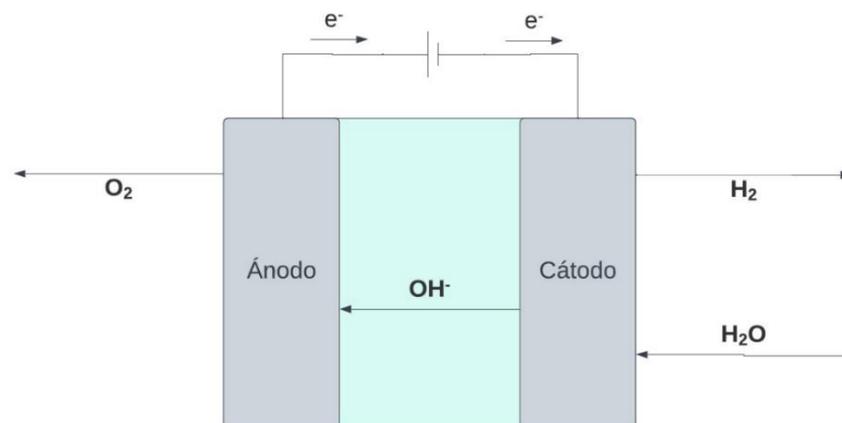
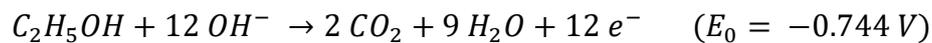


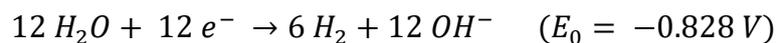
Figura 3. Representación gráfica de electrólisis alcalina del agua

b. Reformado Electroquímico del Etanol

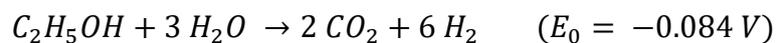
El reformado electroquímico de la mezcla de agua y etanol, también denominado electro-reformado, opera a bajos voltajes en comparación con la electrólisis del agua pura, lo que influye en el consumo energético del proceso de producción [47]. Se utiliza este método para provocar la electro-oxidación del alcohol. Para el etanol, la semi reacción de oxidación que sucede en el ánodo es la siguiente:



Esta reacción no es directamente la que produce el producto de interés, pero proporciona las moléculas y electrones necesarios para la reacción de reducción [47]. La otra semi reacción que ocurre en el cátodo, es la de la reducción del agua:



Esta reacción es la responsable de la producción de hidrógeno, y a la vez proporciona más iones hidroxilo necesarios para la reacción de oxidación [47]. Con estas ecuaciones químicas, se obtiene la reacción general del proceso de reformado electroquímico del etanol y su respectivo potencial de reducción de la celda:



$$E_{celda} = E_{reducción} - E_{oxidación} = -0.828 V - (-0.744 V) = -0.084 V$$

Un diagrama del proceso llevado a cabo en una celda electrolítica se puede observar en la Figura 4, donde se indica como los diferentes compuestos e iones interactúan con los electrodos del sistema.

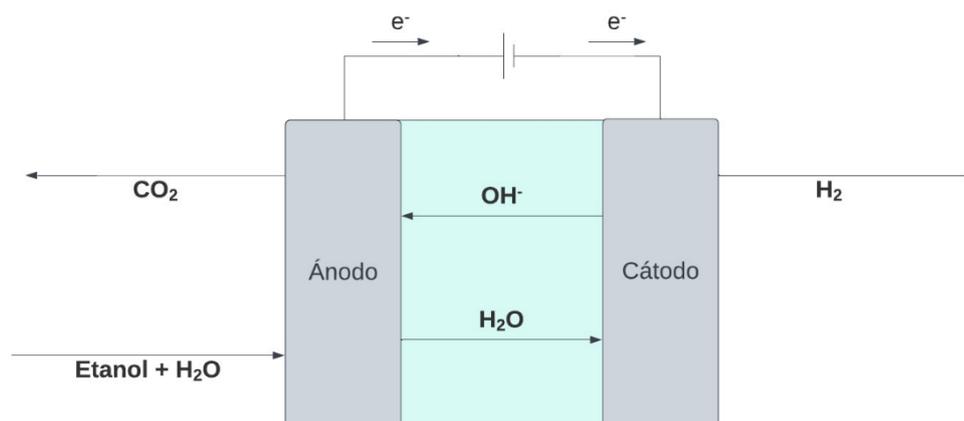


Figura 4. Representación gráfica de electro-reformado de etanol

III. Simulación Electrólisis del Agua

Se empleó como punto de referencia una simulación previa efectuada en AspenPlus® para una instalación de electrólisis alcalina del agua, en la cual se emplea hidróxido de potasio (KOH) como electrolito. Este análisis está detallado en el estudio titulado "Modelado de electrolizadores alcalinos avanzados: un enfoque de simulación del sistema".[50]. Los parámetros asumidos para el diseño de una celda electrolítica para el agua en medio básico se resumen en la Tabla 1, donde también se incluyen otros parámetros adicionales que no se especifican en la simulación por las configuraciones seleccionadas.

Tabla 1. Parámetros diseño electrólisis alcalina del agua [50], [51]

Conversión del Agua (%)	51
Temperatura (°C)	70
Presión (bar)	7
Voltaje (V)	1.23
Material del Ánodo	Níquel, Cobalto & Hierro
Material del Cátodo	A base de carbón con Pt y Ni
Concentración de KOH (wt%)	30

IV. Simulación Producción de Etanol a partir de Biomasa Residual

a. Estimación de Entrada de Biomasa y Composición

La biomasa lignocelulósica para la producción de bioetanol corresponde a los residuos de la producción agrícola en Manabí. Solo se consideró la producción de esta provincia, ya que es la biomasa más cercana y disponible para la planta, por el lugar designado para su construcción. La biomasa que puede utilizarse como materia prima provienen de los residuos del cacao, plátano, arroz, maíz duro, café, palma africana y banano, que son los 7 residuos de mayor cantidad en la provincia en el orden presentado [52]. Además, podría considerarse otros residuos, como, por ejemplo, los de la piña, pero para la magnitud deseada de la planta, no se requiere todos los residuos producidos en la provincia, que abastecerían con un flujo de entrada de alrededor de 70 t/h [53]. Por lo que se utilizarán solo los dos principales residuos, es decir, la biomasa proveniente de los cultivos de cacao y plátano. Dentro de estas dos categorías, se incluyen los dos tipos de residuos con mayor producción, con sus respectivas composiciones de celulosa, hemicelulosa y lignina [54]; además de la humedad. En la biomasa residual del cacao, la mayor parte es cascarilla de cacao (alrededor del 75%), seguido por la cáscara de grano de cacao (alrededor del 13.5%) [55]. Mientras que, en el cultivo de plátano, lo que más se produce es el pseudotallo (rakis), que llega a superar a la cantidad de plátano recuperado, y representa el 75% de los residuos generados. Por otro lado, el segundo residuo más abundante son las hojas (alrededor del 12%) [56], [57]. Un resumen de los datos utilizados para ambos tipos de cultivos se encuentra en la Tabla 2, donde se indica la composición, humedad y porcentaje de cada residuo con base en los residuos totales generados por el cultivo respectivo.

Tabla 2. Porcentaje de producción en base a todos los residuos generados por cultivo y Composición de celulosa, hemicelulosa, lignina y humedad de residuos a utilizar para la producción de etanol

	Residuos del Cacao		Residuos del Plátano	
	Cascarilla de cacao	Cáscara de grano de cacao	Pseudotallo	Hoja
Porcentaje de residuos totales (%) [56], [57]	75.00	13.50	75.00	12.00
Composición Celulosa (%) [58], [59]	41.67	33.09	29.50	33.33
Composición Hemicelulosa (%) [58], [59]	18.85	27.09	42.01	36.67
Composición Lignina (%) [58], [59]	39.48	39.82	28.48	30.00
Humedad (%) [58], [59]	8.16	5.12	6.44	7.60

Con base en la literatura disponible sobre los residuos producidos por actividad agrícola en cada provincia, se estimó que los residuos del cacao son 230990.88 toneladas al año (menos

del 40% de la biomasa disponible en Manabí), y los del plátano son 150664.29 toneladas al año (alrededor de 25%). Lo que corresponde a 27.5 t/h y 17.94 t/h respectivamente para cada cultivo en peso húmedo [52], [53]. A partir de esta producción, y los datos para cada subproducto presentados en la anterior tabla, primero se estimó la biomasa en peso seco para poder calcular la respectiva cantidad de celulosa, hemicelulosa y lignina. Así, el flujo de entrada másico se determinó como biomasa seca, compuesta de estos tres polímeros.

Tabla 3. Biomasa residual producida en Manabí por tipo de cultivo a utilizar, con sus respectivas cantidades de celulosa, hemicelulosa y lignina calculadas

Tipo de Cultivo	Biomasa Residual Húmeda Producida (t/año)	Celulosa Total (t/año)	Hemicelulosa Total (t/año)	Lignina Total (t/año)
Cacao	230990.88	76082.65	38013.36	74597.66
Plátano	150664.29	36757.90	50543.34	35125.55
Total	381655.17	112840.56	88556.70	109723.22

Del peso de cada polímero, se determinó la fracción másica ya que el modelo requiere de esa información en términos de composición, con base en los residuos de entrada secos totales, que alimentan a la planta con 311120.47 t/año [52], [53]. En términos de horas, se asume que la planta funciona todos los días del año, las 24 horas, menos 15 días que se designan a mantenimientos o imprevistos en la producción, que puedan provocar el alto de las actividades normales. Por lo que el año funcional cuenta con 350 días, y a la planta ingresarían 37.04 t/h (81.51% de los residuos totales de los cultivos de cacao y plátano), de las cuales el 36.27% es celulosa, el 28.46% hemicelulosa, y 35.27% lignina (datos representados en la Figura 5).

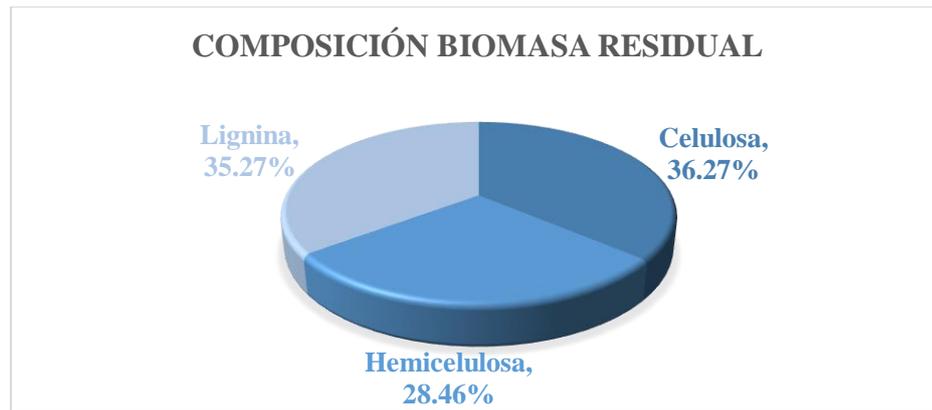


Figura 5. Composición de Entrada para la Biomasa Residual

V. Simulación Electrólisis de Etanol

Para el electrolizador correspondiente al proceso electroquímico con etanol, se modeló de la misma manera que para la electrólisis alcalina del agua, pero modificando ciertas eficiencias y parámetros de operación. En la Tabla 4 se presentan las condiciones asumidas para el diseño del electrolizador utilizado en la planta con base a la literatura:

Tabla 4. Condiciones del Electrolizador de Etanol

Conversión del Etanol [%] [47]	50
Temperatura [°C] [60]	80
Presión [atm] [40]	1
Voltaje [V] [60], [61]	0.5
Tiempo de Retención [h] [60]	>8
Material del ánodo [60], [61]	A base de carbono con 70% de platino
Material del cátodo [60], [61]	A base de carbono con 20% de platino
Máxima Densidad de Corriente [A/cm ²] [60]	1.125

VI. Simulación de la Planta de Hidrógeno

a. Modelo Termodinámico

Para ambas simulaciones se utilizó el modelo termodinámico “ELECNRTL” dado que es el método de propiedades de electrolitos más versátil. Es capaz de manejar sistemas de disolventes acuosos y mixtos en una variedad muy amplia de concentraciones. Este modelo termodinámico consistente con el método de propiedades NRTL-RK. Por lo tanto, ELECNRTL usa el banco de datos para parámetros de interacción molecular binaria para el método de propiedades NRTL-RK [62]. El modelo NRTL utiliza los coeficientes de actividad de las sustancias para determinar las propiedades termodinámicas de las mezclas y sustancias puras a través de la ecuación de estado de Redlich-Kwong. [63]

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a(T)}{v(v + b)}$$

Donde:

$$a(T) = a_{RK}/T^{0,5}$$

$$a_{RK} = 0.4278 R^2 T_c^{2,5} / P_c$$

$$b = 0.0867 \frac{RT_c}{P_c}$$

Por lo tanto, el método de propiedades ELECNRTL es útil para predecir las propiedades termodinámicas de soluciones de electrolitos, particularmente para soluciones no ideales donde los coeficientes de actividad de los solutos no son iguales a uno. Este método se basa en el modelo NRTL (*Non-Random Two Liquid*), que es un modelo semi-empírico que describe la no idealidad de mezclas líquidas.

2.2. Análisis Económico

Para el análisis tecno-económico de ambas plantas, se consideraron tanto los costos fijos, que representan la inversión requerida para construir la planta; como los costos fijos de operación que corresponden a los sueldos de los empleados y costos variables, correspondientes a las materias primas. Con esta información se determinó el precio de venta mínimo (PVM) por kilogramo de hidrógeno asumiendo un valor actual neto (VAN) igual a cero en los primeros años, y con una tasa interna de retorno (TIR) del 9%. Se seleccionó este valor para la interna de retorno con base en el porcentaje usual de utilidad que manejan las instituciones bancarias en el país, pues se buscó comparar la inversión en las plantas modeladas con los beneficios ofrecidos por estas entidades. Finalmente, para cada cálculo de costos se utilizaron los resultados obtenidos en la simulación en AspenPlus® para la estimación de las dimensiones de los equipos, su consumo energético, y los flujos másicos por hora. Mientras que los precios se obtuvieron de la literatura.

Para determinar los costos fijos se utilizó el método CEPCI (Chemical Engineering Plant Cost Index), que se aplica en la estimación de costos para procesos químicos industriales. Su objetivo es ajustar los costos del proceso de construcción de una planta a partir de una base de costos que se actualiza constantemente estimando el valor actual de los equipos en términos de valor presente. El CEPCI es un índice compuesto elaborado con cuatro subíndices que cubren varios aspectos basados en componentes importantes a la hora de evaluar los costos de una planta, estos componentes son: equipos, trabajo de construcción, edificios, e ingeniería y supervisión. Así mismo, como el índice CEPCI es la suma ponderada de los cuatro subíndices mencionados, estos también son el producto de otros factores como los Índices de Precios al Productos (IPP) que igualmente son actualizados y se publican mensualmente por el Departamento de Trabajo de Estados Unidos [64]. En este sentido, se utilizó como periodo base, el año 1987 con un CEPCI de 323.8, y para obtener el costo actual, se utilizó un índice

más actualizado, para este año: 798.7 [65], [66]. Esta metodología se utilizó para el cálculo del costo de inversión total, que incluye el costo individual de los equipos incorporados en cada modelo, y en el caso de la planta de electrólisis de etanol, también se incluyó el inóculo de levadura para la fermentación, ya que se asumió que será sustentado por el propio crecimiento de biomasa que se da en el reactor, gracias a una recirculación, con un costo de inversión inicial única de \$174,614.80 incluyendo el Factor de Lang.

En ambos sistemas se incluyó una estimación del costo de los electrodos basados en la literatura disponible y los flujos de entrada los electrolizadores, para lo que se asumió que se requiere 0.275 kg por tonelada/hora de material para cada electrodo [41], [61], correspondiente a platino sobre carbono. Estos valores se incluyeron en la inversión de la planta ya que no es un flujo constante de entrada por hora, sino material que debe ser reemplazado cada cierto tiempo después de su vida útil durante los 25 años. Para esto se considera que se cambia todo el material de ambos electrodos cada 5.5 años con base en la vida útil de los sistemas electrolíticos con 50% de exceso [67], [68], y se les dará mantenimiento continuo entre cada cambio. Con esta información y el flujo de entrada correspondiente se estimó que el costo fijo por los electrodos y catalizador es de \$9,585,212.92 incluyendo también el Factor de Lang.

La inversión total obtenida es producto de la suma de los valores totales de los costos fijos considerados, que en el caso de los equipos se obtienen con los costos de adquisición de equipo (CAE), que consideran implementos de producción con una vida útil de 25 años, interés del 9%, y 8400 horas de operación anual, correspondientes a los 350 días que la planta funcionará al año. La ecuación utilizada para el cálculo del CAE del año actual considerando los índices CEPCI, es:

$$CAE Actual = Costo Base \times Dimensión del Equipo^{Exponente de Dimensión} \times \left(\frac{CEPCI \text{ Año Actual}}{CEPCI \text{ Año Base}} \right)$$

Donde el exponente de dimensión es un factor específico para cada equipo. La dimensión del equipo se extrajo del dimensionamiento proporcionado por el modelo de AspenPlus®, y el costo base es el precio del equipo por unidad de dimensión en el año base. Al final, este CAE Actual, es multiplicado por un factor extra (3.5) para considerar tarifas adicionales asociadas a la compra de cada equipo, por ejemplo, el transporte al lugar, la instalación, instrumentación, sistema de tuberías y eléctrico, etc. [69]; obteniendo así, la inversión total individual por componente, y luego la inversión total para la construcción de la planta.

Este apartado también incluye los costos operativos fijos, en donde se especifican los costos relacionados a los sueldos de los trabajadores de la planta. Para esta estimación, se consideraron turnos de 8 horas con una rotación al día de 3 operadores por sección/subproceso, ya que todo el día se espera que esté en funcionamiento los equipos. Algunos de los cargos laborales requeridos además de los operadores son: gerentes de planta, técnicos de mantenimiento y laboratorio, así como sus respectivos supervisores, y personal de limpieza, administrativo y de seguridad. Además de los sueldos, se valora la carga laboral con seguridad social (0.236%) y beneficios de ley.

2.3. Análisis Ambiental

Con el propósito de realizar el análisis ambiental, se determinó la contribución del producto final a las emisiones de gases de efecto invernadero mediante el potencial de calentamiento global (GWP) y se comparó las emisiones de dióxido de carbono equivalentes por kilogramo de Hidrógeno producido en ambas plantas de electrólisis basadas en los resultados previos obtenidos con el modelo generado en AspenPlus®. Dentro de la comparación se evaluarán los resultados obtenidos de producción de CO₂ equivalente que el mismo AspenPlus® proporciona, pero adicionalmente, se utilizarán los resultados generados

por otro *software* especializado en el análisis de ciclo de vida y sostenibilidad, OpenLCA, que es de uso libre. Asimismo, se utilizaron todas las bases de datos de uso libre que estaban disponibles. Para el procedimiento se siguió como referencia las directrices de la Norma ISO 14034. Y, por último, con el fin de determinar si los valores obtenidos con ambos *softwares* son congruentes, se realizó el cálculo a mano utilizando factores de emisión para cada categoría considerada.

La Norma ISO 14034 fue publicada en el 2016 y se titula “*Environmental management – Environmental technology verification (ETV)*”, destinada a proporcionar verificación independiente del desempeño de nuevas tecnologías ambientales. Por lo que es una herramienta útil para que los productores puedan probar que tan confiables son sus procesos, además de identificar que mejoras pueden implementarse como la compra de tecnologías innovadoras. El procedimiento para realizar la verificación de tecnología ambiental (ETV), consta de: aplicación, pre-verificación, verificación, informar, y pos-verificación. Por ejemplo, en la aplicación se trata la información relacionada al propósito de la tecnología que se propone, el tipo de material al que está destinada la tecnología, lo necesario para entender el funcionamiento y desempeño de esta, la identificación de los impactos ambientales más representativos y su valor añadido. Dentro de la pre-verificación, se evalúa el rendimiento, expresado con parámetros específicos para determinar el desempeño de las medidas tecnológicas ambientales y su valor agregado considerando las condiciones operativas entre otros factores. Así, todos los pasos especificados para la ISO 14034, están relacionados a como las tecnologías ambientales que se quieren implementar se verifican mediante su desempeño, impactos ambientales y su valor agregado [70].

Para realizar las evaluaciones correspondientes que se necesitan según esta normativa, pueden utilizarse herramientas de análisis ambiental, como OpenLCA, SimaPro, GaBi, y Umberto. OpenLCA puede modelar procesos y cumplir con los estándares internacionales,

proporcionando un cálculo rápido y confiable para análisis de sostenibilidad y ciclo de vida. El software permite identificar los procesos que más contribuyen al resultado final, así como las categorías de impacto, además de definirse el lugar donde se ubica el proceso, ya que puede repercutir en el cálculo final [71]. Para este proyecto se utilizó la versión 2.0.3 de OpenLCA y solo se implementaron los procesos de las plantas, es decir, sin considerar el transporte ni la producción de biomasa residual. Por lo que se incluye la hidrólisis, neutralización, fermentación, destilación, electrólisis y purificación para el caso de la electrólisis de etanol, mientras que, para la electrólisis alcalina de agua, solo se incluye la electrólisis y la purificación.

3. RESULTADOS

3.1. Análisis Técnico

I. Simulación de Planta con Electrólisis de Etanol

La Figura 6 muestra un diagrama esquemático de la planta de producción de Hidrógeno mediante reformado electroquímico de etanol. Como se observa, el modelo no cuenta con una etapa de preprocesamiento de los residuos lignocelulósicos, sin embargo, esta etapa sí se toma en cuenta para el análisis tecno-económico y ambiental.

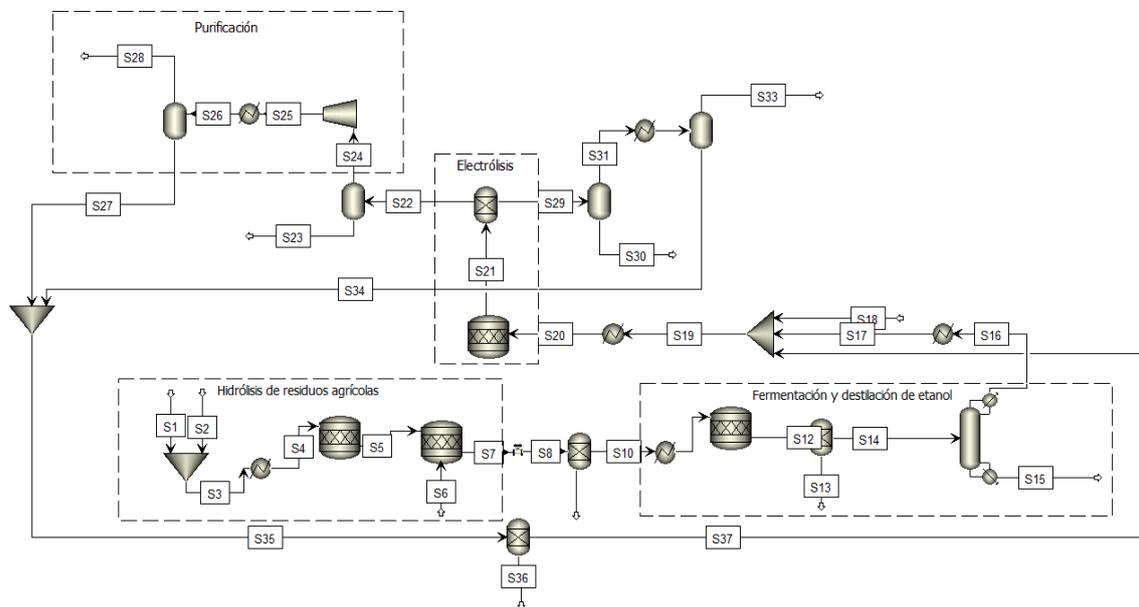


Figura 6. Diagrama de la planta de reformado electroquímico de etanol

Tabla 5. Flujos másicos relevantes en la planta de reformado electroquímico de etanol

Componente	Flujo másico (t/h)	Fracción másica
Hidrólisis		
Agua	47.44	0.54
Ácido Sulfúrico	0.39	0.004
Glucosa	14.93	0.17
Xilosa	9.58	0.11
Lignina	13.06	0.15
Hemicelulosa	2.11	0.02
Fermentación		
Agua	47.58	0.66
Etanol	11.55	0.16
Dióxido de Carbono	11.04	0.15
Xilosa	1.92	0.03
Destilación		
Agua	8.89	0.44
Etanol	11.10	0.55
Purificación		
Hidrógeno	2.42	0.99
Etanol	0.01	0.01

La Tabla 5 muestra los principales flujos y fracciones másicas de las diferentes etapas del proceso. Si se toma en cuenta la recirculación y el destilado de etanol, el flujo másico que

ingresa al reactor de electrólisis es de 40.74 t/h, con una composición en fracción másica presentada a continuación:

Tabla 6. Fracciones másicas del flujo de entrada al reactor de electrólisis

Compuesto	Fracción Másica
Agua	0.47
Etanol	0.45
Hidróxido (OH ⁻)	0.02
Catión Potasio (K ⁺)	0.05

Con base en la Tabla 6 se observa que la concentración de etanol en masa es del 45%. Adicionalmente, se debe señalar que el proceso de electrólisis estaría generando 17.64 toneladas de dióxido de carbono por hora.

II. Simulación de Planta con Electrólisis del Agua

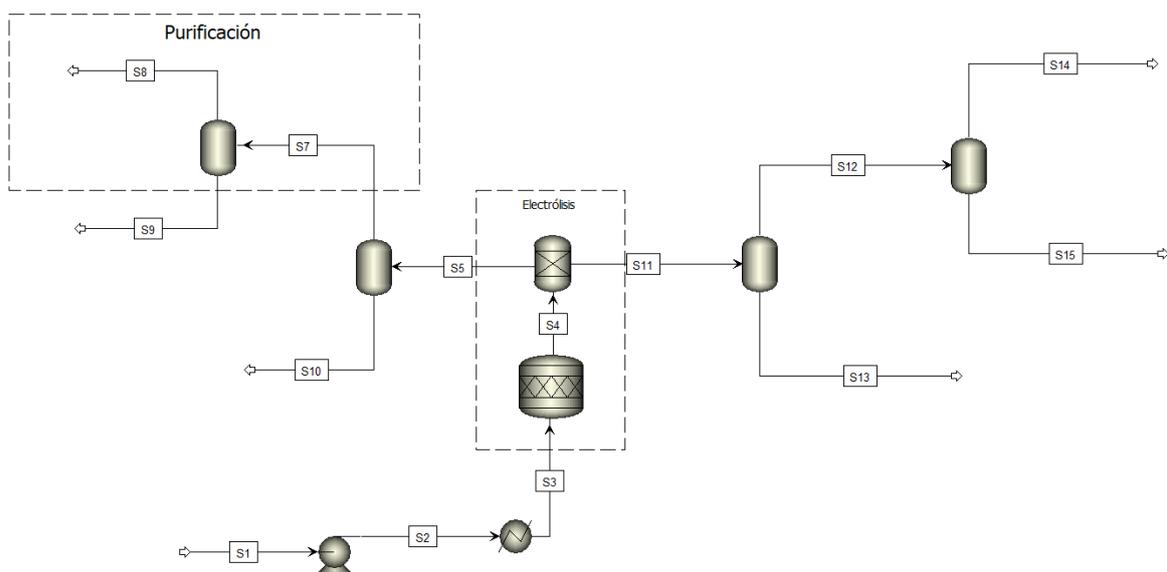


Figura 7. Diagrama de la planta de electrólisis convencional de agua

La Figura 7 muestra un diagrama esquemático de la planta de producción de hidrógeno mediante electrólisis alcalina convencional del agua. Este modelo fue replicado a partir de fuentes bibliográficas para utilizarlo como base de comparación.

Tabla 7. Flujos másicos relevantes en la planta de electrólisis convencional del agua

Componente	Flujo másico (t/h)	Fracción másica
Electrólisis – Entrada		
Agua	26.48	0.65
Hidróxido de Potasio	14.26	0.35
Electrólisis – Salida		
Agua	12.98	0.32
Hidrógeno	1.51	0.04
Oxígeno	11.99	0.29
Hidróxido de Potasio	14.26	0.34
Purificación		
Hidrógeno	1.51	0.96

En la Tabla 7 se observa que los flujos másicos de entrada al electrolizador son iguales que en el reformado electroquímico, sin embargo, la producción de hidrógeno y la pureza alcanzada son menores.

3.2. Análisis Económico

I. Planta de Electrólisis de Etanol

a. Costos Fijos e Inversión Total

En el Anexo B, se aprecian los equipos y materiales considerados dentro de las inversiones totales de la planta, así como sus respectivos costos, valor calculado utilizando el CEPCI actualizado y el valor total tomando en cuenta el tiempo de vida de 25 años. Así el costo de inversión total de la planta es de \$ 18,185,217.05. Y lo que más contribuye es el costo de los electrodos.

b. Costos Operativos Fijos

Tabla 88. Costos operativos fijos para la Planta de Electroreformado de Etanol

Posición Laboral	Cantidad	Sueldo neto mensual	Sueldo neto anual	Coste Operativo Anual
Gerente de Planta	1	\$5,000.00	\$60,000.00	\$60,000.00
Supervisor de Mantenimiento	4	\$2,500.00	\$30,000.00	\$120,000.00
Técnico de Mantenimiento	8	\$2,083.33	\$25,000.00	\$200,000.00
Supervisor de Laboratorio	1	\$2,500.00	\$30,000.00	\$30,000.00
Técnico de Laboratorio	2	\$2,083.33	\$25,000.00	\$50,000.00
Operadores	24	\$1,250.00	\$15,000.00	\$360,000.00
Personal de Limpieza	10	\$750.00	\$9,000.00	\$90,000.00
Personal Administrativo	6	\$2,083.33	\$25,000.00	\$150,000.00
Personal de Seguridad	10	\$950.00	\$11,400.00	\$114,000.00
Carga laboral				\$1,056,600.00
Costes Fijos Operativos Totales				\$4,294,374.70

En la Tabla 9 se resumen los costes fijos operativos correspondientes a los salarios netos anuales del personal requerido para el óptimo funcionamiento de la planta, considerando la carga laboral también.

c. Costos Operativos Variables y Precio de Venta Mínimo (PVM)

Tabla 99. Costos operativos variables para la Planta de Electroreformado de Etanol.

Materias primas	Flujo de entrada	Unidades de Flujo	Precio por tonelada (\$/t)	Precio unitario (\$/kg)	Costo por kg de producto (\$/kg producto)
Residuos Agrícolas	37040.00	kg/h	\$ 78.00	\$ 0.08	\$ 1.19
Ácido Sulfúrico [H ₂ SO ₄]	388.61	kg/h	\$ 260.00	\$ 0.26	\$ 0.04
Agua	58675.82	kg/h	\$ 0.72	\$ 0.00	\$ 0.02
Cal [CaO]	1210.96	kg/h	\$ 180.00	\$ 0.18	\$ 0.09
Hidróxido de Potasio [KOH]	2980.56	kg/h	\$ 1,480.00	\$ 1.48	\$ 1.82
Tratamiento biomasa	37040.00	kg/h	\$ 30.00	\$ 0.03	\$ 0.46
Gas natural	265774.47	MJ/h	\$ 6.82	\$ 0.01	\$ 0.75
Electricidad	17445.73	kWh/h	\$ 85.80	\$ 0.09	\$ 0.66
Mantenimiento	-	-	-	-	\$ 0.39
Total					\$ 5.42

Como se observa en la Tabla 10, producir un kilogramo de hidrógeno en esta planta, tiene un costo de \$5.42, considerando el flujo de salida de hidrógeno producido de 2424.24 toneladas, pero sin tomar en cuenta la revalorización de subproductos. Si se vende la lignina

generada a \$267 por tonelada y el sulfato de calcio a \$370 por tonelada, este costo por kg de hidrógeno disminuye en \$1.35, así como el precio de venta mínimo (PVM), que es \$4.38/kg de Hidrógeno. Con estas condiciones, el plazo de recuperación de la planta es de 9.95 años, por lo que, en el décimo año, el flujo de caja es positivo, recibiendo ganancias luego de pagar el monto invertido.

II. Planta de Electrólisis Alcalina de Agua

a. Costos Fijos

Tabla 1010. Costo de Adquisición de Equipo (CAE) e Inversión Total (IT) de Planta de Electrólisis convencional de agua.

Equipos	Dimensión	Unidad	CAE 1987 (\$)	CAE Hoy (\$)	IT (\$)
Intercambiador de Calor - B5 (Electrólisis)	11.010	m ²	\$1,098.02	\$2,708.43	\$9,479.52
Bomba centrífuga - B7 (Electrólisis)	33.640	m ³ /h	\$8,025.41	\$19,795.86	\$69,285.50
Reactor - B2 (Electrólisis)	3.950	m ³	\$12,751.30	\$31,452.95	\$110,085.33
Separador - B1 (Electrólisis)	3.269	m ³	\$11,383.32	\$28,078.63	\$98,275.19
Separador - B6 (Purificación)	2.402	m ³	\$9,460.91	\$23,336.71	\$81,678.50
Separador - B8 (Separación CO ₂ - S14)	2.402	m ³	\$9,460.91	\$23,336.71	\$81,678.50
Separador - B3 (Separación CO ₂ /H ₂ O - S7)	3.269	m ³	\$11,383.32	\$28,078.63	\$98,275.19
Separador - B4 (Separación CO ₂ /H ₂ O - S12)	3.269	m ³	\$11,383.32	\$28,078.63	\$98,275.19
Electrodo/Catalizador				\$2,738,632.26	\$9,585,212.92
Total			\$ 74,946.52	\$ 184,866.54	\$10,232,245.83

La Tabla 11 corresponde a un listado desglosado de los reactores y equipos necesarios para construir la planta de electrólisis alcalina del agua con base en el dimensionamiento obtenido en la simulación de AspenPlus®.

b. Costos Operativos Fijos

Tabla 1111. Costos operativos fijos para la Planta de Electrólisis convencional de agua.

Posición Laboral	Cantidad	Sueldo neto mensual	Pago neto anual	Costo operativo anual
Gerente de planta	1	\$5,000.00	\$60,000.00	\$60,000.00
Supervisor de mantenimiento	2	\$2,500.00	\$30,000.00	\$60,000.00
Técnico de mantenimiento	4	\$2,083.33	\$25,000.00	\$100,000.00
Supervisor de laboratorio	1	\$2,500.00	\$30,000.00	\$30,000.00
Técnico de laboratorio	2	\$2,083.33	\$25,000.00	\$50,000.00
Operadores	15	\$1,250.00	\$15,000.00	\$225,000.00
Personal de limpieza	7	\$750.00	\$9,000.00	\$63,000.00
Personal administrativo	5	\$2,083.33	\$25,000.00	\$125,000.00
Personal de seguridad	7	\$950.00	\$11,400.00	\$79,800.00
Carga laboral				\$713,520.00
Costos fijos operativos totales				\$2,867,269.59

Por otro lado, la Tabla 12 muestra una versión preliminar del personal que operaría la planta y representan los costos operativos fijos.

c. Costos Variables y Precio de Venta Mínimo (PVM)

Tabla 1212. Costos operativos variables para la Planta de Electrólisis convencional de agua.

Materias Primas	Flujo de entrada	Unidades de flujo	Precio por tonelada (\$/t)	Precio unitario (\$/kg)	Costo por kilogramo de producto (\$/ kg producto)
Agua	26484.2	kg/h	\$0.72	\$0.00	0.01
Hidróxido de potasio	14260.715	kg/h	\$1,480.00	\$1.48	13.96
Gas natural	55026	MJ/h	\$6.82	\$0.01	0.03
Electricidad	59934.32	kWh/h	\$85.80	\$0.09	3.40
Mantenimiento	-	-	-	-	0.35
Total					\$17.76

Ahora bien, con base en la Tabla 13 es evidente que producir un kilogramo de hidrógeno a través de un proceso de electrólisis convencional, tiene un costo aproximado de \$17.76, considerando una producción de hidrógeno de \$1511.38 kilogramos por hora, pero sin tomar en cuenta la revalorización de subproductos. Si se vende el oxígeno generado a \$3 por metro cúbico, este costo por kg de hidrógeno disminuye en \$2.64, así como el precio de venta mínimo (PVM), que es de \$15.32 /kg de hidrógeno. Con estas condiciones, el plazo de recuperación de la planta es de 9.95 años, por lo que, en el décimo año, el flujo de caja es positivo.

3.3. Análisis Ambiental

I. Reformado electroquímico de etanol

a) *AspenPlus*®

El asistente de cálculo de emisiones de dióxido de carbono de *AspenPlus*® estima una producción de dióxido de carbono equivalente igual a 28.71 t CO₂ eq / h. En consecuencia, la huella de carbono del proceso sería igual a 11.84 kg CO₂ eq / kg de H₂.

b) *OpenLCA*

En *OpenLCA* se modelaron los siguientes procesos: Hidrólisis y Neutralización, Fermentación y Destilación, y Electrólisis y Purificación. Principalmente se juntaron varios procesos porque solo cuentan con una contribución energética al proceso, y no de transformación de materia, como son la destilación y la purificación. Como método de cálculo se utilizó el sugerido por el IPCC considerando un potencial de cambio climático para 100 años, y el resultado reportado corresponde al resultado de análisis de impacto.

Como se aprecia en la Figura 8, los procesos que consideró el *software* *OpenLCA* son los procesos descritos en la metodología del análisis técnico, más las contribuciones de las fuentes de energía utilizadas (electricidad y gas natural). Además de las mayores contribuciones a la huella de carbono.

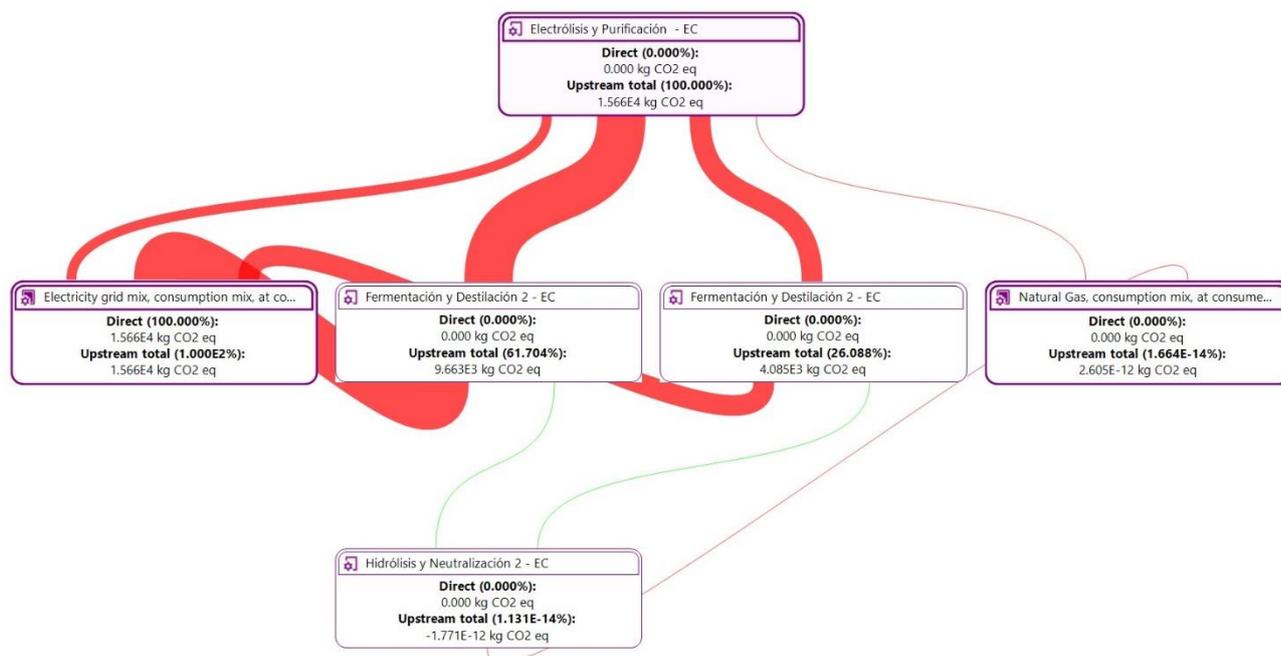


Figura 8. Esquema Sankey de resultados obtenidos para el análisis de ciclo de vida en OpenLCA

Tabla 1313. Resultados de Huella de Carbono para Hidrógeno producido por Electrólisis de Etanol con diferentes Fuentes de Energía

Procesos	Fuente de Electricidad		
	Electricidad	Electricidad de Eólica	Electricidad de Hidroeléctricas
Consumo energético (electricidad y gas natural) [kg CO2 eq]	15660.00	13750.00	13750.00
Procesos de Planta [kg CO2 eq]	29408.00	27495.00	27498.00
Total [kg CO2 eq]	45068.00	41245.00	41248.00
Huella de Carbono por kg de hidrógeno [kg CO2 eq/kg hidrógeno]	18.59	17.01	17.01

En la Tabla 14, se observan los valores de las emisiones determinadas para cada proceso incluido en el análisis variando la fuente de electricidad utilizada.

c) Cálculo manual

Con el fin de tener una estimación más completa, con un inventario de emisiones que considere también las emisiones de gases de efecto invernadero debido a la producción de biomasa se realizó un cálculo manual detallado que se incluye en los anexos.

Tabla 1414. Análisis de ciclo de vida para la producción de Hidrógeno mediante reformado electroquímico de etanol.

Emisiones por masa de Hidrógeno producido	
kt CO ₂ eq / año	444.59
t H ₂ / año	20363.62
kt CO ₂ eq / t H ₂	0.02
kg CO ₂ / kg H ₂	21.83

La Tabla 15 el resumen del cálculo de la huella de carbono de la planta de reformado electroquímico. Se debe destacar que para este cálculo se tomó en cuenta factores de emisión locales tales como el factor de emisión eléctrico ecuatoriano.

Para este cálculo se realizaron las siguientes asunciones principales:

- Para todos los flujos comunes se usa como base de cálculo un tiempo igual a una hora. Estos valores son extraídos de la simulación de AspenPlus®.
- En los casos en los que se considera importación de productos, el cálculo se realiza considerando una base de tiempo anual o diaria.

- Todas las importaciones provienen de China.
- La movilización de insumos en carretera se hace desde el puerto de Guayaquil a excepción de la biomasa.
- Para el transporte terrestre, se asumen camiones con capacidad de carga de 20 toneladas.
- Los barcos de importación (transporte de contenedores) tienen una capacidad de 35 000 toneladas útiles por viaje.

Adicionalmente, se debe señalar que en este cálculo se consideró tanto las emisiones relativas a la producción de biomasa, como su pretratamiento, (es decir, el troceado y tratamiento ácido), que no se considera parte de la planta industrial modelada, y también la oxidación de estos residuos lignocelulósicos en los procesos de fermentación y electrólisis. Por otro lado, la huella de carbono fue calculada en función del requerimiento de Hidróxido de Potasio (KOH) a pesar de que también se calculó las emisiones por producción y transporte de Hidróxido de Sodio (NaOH). Esto debido a que se consideró previamente en el análisis económico la posibilidad de usar NaOH en vez de KOH o incluso ambos electrolitos en conjunto.

Ahora bien, las emisiones producidas debido al cultivo y oxidación de los residuos agrícolas, aunque debe ser inventariadas, no se consideran en el cálculo de emisiones netas de dióxido de carbono, pues la biomasa no fue producida exclusivamente para generar etanol que posteriormente sería utilizado para la generación de Hidrógeno, sino que se trata de residuos. Asimismo, la oxidación de biomasa no forma parte de las emisiones de carbono netas pues no se trata de una fuente fósil, en consecuencia, no contribuye al desbalance de carbono atmosférico ni al calentamiento global.

Tomando esto en consideración, las emisiones de carbono netas del proceso se presentan en la Tabla 16, donde se observa de manera más clara las emisiones de carbono por kilogramo de hidrógeno una vez que se elimina, la contribución de la producción y oxidación de biomasa.

Tabla 1515. Huella de carbono por kilogramo de Hidrógeno producido mediante reformado electroquímico.

kt CO ₂ eq / año	156.76
kt CO ₂ eq / t H ₂	0.01
kg CO ₂ / kg H ₂	7.70

II. Electrólisis convencional

a. AspenPlus®

El asistente de cálculo de emisiones de dióxido de carbono de AspenPlus® estima emisiones nulas de dióxido de carbono para este proceso.

b. OpenLCA

En este caso, se utilizó el método de cálculo sugerido por el IPCC considerando un potencial de cambio climático para 100 años. La Figura 9 muestra los flujos relativos a las contribuciones de emisión de gases de efecto invernadero para el proceso de electrólisis del agua. Como se observa, las líneas más gruesas representan los flujos más importantes, los cuales, en este caso, corresponden a la producción de Hidróxido de Potasio y el consumo de electricidad.

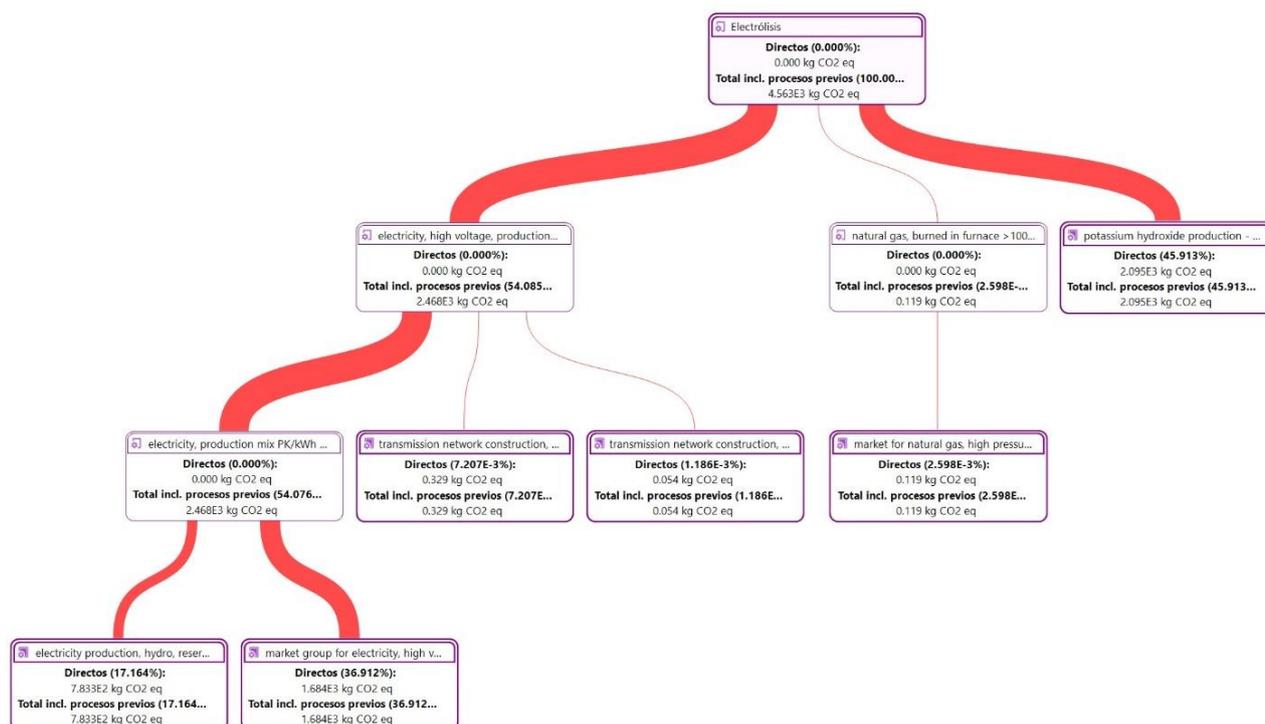


Figura 9. Diagrama de Sankey para el proceso de Electrólisis convencional del agua obtenido mediante la estimación realizada en OpenLCA.

Tabla 16. Análisis de ciclo de vida para la producción de Hidrógeno mediante electrólisis alcalina de agua con los resultados extraídos de OpenLCA.

Fuente de las emisiones	Cantidad (kg CO ₂ eq)
Electrólisis	4563
Producción de electricidad	5719
Distribución de electricidad al mercado	1684
Construcción de la red de transmisión de electricidad	0.33
Combustión de gas natural de fuente fósil	0.238
Producción de Hidróxido de Potasio	2095
Otros	0.05
Total	14061.62
Huella de carbono (kg CO₂ eq /kg H₂)	
9.30	

La Tabla 17 corresponde a un resumen detallado de las contribuciones de los diferentes insumos y procesos en la huella de carbono para la planta de electrólisis convencional de agua.

c. Cálculo manual

Tabla 1717. Análisis de ciclo de vida para la producción de Hidrógeno mediante electrólisis alcalina de agua.

kt CO ₂ eq / año	284.41
kt CO ₂ eq / t H ₂	0.01
kg CO ₂ / kg H ₂	13.97

En la Tabla 18 se observa un resumen de la huella de carbono para el caso de la electrólisis alcalina del agua. En este caso se realizaron las mismas asunciones que para la planta de reformado electroquímico.

4. DISCUSIÓN

4.1. Análisis Técnico

El reformado electroquímico de etanol bajo las condiciones estudiadas tiene la capacidad de producir un 62% más de hidrógeno por hora en comparación con la electrólisis convencional del agua en medio básico, es decir, se estarían produciendo alrededor de 912 kilogramos adicionales de Hidrógeno cada hora. Esta diferencia en la producción de Hidrógeno entre ambos procesos se debe a la estequiometría de la reacción, pues, en el caso de la electrólisis convencional, cada mol de agua produce un mol de hidrógeno. En el caso del reformado electroquímico, cada mol de etanol reacciona con 3 moles de agua para producir 6 moles de hidrógeno. Adicionalmente, se debe señalar que la densidad de corriente y voltaje requeridos para romper las moléculas de agua-etanol de la mezcla, es menor en comparación con el voltaje requerido para romper los enlaces del agua pura. Esto se puede observar en el potencial de reducción de la celda o del electrodo. En el caso de la electrólisis del etanol este valor es de 0.08 V, mientras que el valor de la electrólisis del agua es de 1.23 V, lo que indica que el proceso electroquímico alcalino del agua requiere de 15.4 veces más voltaje [40], [41].

Esto se traduce a consumo energético, indicando que la electrólisis del agua es más energéticamente intensiva que la electrólisis del etanol. En la literatura, para las condiciones de temperatura del proceso, la demanda de energía con base en el voltaje requerido es alrededor de 31 kWh/kg para la electrólisis del agua, y de 1.4 kWh/kg para la de etanol [41]. Ahora bien, en términos de la proporción energía-producto, el proceso de electrólisis convencional requiere de 146,52 MJ/kg H₂, mientras que la electrólisis por reformado electroquímico requiere 137,62 MJ/kg H₂, es decir, 0.94 veces el consumo energético base. El consumo de ambos procesos se puede disminuir al prescindir del sistema de separación propuesto, lo que se lograría al incluir membranas que separen los productos generados en los electrodos. Las membranas que se suelen utilizar en estos tipos de electrólisis son de Nafion 115 [51], [61]. Por otro lado, a

diferencia de la electrólisis del agua, la fermentación de biomasa más la oxidación de etanol en el proceso de electrólisis producen en conjunto casi 26 toneladas de dióxido de carbono por hora, por lo que, en términos de emisiones, el proceso estudiado podría considerarse, en primera instancia, más intensivo en carbono.

Ahora bien, se debe tomar en cuenta que el consumo energético de la planta de producción de hidrógeno mediante reformado electroquímico toma en cuenta procesos de hidrólisis, neutralización, fermentación, destilación, electrólisis y purificación, los mismos que, en última instancia aprovechan los residuos lignocelulósicos agrícolas, por lo que se estaría contribuyendo a reducir sustancialmente la biomasa que entra en los rellenos sanitarios locales. Mientras que el alcance de la simulación de electrólisis convencional se limita a la reacción de electrólisis en sí misma y la purificación, Asimismo, se debe tomar en cuenta que el dióxido de carbono producido durante las diversas etapas del proceso proviene de la oxidación de biomasa y no de fuentes fósiles, por lo tanto, estas emisiones no contribuyen al desbalance en el ciclo del carbono, y en consecuencia no tienen repercusiones en términos de contribución al cambio climático.

Por otro lado, para el modelo se utilizó una composición de biomasa promedio en función de los residuos que más se producen en la provincia de Manabí, sin embargo, incrementar el porcentaje de residuos con un mayor contenido de celulosa, incrementaría la concentración de etanol en la corriente de salida del fermentador, de manera que la destilación tendría que ser menos intensiva y en consecuencia el consumo energético sería menor. Adicionalmente, se puede considerar la implementación de intercambiadores de calor en las distintas etapas del proceso con el fin de reducir el consumo energético de la planta.

4.2. Análisis Económico

La inversión total necesaria para la construcción de la planta basada en el proceso de electrólisis de etanol, considerando los equipos, los electrodos, y el inóculo de levadura, sería de \$16,500,561.14 en 2020 con un CEPCI de 639, y de \$18,185,217.05 en 2023. En esta diferencia del valor de inversión, se observa que solo en 3 años el costo de una planta puede variar en gran medida, en este caso, alrededor de \$1,700,000. Este incremento es el resultado de la constante actualización del índice CEPCI y todos sus componentes, por lo que se recomienda utilizar un valor más actual revisado. Ahora bien, el incremento de los costos se debe a procesos inflacionarios globales y locales, por lo tanto, la estimación económica puede requerir de ajustes en función de la ubicación de la planta y arreglos presupuestarios que consideren el tiempo de construcción, es decir, que tomen en cuenta el tiempo de construcción en términos de valor futuro.

En cuanto a los costos variables, una opción para disminuir los costos de producción de hidrógeno es cambiar el electrolito propuesto inicialmente por hidróxido de sodio (NaOH), ya que su precio en el mercado es mucho menor al del hidróxido de potasio, y también es una de las opciones utilizadas en los procesos de electrólisis alcalinas. Aplicando este cambio a la materia prima, el precio de venta mínimo se encuentra entre \$3.54 a \$3.79, con un ahorro del \$0.84 a \$0.59 para el electroreformado del etanol. Otra alternativa es utilizar ambos electrolitos en el proceso, ya que se ha demostrado que la mezcla de estos compuestos puede incrementar la conductividad de la solución, y beneficiaría al proceso en general. Esta opción es recomendable en lugar de intercambiar un electrolito por otro, porque el hidróxido de sodio tiene una conductividad ligeramente menor a la del hidróxido de potasio si se mantiene la misma concentración [72]. Esto puede resolverse si es que se aumenta la concentración de NaOH con relación al KOH para mantener la conductividad deseada sin afectar los demás parámetros del proceso [72]. Adicionalmente, se pueden reducir los precios de la electrólisis

del etanol si es que se considera la generación de coproductos extras como el acetaldehído y el ácido acético, ya que al utilizar el electrodo Pt/C que tiene cierta selectividad para estos compuestos, se los podría producir y purificar en un paso adicional y podrían ser vendidos como coproductos [61].

Por otro lado, la inversión necesaria para la construcción de la planta basada en el proceso de electrólisis convencional del agua, considerando los equipos y los electrodos sería de \$10.232.245,83 en 2023, es decir, alrededor de 8 millones de dólares menos que en el caso de la planta de reformado electroquímico de etanol. Asimismo, los costos fijos operativos alcanzan los \$2.87 millones de dólares al año, es decir, los costos operativos son inferiores a la planta de reformado electroquímico en un 35%. Aun así, el proceso de electrólisis convencional requiere de una mayor cantidad de Hidróxido de Potasio, lo cual resulta en un encarecimiento del producto final. Es así como el precio de venta mínimo por kilogramo de hidrógeno producido, considerando la venta de oxígeno como coproducto es de \$15.32 con una tasa interna de retorno igual al 9%. En caso de reemplazar el electrolito por Hidróxido de Sodio (NaOH), el precio mínimo de venta se reduce a \$8.91.

Ahora bien, el precio del hidrógeno verde a nivel mundial oscila entre los \$2.7 y \$8.8 por kilogramo.[73], [74]. A pesar de que la tendencia de los precios es decreciente, en el escenario actual, el hidrógeno producido en la planta de electro reformado resulta competitivo y hasta conveniente. No obstante, el precio del Hidrógeno producido mediante reformado de gas natural oscila entre los \$ 0.5 y \$ 1.7 [75]. Por lo que, el Hidrógeno producido mediante reformado electroquímico todavía no podría competir contra el Hidrógeno gris en términos de precios de venta. En el caso de la producción de hidrógeno por electrólisis convencional, alcanza un precio aceptable para el mercado del Hidrógeno verde si se reemplaza el Hidróxido de Potasio por Hidróxido de sodio.

4.3. Análisis Ambiental

Con base en los distintos métodos de cálculo se observó que la huella de carbono por kilogramo de hidrógeno producido mediante reformado electroquímico de etanol varía entre 7.7 y 18.59 kg CO₂ eq. Mientras que la huella de carbono para la producción de hidrógeno mediante electrólisis de agua, sin tomar en cuenta el resultado arrojado por la simulación en AspenPlus®, oscila entre los 9.30 y los 13.97 kg CO₂ eq. Usualmente, las emisiones de dióxido de carbono varían entre 1 y 35 kg CO₂ eq por kg de hidrógeno producido [76]–[79], por lo que los resultados obtenidos resultan congruentes con la literatura. De la misma manera, en términos energéticos, las emisiones de dióxido de carbono equivalente para el reformado electroquímico de etanol se encuentran entre 0.064 y 0.15 kg CO₂ eq por MJ. Mientras que para la electrólisis alcalina del agua oscilan entre 0.078 y 0.12 kg CO₂ eq por MJ. Si se comparan estos resultados con la huella de carbono de otros tipos de combustible como el carbón, cuyo factor de emisión es de 0.101 kg CO₂ eq/MJ [80], resulta evidente que la producción de hidrógeno contribuye en menor medida al calentamiento global con los valores mínimos de emisiones obtenidos para cada planta.

Por otro lado, con respecto a los resultados obtenidos con OpenLCA para el electroreformado de etanol, se puede apreciar que la fuente de electricidad que se utiliza para toda la planta sí tiene una repercusión en la huella de carbono final. Si se utilizan fuentes renovables como energía hidroeléctrica o eólica, este valor disminuye en 1.58 kg de CO₂. Esto indica una oportunidad de mejora de la planta es la implementación de, por ejemplo, paneles solares que suministren la energía necesaria. De este proceso también se puede destacar que, si se toma en cuenta solo las emisiones que se dan dentro de la planta, sin contar la producción y transporte de los flujos de entrada, la huella sería de 7.27 kg CO₂ eq por kg de hidrógeno producido, un valor más cercano al cálculo manual que se realizó.

En cuanto a los diferentes métodos de cálculo para determinar la huella de carbono, es evidente que muchos de los resultados varían significativamente debido a las asunciones, consideraciones realizadas en cada caso. Por un lado, solo los cálculos manuales incluyen el transporte de todos los flujos de entrada necesarios para la producción, además de su contribución por su respectiva producción. Sin embargo, aunque se esperaba que la huella por este método sea la más alta, este no fue el caso para la planta de electrólisis de etanol, ya que el valor más alto se generó con OpenLCA. Una de las razones para este suceso puede ser que el cálculo toma en cuenta consideraciones internacionales como factores de emisión generales, o procesos extras que no se consideraron, como la producción de los contenedores de todos los flujos de entrada, etc. Es poco probable que se deba a los flujos escogidos para modelar el proceso, ya que se repitió el modelo utilizando flujos diferentes (provenientes de bases de datos distintas) pero que mantengan las características necesarias. Por ejemplo, en primera instancia, se seleccionó una biomasa de entrada general, posteriormente, se escogió un residuo lignocelulósico en específico y las emisiones relacionadas al proceso no sufrieron ningún cambio.

Ahora bien, se determinaron algunos indicadores que permiten determinar la factibilidad de la construcción de la planta propuesta, a la vez que comparar de mejor manera los dos procesos estudiados a lo largo de este trabajo. Es así como, el rendimiento de la planta de reformado electroquímico en términos de producción específica se obtuvo mediante el cálculo de la proporción entre la masa de Hidrógeno producido y la masa que ingresa en el reactor de electrólisis.

Producción específica

$$= \frac{\text{kg de } H_2 \text{ producido}}{\text{kg de entrada reactivos para la electrólisis}} \times 100\%$$

$$\text{Producción específica} = \frac{2424.24 \text{ kg } H_2}{40740 \text{ kg insumos}} \times 100\%$$

$$\text{Producción específica} = 5.95 \%$$

En el caso de la central de electrólisis alcalina del agua, el rendimiento fue obtenido utilizando la misma base de cálculo con el fin de que los resultados obtenidos sean comparables. Obteniéndose de esta manera una producción específica del 3.71%. Se observa que en ambos casos, la producción específica tiene un rendimiento bajo, no obstante, la electrólisis del agua es un proceso industrial ampliamente extendido y aun así, es menos competitiva que el proceso de electro-reformado propuesto. Por otro lado, el rendimiento energético de la planta de electroreformado se obtuvo mediante el cálculo de la proporción entre la energía obtenida al combustionar el hidrógeno producido, tomando en cuenta su poder calorífico inferior (120 MJ/kg) y la energía total requerida para operar toda la planta.

Rendimiento energético

$$= \frac{\text{kg de H}_2 \text{ producido} \times \text{Poder calorífico inferior del Hidrógeno}}{\text{Energía total consumida para operar la planta}} \times 100\%$$

$$\text{Rendimiento energético} = \frac{2424.24 \text{ kg H}_2 \times 120 \frac{\text{MJ}}{\text{kg H}_2}}{333617.18 \text{ MJ}} \times 100\%$$

$$\text{Rendimiento energético} = 87.2 \%$$

El rendimiento energético para la planta de electrólisis convencional del agua fue obtenido aplicando la misma metodología y poder calorífico inferior. Obteniéndose así un rendimiento energético del 81.9%, incluso cuando esta central cuenta con menos unidades de procesamiento.

Por otro lado, si se toma en cuenta los lineamientos del Pacto Verde Europeo, el mismo que plantea la neutralidad climática en el sector energético, para que una planta de producción de energía sea considerada ambientalmente sostenible, dicha central debe producir al menos un 55% menos de emisiones de carbono con respecto a 1990 [81]. Tomando en cuenta este factor

y la cota máxima registrada en la literatura para la huella de carbono del hidrógeno ($35 \text{ kg CO}_2 / \text{kg H}_2$), cualquiera de las centrales que se plantean deberían producir un máximo de $15.75 \text{ kg CO}_2 / \text{kg H}_2$. Dado el caso y tomando un valor promedio, la planta de reformado electroquímico tendría un factor de emisión de $12.71 \text{ kg CO}_2 / \text{kg H}_2$, de manera que cumple los parámetros esperados, alcanzando una reducción del 64% de emisiones de carbono. Por otro lado, la planta de electrólisis alcalina del agua tendría un factor de emisión promedio de $11.64 \text{ kg CO}_2 / \text{kg H}_2$, lo que corresponde a una reducción del 66.7% de emisiones de dióxido de carbono con respecto a la cota superior.

Finalmente, un escenario donde el producto generado en la central de reformado electroquímico de etanol es completamente competitivo en el mercado global del Hidrógeno se da cuando el hidróxido de potasio reduce su precio a la mitad, los residuos agrícolas se obtienen sin costo mediante convenio con los productores y la planta genera su propia electricidad. De esta manera, se obtendría un precio de venta mínimo de $\$1.67 / \text{kg H}_2$, justo por debajo del costo máximo del hidrógeno gris ($\$1.7 / \text{kg H}_2$), y resultando el precio más bajo hasta el momento para hidrógeno verde. Asimismo, en este contexto, las emisiones de carbono del proceso serían solamente $4.69 \text{ kg CO}_2 / \text{kg H}_2$.

5. CONCLUSIONES

En conclusión, el reformado electroquímico de etanol es un proceso conveniente en términos de incremento de la producción de hidrógeno en comparación con la electrólisis convencional de agua y tiene el potencial de aprovechar residuos agrícolas. Además, el consumo energético por kilogramo de producto es ligeramente inferior, y para reducir el requerimiento de energía se recomienda explorar procesos similares que no requieran de una fase de destilación. En relación con el ámbito económico, se encontró que la planta de reformado electroquímico es potencialmente más conveniente comparando el precio de venta mínimo obtenido. Y podría sugerirse una evaluación económica más exhaustiva y focalizada en caso de sugerirse su construcción. En cuanto al apartado ambiental, el hidrógeno producido por electrólisis alcalina tiene un menor impacto al cambio climático según la mayoría de los métodos de cálculo utilizados. Pero si se considera el cálculo manual utilizado y su resultado neto, se observa que, en ese caso, el proceso de electroreformado de etanol tiene la ventaja. Es entonces, que luego de considerar los 3 ejes en los que se enfoca este trabajo, se recomienda la construcción de la planta de electrólisis de etanol, debido a sus beneficios técnicos y económicos. Pero solo si se implementan tecnologías que reduzcan las emisiones, como el uso de energía renovable. De otra manera, teniendo en cuenta que la electrólisis del agua es un proceso que ha sido ampliamente estudiado y desarrollado con el paso de los años, la construcción de una central de electrólisis alcalina también podría resultar conveniente a ciertas escalas. Entonces, en ambos escenarios, se sugiere realizar un análisis de prefactibilidad y factibilidad más exhaustivo.

REFERENCIAS

- [1] S. Pirani, *Burning Up: A Global History of Fossil Fuel Consumption*. London: Pluto Press, 2018.
- [2] T. Ahmad and D. Zhang, “A critical review of comparative global historical energy consumption and future demand: The story told so far,” *Energy Reports*, vol. 6. Elsevier Ltd, pp. 1973–1991, Nov. 01, 2020. doi: 10.1016/j.egy.2020.07.020.
- [3] T. Kober, H. W. Schiffer, M. Densing, and E. Panos, “Global energy perspectives to 2060 – WEC’s World Energy Scenarios 2019,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 31, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.esr.2020.100523.
- [4] H. Ritchie and M. Roser, “Energy Production and Consumption.” Accessed: Sep. 14, 2023. [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption>
- [5] Energy Institute, “Statistical Review of World Energy 2023,” 2023. Accessed: Sep. 14, 2023. [Online]. Available: <https://www.energyinst.org/statistical-review/resources-and-data-downloads>
- [6] I. Renewable Energy Agency, *Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050*. 2018. [Online]. Available: www.irena.org
- [7] Energy Information Administration (EIA), “Country Analysis Brief: Ecuador,” Washington, DC, Jul. 2023.
- [8] The Economist Intelligence Unit, “Energy outlook 2023 Surviving the energy crisis,” 2022.
- [9] E. Papadis and G. Tsatsaronis, “Challenges in the decarbonization of the energy sector,” *Energy*, vol. 205. Elsevier Ltd, Aug. 15, 2020. doi: 10.1016/j.energy.2020.118025.
- [10] R. York and S. E. Bell, “Energy transitions or additions?: Why a transition from fossil fuels requires more than the growth of renewable energy,” *Energy Research and Social Science*, vol. 51. Elsevier Ltd, pp. 40–43, May 01, 2019. doi: 10.1016/j.erss.2019.01.008.
- [11] J. Bebbington, T. Schneider, L. Stevenson, and A. Fox, “Fossil fuel reserves and resources reporting and unburnable carbon: Investigating conflicting accounts,”

- Critical Perspectives on Accounting*, vol. 66, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.cpa.2019.04.004.
- [12] T. Ahmad and D. Zhang, “A critical review of comparative global historical energy consumption and future demand: The story told so far,” *Energy Reports*, vol. 6. Elsevier Ltd, pp. 1973–1991, Nov. 01, 2020. doi: 10.1016/j.egy.2020.07.020.
- [13] J. L. Holechek, H. M. E. Geli, M. N. Sawalhah, and R. Valdez, “A Global Assessment: Can Renewable Energy Replace Fossil Fuels by 2050?,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 14, no. 8, Apr. 2022, doi: 10.3390/su14084792.
- [14] P. Boldrin and N. P. Brandon, “Progress and outlook for solid oxide fuel cells for transportation applications,” *Nature Catalysis*, vol. 2, no. 7. Nature Publishing Group, pp. 571–577, Jul. 01, 2019. doi: 10.1038/s41929-019-0310-y.
- [15] C. Shi, J. Xu, L. Pan, X. Zhang, and J. J. Zou, “Perspective on synthesis of high-energy-density fuels: From petroleum to coal-based pathway,” *Chin J Chem Eng*, vol. 35, pp. 83–91, Jul. 2021, doi: 10.1016/J.CJCHE.2021.05.004.
- [16] M. Lazarus and H. van Asselt, “Fossil fuel supply and climate policy: exploring the road less taken,” *Climatic Change*, vol. 150, no. 1–2. Springer Netherlands, Sep. 01, 2018. doi: 10.1007/s10584-018-2266-3.
- [17] C. Wu, X. P. Zhang, and M. Sterling, “Solar power generation intermittency and aggregation,” *Scientific Reports 2022 12:1*, vol. 12, no. 1, pp. 1–12, Jan. 2022, doi: 10.1038/s41598-022-05247-2.
- [18] W. M. Nkouna, M. F. Ndiaye, and M. L. Ndiaye, “Management of Intermittent Solar and Wind Energy Resources: Storage and Grid Stabilization,” *Sustainable Energy Access for Communities*, pp. 109–118, 2022, doi: 10.1007/978-3-030-68410-5_10.
- [19] H. Mikulčić, J. Baleta, and J. J. Klemeš, “Sustainability through combined development of energy, water and environment systems,” *J Clean Prod*, vol. 251, p. 119727, Apr. 2020, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2019.119727.
- [20] C. J. Axon and R. C. Darton, “Sustainability and risk – a review of energy security,” *Sustainable Production and Consumption*, vol. 27. Elsevier B.V., pp. 1195–1204, Jul. 01, 2021. doi: 10.1016/j.spc.2021.01.018.

- [21] United Nations, “The Sustainable Development Goals Report 2023: Special Edition,” Jul. 2023. Accessed: Sep. 14, 2023. [Online]. Available: <https://unstats.un.org/sdgs/report/2023/>
- [22] IPCC, “Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero ,” 2006, Accessed: Sep. 14, 2023. [Online]. Available: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf
- [23] M. L. and B. G. N. Tuttle, “Environmental Issues Associated with Fossil Fuel Resources An Evaluation of Research Opportunities for the U.S. Geological Survey’s Energy Resources Program,” 1999.
- [24] A. K. Mishra, “Quantifying the impact of global warming on precipitation patterns in India,” *Meteorological Applications*, vol. 26, no. 1, pp. 153–160, Jan. 2019, doi: 10.1002/met.1749.
- [25] S. T. Turvey and J. J. Crees, “Extinction in the Anthropocene,” *Current Biology*, vol. 29, no. 19, pp. R982–R986, Oct. 2019, doi: 10.1016/j.cub.2019.07.040.
- [26] Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, “Balance Energético Nacional 2021,” Jul. 2022.
- [27] M. Ilbay-Yupa, F. Ilbay, R. Zubieta, M. García-Mora, and P. Chasi, “Impacts of Climate Change on the Precipitation and Streamflow Regimes in Equatorial Regions: Guayas River Basin,” *Water (Basel)*, vol. 13, no. 21, p. 3138, Nov. 2021, doi: 10.3390/w13213138.
- [28] H. C. Teo *et al.*, “Environmental Impacts of Infrastructure Development under the Belt and Road Initiative,” *Environments*, vol. 6, no. 6, p. 72, Jun. 2019, doi: 10.3390/environments6060072.
- [29] F. López-Barrera, J. J. Armesto, G. Williams-Linera, C. Smith-Ramírez, and R. H. Manson, “Fragmentation and edge effects on plant-animal interactions, ecological processes and biodiversity.,” in *Biodiversity loss and conservation in fragmented forest landscapes: the forests of montane Mexico and temperate South America*, UK: CABI, 2007, pp. 69–101. doi: 10.1079/9781845932619.0069.

- [30] B. Laffon, E. Pásaro, and V. Valdiglesias, “Effects of exposure to oil spills on human health: Updated review,” *Journal of Toxicology and Environmental Health, Part B*, vol. 19, no. 3–4, pp. 105–128, May 2016, doi: 10.1080/10937404.2016.1168730.
- [31] K. García-Villacís, L. Ramos-Guerrero, J. L. Canga, D. Hidalgo-Lasso, and P. Vargas-Jentzsch, “Environmental Impact Assessment of Remediation Strategy in an Oil Spill in the Ecuadorian Amazon Region,” *Pollutants*, vol. 1, no. 4, pp. 234–252, Nov. 2021, doi: 10.3390/pollutants1040019.
- [32] D. Swift-Hook, “Renewables cannot be stored economically on a well-run power system,” *E3S Web of Conferences*, vol. 23, p. 09004, Nov. 2017, doi: 10.1051/e3sconf/20172309004.
- [33] P. Ollas, T. Thiringer, M. Persson, and C. Markusson, “Battery loss prediction using various loss models: A case study for a residential building,” *J Energy Storage*, vol. 70, p. 108048, Oct. 2023, doi: 10.1016/j.est.2023.108048.
- [34] D. and M. L. Gielen, “CRITICAL MATERIALS FOR THE ENERGY TRANSITION: RARE EARTH ELEMENTS,” Abu Dhabi., 2022.
- [35] M. Madaleno, D. Taskin, E. Dogan, and P. Tzeremes, “A dynamic connectedness analysis between rare earth prices and renewable energy,” *Resources Policy*, vol. 85, 2023, doi: 10.1016/j.resourpol.2023.103888.
- [36] Y. Liu *et al.*, “The relationship among oil prices volatility, inflation rate, and sustainable economic growth: Evidence from top oil importer and exporter countries,” *Resources Policy*, vol. 77, 2022, doi: 10.1016/j.resourpol.2022.102674.
- [37] E. Ruiz-López, E. Amores, A. Raquel de la Osa, F. Dorado, and A. de Lucas-Consuegra, “Electrochemical reforming of ethanol in a membrane-less reactor configuration,” *Chemical Engineering Journal*, vol. 379, p. 122289, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.cej.2019.122289.
- [38] Z. Khila, I. Baccar, I. Jemel, and N. Hajjaji, “Thermo-environmental life cycle assessment of hydrogen production by autothermal reforming of bioethanol,” *Energy for Sustainable Development*, vol. 37, pp. 66–78, Apr. 2017, doi: 10.1016/j.esd.2016.12.003.

- [39] V. H. S. de Abreu, V. G. F. Pereira, L. F. C. Proença, F. S. Toniolo, and A. S. Santos, “A Systematic Study on Techno-Economic Evaluation of Hydrogen Production,” *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 18, p. 6542, Sep. 2023, doi: 10.3390/en16186542.
- [40] S. M. M. Ehteshami, S. Vignesh, R. K. A. Rasheed, and S. H. Chan, “Numerical investigations on ethanol electrolysis for production of pure hydrogen from renewable sources,” *Appl Energy*, vol. 170, pp. 388–393, May 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.03.001.
- [41] B. L. Kee, M. Dewa, O. Akpolat, P. Littlewood, J. P. Seaba, and S. Ha, “Continuous caustic aqueous phase electrochemical reforming (CAPER) of ethanol for producing compressed hydrogen,” *Fuel Processing Technology*, vol. 247, p. 107751, Aug. 2023, doi: 10.1016/J.FUPROC.2023.107751.
- [42] A. J. A. van Maris *et al.*, “Alcoholic fermentation of carbon sources in biomass hydrolysates by *Saccharomyces cerevisiae*: current status,” *Antonie Van Leeuwenhoek*, vol. 90, no. 4, pp. 391–418, Nov. 2006, doi: 10.1007/s10482-006-9085-7.
- [43] K. Świątek, S. Gaag, A. Klier, A. Kruse, J. Sauer, and D. Steinbach, “Acid hydrolysis of lignocellulosic biomass: Sugars and furfurals formation,” *Catalysts*, vol. 10, no. 4, Apr. 2020, doi: 10.3390/catal10040437.
- [44] J. Bishnu, B. Megh Raj, S. Dinita, J. Jarina, M. Rajani, and S. Lakshmaiah, “Lignocellulosic ethanol production: Current practices and recent developments ,” *Biotechnology and Molecular Biology Review* , 2011.
- [45] F. Zamora, “Biochemistry of Alcoholic Fermentation,” in *Wine Chemistry and Biochemistry*, New York, NY: Springer New York, pp. 3–26. doi: 10.1007/978-0-387-74118-5_1.
- [46] “Biochemistry of Alcoholic Fermentation and Metabolic Pathways of Wine Yeasts,” in *Handbook of Enology*, Wiley, 2005, pp. 53–77. doi: 10.1002/0470010363.ch2.
- [47] A. Palanisamy, N. Soundarajan, and G. Ramasamy, “Analysis on production of bioethanol for hydrogen generation,” *Environmental Science and Pollution Research* 2021 28:45, vol. 28, no. 45, pp. 63690–63705, May 2021, doi: 10.1007/S11356-021-14554-6.

- [48] A. Bard, L. Faulkner, and H. White, *Electrochemical Methods*, 3rd ed. Oxford: John Wiley & Sons, Ltd, 2022.
- [49] S. Shiva Kumar and V. Himabindu, “Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review,” *Mater Sci Energy Technol*, vol. 2, no. 3, pp. 442–454, Dec. 2019, doi: 10.1016/J.MSET.2019.03.002.
- [50] Ø. Ulleberg, “Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 28, no. 1, pp. 21–33, Jan. 2003, doi: 10.1016/S0360-3199(02)00033-2.
- [51] M. Rizwan, V. Alstad, and J. Jäschke, “Design considerations for industrial water electrolyzer plants,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 75, pp. 37120–37136, Oct. 2021, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2021.09.018.
- [52] ESIN Consultora S.A., “ATLAS BIOENERGÉTICO DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR,” Quito, 2014.
- [53] F. Posso, J. Sigüencia, and R. Narváez, “Residual biomass-based hydrogen production: Potential and possible uses in Ecuador,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 26, pp. 13717–13725, May 2020, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2019.09.235.
- [54] X. Zhou, L. J. Broadbelt, and R. Vinu, “Mechanistic Understanding of Thermochemical Conversion of Polymers and Lignocellulosic Biomass,” *Advances in Chemical Engineering*, vol. 49, pp. 95–198, Jan. 2016, doi: 10.1016/bs.ache.2016.09.002.
- [55] C. J. Mendoza-Meneses, A. A. Feregrino-Pérez, and C. Gutiérrez-Antonio, “Potential Use of Industrial Cocoa Waste in Biofuel Production,” *J Chem*, vol. 2021, 2021, doi: 10.1155/2021/3388067.
- [56] H. O. Ogunsuyi and O. Aanu, “Evaluation of Plantain Biomass (*Musa paradisiaca* L.), as Feedstock for Bio-Ethanol Production,” *Green and Sustainable Chemistry*, vol. 11, pp. 59–71, Nov. 2021, doi: 10.4236/gsc.2021.112006.
- [57] C. Redondo-Gómez, M. R. Quesada, S. V. Astúa, J. P. M. Zamora, M. Lopretti, and J. R. Vega-Baudrit, “Biorefinery of Biomass of Agro-Industrial Banana Waste to Obtain High-Value Biopolymers,” *Molecules*, vol. 25, no. 17, Sep. 2020, doi: 10.3390/MOLECULES25173829.

- [58] L. H. Ramos *et al.*, “Exploitation of Cocoa Pod Residues for the Production of Antioxidants, Polyhydroxyalkanoates, and Ethanol,” *Fermentation*, vol. 9, no. 9, p. 843, Sep. 2023, doi: 10.3390/FERMENTATION9090843/S1.
- [59] H. O. Ogunsuyi and C. A. Olawale, “Evaluation of Plantain Biomass (*Musa paradisiaca* L.), as Feedstock for Bio-Ethanol Production,” *Green and Sustainable Chemistry*, vol. 11, no. 02, pp. 59–71, 2021, doi: 10.4236/gsc.2021.112006.
- [60] A. Caravaca, F. M. Sapountzi, A. De Lucas-Consuegra, C. Molina-Mora, F. Dorado, and J. L. Valverde, “Electrochemical reforming of ethanol–water solutions for pure H₂ production in a PEM electrolysis cell,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 37, no. 12, pp. 9504–9513, Jun. 2012, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2012.03.062.
- [61] R. M. Altarawneh and P. G. Pickup, “Product Distributions and Efficiencies for Ethanol Oxidation in a Proton Exchange Membrane Electrolysis Cell,” *J Electrochem Soc*, vol. 164, no. 7, pp. F861–F865, Jun. 2017, doi: 10.1149/2.0051709JES/XML.
- [62] AspenTech, “Electrolyte property methods - ELECNRTL.” Aspen Technology, Inc., Burlington, 2013.
- [63] E. Behar, R. Simonet, and E. Rauzy, “A new non-cubic equation of state,” *Fluid Phase Equilib*, vol. 21, no. 3, pp. 237–255, Dec. 1985, doi: 10.1016/0378-3812(85)87004-7.
- [64] Chemical Engineering, “The Chemical Engineering Plant Cost Index.” Accessed: Nov. 15, 2023. [Online]. Available: <https://www.chemengonline.com/pci-home>
- [65] Marshall Swift Valuation Services, “Inventory Index Factors,” Jan. 2018.
- [66] S. Jenkins, “2023 CEPCI updates: August (prelim.) and July (final).” Accessed: Nov. 15, 2023. [Online]. Available: https://www.chemengonline.com/2023-cepci-updates-august-prelim-and-july-final/?utm_source=related-articles&utm_medium=Related&utm_campaign=Related&utm_content=Related&utm_term=Related
- [67] J. C. Ehlers, A. A. Feidenhans'l, K. T. Therkildsen, and G. O. Larrazábal, “Affordable Green Hydrogen from Alkaline Water Electrolysis: Key Research Needs from an Industrial Perspective,” *ACS Energy Lett*, vol. 8, no. 3, pp. 1502–1509, Mar. 2023, doi: 10.1021/ACSENERGYLETT.2C02897/ASSET/IMAGES/LARGE/NZ2C02897_0005.JPEG.

- [68] R. Bhandari, C. A. Trudewind, and P. Zapp, “Life cycle assessment of hydrogen production via electrolysis – a review,” *J Clean Prod*, vol. 85, pp. 151–163, Dec. 2014, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2013.07.048.
- [69] S. Lemmens, “Cost engineering techniques & their applicability for cost estimation of organic rankine cycle systems,” *Energies (Basel)*, vol. 9, no. 7, Jul. 2016, doi: 10.3390/EN9070485.
- [70] International Organization for Standardization, “Environmental management- Environmental technology verification (ETV),” Geneva, Nov. 2016.
- [71] GreenDelta, “The world’s leading, high performance, open source Life Cycle Assessment software.” Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: <https://www.openlca.org/>
- [72] N. Sabahi and M. R. Razfar, “Investigating the effect of mixed alkaline electrolyte (NaOH + KOH) on the improvement of machining efficiency in 2D electrochemical discharge machining (ECDM),” *International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, vol. 95, no. 1–4, pp. 643–657, Mar. 2018, doi: 10.1007/S00170-017-1210-4/METRICS.
- [73] World Energy Council, “WORKING PAPER | HYDROGEN DEMAND AND COST DYNAMICS,” 2021. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://www.worldenergy.org/assets/downloads/Working_Paper_-_Hydrogen_Demand_And_Cost_Dynamics_-_September_2021.pdf
- [74] Department of Energy, “DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record,” Sep. 2020. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: <https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/20004-cost-electrolytic-hydrogen-production.pdf?Status=Master>
- [75] International Energy Agency, “Executive summary - Low-carbon hydrogen can become competitive within the next decade,” 2021. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021/executive-summary>
- [76] International Energy Agency, “Executive summary - Hydrogen definitions based on emissions intensity can form the basis for robust regulation,” 2023. Accessed: Nov. 30,

2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/towards-hydrogen-definitions-based-on-their-emissions-intensity/executive-summary>
- [77] F. Carvalho, L. Osipova, and Y. Zhou, “Life-cycle greenhouse gas emissions of hydrogen as a marine fuel and cost of producing green hydrogen in Brazil,” 2023. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: <https://theicct.org/wp-content/uploads/2023/03/maritime-brazil-hydrogen-costs-mar23.pdf>
- [78] K. de Kleijne, H. de Coninck, R. van Zelm, M. A. J. Huijbregts, and S. V. Hanssen, “The many greenhouse gas footprints of green hydrogen,” *Sustain Energy Fuels*, vol. 6, no. 19, pp. 4383–4387, 2022, doi: 10.1039/D2SE00444E.
- [79] Green Hydrogen Organisation, “The mirage of blue hydrogen is fading.” Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: <https://gh2.org/blog/mirage-blue-hydrogen-fading#:~:text=Grey%20hydrogen%20produces%20large%20greenhouse,every%201%20kilogram%20of%20hydrogen.>
- [80] Forest Research, “Carbon emissions of different fuels,” Gobierno de Reino Unido. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: <https://www.forestresearch.gov.uk/tools-and-resources/fthr/biomass-energy-resources/reference-biomass/facts-figures/carbon-emissions-of-different-fuels/>
- [81] Consejo de la Unión Europea, “Pacto Verde Europeo.” Accessed: Dec. 16, 2023. [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/green-deal/#:~:text=Cronolog%C3%ADa%20completa,%C2%BFQu%C3%A9%20es%20el%20Pacto%20Verde%20Europeo%3F,clim%C3%A1tica%20de%20aqu%C3%AD%20a%202050.>
- [82] K. Guthrie and W. Grace, “Capital Cost Estimating,” Mar. 1969.

ANEXO A: COSTO DE EQUIPOS E INFORMACIÓN ADICIONAL

Los equipos considerados para el cálculo de inversión total y sus opciones de estos, con sus respectivas unidades y factores, además de las referencias de dichos valores:

Equipos	Factores de módulo y datos de costo unitario	Unidad	Costo por unidad (\$)	Exponente de Dimensión
Compressors [82]	Centrifugal Gas And motor	BHP	1570	0.82
Compressors [82]	Centrifugal Gas With Turbine	BHP	1805	0.82
Compressors [82]	Reciprocating Gas Run by steam	BHP	1680	0.82
Compressors [82]	Reciprocating Gas And motor	BHP	2020	0.82
Compressors [82]	Reciprocating Gas And gas engine	BHP	2860	0.82
Heat exchangers [82]	Shell and tube	pie ³	398	0.65
Heat exchangers [82]	Stainles steel	pie ³	1082	0.64
Heat exchangers [82]	Carbon steel shell, stainless steel tubes	pie ³	848	0.63
Heat exchangers [82]	Carbon steel	pie ³	232	0.67
Heat exchangers [82]	Double pipe	pie ³	792	0.07
Tanks [82]	Clad	gal	1886	0.46
Tanks [82]	Carbon steel	gal	47	0.61
Tanks [82]	Stainless steel	gal	197	0.6

**ANEXO B: COSTOS FIJOS/INVERSIÓN TOTAL DE LA PLANTA DE
REFORMADO ELECTROQUÍMICO DE ETANOL**

Equipos	Dimensión	Unidad	CAE Hoy (\$)	IT (\$)
Intercambiador de Calor - B15-cond (Destilador)	908.00	m ³	\$ 45,619.39	\$ 159,667.87
Intercambiador de Calor - B22 (Purificación)	89.75	m ³	\$ 10,373.61	\$ 36,307.64
Intercambiador de Calor - B16 (Fermentación)	2154.34	m ³	\$ 79,303.96	\$ 277,563.85
Intercambiador de Calor - B17 (Electrólisis)	58.14	m ³	\$ 7,856.41	\$ 27,497.42
Intercambiador de Calor - B24 (Destilación)	1392.17	m ³	\$ 59,970.48	\$ 209,896.70
Intercambiador de Calor - B20 (Separación CO2)	153.12	m ³	\$ 14,601.34	\$ 51,104.71
Intercambiador de Calor - B14 (Hidrólisis)	69.48	m ³	\$ 8,805.90	\$ 30,820.65
Bomba de Reflujo - B15	94.40	m ³ /h	\$ 10,713.90	\$ 37,498.64
Compresor Centrifuga de Gas - B21 (Purificación)	956774.82	W	\$ 1,593,126.41	\$ 5,575,942.43
Reactor - B2 (Electrolizador)	3.81	m ³	\$ 30,798.64	\$ 107,795.25
Reactor - B7 (Hidrólisis)	3.95	m ³	\$ 31,452.95	\$ 110,085.33
Reactor - B10 (Fermentación)	7.88	m ³	\$ 47,604.93	\$ 166,617.27
Reactor - B8 (Neutralización)	4.09	m ³	\$ 32,103.02	\$ 112,360.58
Separador - B1 (Electrólisis) - Tanque	11.28	m ³	\$ 59,019.59	\$ 206,568.57

Separador - B6 (Purificación) - Tanque	3.27	m ³	\$ 28,077.09	\$ 98,269.82
Separador - B9 (Separación CO2 - S33)	4.27	m ³	\$ 32,957.93	\$ 115,352.74
Separador - B11 (Separación Lignina)	24.09	m ³	\$ 93,059.77	\$ 325,709.19
Separador - B4 (Electrólisis Sep H2O/CO2 - S31)	3.27	m ³	\$ 28,077.09	\$ 98,269.82
Separador - B30 (Recirculación Etanol)	4.27	m ³	\$ 32,957.93	\$ 115,352.74
Separador - B3 (Recirculación Etanol)	3.27	m ³	\$ 28,077.09	\$ 98,269.82
Separador - B12 (Fermentación)	10.76	m ³	\$ 57,396.76	\$ 200,888.66
Reactor de Destilación - B15 (Destilador)	10.76	m ³	\$ 57,397.40	\$ 200,890.90
Reactor de Destilación - B15 (Destilador Intercambiador de calor)	936.90	m ³	\$ 17,902.49	\$ 62,658.72
Inóculo Levadura	-	-	\$ 49,889.94	\$ 174,614.80
Electrodo/Catalizador	-	-	\$ 2,738,632.26	\$ 9,585,212.92
Total			\$ 5,195,776.30	\$ 18,185,217.05

ANEXO C: TABLA DE CÁLCULO DEL ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA DE LA PLANTA DE REFORMADO ELECTROQUÍMICO

Producción de biomasa				
Insumo	Factor de emisión	Unidad	Fuente	kt CO ₂ eq/año
Cacao	1,47	kg CO ₂ eq/kg cacao	Vervuurt, W., Slingerland, M. A., Pronk, A. A., & Van Bussel, L. G. J. (2022). Modelling greenhouse gas emissions of cacao production in the Republic of Côte d'Ivoire. <i>Agroforestry Systems</i> , 96(2), 417–434. https://doi.org/10.1007/s10457-022-00729-8	46.91
Plátano	0,86	kg CO ₂ eq/kg plátano	Vervuurt, W., Slingerland, M. A., Pronk, A. A., & Van Bussel, L. G. J. (2022). Modelling greenhouse gas emissions of cacao production in the Republic of Côte d'Ivoire. <i>Agroforestry Systems</i> , 96(2), 417–434. https://doi.org/10.1007/s10457-022-00729-8	

Pretatamiento de residuos lignocelulósicos				
Agua	0.42	kg CO ₂ eq / m ³ agua	L. Zib, D. M. Byrne, L. T. Marston, and C. M. Chini, "Operational carbon footprint of the U.S. water and wastewater sector's energy consumption," J Clean Prod, vol. 321, p. 128815, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.128815.	8.05
Electricidad	0.09	kg CO ₂ eq/kWh	Ministerio de Energía y Minas, "Factor de Emisión de CO ₂ del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador - Informe 2022," Aug. 2023. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://www.recursoyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2023/08/wp-1692720103183.pdf	

Ácido sulfúrico	88.92	Kg CO ₂ eq/ton H ₂ SO ₄	M. Marwa, A. Soumaya, N. Hajjaji, and M. Razak Jeday, "AN ENVIRONMENTAL LIFE CYCLE ASSESSMENT OF AN INDUSTRIAL SYSTEM: CASE OF INDUSTRIAL SULFURIC ACID," International Journal of Energy, Environment, and Economics, vol. 25, no. 4, 2020, Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available:
Transporte de insumos (Ácido sulfúrico) - Barco	3.21	kg CO ₂ eq/kg combustible	European Commission, "Quantifying Emissions in the European Maritime Sector," 2022. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC128870/JRC128870_01.pdf
Transporte de insumos (Ácido sulfúrico) - Carretera	1.91	Kg CO ₂ /km	D. C. Quiros, J. Smith, A. Thiruvengadam, T. Huai, and S. Hu, "Greenhouse gas emissions from heavy-duty natural gas, hybrid, and conventional diesel on-road trucks during freight transport," Atmos Environ, vol. 168, pp. 36–45, Nov. 2017, doi: 10.1016/j.atmosenv.2017.08.066.

Gas natural	0.06	kg CO ₂ eq/ft ³ natural gas	EPA, “Greenhouse Gases Equivalencies Calculator - Calculations and References,” 2023. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gases-equivalencies-calculator-calculations-and-references#:~:text=The%20average%20carbon%20dioxide%20coefficient,cubic%20foot%20(EIA%202022).	
Transporte				
Residuos lignocelulósicos pretratados	1.91	Kg CO ₂ /km	D. C. Quiros, J. Smith, A. Thiruvengadam, T. Huai, and S. Hu, “Greenhouse gas emissions from heavy-duty natural gas, hybrid, and conventional diesel on-road trucks during freight transport,” <i>Atmos Environ</i> , vol. 168, pp. 36–45, Nov. 2017, doi: 10.1016/j.atmosenv.2017.08.066.	3.22
Hidrólisis				

Agua	0.42	kg CO ₂ eq / m ³ agua	L. Zib, D. M. Byrne, L. T. Marston, and C. M. Chini, "Operational carbon footprint of the U.S. water and wastewater sector's energy consumption," J Clean Prod, vol. 321, p. 128815, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.128815.	
Ácido sulfúrico	88.92	Kg CO ₂ eq/ton H ₂ SO ₄	M. Marwa, A. Soumaya, N. Hajjaji, and M. Razak Jeday, "AN ENVIRONMENTAL LIFE CYCLE ASSESSMENT OF AN INDUSTRIAL SYSTEM: CASE OF INDUSTRIAL SULFURIC ACID," International Journal of Energy, Environment, and Economics, vol. 25, no. 4, 2020, Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available:	8.06
Transporte de insumos (Ácido sulfúrico) - Barco	3.21	kg CO ₂ eq/kg combustible	European Commission, "Quantifying Emissions in the European Maritime Sector," 2022. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC128870/JRC128870_01.pdf	

Transporte de insumos (Ácido sulfúrico) - Carretera	1.91	Kg CO ₂ /km	D. C. Quiros, J. Smith, A. Thiruvengadam, T. Huai, and S. Hu, "Greenhouse gas emissions from heavy-duty natural gas, hybrid, and conventional diesel on-road trucks during freight transport," Atmos Environ, vol. 168, pp. 36–45, Nov. 2017, doi: 10.1016/j.atmosenv.2017.08.066.
Gas natural	0.06	kg CO ₂ eq/ft ³ natural gas	EPA, "Greenhouse Gases Equivalencies Calculator - Calculations and References," 2023. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gases-equivalencies-calculator-calculations-and-references#:~:text=The%20average%20carbon%20dioxide%20coefficient,cubic%20foot%20(EIA%202022).
Neutralización			

Hidróxido de Calcio como cal	0.79	kg CO ₂ eq/ kg CaO	IPCC, “EFDB emission factor database.” Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/EFDB/find_ef.php?ipcc_code=2.A.2&ipcc_level=2	
Transporte de insumos (Hidróxido de Calcio) - Barco	3.21	kg CO ₂ eq/kg combustible	European Commission, “Quantifying Emissions in the European Maritime Sector,” 2022. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC128870/JRC128870_01.pdf	15.64
Transporte de insumos (Hidróxido de Calcio) - Carretera	1.91	Kg CO ₂ /km	D. C. Quiros, J. Smith, A. Thiruvengadam, T. Huai, and S. Hu, “Greenhouse gas emissions from heavy-duty natural gas, hybrid, and conventional diesel on-road trucks during freight transport,” Atmos Environ, vol. 168, pp. 36–45, Nov. 2017, doi: 10.1016/j.atmosenv.2017.08.066.	
Fermentación				

Oxidación de biomasa			-	
Producción de levadura	3.20	kg CO ₂ eq/ kg levadura seca	Confederation of European Yeast Producers, “Carbon Footprint .” Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://cofalec.com/en/carbon-footprint/#:~:text=The%20results%20were%20as%20follows,yeast%20%3D%203204%20g%20equivalent%20CO2	
Gas natural	0.06	kg CO ₂ eq/ft ³ natural gas	EPA, “Greenhouse Gases Equivalencies Calculator - Calculations and References,” 2023. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gases-equivalencies-calculator-calculations-and-references#:~:text=The%20average%20carbon%20dioxide%20coefficient,cubic%20foot%20(EIA%202022) .	92.80

Transporte de insumos (Levadura) - Barco	3.21	kg CO ₂ eq/kg combustible	European Commission, "Quantifying Emissions in the European Maritime Sector," 2022. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC128870/JRC128870_01.pdf	
Transporte de insumos (Levadura) - Carretera	1.91	Kg CO ₂ /km	D. C. Quiros, J. Smith, A. Thiruvengadam, T. Huai, and S. Hu, "Greenhouse gas emissions from heavy-duty natural gas, hybrid, and conventional diesel on-road trucks during freight transport," <i>Atmos Environ</i> , vol. 168, pp. 36–45, Nov. 2017, doi: 10.1016/j.atmosenv.2017.08.066.	
Destilación				

Electricidad	0.09	kg CO ₂ eq/kWh	Ministerio de Energía y Minas, “Factor de Emisión de CO ₂ del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador - Informe 2022,” Aug. 2023. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2023/08/wp-1692720103183.pdf	46.53
Basificación				
Agua	0.42	kg CO ₂ eq / m ³ agua	L. Zib, D. M. Byrne, L. T. Marston, and C. M. Chini, “Operational carbon footprint of the U.S. water and wastewater sector’s energy consumption,” J Clean Prod, vol. 321, p. 128815, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.128815.	49.69

Hidróxido de Potasio	1.90	Kg CO ₂ eq/ kg Hidróxido de Potasio	CarbonCloud, “Potassium hydroxide (KOH).” Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://apps.carboncloud.com/climatehub/product-reports/id/1394351136979#:~:text=%E2%80%9DPotassium%20hydroxide%20(KOH)%2C,of%201.9%20kg%20CO%E2%82%82e%2Fkg .
Hidróxido de Sodio	1.92	Kg CO ₂ eq/ kg Hidróxido de Sodio	L. Thannimalay, S. Yusoff, and N. Zin, “Life Cycle Assessment of Sodium Hydroxide,” 2013, Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://ajbasweb.com/old/ajbas/2013/February/421-431.pdf
Transporte de insumos (Hidróxidos) - Barco	3.21	kg CO ₂ eq/kg combustible	European Commission, “Quantifying Emissions in the European Maritime Sector,” 2022. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC128870/JRC128870_01.pdf

Transporte de insumos (Hidróxidos) - Carretera	1.91	Kg CO ₂ /km	D. C. Quiros, J. Smith, A. Thiruvengadam, T. Huai, and S. Hu, "Greenhouse gas emissions from heavy-duty natural gas, hybrid, and conventional diesel on-road trucks during freight transport," Atmos Environ, vol. 168, pp. 36–45, Nov. 2017, doi: 10.1016/j.atmosenv.2017.08.066.	
Electrólisis				
Gas natural	0.06	kg CO ₂ eq/ft ³ natural gas	EPA, "Greenhouse Gases Equivalencies Calculator - Calculations and References," 2023. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gases-equivalencies-calculator-calculations-and-references#:~:text=The%20average%20carbon%20dioxide%20coefficient,cubic%20foot%20(EIA%202022).	172.55
Oxidación de etanol			-	

Electricidad	0.09	kg CO ₂ eq/kWh	Ministerio de Energía y Minas, “Factor de Emisión de CO ₂ del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador - Informe 2022,” Aug. 2023. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://www.recursoyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2023/08/wp-1692720103183.pdf
Electrodos	9916	kg CO ₂ eq/ t grafito	P. Engels et al., “Life cycle assessment of natural graphite production for lithium-ion battery anodes based on industrial primary data,” J Clean Prod, vol. 336, p. 130474, Feb. 2022, doi: 10.1016/j.jclepro.2022.130474.
Transporte de insumos (Electrodos) - Barco	3.21	kg CO ₂ eq/kg combustible	European Commission, “Quantifying Emissions in the European Maritime Sector,” 2022. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC128870/JRC128870_01.pdf

Transporte de insumos (Electrodos) - Carretera	1.91	Kg CO ₂ /km	D. C. Quiros, J. Smith, A. Thiruvengadam, T. Huai, and S. Hu, "Greenhouse gas emissions from heavy-duty natural gas, hybrid, and conventional diesel on-road trucks during freight transport," Atmos Environ, vol. 168, pp. 36–45, Nov. 2017, doi: 10.1016/j.atmosenv.2017.08.066.	
Purificación				
Electricidad	0.09	kg CO ₂ eq/kWh	Ministerio de Energía y Minas, "Factor de Emisión de CO ₂ del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador - Informe 2022," Aug. 2023. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://www.recursoyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2023/08/wp-1692720103183.pdf	1.14
kt CO ₂ eq / año				444.59
t H ₂ / año				20363.62
kt CO ₂ eq / t H ₂				0.02
Kg CO₂ / Kg H₂				21.83

**ANEXO D: TABLA DE CÁLCULO DEL ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA DE LA PLANTA DE ELECTRÓLISIS ALCALINA DEL
AGUA.**

Insumo	Factor de emisión	Unidad	Fuente	kt CO ₂ eq/año
Basificación				
Agua	0.42	kg CO ₂ eq / m ³ agua		
Hidróxido de Potasio	1.9	Kg CO ₂ eq/ kg Hidróxido de Potasio	CarbonCloud, “Potassium hydroxide (KOH).” Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://apps.carboncloud.com/climatehub/product-reports/id/1394351136979#:~:text=%E2%80%9DPotassium%20hydroxide%20(KOH)%2C,of%201.9%20kg%20CO%E2%82%82e%2Fkg.	235.92

Hidróxido de Sodio	1.915	Kg CO ₂ eq/ kg Hidróxido de Sodio	L. Thannimalay, S. Yusoff, and N. Zin, “Life Cycle Assessment of Sodium Hydroxide,” 2013, Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://ajbasweb.com/old/ajbas/2013/February/421-431.pdf
Transporte de insumos (Hidróxidos) - Barco	3.206	kg CO ₂ eq/kg combustible	European Commission, “Quantifying Emissions in the European Maritime Sector,” 2022. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC128870/JRC128870_01.pdf
Transporte de insumos (Hidróxidos) - Carretera	1.914	Kg CO ₂ /km	D. C. Quiros, J. Smith, A. Thiruvengadam, T. Huai, and S. Hu, “Greenhouse gas emissions from heavy-duty natural gas, hybrid, and conventional diesel on-road trucks during freight transport,” <i>Atmos Environ</i> , vol. 168, pp. 36–45, Nov. 2017, doi: 10.1016/j.atmosenv.2017.08.066.
Electrólisis y Purificación			

Gas natural	0.055	kg CO ₂ eq/ft ³ natural gas	<p>EPA, “Greenhouse Gases Equivalencies Calculator - Calculations and References,” 2023. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gases-equivalencies-calculator-calculations-and-references#:~:text=The%20average%20carbon%20dioxide%20coefficient,cubic%20foot%20(EIA%202022).</p>	48.49
Electricidad	0.092	kg CO ₂ eq/kWh	<p>Ministerio de Energía y Minas, “Factor de Emisión de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador - Informe 2022,” Aug. 2023. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://www.recursoyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2023/08/wp-1692720103183.pdf</p>	

Electrodos	9916	kg CO ₂ eq/ t grafito	P. Engels et al., “Life cycle assessment of natural graphite production for lithium-ion battery anodes based on industrial primary data,” J Clean Prod, vol. 336, p. 130474, Feb. 2022, doi: 10.1016/j.jclepro.2022.130474.	
Transporte de insumos (Electrodos) - Barco	3.206	kg CO ₂ eq/kg combustible	European Commission, “Quantifying Emissions in the European Maritime Sector,” 2022. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC128870/JRC128870_01.pdf	

Transporte de insumos (Electrodos) - Carretera	1.914	Kg CO ₂ /km	D. C. Quiros, J. Smith, A. Thiruvengadam, T. Huai, and S. Hu, "Greenhouse gas emissions from heavy-duty natural gas, hybrid, and conventional diesel on-road trucks during freight transport," Atmos Environ, vol. 168, pp. 36–45, Nov. 2017, doi: 10.1016/j.atmosenv.2017.08.066.	
kt CO₂ eq / t H₂			0.01	
kt CO₂ eq / t H₂			13.97	