

Análisis de alternativas para la producción y aprovechamiento energético de hidrógeno en las operaciones de producción de una Compañía Petrolera que contribuya a reducir sus emisiones de GEI.

Diana Carolina Corredor Mahecha

Trabajo de grado para optar el Título de Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas

Director

Jhon Fredy Velosa Chacón. MSc

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas
Énfasis en Ingeniería del Gas
Bogotá D.C.

2022

Tabla de Contenido

Introducción	7
1. Marco de referencia.....	11
1.1. Energía del hidrógeno	11
1.1.1. Producción.....	11
1.2. Antecedentes investigativos	16
1.3. Marco legal.....	18
2. Inventario de emisiones de GEI en las Operaciones de Producción de la Compañía.....	18
2.1. Desarrollo de la metodología	20
3. Alternativas para la producción de hidrógeno.....	27
3.1. Descripción de los procesos de producción de hidrógeno	30
3.1.1 Reformado de Gas Natural (SMR).....	30
3.1.2 Oxidación Parcial (POX)	32
3.1.3. Reformado Autotérmico (ATR).....	34
3.1.4. Captura y almacenamiento de carbono (CCS)	35
3.1.5. Pirólisis de metano (hidrógeno turquesa).....	37
3.1.6. Electrolisis del agua	39
3.1.7. Termólisis con concentrador solar	41
3.1.8 Rutas biológicas	42
3.2. Comparación de los procesos de producción de hidrógeno	44

3.2.1. Grado de desarrollo industrial	44
3.2.2. Eficiencia.....	45
3.2.3. Costo	47
4. Evaluación alternativas para el aprovechamiento energético del hidrógeno	47
4.1. Alternativa de producción de hidrógeno.	48
4.2. Evaluación uso energético del hidrógeno	51
4.2.1. Uso en Generación eléctrica.....	52
4.2.2. Uso en calentamiento	54
5. Diseño de la aplicación de la alternativa de aprovechamiento energético del hidrógeno	57
6. Conclusiones	69
7. Recomendaciones.....	70

Lista de Tablas

Tabla 1. Consumo de combustibles para generación y calentamiento por facilidad y año	21
Tabla 2. Volumen de quema en pies cúbicos estándar por facilidad y año	24
Tabla 3. Resultados cálculo toneladas de carbono Alcance 1	25
Tabla 4. Eficiencia de los procesos de producción de hidrógeno.	46
Tabla 5. Costo de producción del hidrógeno.	47
Tabla 6. Matriz de resultados de evaluación de las alternativas	51
Tabla 7. Aspectos relevantes para el aprovechamiento energético de hidrógeno en las operaciones de Producción	60
Tabla 8 Características electrolizador	62
Tabla 9. Producción diaria de hidrógeno	63
Tabla 10. Premisas para realizar la evaluación económica del proyecto.....	66
Tabla 11. Escenarios de evaluación económica del proyecto de aprovechamiento de hidrógeno.	69

Lista de Figuras

Figura 1. Principales aplicaciones actuales y futuras del hidrógeno	13
Figura 2. Operación de una celda de combustible	14
Figura 3. Rutas para la producción y aprovechamiento del hidrógeno.....	15
Figura 4. Pasos Implementación metodología ISO 14064-1:2006	20
Figura 5. Consumo de combustibles para generación y calentamiento por facilidad y año	22
Figura 6. Volumen de quema por facilidad y año.....	24
Figura 7. Resultados cálculo toneladas de carbono Alcance 1	26
Figura 8. Resultados aporte de cada fuente a las emisiones GEI y factor de intensidad para las Operaciones de Producción.....	27
Figura 9. Procesos de producción, materias primas y fuentes de energía.....	28
Figura 10. Rutas de producción de hidrogeno a partir de combustibles fósiles, energía nuclear y energía renovable.	29
Figura 11 Diagrama de Bloques proceso SMR.....	31
Figura 12. Diagrama de producción de hidrógeno vía Reformado de vapor de gas natural....	31
Figura 13. Diagrama de producción de hidrógeno vía Oxidación parcial de gas natural.....	33
Figura 14. Diagrama de producción de hidrógeno vía Reformado autotérmico de gas natural	34
Figura 15. Diagrama producción de hidrógeno por pirólisis	37
Figura 16. Diagrama de producción de hidrógeno vía electrolisis	39
Figura 17. Esquema de termólisis convencional para producción de hidrógeno usando un colector termal solar.....	42
Figura 18. Esquema de microorganismos productores de H ₂ , (i.e. microalga, cianobacteria, et al.)	44

Figura 19. Escala del estado de la tecnología de producción de hidrogeno.	45
Figura 20. Comparación rutas producción hidrógeno.....	46
Figura 21. Proceso típico de las operaciones de producción de La Compañía.....	48
Figura 22. Árbol de decisión para definir la alternativa de producción de hidrógeno.....	49
Figura 23. Pasos para obtención de energía eléctrica a partir de hidrógeno de bajas emisiones	52
Figura 24. Energía entregada por un sistema fotovoltaico.	54
Figura 25. Poder calorífico e Índice de Wobbe para mezclas de gas natural e hidrógeno.	56
Figura 26. Diagrama árbol de decisión para determinar la aplicabilidad de la alternativa de aprovechamiento energético del hidrógeno.	58
Figura 27. Resultados de la normalización de la curva de suministro de energía eléctrica.....	61
Figura 28. Diseño conceptual del sistema de aprovechamiento energético del hidrógeno	65
Figura 29. Flujo de caja neto del proyecto de aprovechamiento de hidrógeno	67

Resumen

Título: Análisis de alternativas para la producción y aprovechamiento energético de hidrógeno en las operaciones de producción de una Compañía Petrolera que contribuya a reducir sus emisiones de GEI.*

Autor: Diana Carolina Corredor Mahecha **

Palabras Clave: Hidrógeno, GEI, Operaciones de producción, electrólisis.

Descripción: Las operaciones de producción de petróleo generan importantes emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), con las últimas metas en cuanto a cambio climático es necesario explorar diversas alternativas para reducir estas emisiones, el presente trabajo estudia el uso energético del hidrógeno para reducir estas emisiones, partiendo primero de un inventario de emisiones GEI, luego del análisis de las alternativas para la producción de hidrógeno, a partir de esto se hace una evaluación de la mejor alternativa para el aprovechamiento energético en las operaciones objeto de estudio un diseño conceptual y una evaluación económica de dicho diseño. De esto se concluye que la mejor opción en la actualidad para la producción de hidrógeno es la producción mediante electrólisis del agua de producción, usando el pico de energía solar renovable, el hidrógeno producido se almacena y se usa como combustible mezclado con el gas natural en generadores eléctricos, a pesar de que este diseño no resultó económicamente viable, se encuentra que si bajaran las inversiones de capital o se ampliara la escala podría serlo, además existen actualmente otras tecnologías prometedoras como la pirólisis que se podrían aplicar en las operaciones de producción, lo dinámico de los cambios en esta área de investigación indican que se deben actualizar estas evaluaciones regularmente para revisar nuevos desarrollos tecnológicos y nuevas posibilidades de aplicación.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas. Director: Jhon Fredy Velosa Chacón. MSc

Abstract

Title: Alternatives for production and energy use of hydrogen, in an Oil Company's

production operations that contributes to reducing its GHG emissions *

Author(s): Diana Carolina Corredor Mahecha ¹

Key Words: Hydrogen, GHG, Production operations, electrolysis

Description: Oil production operations generate significant greenhouse gas (GHG) emissions, with the latest climate change goals it is necessary to explore various alternatives to reduce these emissions, this paper studies the energy use of hydrogen to reduce these emissions , starting first from an inventory of GHG emissions, after analyzing the alternatives for the production of hydrogen, from this an evaluation is made of the best alternative for energy use in the operations under study a conceptual design and an evaluation economics of such a design. From this it is concluded that the best option at present for the production of hydrogen is the production by means of electrolysis of the production water, using the peak of renewable solar energy, the hydrogen produced is stored and used as a fuel mixed with natural gas in electric generators, despite the fact that this design was not economically viable, it is found that if the capital investments were lowered or the scale was expanded, it could be, in addition there are currently other promising technologies such as pyrolysis that could be applied in production operations, The dynamic nature of changes in this area of research indicates that these evaluations should be regularly updated to review new technological developments and new application possibilities.

* Degree Work

¹Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas. Director: Jhon Fredy Velosa Chacón. MSc

Introducción

La extracción y producción de hidrocarburos demanda grandes cantidades de energía que normalmente se generan a través de combustibles fósiles y conllevan emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Las fuentes de energía fósil se privilegian en las operaciones petroleras debido a su alta disponibilidad, ofreciendo una ventaja económica con respecto a otro tipo de fuentes alternativas, como la energía solar o geotérmica, a pesar de que para suplir estos requerimientos energéticos se haga uso de los mismos recursos del campo agotando sus reservas. Adicionalmente, en algunos casos es complicado acceder a fuentes de energía alternativas debido a la dificultad para implementarlas en las operaciones porque a pesar de algunos incentivos gubernamentales no son económicamente equiparables.

El incremento de los niveles de GEI en la atmósfera ha tenido como resultado el cambio en el clima del planeta con consecuencias negativas, como lo son inundaciones, sequías o incendios. Este panorama ha hecho que cada vez más los entes gubernamentales, las empresas y en general la sociedad se preocupen por la emisión de GEI, llevando a un aumento en la rigurosidad sobre su control, la imposición de leyes o normas para su prohibición o tributación, así como otras medidas que el mismo mercado está tomando para privilegiar a compañías ambientalmente amigables.

Este panorama hará que las energías alternativas emerjan como una posibilidad de reducir las emisiones de GEI, lo que supone un reto para las compañías de gas y petróleo que deben adaptarse a este nuevo panorama a través de nuevas tecnologías y usos eficientes de los recursos no renovables que explotan, no sólo para disminuir su emisión de GEI sino también para preservar sus reservas.

Por este motivo, la búsqueda de alternativas para el uso de otras fuentes de energía en el sector del petróleo y el gas es parte de la respuesta. Este trabajo se enfocará en la revisión de alternativas de producción y aprovechamiento energético de hidrógeno pretendiendo responder a la siguiente pregunta: ¿Cuál es la mejor alternativa para la producción y aprovechamiento energético de hidrógeno en las operaciones de producción de una Compañía Petrolera que contribuya a reducir sus emisiones de GEI?

El análisis que se lleva a cabo en este trabajo tiene un enfoque semi-cuantitativo, mediante el cual se busca, a través de criterios objetivos, valorar diferentes alternativas para la producción y aprovechamiento energético de hidrógeno en las operaciones de producción de una Compañía Petrolera que conduzca al diseño de la implementación de la mejor de ellas. Dentro de los criterios a considerar se encuentran disponibilidad y aplicabilidad, criterios económicos e impacto en la reducción de la emisión de GEI.

1. Marco de referencia

1.1. Energía del hidrógeno

El potencial energético del hidrógeno está dado por su capacidad para almacenar energía que puede liberarse posteriormente de forma controlada, en ese sentido el hidrógeno es un vector energético y no una fuente de energía (Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia, 2021).

Por lo tanto, se deben distinguir dos fases en el potencial energético del hidrógeno: su producción y su aprovechamiento energético.

1.1.1. Producción

El hidrógeno es el elemento más simple, un átomo que consta de un solo protón y un electrón. También es el elemento más abundante del universo. A pesar de su simplicidad y abundancia, el hidrógeno no se produce naturalmente como gas en la Tierra; siempre se combina con otros elementos (Momirlan, M., & Veziroglu, T. N., 2005).

Sin embargo, el principal desafío al utilizar hidrógeno como combustible es su producción en forma pura. El hidrógeno está presente en cantidades enormes en el agua (H_2O), los hidrocarburos (metano) y otras materias orgánicas. Hoy en día, industrialmente, el 96% del hidrógeno se produce mediante el método de reformado con vapor. Es una tecnología bien establecida para extraer hidrógeno de las reservas de combustibles fósiles. Otro 4% de hidrógeno se produce a partir del método de electrólisis. En esta tecnología, el agua se divide en oxígeno e hidrógeno mediante corriente eléctrica. Algunas otras técnicas también contribuyen a la producción de hidrógeno como los ciclos termoquímicos, el viento, la gasificación de biomasa y la energía solar. Pero estas tecnologías aún se encuentran en la etapa primaria de investigación (Pareek et al., 2020). Recientemente se ha desarrollado una escala de colores según el origen de las fuentes de energía con las que se produce el hidrógeno para identificar su origen.

Los colores más oscuros se atribuyen a tecnologías que emiten más dióxido de carbono (CO_2). El hidrógeno producido con la tecnología de reformado de metano con vapor, sin captura ni almacenamiento de carbono (CCS) es gris. Incluso los colores más oscuros a menudo se asocian con tecnologías de emisión más intensiva, por ejemplo, los colores marrón o negro están asociados con el uso de diferentes carbones. Luego, el hidrógeno azul se produce principalmente a partir de metano con CCS. El hidrógeno generado a través de la electrólisis nuclear es rosa. El hidrógeno verde se obtiene con electricidad renovable, ya sea eólica o solar, mediante electrólisis. Esta es la tecnología más respetuosa con el medio ambiente considerada hasta ahora en la paleta de colores. (Boretti, 2021).

El hidrógeno también se puede generar a través de la pirólisis de un combustible fósil, donde el subproducto es el carbono. La pirólisis de gas natural para producir negro de carbón es bien conocida. La producción de hidrógeno por pirólisis implica la descomposición térmica, la descomposición catalítica o la descomposición por plasma del metano. Cada enfoque se encuentra actualmente en la etapa de I+D pero, a diferencia de otras tecnologías, la pirólisis evita la necesidad de secuestrar CO_2 para producir hidrógeno con una baja huella de GEI, siempre que el subproducto se utilice (por ejemplo, para materiales de construcción). La producción de hidrógeno a través de la pirólisis de un combustible fósil se ha descrito como hidrógeno "turquesa". (Newborough, M., & Cooley, G. 2020)

Una vez producido el hidrógeno debe ser usado en alguna aplicación que permita aprovechar la energía que tiene almacenada, incluyendo los complejos retos que incluyen su almacenamiento y transporte. La

Figura 1 muestra el panorama de aplicaciones actuales y futuras del hidrógeno.

Figura 1.*Principales aplicaciones actuales y futuras del hidrógeno*

Nota. Tomado de Ministerio de Minas y Energía, (2021).

En el panorama de uso se han identificado como principales: el transporte, a través de celdas de combustible o directamente en motores de combustión, generación de electricidad con o sin combinación con gas en turbinas y con la celda de combustible.

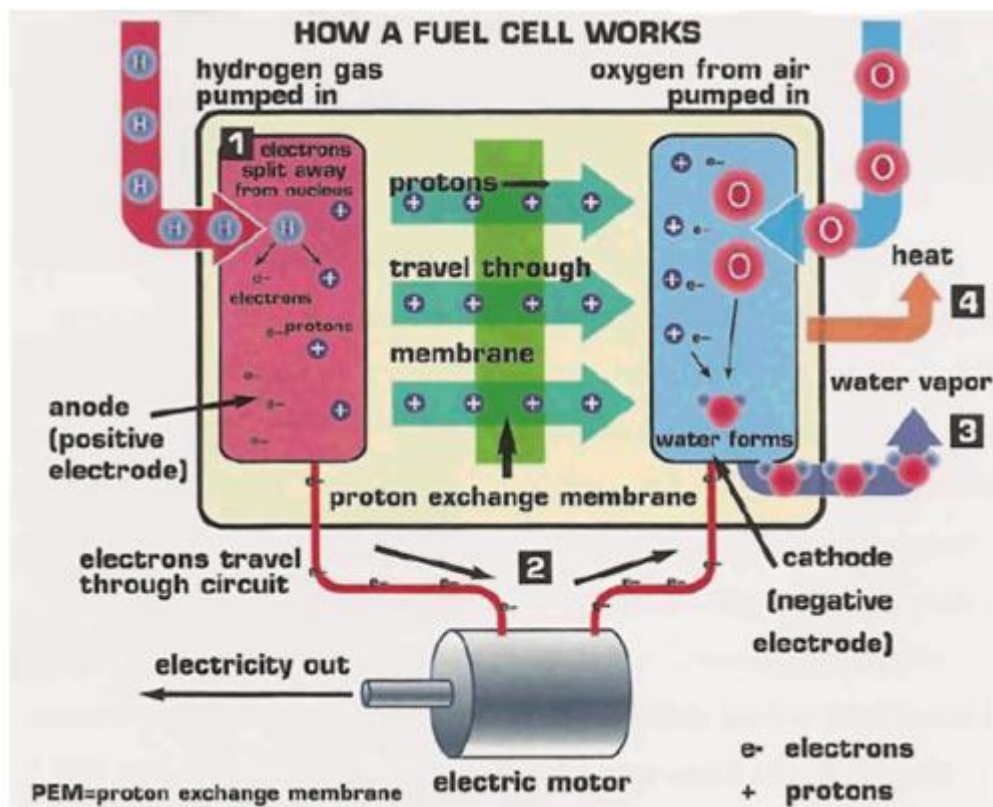
Una celda de combustible es similar a una batería, ya que produce electricidad a partir de reacciones químicas. La mayoría de las baterías se agotan cuando se agotan los productos químicos que contienen; sin embargo, los productos químicos de las celdas de combustible no se agotan; provienen de un tanque de combustible separado. Mientras haya combustible en el tanque, la celda de combustible sigue funcionando y produciendo electricidad. Hoy en día, la mayoría de las pilas de combustible utilizan hidrógeno como combustible en ese tanque. La forma en que funciona una celda de combustible es: el hidrógeno se combina con el oxígeno del aire para producir agua. Esta es la misma reacción química que ocurre cuando el hidrógeno

se quema. De hecho, en una pila de combustible, la reacción produce electricidad (Zohuri, B. 2019).

La **Figura 2** muestra el funcionamiento de una de estas celdas. En la misma se observan los siguientes fenómenos: 1. División de los electrones; 2. Los electrones viajan a través del circuito para producir electricidad, luego los protones viajan al cátodo. En esta etapa, el hidrógeno se reforma y se une con el oxígeno; 3. El agua se vaporiza; y 4. Se produce calor.

Figura 2.

Operación de una celda de combustible



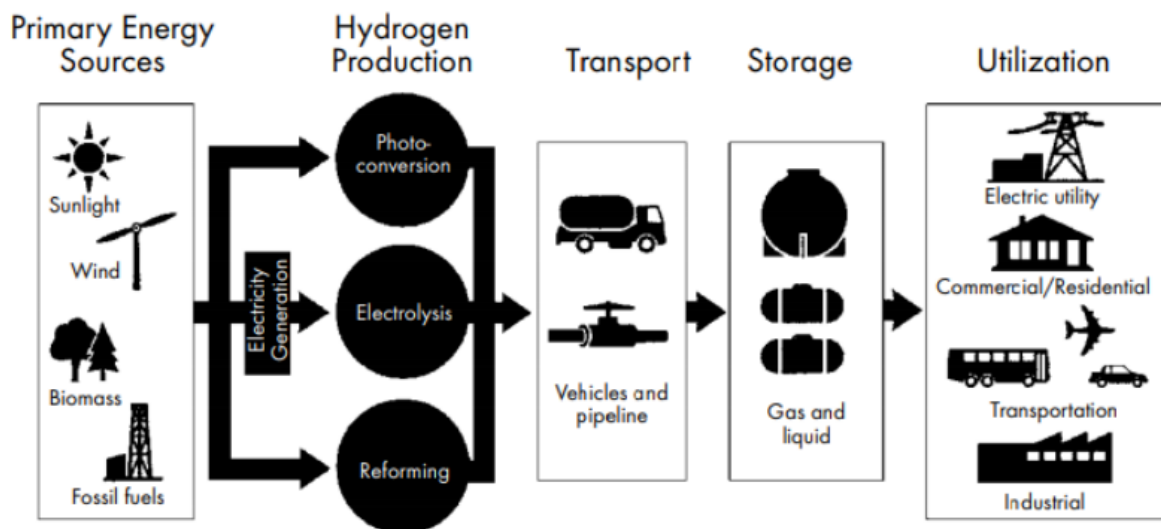
Nota. Tomado de Zohuri, B. (2019).

Así mismo, la

Figura 3 muestra un panorama completo de la producción y aprovechamiento, que incluye las fuentes, las formas de producción, el transporte, almacenamiento y finalmente el uso.

Figura 3.

Rutas para la producción y aprovechamiento del hidrógeno



Nota. Tomado de Momirlan, M., & Veziroglu, T. N. (2005)

La combinación de las diversas formas de producción y uso constituyen las diferentes alternativas que se pueden tener para el aprovechamiento energético del hidrógeno y son las que se revisarán en este análisis.

1.2. Antecedentes investigativos

El flujo de investigación hacia el aprovechamiento del hidrógeno como vector energético ha aumentado en los últimos años, con diversos campos de investigación. Se han recopilado solo algunas de las revisiones y experiencias disponibles.

Baykara (2018), realizó una revisión de las fuentes de producción de hidrógeno y su efecto en el medio ambiente, encontrando como la alternativa más factible en términos ambientales la producción basada en agua y biomasa usando energía solar. Sin embargo, desde el punto de vista económico advierte que en el caso de la producción de hidrógeno de origen fósil (gas natural, petróleo y carbón), el costo de fabricación es menor que el “costo ambiental” de usar el combustible en sí. Dado que ese costo es insignificante para el hidrógeno, sería lógico producir hidrógeno a partir de estos combustibles en lugar de usarlos directamente. A la vista de estos estudios revisados por la autora, el hidrógeno del agua por métodos termoquímicos y por electrólisis utilizando energía solar; el hidrógeno de la biomasa y los combustibles fósiles que utilizan el secuestro de carbono pueden convertirse en tecnologías de producción de hidrógeno convencionales con capacidades de planta a gran escala. Sin embargo, la producción distribuida de hidrógeno a pequeña escala también puede ser posible mediante el reformado del gas natural y la electrólisis del agua utilizando electricidad renovable de la red.

Parra, et al. (2019) emprendieron una revisión técnico-económica de cuatro sistemas energéticos del hidrógeno: Power to power (PtP), Power to gas (PtG), retanqueo de hidrógeno y celdas de combustible estacionarias, sobre estas tecnologías las estudia principalmente en asocio con electrolizadores, de los cuales se considera que la tecnología alcalina sigue siendo más adecuada para la gran escala debido a su madurez. Los electrolizadores PEM pueden lograr presiones más altas. Esto hace que la tecnología PEM sea muy prometedora para las estaciones de servicio y, en particular, cuando la electrólisis se combina con tecnologías de energías renovables, la inversiones de capital las establecen entre 750-2000 €/kWe , sin embargo para

2030 estiman que estos costos bajen a 400-1700 €/kWe .debido al desarrollo de la tecnología. Identifican el PtG como la alternativa de mayor crecimiento, aunque todo esto fuertemente influenciado por los estímulos y medidas gubernamentales que ayuden a desarrollar el sector..

Esta misma conclusión también había sido alcanzada por da Silva et al. (2017), en cuya revisión se plantea que las alternativas de electrólisis y biomasa necesitaban un impulso tecnológico para su avance ya que actualmente se hacen costosas.

En términos de procesos de producción de hidrógeno, Nikolaidis, P., & Poullikkas, A. (2017), Martino et al., (2021) y Brijaldo et al., (2021) llevaron a cabo extensas revisiones de los principales procesos de producción incluyendo algunas nuevas alternativas como la fermentación oscura, así como también las rutas tradicionales. Así mismo, Jaramillo et al. (2016) realizaron un estudio a escala laboratorio para la producción de hidrógeno con la técnica foto catalítica a partir de aguas de producción de campos petroleros, se usaron electrodos cubiertos de óxido de titanio (TiO_2) para el ánodo y níquel para cátodo, se obtuvieron producción de $9,11\mu\text{mol/h}$ con salmuera de producción a rata de $0,76\text{L/min}$ y se observan reacciones de orgánicos (fenol) que llevan a la pasivación del electrodo limitando el proceso después de dos horas de reacción, esto último es el mayor problema en el uso de la salmuera.

En cuanto a la revisión de aplicaciones de los sistemas de hidrógeno, Sorgulu, F., & Dincer, I. (2018) plantearon el estudio de un sistema integrado de energía renovable para el uso doméstico, integrando energía solar, eólica y una celda de combustible de hidrógeno, usando el exceso de energía renovable en los picos del día se puede generar hidrógeno, este sistema se encontró termodinámicamente favorable con una eficiencia de 43%, para un exceso de $42,78\text{MWh/año}$ de energía, correspondiente a $4,88\text{kW}$ usados en el electrolizador se produjeron $0,035\text{g/s}$ de hidrógeno.

Nafchi, et al., (2018) integraron un sistema de electrólisis tipo PEM con un concentrado de energía solar (CSP) y un almacenador de energía térmica (TES) para producir hidrógeno y

luego electricidad, encontrando resultados prometedores para mejorar la eficiencia del sistema, en particular el aumento de la temperatura ambiente de 280 K a 320 K lleva a la reducción de las pérdidas de exergía y al aumento de la eficiencia exergía total del 38,8% al 44,7%.

Zhang et al., (2019) realizaron la modelación de un sistema no conectado a la red que usaba energías renovables para producir hidrógeno y luego electricidad con una celda de combustible, encontrando los mejores resultados para su modelo con el sistema fotovoltaico a menores pérdidas de energía (0-5%).

1.3. Marco legal

Ley 1715 de 2014: Regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional

Ley 2099 de 2021: Disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, entre otros.

Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia: Lineamientos para la implementación del hidrógeno de bajas emisiones en Colombia.

2. Inventario de emisiones de GEI en las Operaciones de Producción de la Compañía

Dentro de su Programa de Sostenibilidad La Compañía se ha adherido a diferentes iniciativas para la divulgación de información sobre medio ambiente, responsabilidad social y gobernanza, ESG, por sus siglas en inglés. Una de las más importantes de estas iniciativas es GRI (Global Reporting Initiative).

El estándar GRI 305: Emisiones establece los requerimientos de reporte relativos al tema “emisiones”. Aborda la cuestión de las emisiones al aire, definidas como la “liberación de sustancias a la atmósfera”. De las numerosas emisiones significativas al aire, cabe destacar los gases de efecto invernadero (GEI). (Initiative, G. R. 2019).

El estándar recoge una clasificación de las emisiones de GEI por “alcances”: alcance 1, alcance 2 y alcance 3. El Alcance de las emisiones de GEI es la clasificación de los límites operativos donde se producen las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) es decir si las emisiones de GEI son creadas por la propia organización o por otras organizaciones relacionadas, por ejemplo, proveedores de electricidad o empresas de logística. (Initiative, G. R. 2019).

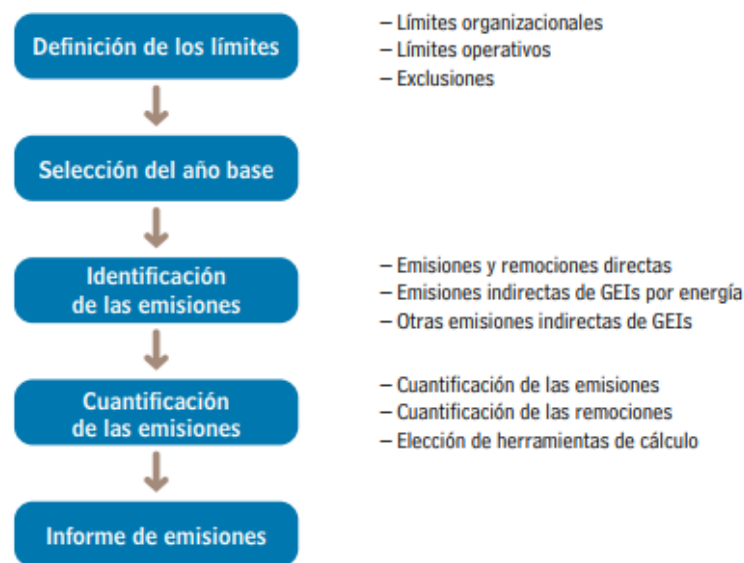
La metodología más utilizada para el cálculo de las emisiones GEI corporativas es la definida por el GHG Protocol en su documento “*Estándar Corporativo de Contabilidad y Reporte*”. Basada en esta metodología surgió en 2006 la norma internacional ISO 14064, que consta de tres partes, la primera de ellas la norma ISO 14064-1:2006 “*Especificación con orientación, a nivel de las organizaciones, para la cuantificación y el informe de las emisiones y remociones de gases de efecto invernadero*”, que define los requisitos que deben cumplir los inventarios de GEIs y la comunicación de informes de emisiones. La **Figura 4** presenta la metodología de implementación. (Ihobe, S. A. 2012).

La ISO 14064, define la clasificación de las emisiones GEI equivalente a los alcances del siguiente modo:

- Emisiones directas de GEI (Alcance 1): Emisiones de GEI de fuentes que pertenecen o están controladas por la organización, se incluye control financiero y operativo para establecer los límites operativos de una organización.
- Emisiones indirectas de GEI al generar energía (Alcance 2): Emisión de GEI de la generación de electricidad, calor o vapor importados consumidos por la organización
- Otras emisiones indirectas de GEI: (Alcance 3): Emisiones de GEI, distintas de las emisiones indirectas de GEI relacionadas con la energía, que son consecuencia de las actividades de una organización, pero surgen de fuentes que son propiedad o están controladas por otras organizaciones

Figura 4.

Pasos Implementación metodología ISO 14064-1:2006



Nota. Tomado de Ihobe, S. A. (2012).

Para la cuantificación de emisiones se usan los factores y demás herramientas establecidas en la Metodología del IPCC (Eggleston, et al. 2006)

Con base en esta metodología La Compañía ha establecido los pasos para realizar su inventario de emisiones de GEI. En el año 2018 se realiza la línea de base, desde entonces, se ha completado cada año un inventario de emisiones de GEI.

2.1. Desarrollo de la metodología

Para los propósitos de este estudio se va a presentar el desarrollo de la metodología y los resultados obtenidos en el Alcance 1 en las Operaciones de Producción de La Compañía, con base en los cuales se podrán determinar los puntos en los que podrían aportar los proyectos de producción y aprovechamiento energético de hidrógeno.

Se realiza la identificación de actividades del inventario GEI para las operaciones de producción. Las cuales se pueden resumir de acuerdo con las siguientes categorías:

- Consumo de combustibles para generación de eléctrica y calentamiento,

los combustibles son: crudo, gas natural, diésel.

- Quemadas.
- Venteos y emisiones fugitivas.

Se identifican 10 facilidades que han producido desde el 2018 a la actualidad y se consolida la información de éstas desde el 2018.

La **Tabla 1** y la

Figura 5 muestran el consumo de combustible para cada facilidad utilizado en la generación de energía eléctrica y calentamiento.

Tabla 1.

Consumo de combustibles para generación y calentamiento por facilidad y año

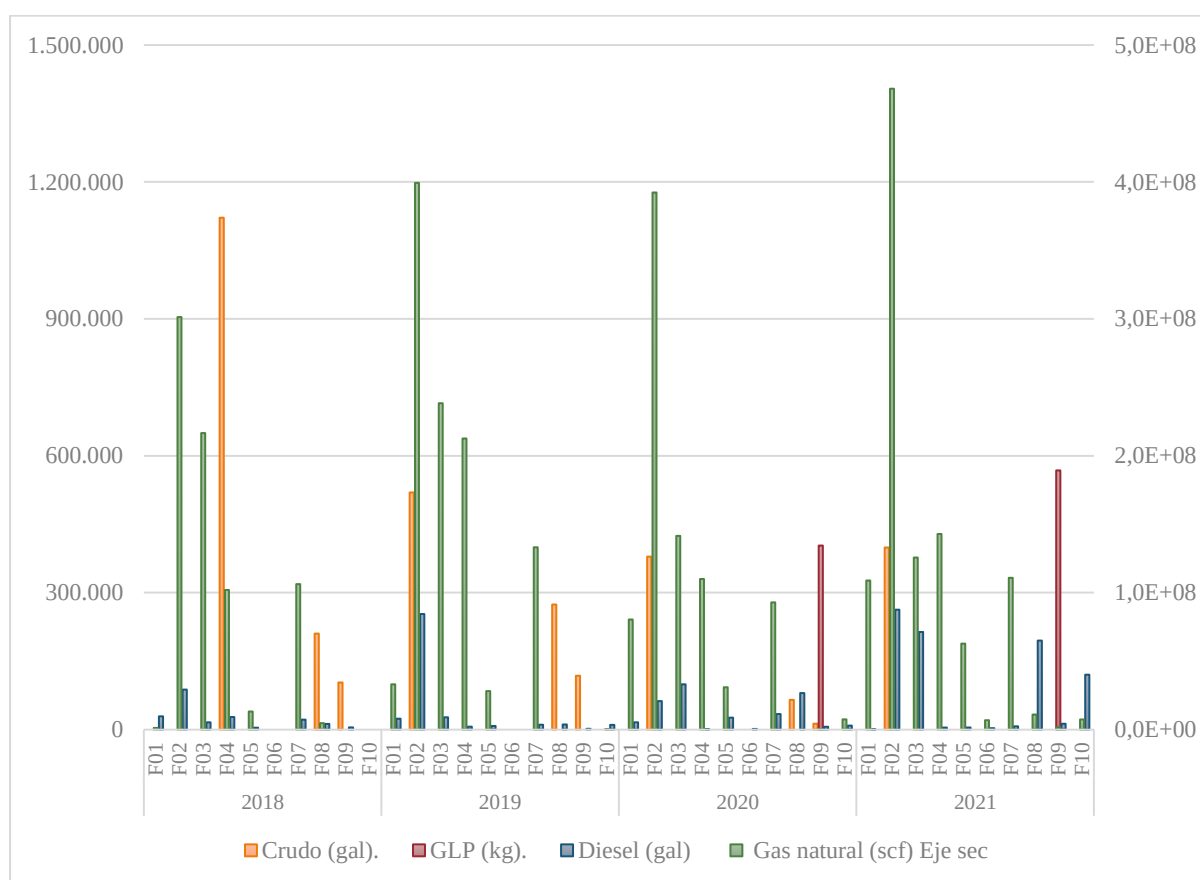
Código	Año	Crudo (gal).	GLP (kg).	Diesel (gal)	Gas natural (scf)	Año	Crudo (gal).	GLP (kg).	Diesel (gal)	Gas natural (scf)
F01	2018	0	0	29.106	1.241.304	2020	0	0	16.022	80.434.862
F02	2018	0	0	87.754	301.322.759	2020	379.066	0	62.536	392.317.492
F03	2018	0	0	15.991	216.606.015	2020	0	0	99.310	141.510.467
F04	2018	1.121.679	0	27.635	102.013.549	2020	0	0	916	110.019.150
F05	2018	0	0	4.214	13.240.478	2020	0	0	26.230	30.941.845
F06	2018	0	0	0	0	2020	0	0	1.523	0
F07	2018	0	0	21.881	106.276.538	2020	0	0	34.134	92.942.515
F08	2018	210.465	0	12.484	4.727.716	2020	65.245	0	80.127	0
F09	2018	103.318	0	4.904	0	2020	13.046	403.329	6.318	76.826
F10	2018	0	0	0	0	2020	0	0	8.843	7.493.280
F01	2019	0	0	23.959	33.100.528	2021	0	0	50	108.919.614

F02	2019	519.680	0	253.330	399.319.754	2021	399.093	0	262.796	468.110.402
F03	2019	0	0	27.016	238.412.170	2021	0	0	213.934	125.693.692
F04	2019	0	0	6.480	212.655.007	2021	0	0	4.549	142.886.750
F05	2019	0	0	8.044	28.149.840	2021	0	0	4.688	62.814.960
F06	2019	0	0	0	0	2021	0	0	3.160	6.878.260
F07	2019	0	0	10.729	133.178.350	2021	0	0	7.262	110.876.950
F08	2019	274.107	0	11.311	0	2021	0	0	195.130	11.032.760
F09	2019	118.095	0	1.846	0	2021	0	568.008	12.895	1.814.352
F10	2019	0	0	10.382	302.590	2021	0	0	120.385	7.415.660

Nota. Realizado a partir de datos de La Compañía.

Figura 5.

Consumo de combustibles para generación y calentamiento por facilidad y año



Nota. Realizado a partir de datos de La Compañía.

Se observa la prevalencia del uso del gas natural y el diésel en casi todas las facilidades. El gas natural se usa en la mayoría de los casos como aprovechamiento de gas de producción. A pesar de este aprovechamiento se tienen excedentes de gas que no se pueden usar y que son quemados a la atmósfera, la **Tabla 2** y la **Figura 6** muestran el volumen de quema para cada facilidad en cada año. Cada facilidad presenta sus características, en particular, F06 no tuvo quema en 2018 y 2019, F10 no reportó quema en 2018 y F02 no reporta volúmenes de quema, el punto máximo de quema en 2019 está asociado principalmente a la F01 que representa el 80% del total de la quema y tiene un aumento del 90% con respecto al 2018, esto se debe al desarrollo de ese campo con la adición de nuevos pozos e incremento de producción, la

disminución de la quema en esa facilidad en los años siguientes se debe al aprovechamiento del gas a través de una planta de tratamiento.

Tabla 2.

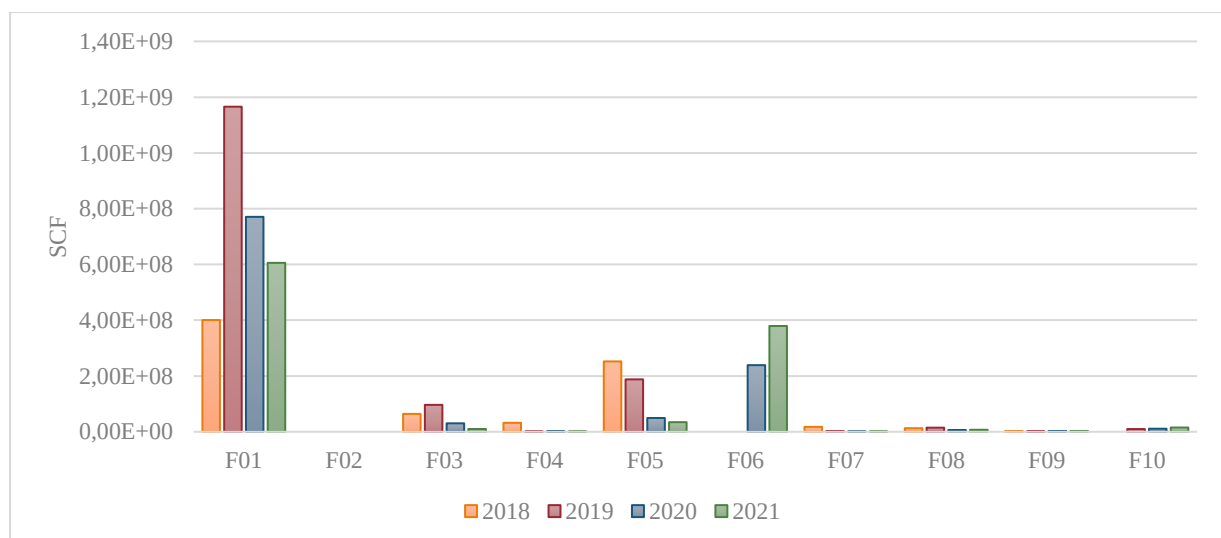
Volumen de quema en pies cúbicos estándar por facilidad y año

Código	2018	2019	2020	2021
F01	400.623.190	1.165.815.790	770.775.050	605.750.090
F02	0	0	0	0
F03	64.089.374	96.465.237	30.225.940	9.919.240
F04	32.037.140	1.097.680	1.698.510	82.910
F05	252.299.357	187.929.370	49.305.874	34.381.820
F06	0	0	238.909.980	379.293.210
F07	17.569.570	2.775.730	475.590	366.260
F08	12.776.200	14.669.470	6.309.620	7.133.180
F09	2.711.160	1.727.806	2.805.820	2.894.267
F10	0	9.782.230	10.911.070	15.201.320

Nota. Realizado a partir de datos de La Compañía.

Figura 6.

Volumen de quema por facilidad y año



Nota. Realizado a partir de datos de La Compañía.

Estas categorías se cuantifican de acuerdo con el consumo de cada combustible, los volúmenes de quema y la estimación de los venteos y fugitivas usando los factores y criterios del IPCC (Eggleston, et al. 2006), se obtienen los resultados mostrados en la **Tabla 3** y la

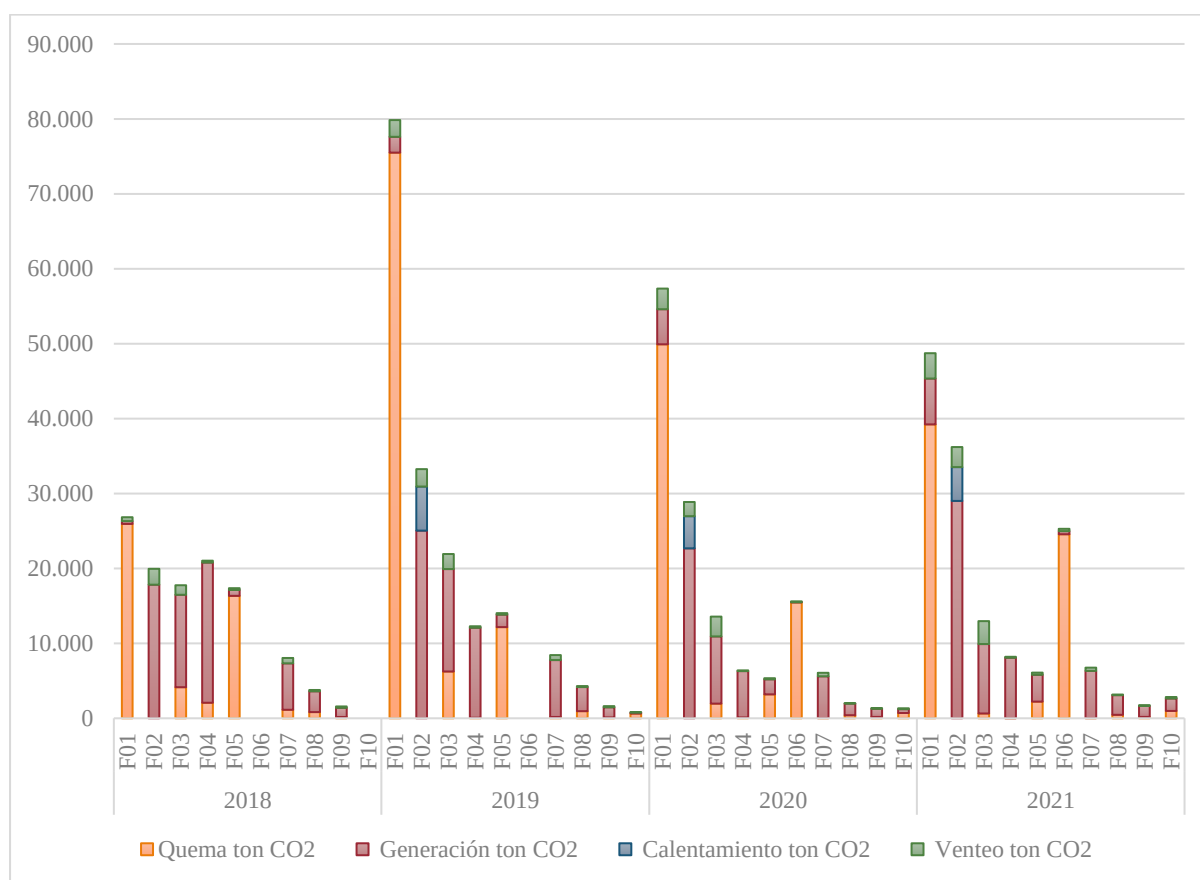
Figura 7.

Tabla 3.

Resultados cálculo toneladas de carbono Alcance 1

Código	Año	Generación (ton CO2)	Calentamiento (tonCO2)	Quema (ton CO2)	Venteo (ton CO2)	Total Alcance 1 (ton CO2)	Año	Generación (ton CO2)	Calentamiento (tonCO2)	Quema (ton CO2)	Venteo (ton CO2)	Total Alcance 1 (ton CO2)
F01	2018	370	0	25.944	520	26.835	2020	4.683	0	49.916	2.755	57.353
F02	2018	17.833	0	0	2.117	19.950	2020	22.684	4.290	0	1.893	28.867
F03	2018	12.333	0	4.150	1.275	17.758	2020	8.972	0	1.957	2.644	13.573
F04	2018	18.710	0	2.075	253	21.038	2020	6.190	0	110	96	6.395
F05	2018	787	0	16.339	239	17.365	2020	2.009	0	3.193	147	5.349
F06	2018	0	0	0	0	0	2020	16	0	15.472	119	15.607
F07	2018	6.196	0	1.138	715	8.048	2020	5.573	0	31	466	6.070
F08	2018	2.776	0	827	175	3.778	2020	1.559	0	409	55	2.022
F09	2018	1.220	0	176	185	1.580	2020	1.086	0	182	98	1.365
F10	2018	0	0	0	0	0	2020	512	0	707	118	1.336
F01	2019	2.107	0	75.499	2.234	79.840	2021	6.119	0	39.229	3.380	48.728
F02	2019	25.048	5.881	0	2.323	33.253	2021	29.010	4.517	0	2.675	36.202
F03	2019	13.671	0	6.247	2.006	21.925	2021	9.267	0	642	3.058	12.967
F04	2019	12.012	0	71	198	12.282	2021	8.073	0	5	129	8.208
F05	2019	1.664	0	12.170	202	14.037	2021	3.577	0	2.227	291	6.095
F06	2019	0	0	0	0	0	2021	419	0	24.563	308	25.290
F07	2019	7.592	0	180	662	8.433	2021	6.303	0	24	432	6.758
F08	2019	3.219	0	950	131	4.300	2021	2.627	0	462	82	3.171
F09	2019	1.356	0	112	155	1.623	2021	1.458	0	187	107	1.752
F10	2019	124	0	633	70	828	2021	1.660	0	984	193	2.838

Nota. Realizado a partir de datos de La Compañía.

Figura 7.*Resultados cálculo toneladas de carbono Alcance 1*

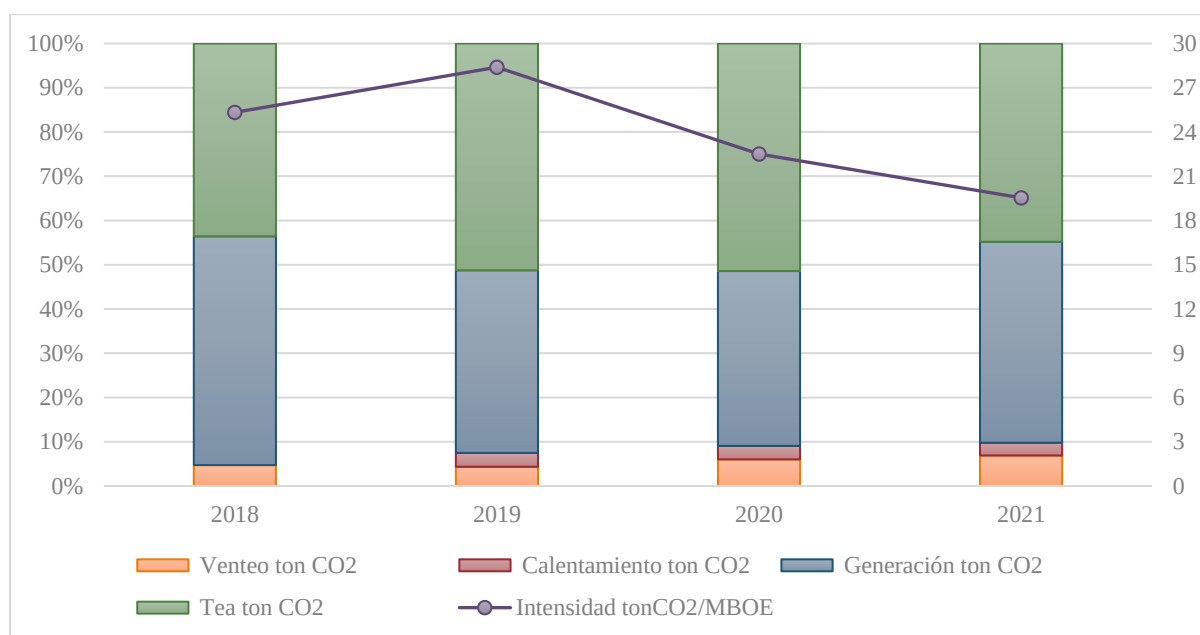
Nota. Realizado a partir de datos de La Compañía.

Para hacer un análisis adicional de los datos, se puede, de acuerdo con las recomendaciones de la GRI 305 (Initiative, G. R. 2019), integrar un factor de intensidad, que para el caso de La Compañía integra las emisiones GEI como toneladas de dióxido de carbono (tonCO₂) calculadas en el Alcance 1 para las facilidades con la producción de la compañía tomada como miles de barriles de crudo equivalentes (MBOE), este factor de intensidad demuestra la gestión que se realiza sobre las emisiones. La **Figura 8** presenta los resultados

para el total de las facilidades consideradas en las Operaciones de Producción, se puede observar la distribución de los aportes de cada fuente, en promedio en el período considerado se tiene una proporción de: 48% quema, 44% generación, 2% calentamiento y 6% en venteos. Además, el factor de intensidad muestra el valor máximo de 29 en 2019, para dicho año se evidencia un aumento en los volúmenes de quema, se puede argumentar que la reducción en la intensidad en los años siguientes está asociada con la reducción en la quema.

Figura 8.

Resultados aporte de cada fuente a las emisiones GEI y factor de intensidad para las Operaciones de Producción.



Nota. Realizado a partir de datos de La Compañía.

3. Alternativas para la producción de hidrógeno

El aprovechamiento energético del hidrógeno, parte en primera instancia de su obtención (producción). Las rutas de producción de hidrógeno se pueden presentar desde

diferentes categorías, dependiendo del tipo de materias primas, el tipo de proceso o el tipo de energía usada.

De esta forma, las principales materias primas para la producción de hidrógeno son: los hidrocarburos, la biomasa y el agua.

Los tipos de procesos existentes para la producción de hidrógeno se agrupan en las categorías de electroquímicos, termoquímicos y fotoquímicos. En los procesos electroquímicos, el aporte de energía se da en forma de electricidad, en los procesos termoquímicos se da en forma de calor a alta temperatura y en los procesos fotoquímicos, se realiza mediante la absorción directa de fotones de la luz.

Así mismo, los tipos de fuente de energía pueden ser renovables o no renovables. En las primeras se encuentran la energía solar, la eólica, la geotérmica e hidráulica y la biomasa. En las segundas, los hidrocarburos, el carbón y la energía nuclear.

En la **Figura 9** y **Figura 10** están condensadas las principales tecnologías según los criterios mencionados.

Figura 9.

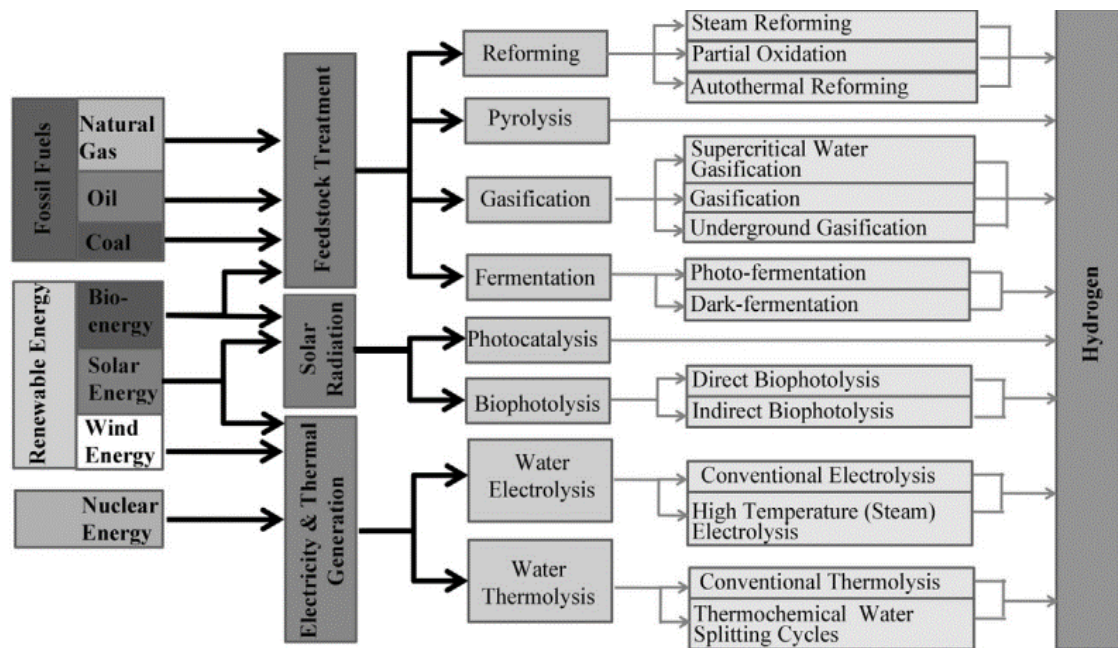
Procesos de producción, materias primas y fuentes de energía

	Processes	Raw Materials	Source of Energy
Electrochemical	Electrolysis	• Water	• Electricity from renewable energy sources (e.g., wind, geothermal, solar, hydro)
			• Electricity from nonrenewables (e.g., fossil fuels, nuclear)
Thermochemical	Reforming	• Natural gas • Hydrocarbons • + Water	• Combustion of natural gas/syngas • Concentrating solar thermal
	Gasification	• Coal • Carbonaceous materials • Biomass • + Water	• Combustion of coal/biomass/carbonaceous materials/syngas • Concentrating solar thermal
	Decomposition	• Natural gas • Fossil fuel hydrocarbons • Biomethane • Biohydrocarbons	• Natural gas combustion • Concentrating solar thermal
	Thermolysis	• Water	• Concentrating solar thermal
	Thermochemical cycles	• Water	• Concentrating solar thermal
			• Nuclear heat
Photochemical	Photosynthesis	• Water	• Solar radiation, artificial light
	Photobiological	• Microbial (e.g., algae) • + Water	• Solar radiation

Nota. Tomado de Sherif (2014)

Figura 10.

Rutas de producción de hidrogeno a partir de combustibles fósiles, energía nuclear y energía renovable.



Nota. Tomado de Scipioni A. M., (2017)

3.1. Descripción de los procesos de producción de hidrógeno

Dado la disponibilidad del gas natural (GN) en las Operaciones de Producción, se describirán las tecnologías disponibles para producción de hidrógeno con base en gas natural. La producción de hidrógeno a partir de gas natural se puede hacer a partir de tres diferentes rutas termoquímicas: reformado con vapor (SMR), oxidación parcial (POX), y reformado autotérmico (ATR). Adicional existe la ruta de descomposición térmica (Pirólisis)

Para todas las rutas termoquímicas (SMR, POX, ATR), hay emisiones de CO₂, se hace necesario la implementación de captura y secuestro de carbono (CCS) para tener producción de hidrógeno de bajas emisiones, este se describe en la 3.1.4. *Captura y almacenamiento de carbono (CCS)*.

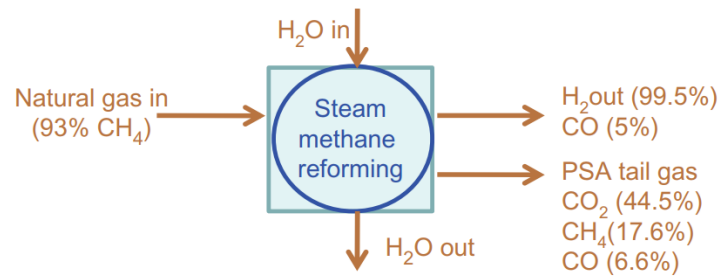
3.1.1 Reformado de Gas Natural (SMR)

En el reformado al vapor del gas natural (SMR), el gas natural reacciona con vapor presurizado (3 - 25 bares de presión) produciendo gas de síntesis (H₂ + CO). Es un proceso endotérmico, que exige una alta temperatura (700-1000 °C). (Kannah, et al 2021).

La **Figura 11** muestra el diagrama de bloques del proceso y la Figura 12 muestra de forma esquemática el proceso de producción de hidrógeno por reformado de vapor.

Figura 11

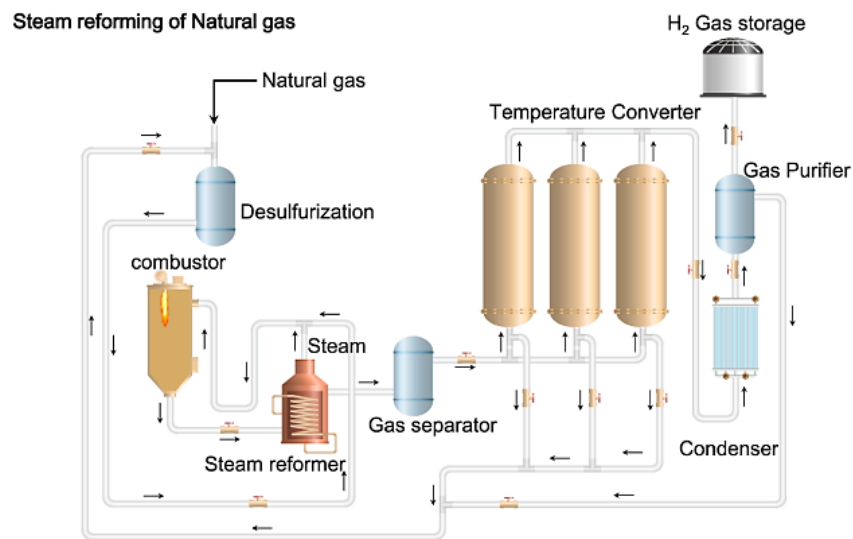
Diagrama de Bloques proceso SMR



Nota. Tomado de Almaraz (2017)

Figura 12.

Diagrama de producción de hidrógeno vía Reformado de vapor de gas natural



Nota. Tomado de Kannah, (2021).

Liu (2010) describe el proceso de SMR en cuatro pasos:

1) Desulfuración del gas natural: Hay que desulfurar el GN, para evitar el envenenamiento del catalizador hecho de níquel de alta eficiencia y/o dañar los equipos durante la reacción de reformado. Este paso se realiza en un hidrogenador donde se presenta la

conversión de especies que contienen azufre en H_2S seguido de un lecho de óxido de zinc para la depuración de H_2S .

2) Reacción de reformado: el gas natural desulfurado es reformado al reaccionar con vapor de agua para formar una mezcla de gas de hidrógeno (H_2), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2) y metano residual (CH_4).

3) Reacción de desplazamiento con vapor de agua (WGS) de alta y baja temperatura (HTS/LTS): el CO reacciona exotérmicamente con el vapor de agua en presencia de catalizadores para producir CO_2 y más H_2 , primero se genera una alta temperatura HTS (350°C) y en un segundo paso se baja la temperatura LTS ($190\text{-}210^\circ\text{C}$).

4) Purificación de hidrógeno: para obtener el hidrógeno de alta pureza (99%), se realiza un proceso de separación física en una unidad de adsorción por cambio de presión (PSA) para eliminar las cantidades considerables de CO , CO_2 y CH_4 en el gas efluente.

Durante el proceso de SMR las características inadecuadas de la materia prima (relación H/C) causan un impacto negativo en la producción de H_2 al emitir una cantidad excesiva de CO_2 (7,05 kg de CO_2 por kg de H_2). La mayor relación H:C de la materia prima limita la emisión de CO_2 y mejora la calidad del producto final. (Kannah, et al. 2021).

3.1.1.1. Requerimientos energéticos. La reacción de SMR resulta en la expansión del volumen del gas y es fuertemente endotérmica ($\Delta H^\circ_{298} = +205,9 \text{ kJ/mol}$). Siendo de esta manera termodinámicamente favorable a baja presión y altas temperaturas. La reacción de SMR y reacciones de WGS requieren altas temperaturas ($>700^\circ\text{C}$) para que sean factibles y tengan un desplazamiento favorable. La alta temperatura de entrada se logra quemando gas natural adicional para calentar la corriente afluente. (Liu 2010).

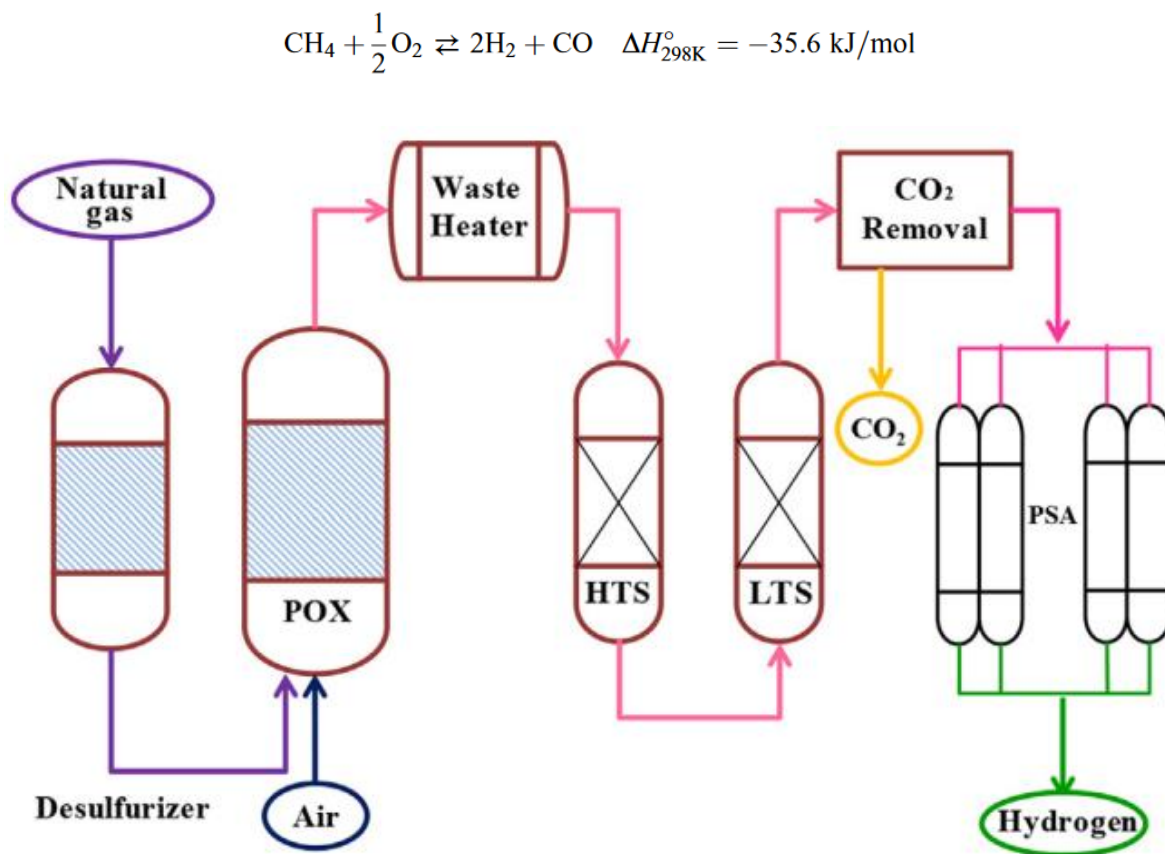
3.1.2 Oxidación Parcial (POX)

En la oxidación parcial (POX), el H_2 se genera a través de la conversión de vapor oxígeno e hidrocarburo. La **Figura 13** muestra un esquema del proceso.

Es similar a la combustión total del metano, pero difiere debido a una cantidad insuficiente de oxígeno para la combustión completa de oxígeno, produciendo así sólo hidrógeno y monóxido de carbono como subproductos. (Silveira, (2016).)

Figura 13.

Diagrama de producción de hidrógeno vía Oxidación parcial de gas natural



Nota. Tomado de Scipioni, A. M. (2017)

Es una reacción exotérmica caracterizada por una cinética muy rápida, lo que permite tiempos de contacto muy cortos: esta característica hace que se reduzca el tamaño de la planta con respecto al proceso SR; por otro lado, se espera un menor rendimiento de hidrógeno. Con una menor concentración de hidrógeno en el producto, este sacrifica algo de eficiencia en relación con el SR, pero ofrece una respuesta dinámica rápida. (Basile, A. D. 2017)

A escala industrial el proceso de oxidación parcial del metano no está totalmente establecido, principalmente porque puede haber una fuente de alimentación y un medio de reacción con CH₄ y O₂, con combustión completa que conlleva riesgos de explosiones. (Silveira, J. L. 2016)

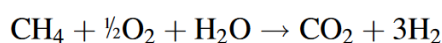
La oxidación parcial catalítica se realiza a temperatura entre 700°C a 900°C, que es inferior a la correspondiente a reacción de oxidación parcial no catalítica, cuya temperatura oscila entre 1300°C a 1500°C. Sin embargo, la temperatura de reacción de la oxidación parcial catalítica es difícil de controlar y requiere un sistema costoso para la separación del oxígeno. (Scipioni A. M., 2017)

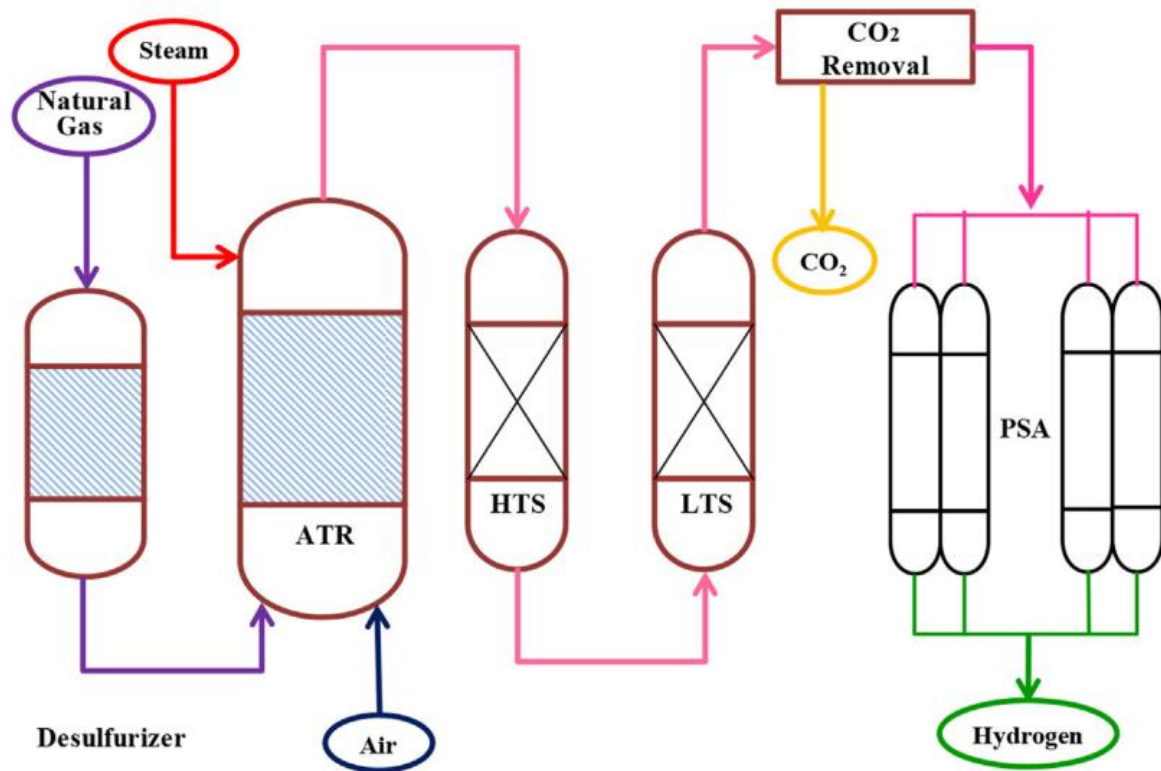
3.1.3. Reformado Autotérmico (ATR)

Scipioni A. M., (2017), explica este método como la combinación de las reacciones reformado con vapor (SMR) y oxidación parcial (POX). El proceso ATR proporciona una reacción (casi) termodinámicamente neutra, utilizando el calor generado en la POX para satisfacer el calor requerido por la SMR. El calor generado por la reacción exotérmica de POX en la zona de combustión se transmite directamente a la zona catalítica a través de los gases de reacción que fluyen y, a continuación, impulsa las reacciones endotérmicas del SMR. En el reactor único, el metano reacciona con el vapor y el oxígeno para producir gas de síntesis a una temperatura a una temperatura que oscila entre los 900C y los 1100C en presencia del lecho catalizador. Las dos etapas siguientes del proceso ATR son las mismas que las de los procesos SMR y POX, es decir, la reacción WSG y la purificación del producto. La **Figura 14** muestra el esquema del proceso.

Figura 14.

Diagrama de producción de hidrógeno vía Reformado autotérmico de gas natural





Nota. Tomado de Scipioni, A. M. (2017)

Este método ha despertado el interés debido a que elimina las desventajas de otras reacciones la escasa necesidad de energía para compensar los efectos de las reacciones endotérmicas (reformado con vapor) y las reacciones exotérmicas (oxidación parcial). Además, presenta un bajo consumo específico, y existe un control eficaz de la relación H_2/CO ajustando las tasas de alimentación de oxígeno y vapor (Silveira, J. L. 2016).

3.1.4. Captura y almacenamiento de carbono (CCS)

Los métodos termoquímicos como el SMR, POX, ATR emiten dióxido de carbono, ya sea por el aporte de energía o como subproducto. Por lo que la captura y el almacenamiento de carbono es un requisito fundamental para garantizar una economía de hidrogeno con huella de carbono neutral.

Dado que la captura y el almacenamiento de carbono (CCS) es un proceso costoso y de alto consumo energético, el reto actual para el uso de combustibles fósiles en la producción de

hidrógeno es la captura y eliminación/almacenamiento de CO₂ de una manera ambientalmente viable (Sherif, S. A. 2014).

El hidrógeno de varias corrientes de gas, tras la limpieza y la separación de partículas, va acompañado de CO₂ que puede almacenarse y utilizarse para diferentes aplicaciones. Tras el enfriamiento posterior del gas de síntesis de los gasificadores, el CO₂ se extrae del gas de síntesis mediante un disolvente físico (Selexol). Una vez extraído del disolvente, el CO₂ se seca y se comprime a 150 bares para el transporte por tuberías y el almacenamiento subterráneo (Sherif, S. A. 2014).

A continuación, se describen varias opciones tecnológicas para la captura y el almacenamiento del CO₂. (Sherif, S. A. 2014).

- **Captura y secuestro geológico:** La captura y almacenamiento de CO₂, incluye operaciones como la presurización del CO₂, el transporte y la eliminación final en formaciones geológicas o en acuíferos, llamado secuestro geológico (GS).
- **Captura postcombustión mediante solventes:** El CO₂ se captura normalmente mediante el uso de disolventes y la posterior regeneración de disolventes, a veces en combinación con la separación por membranas. A escala industrial se ha utilizado la mono etanolamina como solvente para absorber el CO₂, pero el reto es la ampliación de esta tecnología para las centrales eléctricas y la recuperación del CO₂ con un costo aceptable.
- **Captura por combustión con oxígeno:** Con esta tecnología, el combustible se quema utilizando oxígeno (casi) puro, producido por una unidad ASU criogénica o actualmente el uso nuevas tecnologías con membranas de transporte de iones también está siendo usadas. La principal ventaja de la oxicomcombustión es que permite capturar casi el 100% de captura del CO₂ Después de capturar el CO₂ mediante absorción física, se comprime.

- **Captura mediante tratamiento con algas:** Hay una tercera opción próxima para eliminar el CO₂ mediante el uso de microalgas utilizando para ello la luz solar y el agua, a través de la fotosíntesis artificial de las algas.
- **Captura mineral de CO₂ (solid looping cycles):** El CO₂ reacciona con minerales naturales que contienen magnesio (Mg) y calcio (Ca) para formar carbonatos. Este proceso tiene varias ventajas, la más significativa de ellas es el hecho de que los carbonatos tienen un estado energético más bajo que el CO₂ por lo que la carbonatación mineral es termodinámicamente favorable y se produce naturalmente.

3.1.5. Pirólisis de metano (hidrógeno turquesa)

La pirólisis térmica del gas natural, también conocida como craqueo térmico, es otra ruta de producción de hidrógeno en la que el gas natural se divide directamente en hidrógeno y carbono en una atmósfera libre de vapor u oxígeno/aire por lo que como subproductos no hay óxidos de carbono (p. ej., CO₂ o CO), lo que elimina la necesidad de los pasos posteriores de WGS y purificación (Scipioni, A. M. 2017).). La

Figura 15 presenta el esquema del proceso.

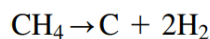
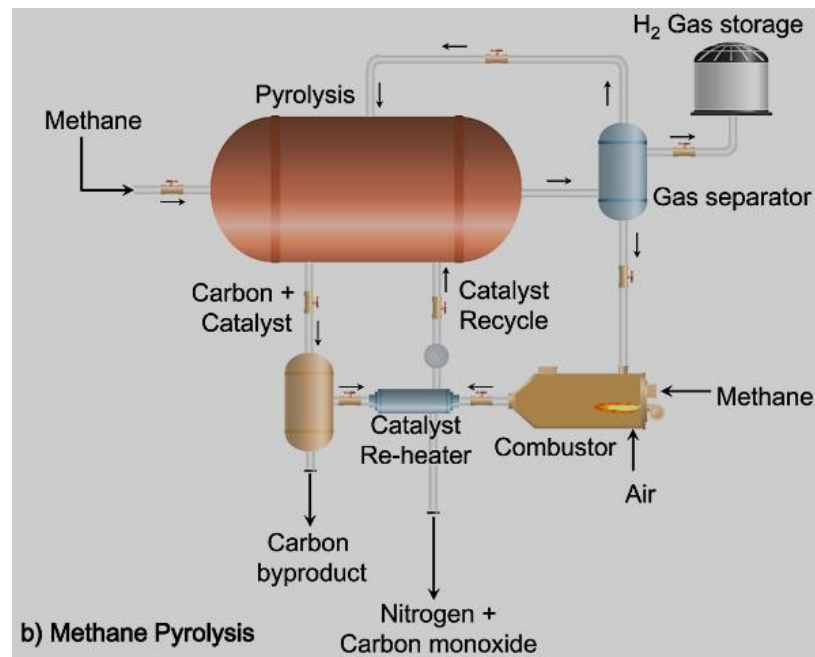


Figura 15.

Diagrama producción de hidrógeno por pirólisis



Nota. Tomado de Kannah (2021)

La principal ventaja de esta una alternativa es que el hidrógeno y el carbono sólido son los únicos productos de reacción, por lo que se evita la formación de CO_2 y por ende las emisiones de CO_2 son significativamente menores que las derivadas de las tecnologías basadas en combustibles fósiles sin CCS.

La descomposición del metano implica una reacción endotérmica y, por lo tanto, la conversión del metano y la producción de producción de hidrógeno se ven favorecidas por las altas temperaturas. En la ausencia de catalizador la descomposición térmica de metano requiere temperaturas por encima de $1000\text{-}1200^\circ\text{C}$ para obtener cinéticas favorables y un buen grado de conversión de metano. (Sánchez-Bastardo N. S., 2021)

Según Sánchez-Bastardo N. S., (2021) a pesar de las ventajas de la pirólisis del metano, la producción de hidrógeno a partir de este proceso no puede competir económicamente hoy con el proceso tradicional, y aunque el gas natural es una materia prima fósil, esta tecnología parece ser una alternativa temporal adecuada para la producción de hidrógeno que puede servir de puente en un periodo de transformación en medio de la transición hacia las energías

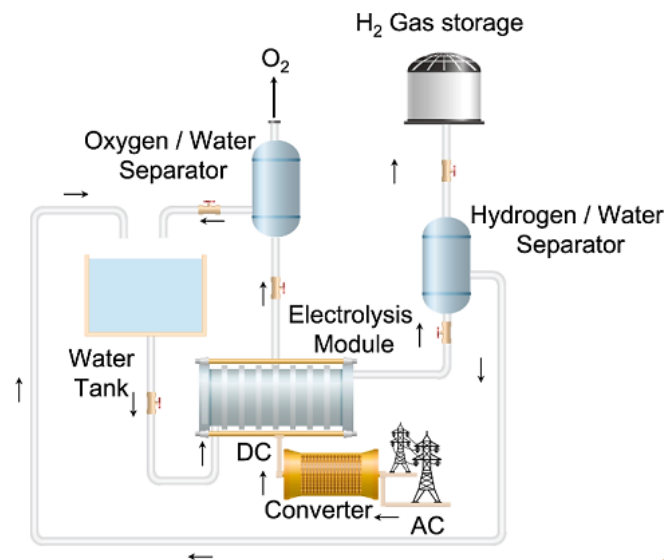
renovables. Aquí, el principal problema es la ausencia de mercados que puedan acomodar cantidades tan grandes de carbono y, por lo tanto, se hacen necesarias nuevas aplicaciones. Por otro lado, si se va a almacenar carbón, los costos asociados con el almacenamiento del carbón sólido serían menores que el secuestro de CO₂ derivado de SMR.

3.1.6. Electrolisis del agua

La electrólisis del agua se considera actualmente como la tecnología más práctica y prometedora para la producción de hidrógeno renovable utilizando indirectamente las fuentes de energía renovables. Las tecnologías de energía solar fotovoltaica y eólica pueden emplearse para generar electricidad, y ésta puede alimentar los electrolizadores para disociar el agua en hidrógeno y oxígeno como subproducto. (Sherif, S. A. 2014). La **Figura 16** muestra el proceso de producción de hidrógeno vía electrólisis.

Figura 16.

Diagrama de producción de hidrógeno vía electrólisis

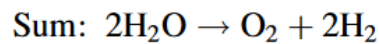
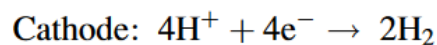
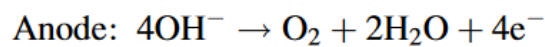


Nota. Tomado de Kannah (2021)

Los electrolizadores de agua pueden dividirse en dos categorías, los alcalinos y los de membranas de intercambio de protones (PEM).

3.1.6.1 Electrólisis alcalina. Los electrolizadores alcalinos son la tecnología más madura y se ha utilizado durante décadas en la industria. En los sistemas alcalinos, los electrodos se suspenden en una solución de agua mezclada con un electrolito como el hidróxido de potasio. El hidróxido de potasio es un químico difícil de manejar, ya que es corrosivo para los metales, lo que hace que la ingeniería de electrolizadores alcalinos grandes sea extremadamente desafiante. Esto significa que, si bien es un sistema de tecnología madura, tiene algunas desventajas, ya que arranca lentamente, requiere una producción estable, sufre corrosión y requiere un mantenimiento complicado. (Armstrong, J. M. 2021).

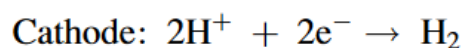
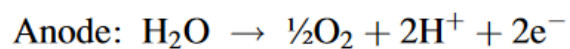
El electrolizador que utiliza un electrolito líquido (normalmente KOH) ha sido la tecnología electrolítica comercial más aceptada desde hace mucho tiempo. Equipado con dos electrodos sumergidos en el electrolito líquido alcalino (normalmente una solución cáustica con una concentración del 20% al 30% de KOH). (Scipioni, A. M. 2017)



Existen varios tipos de células electrolizadores que se diferencian principalmente por los tipos de electrolitos utilizados.

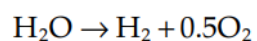
3.1.6.2 Electrólisis PEM. En el electrolizador de polímero sólido, se emplea una membrana sólida de poliestireno sulfonado como electrolito. Este electrolizador cuenta con una membrana de intercambio de protones y una membrana electrolítica de polímero (ambas abreviadas como PEM). En un electrolizador de este tipo los iones de hidrógeno pasan a través de la membrana y llegan a la cámara catódica, donde se recombinan con los electrones para formar hidrógeno gaseoso, y luego son capturados como productos. Mientras que, en la cámara anódica, el gas oxígeno acumulado en el agua también puede ser recogido. (Scipioni, A. M. 2017)

En los sistemas PEM, el electrolito es sólido (mientras que en los alcalinos es líquido). Esto elimina el problema de la corrosión y hace que todo el sistema sea mucho más simple. Esta simplicidad significa que los sistemas en contenedores se pueden conectar literalmente a un suministro de agua limpia y electricidad sin más. Los sistemas PEM tienen un arranque más rápido, no sufren corrosión y son más simples y fáciles de mantener que los alcalinos. Actualmente, son los costos de fabricación de los sistemas PEM los que limitan su uso; sin embargo, a medida que aumentan los volúmenes requeridos y se desarrolla la tecnología, es probable que estos costos disminuyan, lo que convertiría a PEM en la tecnología dominante. (Armstrong, J. M. 2021).



3.1.7. Termólisis con concentrador solar

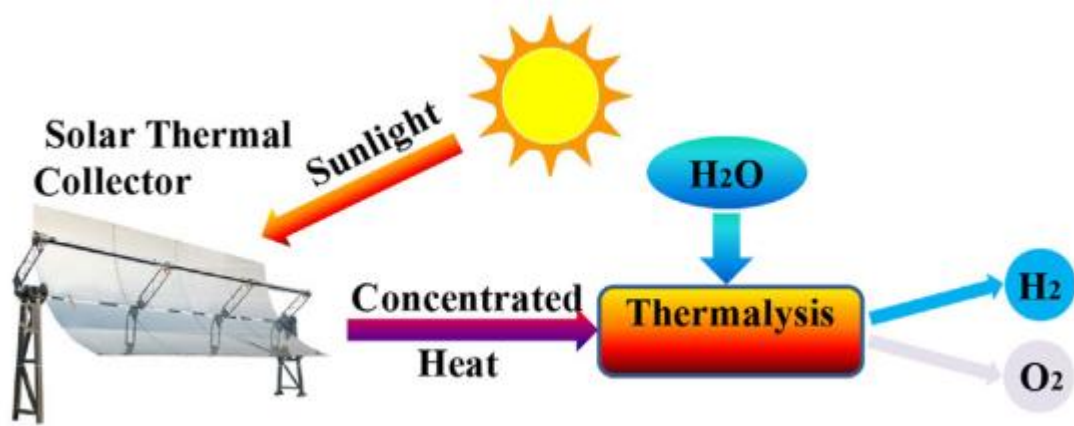
Los procesos termoquímicos solares se basan en el uso de la radiación solar concentrada como fuente de energía del calor de proceso de alta temperatura para impulsar una transformación química endotérmica.



Solo necesita un paso, en el cual una fuente de calor solar aplicada a más de 2227°C produce un grado de disociación del agua (9% a 1 bar, 25% a 0,05 bar). (Scipioni, A. M. 2017)

Figura 17.

Esquema de termólisis convencional para producción de hidrógeno usando un colector termal solar



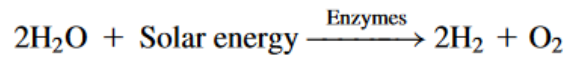
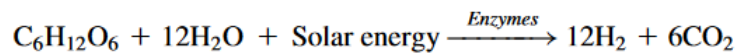
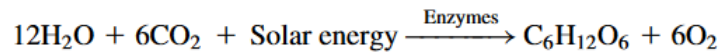
Nota. Tomado de Scipioni (2017)

3.1.8 Rutas biológicas

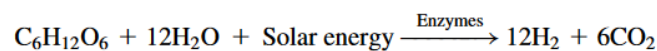
Los procesos biológicos están controlados a través de enzimas productoras de H₂, como la hidrogenasa y la nitrogenasa, la

Figura 18 muestra las principales ruta y microorganismos, una descripción de los más relevantes:

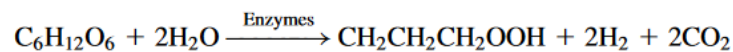
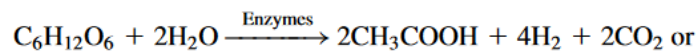
- **Bio fotólisis directa:** La producción de hidrógeno es realizada mediante la conversión de energía química por los sistemas fotosintéticos de las microalgas.

Directa*Indirecta*

▪ **Foto-fermentación:** El hidrógeno es producido mediante bacterias fotosintéticas mediante el uso de la energía solar y ácidos orgánicos o biomasa y con la acción de la nitrogenasa.



▪ **Fermentación oscura:** La fuente de carbono (biomasa, hidrocarburos) es fermentada por bacterias anaerobias, así como microalgas y algas verdes.

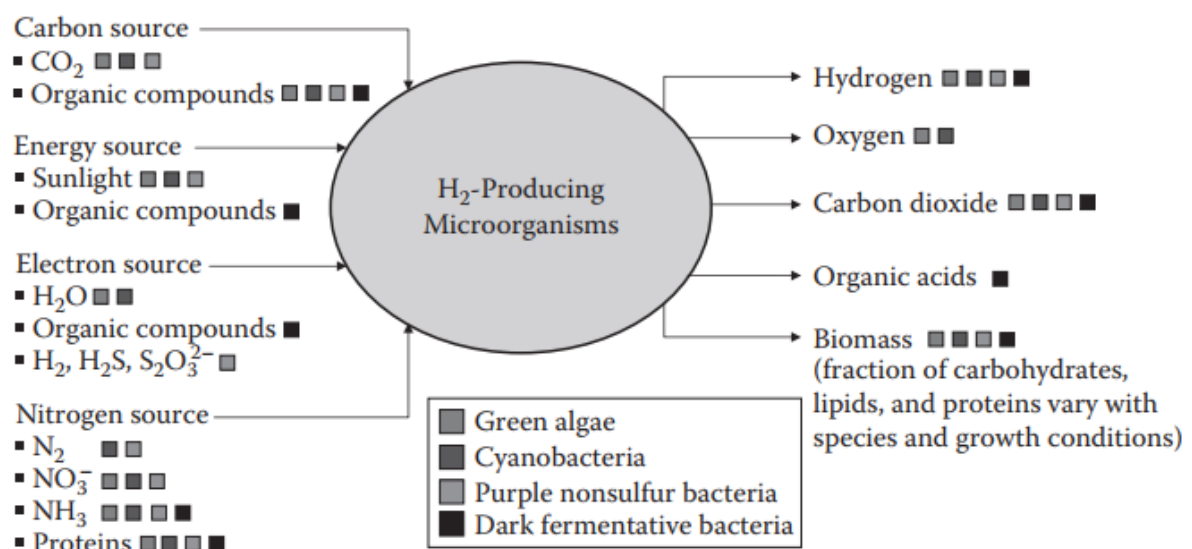


La fermentación oscura tiene algunas ventajas fundamentales sobre otros procesos biológicos, como la simplicidad técnica del proceso, baja demanda de energía, mayores tasas de producción de H_2 , mayor viabilidad económica y economía del proceso, además de ofrecer una gran variedad de sustratos para la producción de H_2 , muchos de ellos materiales desechos o residuos. La fermentación oscura logra mayores tasas de producción de H_2 comparado con la fotólisis y la foto fermentación. (Sherif, S. A. 2014).

Una gran ventaja de los procesos biológicos es que operan a temperaturas y presión moderadas, normalmente a medio ambiente, por lo que requerimientos de energía son menores.

Figura 18.

Esquema de microorganismos productores de H₂, (i.e. microalga, cianobacteria, et al.)



Nota. Tomado de Sherif, (2014)

3.2. Comparación de los procesos de producción de hidrógeno

Después de la revisión de las diferentes rutas, es importante establecer algunos criterios para comparar dichas tecnologías.

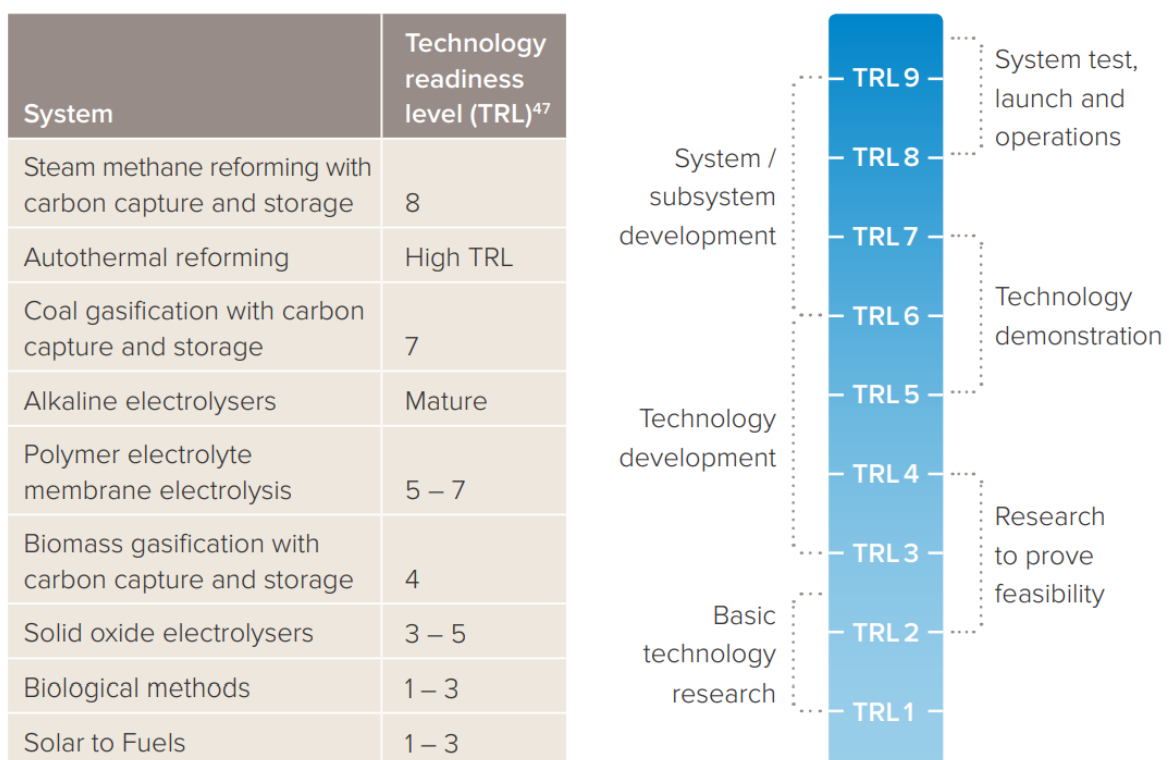
3.2.1. Grado de desarrollo industrial

El primer criterio es el nivel comercial de aplicación, con base en la Figura 19 que muestra diversos métodos de producción y su grado de implementación industrial en la escala TRL (Technology Readiness Level). La gráfica muestra el alto grado de madurez que tiene la tecnología de SMR que se ha venido aplicando por hace varias décadas en la producción de

hidrógeno. Así mismo, se nota que las tecnologías de electrólisis, en particular la de PEM está cerca de alcanzar su grado de madurez, considerando el año de publicación de esta revisión y el ágil ritmo con el que se vienen desarrollando los avances. Por otra parte, los métodos biológicos están todavía en etapas de investigación y desarrollo. con respecto a la pirólisis del gas, aunque no se encuentra en la gráfica, la revisión realizada revela que existe en el mundo una planta piloto operativa y varios procesos de pirólisis en desarrollo, lo que pondría la tecnología a dos o tres años para estar disponible.

Figura 19.

Escala del estado de la tecnología de producción de hidrogeno.



Nota. Tomado de Thomas, (2018)

3.2.2. Eficiencia

La eficiencia del proceso es otro aspecto importante para tomar en cuenta, la *Tabla 4*, muestra la comparación de eficiencia de los métodos, evidentemente los métodos más maduros

y mayor desarrollo, representan las mejores eficiencias, sin embargo, en procesos como la electrólisis con sucesivas mejoras se podría esperar alcanzar las más alta eficiencias, los procesos de pirólisis y fermentación necesitan todavía un desarrollo industrial para establecer su verdadera eficiencia.

La **Figura 20** presenta tres de las rutas de producción consideradas con un balance de materia y energía al 100% de eficiencia, que permite evidenciar la fuerte demanda energética que tienen los procesos de electrólisis.

Tabla 4.

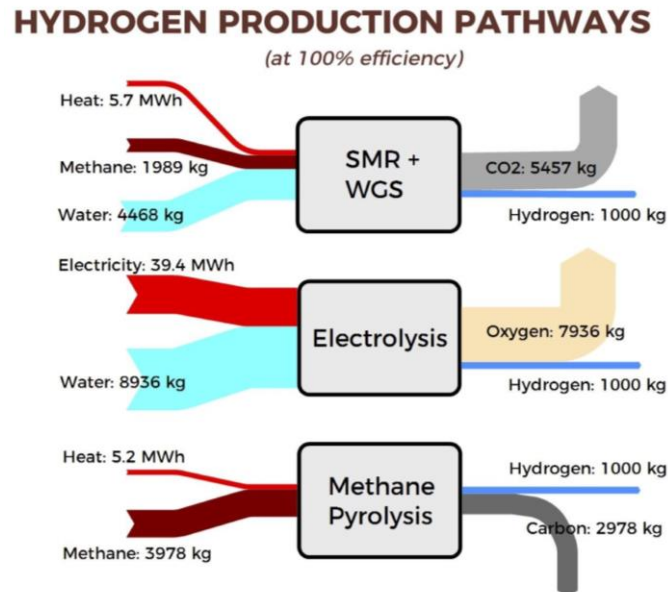
Eficiencia de los procesos de producción de hidrógeno.

Proceso	Eficiencia
SMR	74-85
POX	60-75
ATR	60-75
Pirólisis	9-85
Electrólisis alcalina	62-82
Electrólisis PEM	67-84
Termólisis	20-55
Bio fotólisis directa	0,5
Fotofermentación	0,1
Fermentación oscura	60-80

Nota. Tomado de Abdalla, A. M. (2018) y Dawood, et al (2020).

Figura 20.

Comparación rutas producción hidrógeno



Nota. Tomado de St. John, J., (2021).

3.2.3. Costo

El siguiente aspecto para tener en cuenta es el costo de las tecnologías, aunque los datos en esta materia no están disponibles se presentan algunos como referencia en la *Tabla 5*. Las tecnologías con mayor desarrollo son las de mejor costo, sin embargo, esta información no presenta una brecha tan amplia.

Tabla 5.

Costo de producción del hidrógeno.

Proceso	Costo (USD/kg)
SMR	1,03-2,08
SMR+CCS	1,22-2,27
Pirólisis	2,6-3,2
Electrólisis PEM	1,63-2,19
Fermentación oscura	2,57

Nota. Tomado de Abdalla, A. M. (2018) y Kannah (2021)

4. Evaluación alternativas para el aprovechamiento energético del hidrógeno

Para realizar la evaluación de las alternativas que podrían ser aplicables para las operaciones de producción es necesario primero entender las condiciones en los campos de producción. Para ello la evaluación se dividirá en producción y uso.

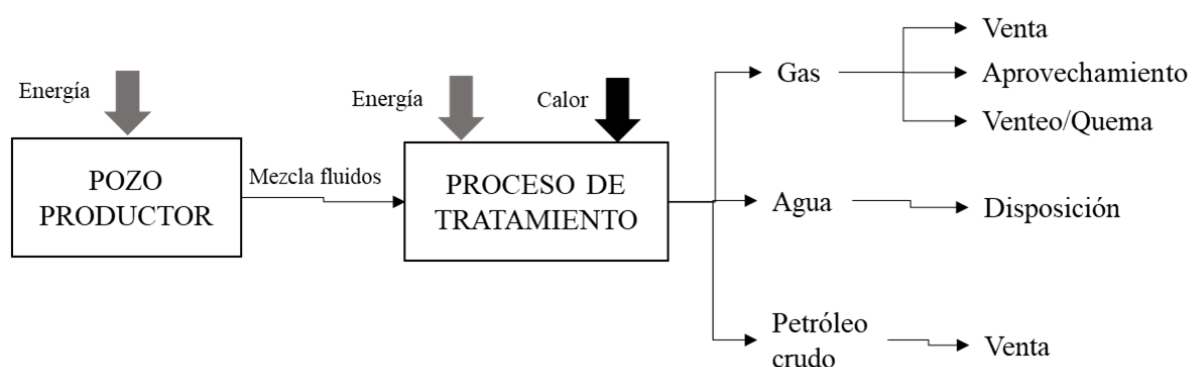
4.1. Alternativa de producción de hidrógeno.

Para determinar la mejor alternativa para la producción es importante considerar las fuentes de materias primas disponibles en los campos petroleros. De acuerdo con el análisis presente en el Capítulo 2 se puede evidenciar la oportunidad del uso de hidrocarburos gaseosos que se queman o se ventean, además de esto el mayor subproducto que tienen las operaciones es el agua de producción, es decir que una alternativa que pueda aprovechar o hacer uso de estos componentes sería de especial valor.

La **Figura 21**, muestra un esquema general de un campo de producción de petróleo que puede ejemplificar la generalidad de los campos de La Compañía, esta identificación servirá para encontrar el punto más apropiado para el uso del hidrógeno.

Figura 21.

Proceso típico de las operaciones de producción de La Compañía



Con base en el análisis desarrollado en el Capítulo 3, en donde se han identificado los criterios más importantes para encontrar las mejores opciones de producción de hidrógeno, en

la Figura 22 se muestra el diagrama de árbol de decisión creado para seleccionar la mejor alternativa. La *Tabla 6* muestra la evaluación de estos criterios en las principales alternativas.

Figura 22.

Árbol de decisión para definir la alternativa de producción de hidrógeno.

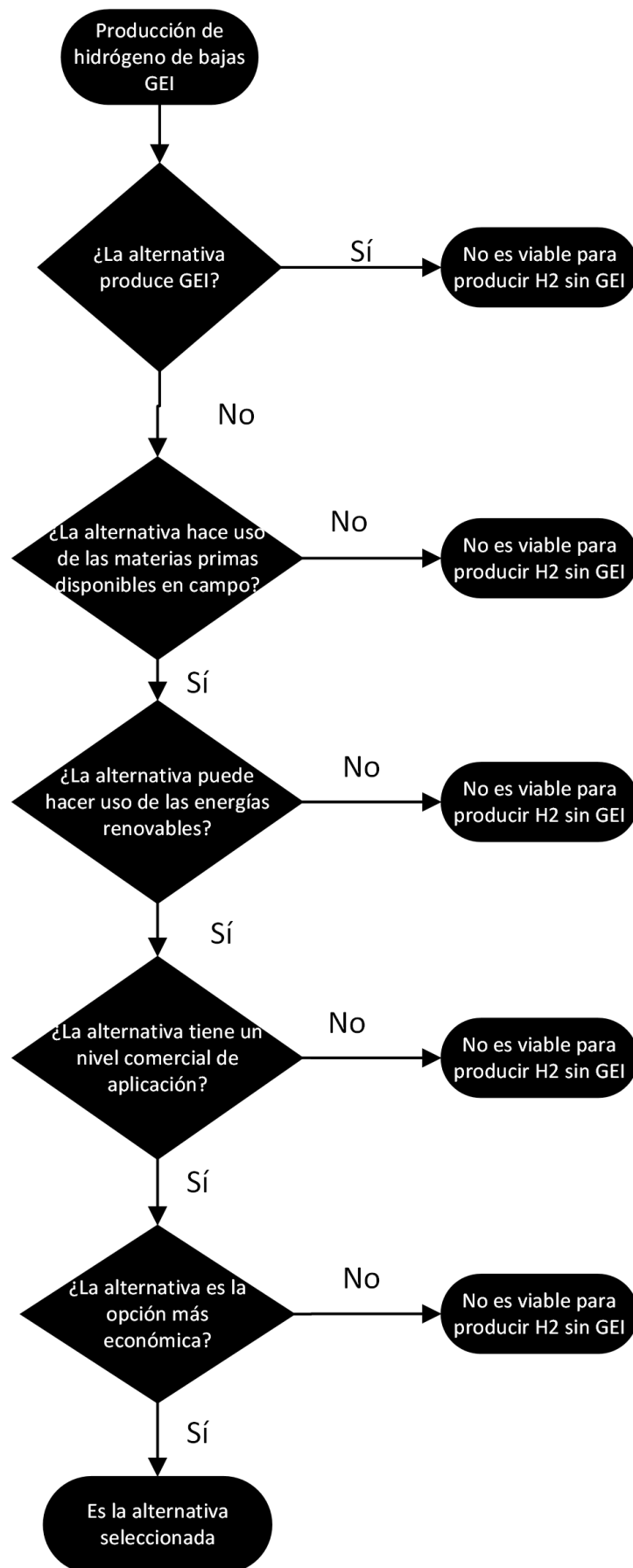


Tabla 6.*Matriz de resultados de evaluación de las alternativas*

Alternativa producción	Producción GEI	Usa MP Campo	Usa energía renovable	TLR	Costo de producción (USD/kg)
Fermentación anaerobia /fermentación oscura	No	Sí	Sí	3	2,57
Electrólisis	No, si su fuente es renovable	Sí	Sí	7	1,63-2,19
SRM	No, si su fuente es renovable y usa CCS	Sí	Puede usar, pero se debe adaptar la tecnología	8	1,22-2,27
Pirólisis	No, si su fuente es renovable	Sí	Puede usar, pero no se ha estudiado	5	2,6-3,2

En este punto es importante hacer una consideración sobre las tecnologías SRM, como se explicó en el Capítulo 3 su producción implica la generación de CO₂. Para que esta alternativa sea exitosa en reducir las emisiones de GEI de las operaciones se debe emplear en asocio con tecnologías de secuestro. En ese sentido dado que el hidrógeno no es un producto que se use en el campo, sino que se plantea como un vector energético, no tiene sentido producirlo con esta alternativa para luego secuestrar, sería más apropiado para las Operaciones de Producción, si se implementan tecnologías de secuestro, usarlas directamente sobre sus fuentes, es decir la combustión, y de esta forma reducir directamente las emisiones.

Revisando los datos obtenidos para cada alternativa, de acuerdo con el árbol de decisión, la alternativa que cumple los requisitos es la electrólisis, esta sería la tecnología seleccionada para la producción de hidrógeno.

4.2. Evaluación uso energético del hidrógeno

Para identificar la mejor alternativa de uso del hidrógeno, se considera el análisis realizado en el Capítulo 2, según el cual, las principales fuentes de emisiones de GEI en las operaciones son:

1. Consumo de combustibles para generación de eléctrica y calentamiento, los combustibles son: crudo, gas natural, diésel, coesgen.
2. Quemadas
3. Venteos y emisiones fugitivas.

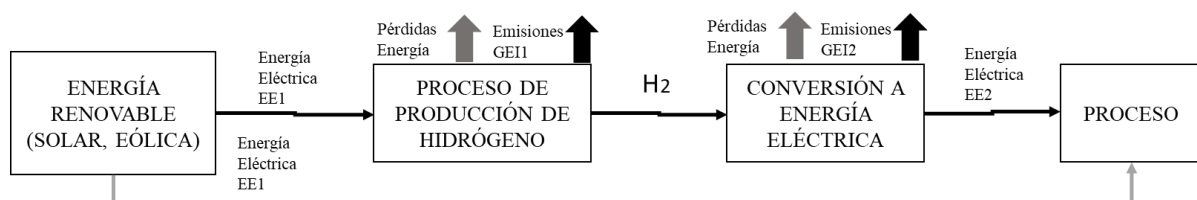
Considerando el hidrógeno como un vector energético, su uso en la operación estaría destinado a la sustitución de consumo de combustibles fósiles para la generación eléctrica o para el calentamiento.

4.2.1. Uso en Generación eléctrica

Para el uso en la generación eléctrica se tienen dos opciones, según se vio el Marco de Referencia: uso de la celda de combustible, mezcla con otros combustibles de generación, sin embargo, la transformación de hidrógeno producido en las facilidades de operaciones de producción para su posterior conversión a electricidad in situ, tiene un problema de eficiencia energética como se muestra en la **Figura 23**.

Figura 23.

Pasos para obtención de energía eléctrica a partir de hidrógeno de bajas emisiones



La alternativa de producción de hidrógeno escogida, toma ventaja de una fuente renovable como fuente energética para el proceso de producción de hidrógeno, esta energía la toma en forma de energía eléctrica, sin embargo, como muestra el diagrama, usar esta energía eléctrica que es en sí misma de bajas emisiones para luego producir hidrógeno que finalmente producirá electricidad no tiene sentido energético, considerando que siempre EE2 será menor que EE1, es decir en el proceso se ha perdido energía, adicional cada paso en el proceso agrega emisiones de GEI al balance global, lo cual tampoco es positivo para el balance. El diagrama

muestra también la ruta alterna de la energía que sería la óptima y sería desde la fuente renovable hasta el proceso, sin el intermedio de hidrógeno.

Bajo este panorama, ¿por qué se querría convertir el hidrógeno producido a electricidad? La respuesta está en la variabilidad de la entrega que tienen algunas de las energías alternativas, en particular la solar, en la entrega de energía durante el curso del día, debido a que dependen de condiciones meteorológicas que son variantes, la **Figura 24** muestra la energía eléctrica entregada por un sistema fotovoltaico, en función de la hora del día. Como se puede observar la entrega tiene un pico al mediodía y sólo se dispone de la misma durante las horas del día, esta entrega por picos nos es favorable para las demandas energéticas de las operaciones de producción, en estas facilidades la operación se lleva a cabo durante las 24h del día y así mismo la demanda de energía, cuando no se tienen sistemas interconectados a la red eléctrica nacional, estas variaciones en la entrega de energía de los sistemas fotovoltaicos se deben compensar con sistemas de control y capacidad de generación eléctrica de respaldo lista para operar cuando cae la oferta, como consecuencia en estas facilidades se deben tener capacidades de energía instaladas iguales a toda la demanda sin tener en cuenta el sistema fotovoltaico aumentando costos de capital y operación.

Una alternativa a esta situación es el uso de baterías en las que se pueda almacenar la energía del sistema fotovoltaico y de esta forma entregarla a la operación de forma constante y continua, sin embargo, el uso de baterías en estos sistemas resulta en altos costos, tener disponibilidad de 24h de energía puede llegar a costar 3 veces el costo de la instalación del sistema de paneles solares y la vida útil de las baterías está entre 3 y 5 años por lo que en el curso del proyecto se deberían hacer entre 4 y 6 cambios de baterías.

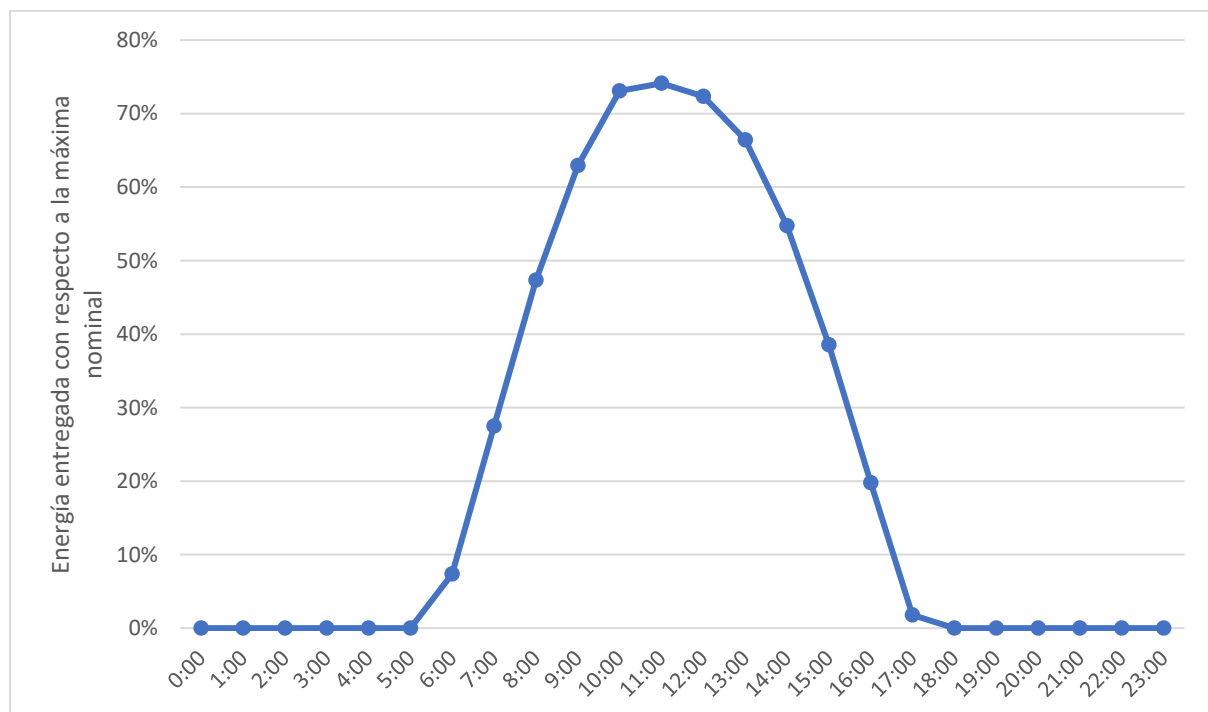
Si en lugar de usar baterías se usara la producción de hidrógeno como un vector para almacenar esa energía, se podría entender su uso en la producción de energía eléctrica. Este concepto se denomina Potencia a gas “Power to gas P2G”.

P2G es el uso de excedentes de electricidad renovable para producir un gas que puede almacenarse o usarse directamente. (Boudellal, M. 2018).

En resumen, el uso del hidrógeno para la generación de energía eléctrica sólo tiene sentido cuando la energía que alimenta la producción tiene una fuente alternativa que depende de las condiciones meteorológicas o es variable en el tiempo como la energía solar.

Figura 24.

Energía entregada por un sistema fotovoltaico.



Nota. Tomado de Celsia (2021)

4.2.2. Uso en calentamiento

El uso del hidrógeno para el calentamiento se basa en el mismo principio de su uso en generación, es decir como sustituto de los combustibles fósiles en la combustión, en particular para el caso del calentamiento se usaría en los sistemas de calderas de las facilidades, como sustituto total o parcial de los combustibles. Para una sustitución total en el mercado se encuentran disponibles equipos con tecnología para combustión 100% de hidrógeno.

Este aprovechamiento ofrece una opción interesante en los sistemas que necesitan altas temperaturas, de hecho, se ha mencionado el uso del hidrógeno en industrias de alta demanda calorífica, sin embargo, en este punto es bueno aclarar que el calentamiento en campo se refiere a hornos y calderas cuya máxima temperatura es 300°F, por lo que no son tan intensos en requerimientos calóricos.

Cualquiera de los usos que se determine la forma más rápida para su incorporación en las operaciones de producción sería a través de la sustitución de los combustibles fósiles que se queman actualmente, revisando una proporción tal que permita su uso en mezcla sin cambios significativos en los equipos de combustión: generadores y caldera, pero que sí permita reducir las emisiones de GEI en estos procesos, dicha comparación se puede hacer a través del uso del indicador Índice de Wobbe.

La Resolución 050 de la CREG (2018) define el parámetro de intercambiabilidad como “la medida del grado en que las características de combustión de un gas son compatibles con las de otro gas. Se dice que dos gases son intercambiables cuando un gas puede ser sustituido por otro gas sin interferir con la operación de equipos o artefactos de combustión.” Y el Índice de Wobbe como “una medida del flujo de energía a través de un orificio y corresponde a la relación entre el poder calorífico de un gas por unidad de volumen y la raíz cuadrada de su densidad relativa con respecto al aire, bajo las mismas condiciones de referencia.”

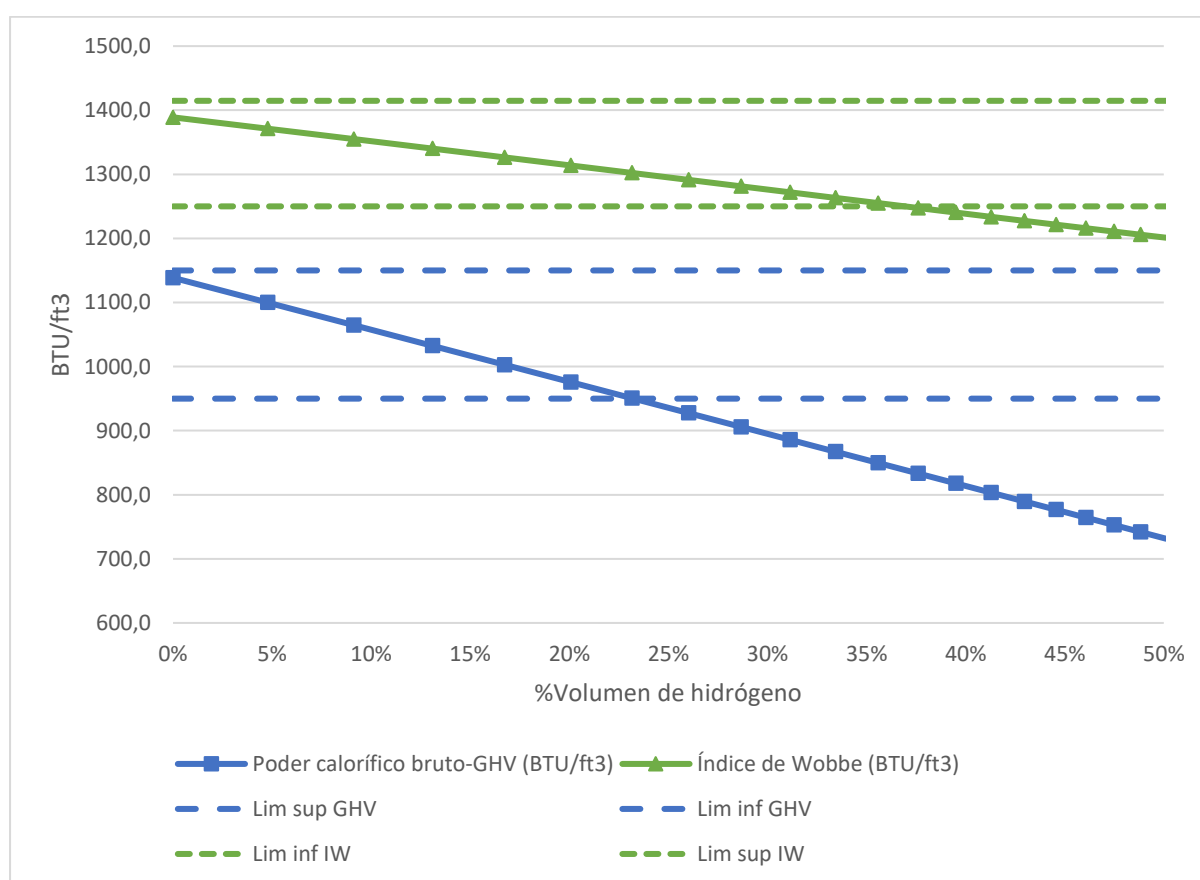
Esta misma resolución establece la modificación de los parámetros de calidad del gas para el sistema de transporte nacional, adicionando el criterio de Índice de Wobbe el cual deberá ser entre 1250.0 BTU/ft³ y 1414.7 BTU/ft³.

Estos criterios ofrecen una oportunidad para evaluar distintas mezclas de gas natural usado para combustión con hidrógeno y establecer un límite para su uso en los equipos de combustión ya instalados en las facilidades.

Para esto se toma una composición típica de un gas usado para alimentar la generación eléctrica y se aumentan las concentraciones de hidrógeno en la mezcla, para ver el comportamiento del Índice de Wobbe y el poder calorífico. La **Figura 25** muestra los resultados, incluyendo en la gráfica los límites de las variables establecidos en el Reglamento Único de Transporte (CREG 2018).

Figura 25.

Poder calorífico e Índice de Wobbe para mezclas de gas natural e hidrógeno.



De acuerdo con los resultados obtenidos la máxima concentración de hidrógeno en el gas para estar dentro de los límites del índice de Wobbe es 37%vol para este gas tipo, por otro lado, sólo como referencia el límite inferior del poder calorífico se alcanza para una concentración 23%vol.

Para una aplicación práctica sería necesario revisar las especificaciones exactas del equipo en el que se va a quemar la mezcla con hidrógeno, sin embargo, de este análisis se puede obtener que dicha podría llegar a estar alrededor del 30%.

5. Diseño de la aplicación de la alternativa de aprovechamiento energético del hidrógeno

Una vez establecidas la mejor alternativa para la producción y el uso del hidrógeno en las operaciones de producción de la Compañía, esto es Electrólisis PEM con fuente renovable y uso en combustión, el siguiente paso es realizar un diseño de la aplicación de esta alternativa en alguna(s) de las facilidades de la operación. Como se vio en el Capítulo 2, se han analizado 10 facilidades de producción que actualmente tiene la Compañía, para verificar la oportunidad de la aplicación de la mejor alternativa se ha desarrollado el árbol de decisión planteado en la

Figura 26.

Se han contemplado criterios como la disponibilidad de una energía renovable que tenga picos de producción, para que, como se vio en el Capítulo 4, sea posible realizar “Power to gas”, además fueron considerados otros aspectos como la disponibilidad del agua de producción, si se requiere calentamiento y si se tiene generación eléctrica alimentada con gas natural, estas últimas para determinar su uso en la combustión en mezcla.

La **Tabla 7**, resume estos aspectos para las facilidades, así como algunos datos adicionales que serán de utilidad en el diseño conceptual de la aplicación.

Figura 26.

Diagrama árbol de decisión para determinar la aplicabilidad de la alternativa de aprovechamiento energético del hidrógeno.

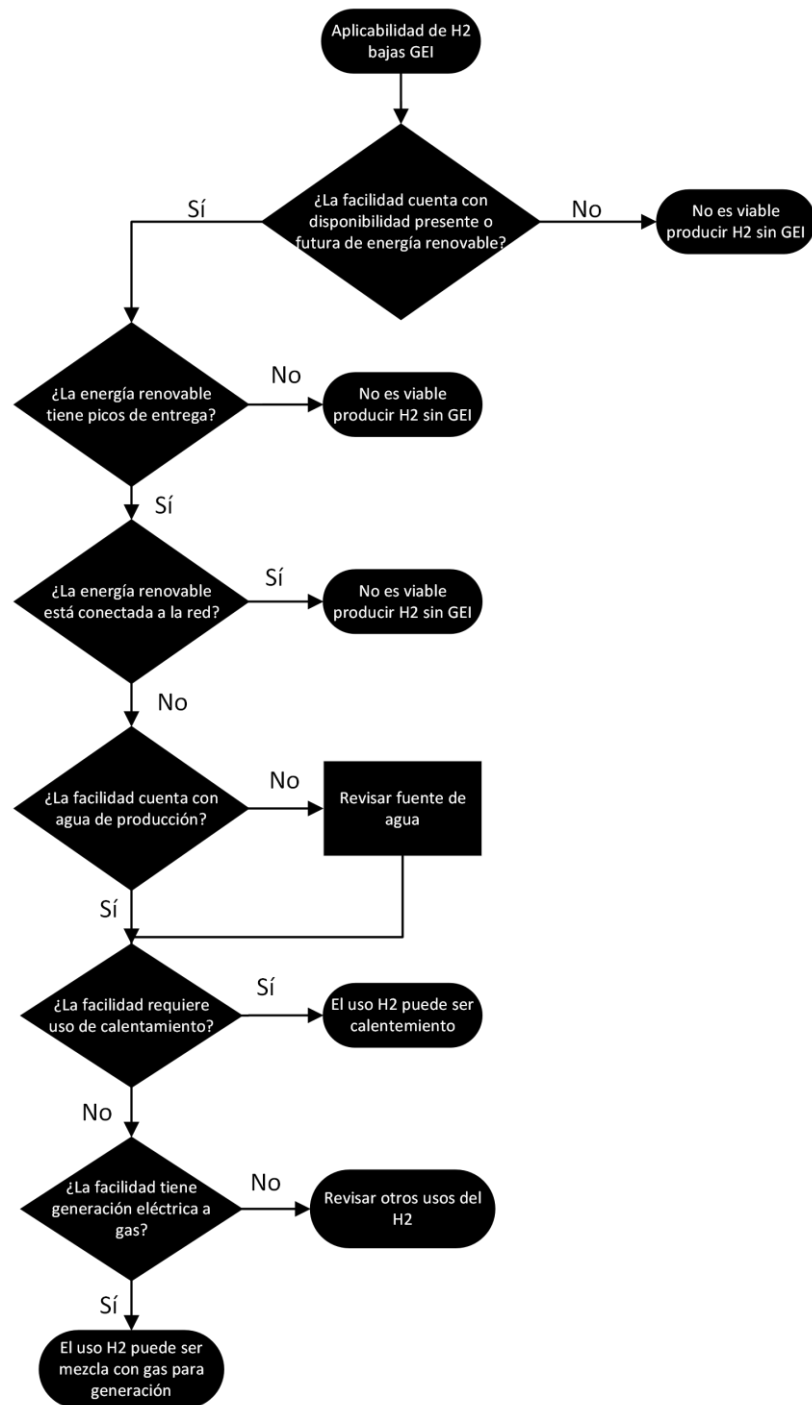


Tabla 7.

Aspectos relevantes para el aprovechamiento energético de hidrógeno en las Operaciones de Producción

	F01	F02	F03	F04	F05	F06	F07	F08	F09	F10
Disponibilidad de gas	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Consumo gas combustible (kpcd)	278	1510	430	280	273	165	283	82	12	32
Demanda de energía eléctrica (kW)	700	6000	1400	900	800	800	1000	200	200	300
Calentamiento	No	Sí	No	No	No	No	No	No	No	No
Aguas de producción	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Tratamiento de agua	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No	Sí	Sí	Sí	No
Salinidad (ppm Cl-)	3000	300	250	2300	20000	6800	2500	2000	30	5000
Energía renovable	No	Sí		Sí	No	No	Sí	Futura	Futura	Futura
Capacidad max (kW)		3000		100			100	100	100	100
Tipo		Solar		Térmica			Térmica	Solar	Solar	Solar
Conectada a la red	Sí	Sí	No	No	No	No	No	No	No	No

Considerando la información contenida en la *Tabla 7* y haciendo uso del árbol de decisión de la

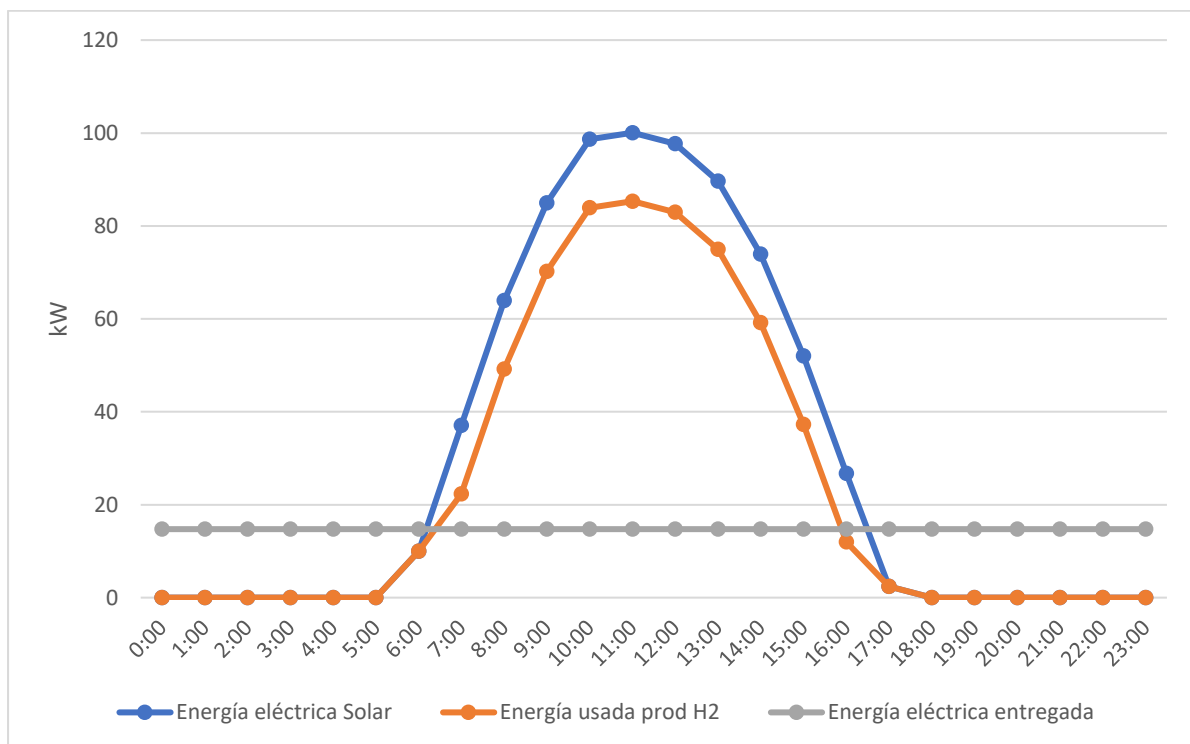
Figura 26 se encuentra como viables para aplicación de las alternativas de aprovechamiento de hidrógeno las facilidades F08, F09 y F10 para usar con mezcla de gas natural en la generación eléctrica.

Tomando como dato de entrada la capacidad de los sistemas solares de las tres facilidades seleccionadas la cual es 100kW max, y usando los datos de disponibilidad presentados en la **Figura 24** en el Capítulo 4 se obtiene la gráfica de disponibilidad hora a hora, ya que el objetivo del Power to Gas es mantener un suministro estable de energía eléctrica durante todo el día. De igual forma, se estima la eficiencia de la conversión de la energía solar a energía eléctrica en 35%, con lo anterior se calcula el superávit para producción de hidrógeno, la

Figura 27 muestra los resultados.

Figura 27.

Resultados de la normalización de la curva de suministro de energía eléctrica



De acuerdo con los resultados obtenidos, se tendría una entrega de energía continua de aproximadamente 15kWh, el excedente de la energía solar se usaría para la producción de hidrógeno, usando los datos de un electrolizador comercial (H2B2) mostrados en la

Tabla 8 se tiene el siguiente factor de conversión: 5.2 kWh/Nm³ H₂. Con este dato y la potencia excedente se tienen los datos de producción de hidrógeno que se muestran en la **Tabla 9**.

Tabla 8

Características electrolizador

Tipo de electrólisis	PEM (membrana de intercambio de protones, libre de cáusticos)
Número de pilas de celdas	1
Producción de gas hidrógeno	
máx. caudal hidrógeno nominal	20 Nm ³ /h (43 kg/día)
Rango de flujo de hidrógeno	10 -100%
Presión de funcionamiento	15 – 40 barg (217-580 psig)
Pureza del hidrógeno (antes de la purificación del gas)	> 99,9 %; < 25 ppm O ₂ ; H ₂ O saturado
Pureza del hidrógeno (después de la purificación del gas)	99,999 %; < 5 ppm O ₂ ; < 5 ppm H ₂ O
Requisitos eléctricos	
Voltaje	3 x 400 VAC ± 10% (3Ph+N) / 3 x 480 VAC ± 10% (3Ph+N)
Frecuencia	50 Hz ± 5 % / 60 Hz ± 3 %
Potencia (BoP + Pila)	106,6 kW
Consumo chimenea	4,7 kWh/Nm ³ H ₂
Consumo de energía CA (BoP + pila)	5,2 kWh/Nm ³ H ₂
Agua de alimentación	agua desmineralizada (la planta de tratamiento de agua opcional no está incluida)
Consumo	< 1 L/Nm ³ H ₂
Conductividad	> 10 MΩcm (< 0,1 uS/cm); COT < 30 ppb
Presión	2-3 barg (29-43 psig)

Temperatura	+5 °C a + 40 °C (+41 °F a +104 °F)
--------------------	------------------------------------

Nota. Tomado de H2B2. (2022).

Tabla 9.

Producción diaria de hidrógeno

Hora	Potencia Excedente (kW)	Producción H2 (Nm3)
0:00	0,0	0,0
1:00	0,0	0,0
2:00	0,0	0,0
3:00	0,0	0,0
4:00	0,0	0,0
5:00	0,0	0,0
6:00	9,9	1,9
7:00	22,3	4,3
8:00	49,2	9,5
9:00	70,2	13,5
10:00	83,9	16,1
11:00	85,3	16,4
12:00	82,9	15,9
13:00	74,9	14,4
14:00	59,2	11,4
15:00	37,3	7,2
16:00	12,0	2,3
17:00	2,4	0,5
18:00	0,0	0,0
19:00	0,0	0,0
20:00	0,0	0,0
21:00	0,0	0,0
22:00	0,0	0,0
23:00	0,0	0,0
Total	589,7	113,4

Los 113,4 Nm3 de hidrógeno producidos durante el día equivalen a 9,9kg.

Según las especificaciones del electrolizador comercial tomado de base, las condiciones de entrega del gas serían de 212psig como mínimo y 5°C. Con estos datos y atendiendo que en la entrega sería a un sistema de generación con equipos reciprocantes que requieren 50psig como máximo, se considera como solución para el diseño el almacenamiento del hidrógeno

como gas usando la presión entregada para el electrolizador, para calcular el volumen del recipiente de almacenamiento se usará la ecuación de gases.

$$Pv = nRTz$$

$$n = \frac{m}{M}$$

$$v = \frac{mRTz}{MP}$$

Donde:

P : Presión de almacenamiento: 231.7psia

m : Masa de hidrógeno: 9,9kg=21,9lb

T : Temperatura de almacenamiento: 5°C=501°R

M : Masa molecular 2,1059 lb/lbmol

R : Constante de los gases: 10,731 ft³ psia/lbmol°R

Z : Factor de compresibilidad a las condiciones de P y T : 1,01 (Tomado de Makridis, S. 2017).

Resolviendo:

$$v = \frac{21,9lb \times 10,731 ft^3 psia/lbmol \text{ } ^\circ R \times 501^\circ R \times 1,01}{2,1059 lb/lbmol \times 231,7psia}$$

$$v = 254,36ft^3$$

Tomando este valor se pueden obtener las medidas del recipiente de almacenamiento, usando una relación de esbeltez (S_R) de 4, se tiene que el diámetro se puede expresar como:

$$d = 12 \times \sqrt[3]{\frac{v}{\pi}}$$

$$d = 51,9in$$

El diámetro comercial más cercano sería el de 54in, según esto la longitud del equipo sería 13,5ft, la longitud comercial más cercana sería 15ft. Estas serían las dimensiones del recipiente de almacenamiento del hidrógeno.

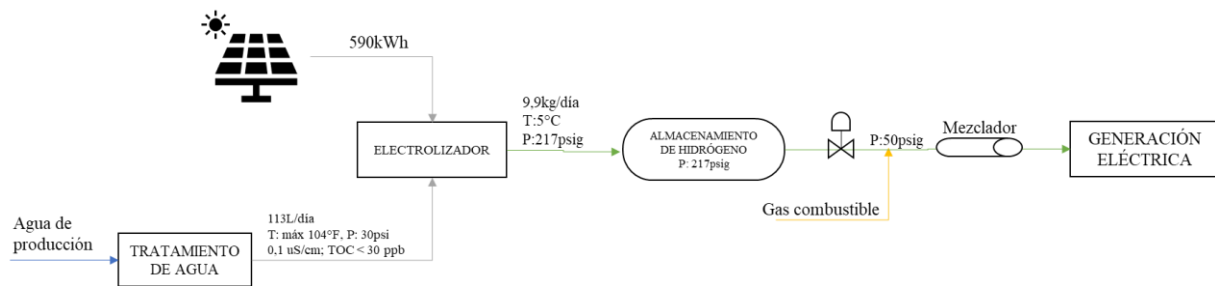
Los 9,9kg de hidrógeno equivalen a 4,1kpcd, tomando en cuenta el análisis realizado en el Capítulo 3 sobre el índice de Wobbe se ha determinado como porcentaje de mezcla máxima en volumen el 30%, el volumen disponible no sería práctico para su aplicación en la facilidad F09 ya que la proporción de hidrógeno sería muy alta, por lo tanto, sería viable su aplicación en las facilidades F08 y F10. El reemplazo de hidrógeno por gas natural se calcula mediante el poder calorífico igualando la cantidad de energía, para el caso del hidrógeno el poder calorífico es de 324.2 BTU/ft³, el gas que se va a reemplazar será el mismo del Capítulo 4 como se muestra en la Figura 23 el poder calorífico es de 11338,6BTU/ft³, es decir el hidrogeno reemplazaría 1169 ft³/día de gas natural, lo que equivale a una reducción de emisiones de gases GEI de 24ton CO2 anuales.

El agua necesaria para la producción del hidrógeno se puede tomar de la operación, sin embargo, la misma debe ser tratada mediante tratamientos primarios y terciarios para obtener agua desionizada, la Tabla 6 muestra si las facilidades tienen tratamientos primarios de agua, esto es remoción de aceites y sólidos, de esta forma si la facilidad los tiene sólo se tendría que hacer el tratamiento terciario (remoción de iones) al agua necesaria, en cualquier caso, según la ficha técnica del equipo (H2B2) el consumo de agua es de 1 L/Nm³ H₂, es decir se necesitan 113L/día de agua equivalentes a 0,7bbl/día, menos de un barril por día equivale a una pequeña planta de acondicionamiento del agua.

Todo el diseño del sistema se presenta en la **Figura 28**.

Figura 28.

Diseño conceptual del sistema de aprovechamiento energético del hidrógeno



Con base en el diseño conceptual presentado, se realiza evaluación económica del proyecto, la *Tabla 10* presenta las premisas de dicha evaluación, entre las que se tiene el período de evaluación, la tasa de descuento, el costo por compensación de toneladas de carbono y el incentivo tributario que está asociado al beneficio entregado por la UPME por energías alternativas, todas estas premisas son las establecidas por La Compañía para la evaluación de sus proyectos.

*El criterio para evaluar un proyecto en La Compañía es que su VPN sea igual o mayor a cero, este proyecto de acuerdo con las premisas de la **Tabla 10** es -369 mil dólares, es decir el proyecto no tiene viabilidad económica, la*

Figura 29 muestra el flujo neto que evidencia el desbalance del proyecto.

Tabla 10.

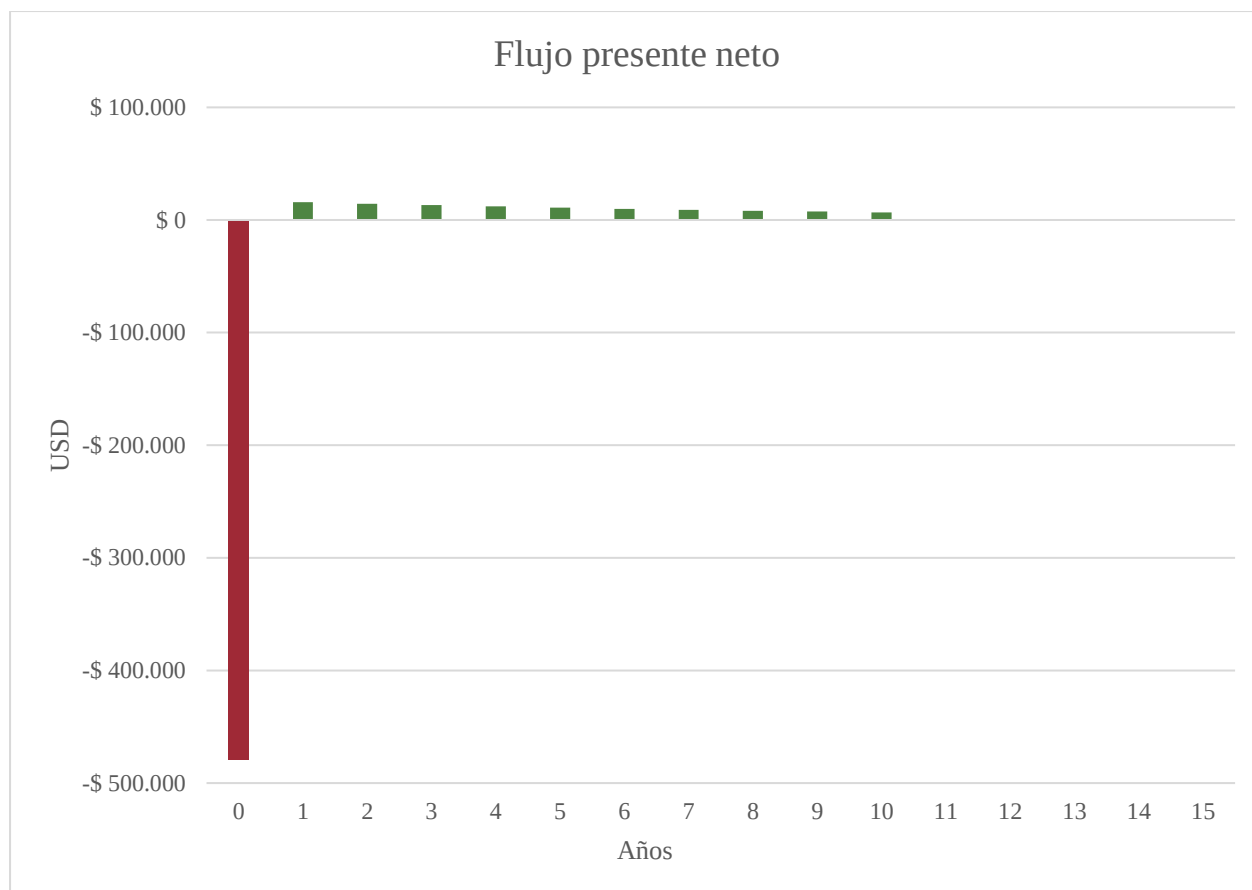
Premisas para realizar la evaluación económica del proyecto.

Categoría	Ítem	Valor	Unidad
Beneficios	Produccion H2	10	kg/Día
	Gas reemplazo	1.169	Scfd
	PC gas natural a sustituir	1.139	BTU/ft3
	Costo gas	8	USD/MBTU
	Costo gas	3.888	USD/año
	Factor	6×10^{-5}	Ton CO2e /scf
	Emisión	24	tonCO2 año
	Costo de Carbono (USD/Ton CO2e-)	5	(USD/Ton CO2e-)
	Beneficio GEI	120	USD/año
	Total ingreso	4.008	USD/año

	Total ingreso	\$ 15.228.703	COP/año
Inversión	Electrolizador	400.000	USD
	Electrolizador	\$ 1.520.000.000	COP
	Almacenamiento	\$ 300.000.000	COP
	Total	\$ 1.820.000.000	COP
Costos operación	Consumo energía electrólisis	590	kWh/día
	Tarifa Energía Renovable	260	COP/kWh
	Costo energía	\$ 55.958.855	COP/año
	Costo Tratamiento Agua Produccion	\$ 100.000	COP/Dia
	Consumo Agua Electrolizador	113	L/Dia
	O&M	2%	
	O&M	\$ 36.400.000	COP/año
	Total costo	\$ 128.858.855	
Consideraciones Económicas / Impositivas	Años Depreciación Base	10	Años
	Años Depreciación Beneficio	1	Año
	Depreciación Anual	\$ 182.000.000	COP
	% Salvamento Equipos	0	
	TRM	3800	COP/USD
	Tasa de Descuento	10%	
	IPC Anual Promedio	3%	
	Tasa Depreciación Estimada	13%	
	Amortización Acelerada Máxima	8	Años
	Impuesto de Renta	35%	
	Beneficio en equipos sobre impuesto de renta	50%	
	Años a tomar del beneficio	1	Años

Figura 29.

Flujo de caja neto del proyecto de aprovechamiento de hidrógeno



Se realizó un análisis de sensibilidad para determinar las condiciones a las que el proyecto podría tener un VPN igual a cero, esta sensibilidad se muestra en la **Tabla 11**. Se revisaron dos escenarios el primero a qué costo de inversión la producción sería positiva encontrando que la inversión para la producción entregada debería ser de 14kUSD, este costo no está dentro de las condiciones del mercado, por lo que este tipo de inversión sólo sería posible en un sistema completamente subsidiado, considerando que el análisis se hizo con los beneficios tributarios vigentes.

El segundo escenario presenta la ampliación de la capacidad de producción, con un ajuste en el costo que no es directamente proporcional pero que está de acuerdo con el mercado, este segundo escenario se ve más atractivo y si se tuviera la energía renovable disponible en futuras u otras operaciones, podría ser una alternativa atractiva.

La **Tabla 11** también muestra el costo de producción del hidrógeno, el cual en el escenario base es de 7,17 USD/kg, muy por encima de los costos estimados en la **Tabla 5**,

como se ve en el análisis de sensibilidad, el tema debería ser de escala, ya que si se consiguen producciones y costos de inversión como los del escenario de “Alto Rendimiento” se obtendría un costo incluso inferior al reportado en bibliografía, sin embargo, este escenario merece ser estudiado a más profundidad con una ingeniería básica y de detalle.

Tabla 11

Escenarios de evaluación económica del proyecto de aprovechamiento de hidrógeno

	Base	Baja Inversión	Alto rendimiento
Produccion H ₂ (kg/Dia)	10	10	550
Inversión (USD)	\$ 478.947	\$ 14.368	\$ 1.078.947
VPN (USD)	(\$ 369.064,60)	\$ 110,39	\$ 28.338,92
Payback (años)	57	14	13
Costo H ₂ (USD/kg)	7,17	0,42	0,42

6. Conclusiones

Se realizó el inventario de emisiones de GEI en las operaciones de Producción de La Compañía encontrando que el 95% de las mismas corresponden a la combustión de hidrocarburos la mitad como quema en la tea y la otra mitad para generación eléctrica y calentamiento, en promedio para los 4 años revisados se emitieron 150.000tonCO₂ por año y un factor de emisión de 24tonCO₂/MBOE.

Se hizo revisión de las alternativas para producir el hidrógeno, encontrando algunas prometedoras como la Pirólisis y la Fermentación oscura, las cuales no están en un grado de desarrollo tecnológico suficiente que permita su aplicación a nivel industrial.

Se revisaron las alternativas del Reformado del gas Natural (SMR), todas las cuales deben acompañarse de tecnologías de captura de dióxido de carbono (CCS), teniendo en cuenta que es necesario el uso de CCS para reducir emisiones, se considera que sería entonces mejor

aplicar esa tecnología de captura directamente a las actuales emisiones, sin necesidad de agregar un proceso con el hidrógeno.

Se desarrolló un árbol de decisión para determinar la mejor alternativa de producción de hidrógeno, después de la evaluación de estos criterios se encontró la electrólisis como el proceso de producción seleccionado.

Para el uso del hidrógeno como vector energético se determinó como más factible su combustión en mezcla con gas natural para sustituir parte de este combustible en mezclas no mayores a 30% vol de hidrógeno. Bajo la forma “Power to Gas” usando el superávit de las energías alternativas que tienen variaciones durante el día (solar), sin embargo, en facilidades que necesiten calentamiento también se podría hacer uso del hidrógeno incluso en proporciones mayores.

De esta alternativa seleccionada se realizó un diseño conceptual, encontrando viable técnicamente su aplicación en las Facilidades F08 y F10 de La Compañía.

Se realizó evaluación económica del proyecto, sin encontrarse viable de acuerdo con las condiciones base planteadas, según el análisis de sensibilidad el proyecto sería viable en caso de tener inversiones de capital muy bajas o si se implementa a mayor escala con producciones de hidrógeno más altas.

7. Recomendaciones

Dentro del marco de la revisión adelantada en este estudio es claro que son muchas las incógnitas e incertidumbres que tiene el uso del hidrógeno como vector energético en la Operaciones de Producción de una Compañía de Petróleo. Esta primera revisión ha permitido identificar algunas oportunidades:

Ampliar los estudios para la obtención de hidrógeno mediante pirólisis, ya que este método hace uso de las materias primas presentes en los campos de producción y tendría un doble efecto en la reducción de emisiones GEI, la tecnología podría estar lista a nivel comercial en 2 o 3 años por lo que un análisis en ese momento sería importante.

En cualquier caso, no sólo la pirólisis sino en general todas las tecnologías de producción de bajas emisiones, están experimentando un avance acelerado y una reducción de costos y mejora de eficiencias por lo que se recomienda actualizar este estudio en el corto plazo para revisar si mejora la viabilidad económica de su aplicación.

Así mismo, el uso del hidrógeno para calentamiento, aunque no se encontró posible en las operaciones consideradas, podría ser una alternativa para otras operaciones de producción, por lo que se debe ampliar el estudio en operaciones más intensas en cuanto requerimientos calóricos.

Referencias bibliográficas

Abdalla, A. M. ((2018).). Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: A review. En *Energy conversion and management* (págs. 602-627.)

Almaraz, S. D.-P. ((2017).). En *Design and optimization of hydrogen supply chains for a sustainable future. In Hydrogen Economy (pp. 85-120)*. Academic Press.

Armstrong, J. M. (2021). The futre of energy: Hydrogen. Energy Technology Publishing

Balzani, V., & Armaroli, N. (2010). Energy for a sustainable world: from the oil age to a sun-powered future. John Wiley & Sons.

Basile, A. D. (. (2017)). Hydrogen production, separation and purification for energy (Vol. 89). IET.

Baykara, S. Z. (2018). Hydrogen: a brief overview on its sources, production and environmental impact. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(23), 10605-10614.

Boretti. (2021). White is the color of hydrogen from concentrated solar energy and thermochemical water splitting cycles. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(39), 20790–20791.

Boudellal, M. (2018). Power-to-Gas. In *Power-to-Gas*. De Gruyter.

Brijaldo, M. H., Castillo, C., & Pérez, G. (2021). Principales Rutas en la Producción de Hidrógeno. *Ingeniería y competitividad*, 23(2).

Celsia. (2021). Informe de ingeniería de detalle sistema fotovoltaico. Propiedad de La Compañía.

Comisión De Regulación De Energía Y Gas, (2018). Resolución No. 050. Recuperado de: <https://bit.ly/3vppA7A>.

Dawood, F., Anda, M., & Shafiullah, G. M. (2020). Hydrogen production for energy: An overview. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(7), 3847-3869.

Eggleston, H. S., Buendia, L., Miwa, K., Ngara, T., & Tanabe, K. (2006). 2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories.

H2B2. Hydrogen Electrolyser EL20N. (n.d.). Electrolysis Technologies. Tomado 4 de mayo, 2022, desde <https://www.h2b2.es/el20n/Ihobe>, S. A. (2012). Guía metodológica para la aplicación de la norma UNE-ISO 14064-1: 2006 para el desarrollo de inventarios de Gases de Efecto Invernadero en organizaciones. Bilbao, España.

Initiative, G. R. (2019). GRI 305: Emissions 2016. Background. URL: www.globalreporting.org/standards/gri-standards-download-center/gri-305-emissions-2016, Abrufdatum, 19.

ISO (International Organization for Standardization). (2006). ISO 14064-1: 2006—Greenhouse gases—Part 1: Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals.

Jaramillo-Gutiérrez, M. I., Rivero, E. P., Cruz-Díaz, M. R., Niño-Gómez, M. E., & Pedraza-Avella, J. A. (2016). Photoelectrocatalytic hydrogen production from oilfield-produced wastewater in a filter-press reactor using TiO₂-based photoanodes. *Catalysis Today*, 266, 17-26.

Kannah, R. Y.-V. ((2021).). Techno-economic assessment of various hydrogen production methods—A review. En *Bioresource Technology*, 319, 124175.

Liu, K. S. ((2010).). Hydrogen and syngas production and purification technologies. . En J. W. Sons.

Makridis, S. (2017). Hydrogen storage and compression. arXiv preprint arXiv:1702.06015.

Ministerio de Minas y Energía, (2021). Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia.

Recuperado de: <https://bit.ly/3rfSwx7>

Martino, M., Ruocco, C., Meloni, E., Pullumbi, P., & Palma, V. (2021). Main Hydrogen Production Processes: An Overview. *Catalysts*, 11(5), 547.

Momirlan, M., & Veziroglu, T. N. (2005). The properties of hydrogen as fuel tomorrow in sustainable energy system for a cleaner planet. *International journal of hydrogen energy*, 30(7), 795-802.

Nafchi, F. M., Baniasadi, E., Afshari, E., & Javani, N. (2018). Performance assessment of a solar hydrogen and electricity production plant using high temperature PEM electrolyzer and energy storage. *international journal of hydrogen energy*, 43(11), 5820-5831.

Newborough, M., & Cooley, G. (2020). Developments in the global hydrogen market: The spectrum of hydrogen colours. *Fuel Cells Bulletin*, 2020(11), 16-22.

Nikolaidis, P., & Poullikkas, A. (2017). A comparative overview of hydrogen production processes. *Renewable and sustainable energy reviews*, 67, 597-611.

Pareek, A., Dom, R., Gupta, J., Chandran, J., Adepu, V., & Borse, P. H. (2020). Insights into renewable hydrogen energy: Recent advances and prospects. *Materials Science for Energy Technologies*, 3, 319-327.

Parra, D., Valverde, L., Pino, F. J., & Patel, M. K. (2019). A review on the role, cost and value of hydrogen energy systems for deep decarbonisation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 101, 279-294.

Sánchez-Bastardo, N., Schlögl, R., & Ruland, H. (2021). Methane pyrolysis for zero-emission hydrogen production: A potential bridge technology from fossil fuels to a renewable and sustainable hydrogen economy. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 60(32), 11855-11881.

St. John, J., (2021). C-Zero Raises \$11.5M to Scale Up ‘Turquoise Hydrogen’ Technology. Recuperado de: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/c-zero-raises-11.5m-to-scale-up-turquoise-hydrogen-technology>

Scipioni, A. M. ((2017).). Hydrogen economy: Supply chain, life cycle analysis and energy transition for sustainability. . Academic Press.

Sherif, S. A. ((2014).). Handbook of hydrogen energy. CRC Press.

Silveira, J. L. ((2016).). Sustainable Hydrogen Production Processes: Energy, Economic and Ecological Issues.

Sorgulu, F., & Dincer, I. (2018). A renewable source based hydrogen energy system for residential applications. *international journal of hydrogen energy*, 43(11), 5842-5851.

Thomas, H. ((2018).). Options for producing low-carbon hydrogen at scale.

Zhang, W., Maleki, A., Rosen, M. A., & Liu, J. (2019). Sizing a stand-alone solar-wind-hydrogen energy system using weather forecasting and a hybrid search optimization algorithm. *Energy conversion and management*, 180, 609-621.

Zohuri, B. (2019). Hydrogen energy. In *Cryogenics and liquid hydrogen storage: Challenges and Solutions for a cleaner future* (pp. 121-139). Researchgate New Mexico.