



Estudio para la implementación de proyectos de producción de hidrógeno verde, a partir de Biomasa y PCH

1. Contexto y metodología de evaluación

Contrato No.: 80905-110-2023

CQM SAS_P_033-2023 FENOGE H₂
CQM Consultoría SAS | Bogotá, feb 2024

**Estudio para la implementación de
proyectos de producción de hidrógeno
verde, a partir de Biomasa y PCH**
Contexto y metodología de evaluación

Presentado a:

**Fondo de Energías No Convencionales y
Gestión Eficiente de la Energía**



Consultor:

CQM CONSULTORÍA SAS

Bogotá D.C., febrero de 2024

ÍNDICE DE VERSIONES

Índice de Versión	Sección Modificada	Fecha Modificación	Observación
00		20/10/2023	Versión Inicial
01		23/10/2023	Se incluye numeral 2 con barreras y metodología de evaluación
02		14/11/2023	Se incluyen ajustes solicitados por el supervisor del contrato
03		17/11/2023	Se incluyen ajustes solicitados por el supervisor del contrato en el capítulo 1
04	Capítulos 4 y 5	12/02/2024	Se incluyen ajustes en valores de eficiencias y requerimientos de biomasa identificadas en revisión realizada para el tercer informe

REVISIÓN Y APROBACIÓN

Numero de versión		00	
Responsable	Nombre	Rol	Firma
Elaboración	Equipo consultoría	Equipo Consultoría	
Revisión	Camilo Quintero Montaño	Director del proyecto	
Aprobación	Sergio García Marín	Supervisor del Contrato - FENOGE	

Tabla de Contenido

1	Presentación.....	13
2	Generalidades.....	15
2.1	Objetivo	15
2.2	Alcance.....	15
2.3	Contexto del hidrógeno a nivel mundial	16
2.4	Proyecciones de demanda de hidrógeno	18
2.5	Proyecciones de costos de hidrógeno.....	19
3	Metodología de evaluación.....	23
3.1	Análisis y revisión de experiencia regional e internacional	23
3.1.1	Fuentes Nacionales	23
3.1.2	Fuentes Internacionales	24
3.2	Definición de zonas con disponibilidad de biomasa y potencial de PCH	25
3.2.1	Disponibilidad	25
3.2.2	Mapeo.....	26
3.2.3	Disponibilidad y costo de los recursos energéticos	26
3.3	Valoración integral de los aspectos técnicos, económicos, legales, ambientales y sociales	26
3.3.1	Filtro de tecnologías.....	26
3.3.2	Escalamiento y replica.....	28
3.3.3	Modelo de valoración económica y financiera.....	28
3.3.4	Aspectos legales.....	29
3.4	Definición de los modelos de negocio.....	30
3.4.1	Modelo de negocio de sustitución de amoniaco para producción de fertilizantes	31
4	Usos del hidrógeno en Colombia.....	33
4.1	Fertilizantes.....	33
4.2	Industria.....	34
4.3	Transporte	37

4.4	Refinerías	38
5	Producción de hidrógeno verde a partir de Biomasa	40
5.1	Aspectos generales de la Biomasa residual.....	40
5.2	Tecnologías de producción de hidrógeno a partir de biomasa	43
5.2.1	Tecnología Nivel 9	50
5.2.2	Tecnología nivel 8.....	54
5.3	Cadena de valor del hidrógeno verde producido con Biomasa residual	58
5.3.1	Relación tecnología y biomasa	60
5.3.2	Recursos disponibles	65
5.3.3	Costos de referencia	72
6	Producción de hidrógeno verde a partir de energía de las PCH	74
6.1	Capacidad instalada en Colombia	74
6.2	Potencial de generación de energía con plantas filo de agua	75
6.3	Nuevos proyectos de generación registrados ante la UPME.....	77
6.4	Escenarios de producción de hidrógeno	79
6.5	Experiencia internacional.....	80
6.6	Cadena de valor del hidrógeno verde producido con energía proveniente de PCH.....	82
6.6.1	Producción de energía (PCH).....	83
6.6.2	Purificación del agua	84
6.6.3	Rutas de purificación de agua	95
6.6.4	Electrólisis	97
6.7	Costos de referencia	99
7	Aspectos jurídicos	103
7.1	Análisis y revisión de la experiencia Regional e Internacional.....	103
7.2	Identificación de Actores	108
7.3	Revisión y Descripción de la política y regulación relevante en Colombia.	118
7.4	Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.....	131
7.5	Autogeneración de energía a gran y pequeña escala.....	132
7.6	Biomasa	133

7.7	Permisos y requisitos que obtener para la implementación de proyectos	135
7.8	Propuesta regulatoria	139
8	Principales barreras identificadas	140
9	Conclusiones.....	142
10	Referencias.....	144

LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1 Productos del estudio de consultoría.....	15
Figura 2-2 Procesos para la producción de hidrógeno	17
Figura 2-3 Proyección de demanda de hidrógeno según escenarios de reducción del calentamiento global	19
Figura 2-4 Costo previsto para hidrógeno producido con electricidad renovable y con gas natural con CCUS	20
Figura 2-5 Costo nivelado de producción de H2 estimado para 2023	21
Figura 2-6 Costo nivelado de producción de H2 estimado para 2040	21
Figura 3-1 Modelo producción de amoníaco para fertilizantes	31
Figura 4-1 Producción de fertilizantes por departamento 2022	33
Figura 4-2 Potencial de demanda de H2 asociada a la producción de fertilizantes.....	34
Figura 5-1 Tecnologías por nivel de madurez.....	44
Figura 5-2 Rutas de producción de hidrógeno con biomasa	45
Figura 5-3 Esquema representativo con entradas y salidas del sistema de reacción de desplazamiento agua-gas	51
Figura 5-4 Esquema representativo con entradas y salidas del sistema de gasificación de biomasa	52
Figura 5-5 Esquema representativo con entradas y salidas del sistema de reformado de biogás	54
Figura 5-6 Esquema representativo con entradas y salidas del sistema pirolisis	55
Figura 5-7 productos de la pirolisis de biomasa [7].....	56
Figura 5-8 Esquema representativo con entradas y salidas del sistema de reformado con vapor.....	57
Figura 5-9 Cadena de valor del hidrógeno a partir de biomasa residual	59
Figura 5-10 Factor de correlación eficiencia – proceso de gasificación.....	64
Figura 5-11 Factor de correlación eficiencia – proceso de pirolisis.....	65
Figura 5-12 Factor de correlación eficiencia – reformado de biogás	65
Figura 5-13 Producción de biomasa residual Meta	67

Figura 5-14 Producción de biomasa residual – Valle del Cauca	67
Figura 5-15 Producción de biomasa residual – Tolima.....	67
Figura 5-16 Producción de biomasa residual – Córdoba	68
Figura 5-17 Producción de biomasa residual – Huila	68
Figura 5-18 Producción de biomasa residual – Caldas	68
Figura 5-19 Producción de biomasa residual – César.....	69
Figura 5-20 Producción de biomasa residual – Santander	69
Figura 5-21 Producción de biomasa residual – Casanare.....	69
Figura 5-22 Producción de biomasa residual – Magdalena.....	70
Figura 5-23 Producción de biomasa residual – La Guajira.....	70
Figura 5-24 Producción de biomasa residual – Antioquia	70
Figura 5-25 Producción de biomasa residual – Cauca	71
Figura 5-26 Producción de biomasa residual – Nariño.....	71
Figura 5-27 Producción de biomasa residual – Boyacá	71
Figura 5-28 Producción de biomasa residual – Cundinamarca	72
Figura 5-29 Producción de biomasa residual – Norte de Santander	72
Figura 6-1 Capacidad efectiva por tipo de central hidroeléctrica	74
Figura 6-2 Cantidad de pequeñas centrales hidroeléctricas por departamento	74
Figura 6-3 Capacidad instalada de PCH - por departamento	75
Figura 6-4 Participación en la generación de energía eléctrica de PCH por departamento	75
Figura 6-5 Potencial hidro energético con plantas filo de agua - UPME.....	76
Figura 6-6 Proyectos registrados ante la UPME por departamento.....	77
Figura 6-7 Capacidad de proyectos registrados ante la UPME por departamento	78
Figura 6-8 Cadena de valor del H2	83
Figura 6-9 Mecanismos de purificación del agua para electrólisis	85
Figura 6-10 Procesos de separación por membranas, tamaños de poro, peso molecular de corte (MWCO) y ejemplos de tamaños de solutos y partículas [26]	91
Figura 6-11 Esquema 1 de limpieza y purificación de agua.....	96

Figura 6-12 Nivel de madurez tecnológica electrolizadores.....	98
Figura 6-13 Capex de referencia PCH [USD/MW] – Fuente UPME.....	99
Figura 7-1 Posibilidades para la producción de Hidrógeno de bajas emisiones en proyectos de Biomasa	136
Figura 7-2 Posibilidades para la producción de Hidrógeno de bajas emisiones en proyectos de PCH	136

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Demanda de H ₂ verde propuesta para el sector industrial en PEN 2022-2052 (Consumo de H ₂ asociado a <i>blending</i> con gas natural)	35
Tabla 2. Potenciales consumos de hidrógeno en el sector industrial PEN 2022- 2052	36
Tabla 3 Proyección de vehículos H ₂	37
Tabla 4 Tipos de biomasa.....	40
Tabla 5 Rutas termoquímicas de producción de H ₂ con Biomasa.....	45
Tabla 6 Rutas Bioquímicas de producción de H ₂ con Biomasa	47
Tabla 7 Resumen tecnologías para producir hidrógeno a partir de biomasa con TRL.....	49
Tabla 8 Comparación ventajas y desventajas por tecnología.....	57
Tabla 9 Primeras 10 biomosas organizadas por su eficiencia para el proceso de Gasificación	61
Tabla 10 Primeras 10 biomosas organizadas por su eficiencia para el proceso de Pirólisis	62
Tabla 11 Primeras 10 biomosas organizadas por su eficiencia para el proceso de reformado de biogás.....	63
Tabla 12 Factor de producción de tipo de biomasa	66
Tabla 13 Capex y costo por tonelada -	73
Tabla 14 Capacidad potencial subzonas del área Magdalena - Cauca.....	76
Tabla 15 Resumen información proyectos registrados ante la UPME.....	78
Tabla 16 Potencial de producción de H ₂ a partir de PCH.....	79
Tabla 17 especificaciones de los tipos de agua usados como reactivos.....	85
Tabla 18 principales impurezas del agua.	86
Tabla 19 principales resinas de intercambio de cationes y aniones (MacCabe, Smith, & Harriot, 2007).	90
Tabla 20 principales diferencias entre tecnologías intercambio iónico, electrodesionización, nanofiltración, electrodiálisis, nanofiltración y microfiltración.....	93
Tabla 21 Capacidad instalada mundial de electrolizadores	99
Tabla 22 Capex de referencia de PCH [USD/MW] – Fuente IRENA	100

Tabla 23 – Escenario 1: llave a	101
Tabla 24 – Escenario 1: llave b	101
Tabla 25 Marco institucional y legal en Desarrollo del Hidrógeno en Colombia	110
Tabla 26 Agentes Potenciales en la cadena de PCH y Biomasa	118
Tabla 27 Inventario Normativo y regulatorio Hidrógeno	121

1 Presentación

En este documento se presenta el segundo informe de la consultoría para la implementación de proyectos de producción de hidrógeno verde a partir de Biomasa y PCH.

En el segundo capítulo se presenta un contexto general de la demanda actual y esperada del hidrógeno a nivel mundial, la evolución esperada de los costos de producción, así como un esquema de las posibles alternativas de producción de hidrógeno

En el capítulo 3 se presenta la metodología para la definición de los posibles modelos de negocio y su evaluación, se incluyen los análisis de experiencias internacionales, la metodología de estimación de los recursos disponibles (biomasa y energía generada con PCH), definición de tecnologías disponibles, y los parámetros del modelo de valoración económica y financiera, finalmente se presenta un primer ejemplo de modelo de negocio.

En el capítulo 4 se presenta un resumen sobre los usos del hidrógeno en Colombia en diferentes sectores, la industria de fertilizantes, usos industriales, movilidad y uso en refinerías.

Desde el punto de vista de la oferta se presenta inicialmente un resumen de las diferentes alternativas de producción de hidrógeno (electrolización, procesos bioquímicos y procesos termoquímicos), las fuentes de energía primaria utilizadas y los procesos dentro de cada alternativa.

En el capítulo 5, se presentan los análisis técnicos relacionados con la producción de hidrógeno verde a partir de biomasa, se incluye una revisión de las tecnologías actuales, su nivel de madurez y una selección inicial de las mejores alternativas, se hace una estimación de la eficiencia de cada tipo de biomasa disponible en Colombia y el potencial de producción de H₂ con estos insumos, luego se presenta la cadena de valor y finalmente se presentan algunos costos de producción de hidrógeno a partir de biomasa.

En el capítulo 6 se presentan los principales aspectos relacionados con la producción de hidrógeno verde a partir de energía de las PCH, inicialmente se presenta, como referencia, la capacidad de generación instalada actualmente con PCH, el potencial hidro energético estimado en Colombia y los proyectos de generación con PCH registrados actualmente en la UPME, esta información se encuentra a nivel regional y departamental. Posteriormente se describe la cadena de valor del hidrógeno producido mediante un proceso de electrolización empleando energía proveniente de PCH, se describen los aspectos técnicos de las PCH, los electrolizadores y los diferentes procesos de purificación de agua, y se presentan valores relacionados con el Capex y el costo de producción de la electricidad.

En el capítulo 7 se señalan los principales aspectos jurídicos identificados en el desarrollo del estudio, incluyendo una revisión de la experiencia internacional en temas de producción de hidrógeno, los principales actores identificados, la revisión y descripción de las políticas y regulación vigente en Colombia, así como, aspectos normativos relacionados con el uso de biomasa y recursos hídricos en las PCH.

Finalmente, en los capítulos 8 y 9 se presentan las principales barreras identificadas en el proceso de producción de hidrógeno verde (desde los puntos de vista técnico, económico y legal) y las principales conclusiones del estudio.

2 Generalidades

En este numeral se incluye el objetivo y alcance de este estudio y se presenta un contexto general de la demanda actual y esperada del hidrógeno a nivel mundial, la evolución esperada de los costos de producción, así como un esquema de las posibles alternativas de producción de hidrógeno.

2.1 Objetivo

El objeto de esta consultoría es realizar estudios técnicos y económicos para evaluar las posibilidades e implicaciones de implementar proyectos de producción de hidrógeno verde a partir de tecnologías de aprovechamiento de biomasa residual y pequeñas centrales hidroeléctricas en el territorio nacional.

2.2 Alcance

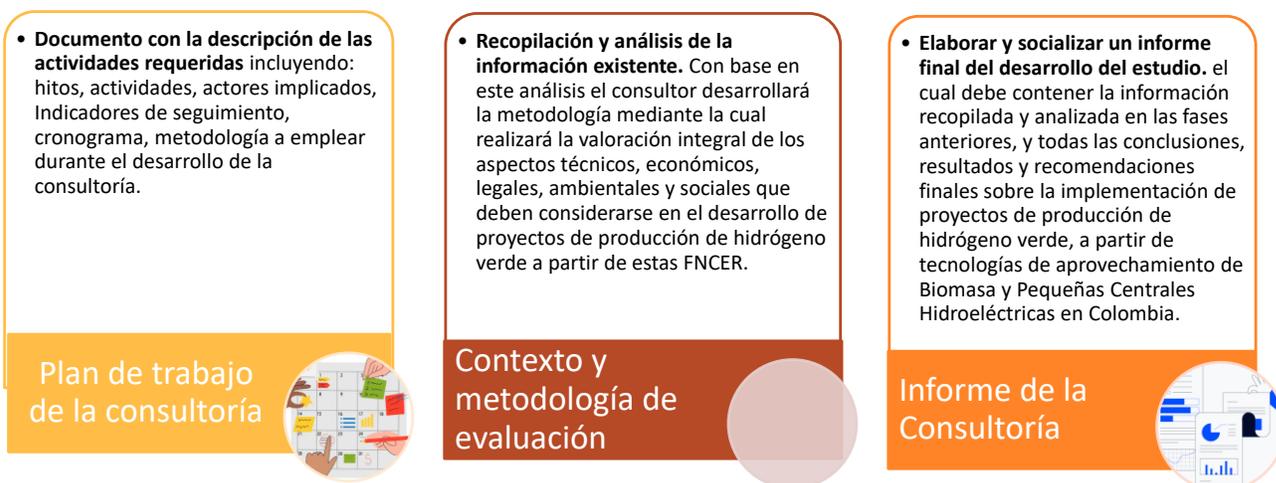
El alcance del estudio está construido a partir del numeral 3.2 Alcance del documento de identificación de necesidades de FENOGÉ, base para el Contrato 80905-110-2023.

El alcance de la contratación comprende el desarrollo de un “Estudio técnico, económico, legal, y ambiental para la implementación de proyectos de producción de hidrógeno verde, a partir de tecnologías de aprovechamiento de Biomasa y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en Colombia.” y plantea la realización de las siguientes actividades:

- Desarrollo del plan de trabajo
- Contexto y metodología de evaluación
- Desarrollo del informe

En la siguiente figura se presenta una descripción de cada uno de los alcances o productos:

Figura 2-1 Productos del estudio de consultoría



En alcance del presente informe corresponde a las actividades encaminadas a la definición del contexto y la metodología de evaluación.

2.3 Contexto del hidrógeno a nivel mundial

El hidrógeno es el elemento más sencillo y ligero de la tabla periódica y su versatilidad como materia prima industrial, combustible y vector energético para el almacenamiento y transporte de energía, permite un gran número de aplicaciones, algunas de las cuales no se han desarrollado completamente aún. Asimismo, el hidrógeno no tiene emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) directas durante su uso final ni prácticamente ninguna otra emisión contaminante. Dada su reactividad, el hidrógeno no suele presentarse aisladamente en la naturaleza teniendo que extraerse a partir de agua, hidrocarburos o biomasa. En función del proceso de producción del hidrógeno y de la fuente de energía empleada, variarán las emisiones de CO₂ asociadas. La utilización de energías renovables o la captura del CO₂ emitido cuando se utilizan combustibles fósiles en su producción convierten al hidrógeno en una alternativa para la descarbonización de múltiples usos finales, siendo tanto más interesante cuanto más compleja sea la electrificación de estos.

A continuación, se señalan algunos de los aspectos claves relacionados con el uso del hidrógeno como combustible o vector energético:

- Es el elemento más abundante en el planeta, aunque no se encuentra en forma natural.
- El hidrógeno tiene el más alto contenido energético por peso que cualquier otro combustible.
- El hidrógeno puede extraerse de sus componentes naturales mediante diferentes procesos.
- Todos los procesos de extracción de hidrógeno emplean energía, la cual requiere el uso de otros recursos.
- Dependiendo del método de extracción se puede o no producir CO₂.
- Tiene diferentes usos, transporte, calentamiento, generación de energía o materia prima para procesos industriales.

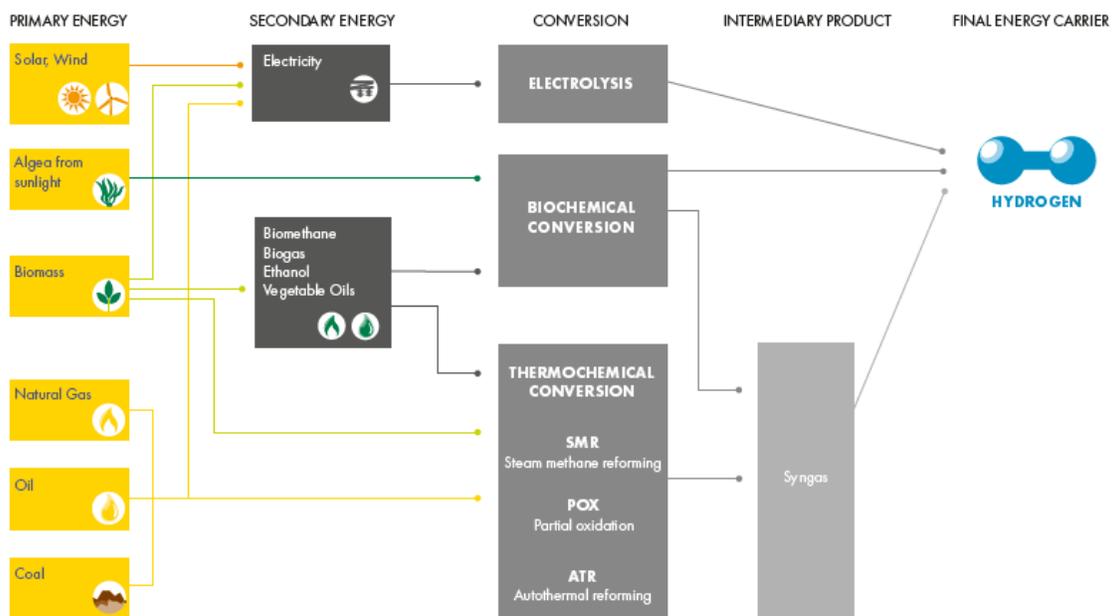
En la Figura 2-2 se presenta un diagrama general de los procesos de producción de hidrógeno, en todos los casos se parte de una fuente de energía primaria (energía, solar, eólica, hidráulica, etc.), algas, biomasa, gas natural, petróleo y carbón, la cual se convierte en una energía secundaria (electricidad, biometano, biogás, etanol, aceites vegetales) mediante diferentes procesos. La etapa de conversión se realiza mediante tres procesos principalmente: electrólisis, conversión bioquímica y conversión termoquímica, en los dos últimos casos se produce un gas de síntesis (syngas) que posteriormente se transforma en hidrógeno.

En este estudio se abordará la producción de hidrógeno con base en dos fuentes primarias: energía hidráulica y biomasa residual.

De acuerdo con los procesos de producción de hidrógeno mostrados, para el caso de la energía hidráulica se requiere su conversión a electricidad y luego mediante un proceso de electrólisis se produce el hidrógeno.

En el caso de la biomasa, para la producción de hidrógeno se pueden emplear dos métodos de conversión, bioquímica y bio térmica, con o sin producción de gas sintético.

Figura 2-2 Procesos para la producción de hidrógeno



Fuente: Energy of the future? Shell hydrogen study

La mayor parte del hidrógeno a nivel mundial es producida mediante procesos de Reformado de Metano con Vapor, SMR, por sus siglas en inglés, el cual hace uso intensivo de metano (CH_4) para producir hidrógeno y monóxido de carbono (CO), como se observa en la figura sus fuentes primarias son gas natural, petróleo y carbón. Para reducir el uso de estos energéticos en los procesos de conversión termoquímica se está avanzando en el desarrollo de proyectos que usan biomasa como fuente primaria. En el caso de la producción de hidrógeno mediante la electrólisis, se requiere grandes cantidades de energía eléctrica que tiene un alto costo y un uso cada vez mayor, en los últimos años se está avanzando en la eficiencia de estos sistemas y el uso de fuentes no convencionales de energía eléctrica que dadas sus características de generación puedan ser aprovechadas en el proceso de electrólisis a precios competitivos.

2.4 Proyecciones de demanda de hidrógeno

De acuerdo con Global Hydrogen Review 2021 de la Agencia Internacional de Energía, EIA, por sus siglas en inglés, para año 2020 la demanda de hidrógeno fue de 90 Mt, y su uso se destinó casi en su totalidad a aplicaciones de refinerías y usos industriales, adicionalmente fue producido casi que exclusivamente a partir de combustibles fósiles

No obstante, señalan que la capacidad mundial de electrolizadores, necesarios para producir hidrógeno a partir de electricidad, se duplicó en los últimos cinco años hasta alcanzar poco más de 300 MW a mediados de 2021 y cerca de 350 proyectos en desarrollo que podrían aumentar la capacidad global hasta 54 GW para 2030. Otros 40 proyectos del orden de 35 GW de capacidad se encuentran en las primeras etapas de desarrollo. Si todos esos proyectos se llevan a cabo, el suministro mundial de hidrógeno procedente de electrolizadores podría alcanzar más de 8 Mt para 2030. En este informe se indica que, si bien lo anterior es significativo, se encuentra muy por debajo de los 80 Mt necesarios para el año 2030 de acuerdo con los objetivos de cero emisiones netas de CO₂ para 2050, establecido en el Hoja de ruta de la EIA para el sector energético global.

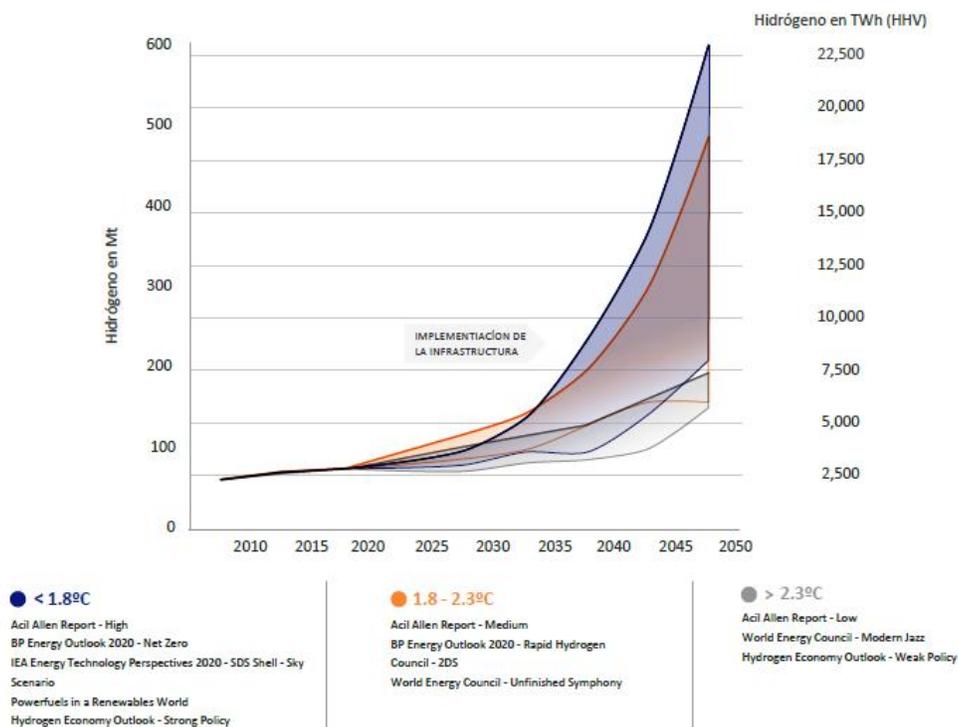
De acuerdo con dicho informe, Europa lidera el despliegue de electrolizadores, con el 40% de la capacidad instalada mundial, y seguirá siendo el mercado más grande en el corto plazo. También se indica que los planes de Australia sugieren que podría alcanzar a Europa en unos pocos años y se espera que América Latina y Medio Oriente también desplieguen grandes cantidades de capacidad, en particular para la exportación.

De acuerdo con el Consejo mundial de Energía, en relación con las proyecciones de la demanda de hidrógeno, se espera que estas varíen de manera importante en función del esfuerzo en reducción del calentamiento global. En el estudio *Hidrógeno en el horizonte: ¿preparados, listos, ya?, demanda de hidrógeno y dinámica de costes*, del consejo mundial de energía, 2021, se consideran diferentes escenarios en función de los objetivos de descarbonización. En dicho documento se realizan estimaciones de la demanda mundial de hidrógeno de 8 fuentes diferentes mediante 13 escenarios, en cada escenario se definen tres trayectorias: baja, media y alta. Al respecto es relevante señalar que cada categoría se define en función del nivel de ambición para contener el aumento de la temperatura global, así:

- Trayectoria de **ambición baja**: calentamiento global >2,3°C
- Trayectoria de **ambición media**: calentamiento global de 1,8-2,3°C
- Trayectoria de **ambición alta**: calentamiento global <1,8°C.

De lo anterior, es importante resaltar que son las políticas públicas orientadas a la reducción del aumento de la temperatura global las que pueden influir de manera importante en la demanda de hidrógeno en el mediano y largo plazo.

Figura 2-3 Proyección de demanda de hidrógeno según escenarios de reducción del calentamiento global



Fuente: Consejo mundial de energía, EPRI y PwC

En todos los escenarios se presentan incrementos importantes en la demanda a partir de 2030, en el informe se señala que esto se encuentra relacionado principalmente a la etapa en la cual se encuentran los proyectos actualmente (fase pre comercial), la capacidad limitada de los electrolizadores (por debajo de 50 MW), respecto a las plantas actuales de hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles, así como la infraestructura para el uso del hidrógeno a gran escala como ductos y terminales de exportación, cuyos periodos de construcción pueden estar del orden de 10 a 12 años

2.5 Proyecciones de costos de hidrógeno

En las siguientes figuras se muestran unas estimaciones del Consejo Mundial de Energía, sobre el costo previsto para la producción de hidrógeno, mediante procesos de electrólisis (utilizando fuentes renovables de energía) y a partir de gas natural con captura y almacenamiento de CO₂.

Figura 2-4 Costo previsto para hidrógeno producido con electricidad renovable y con gas natural con CCUS

Figura I. Costo previsto para 2050 del hidrógeno con bajas emisiones de carbono a partir de electricidad renovable

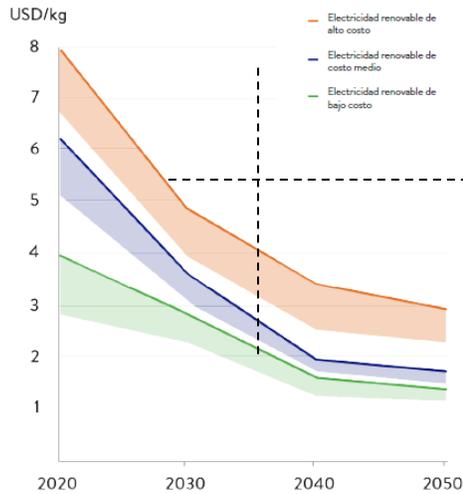
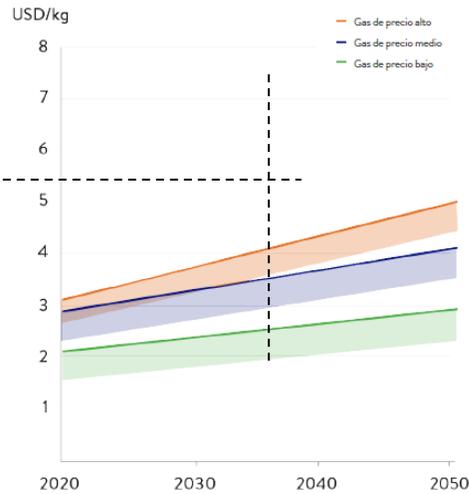


Figura II. Costo previsto para 2050 del hidrógeno bajo en carbono a partir de gas natural con CCUS



Fuente: Perspectivas regionales sobre el despliegue a escala del hidrógeno con bajas emisiones de carbono, Consejo mundial de energía, 2022

Se observa que actualmente, en el escenario de precios medios de energía y gas natural, el costo del hidrógeno producido con electricidad renovable es alrededor del doble del producido con gas natural con captura de hidrógeno.

En el escenario de precios medios del gas natural, el hidrógeno producido a partir de energía renovables de costo bajo (línea verde) se igualaría al costo actual del H₂ producido con gas hacia el año 2030.

No obstante, teniendo en cuenta que se prevé que el costo del hidrógeno producido con gas natural se incrementará en el tiempo, este se igualará con el costo del hidrógeno con energía renovable (a costo medio) hacia el año 2032.

En las siguientes ilustraciones se presenta el costo esperado de producción de H₂ para 2023 y 2024, (pwc).

Para el caso colombiano, esta herramienta estima un costo entre 4,25 y 4,5 euros por kg de hidrógeno para el 2023 y 1,75 a 2 euros por kg para 2040.

Figura 2-5 Costo nivelado de producción de H₂ estimado para 2023

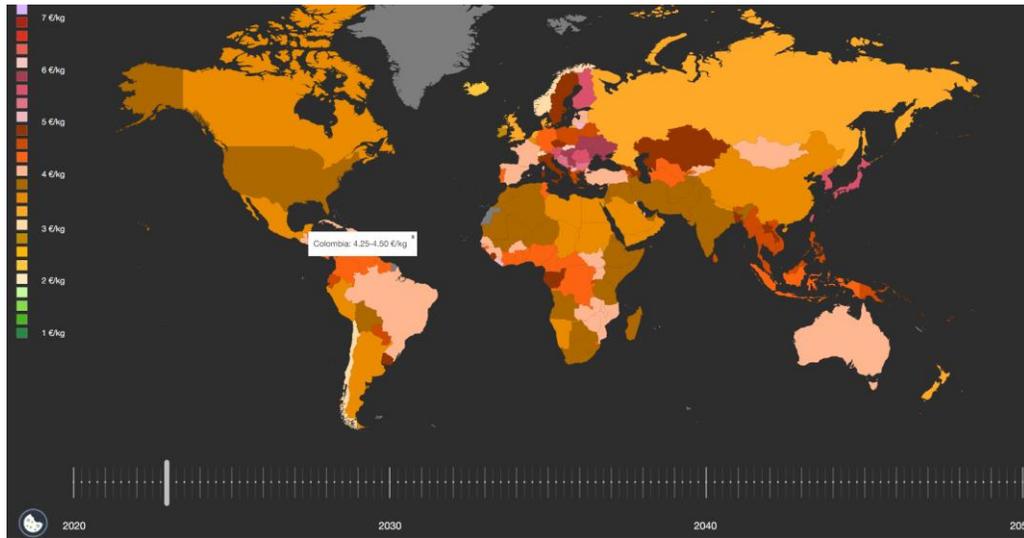
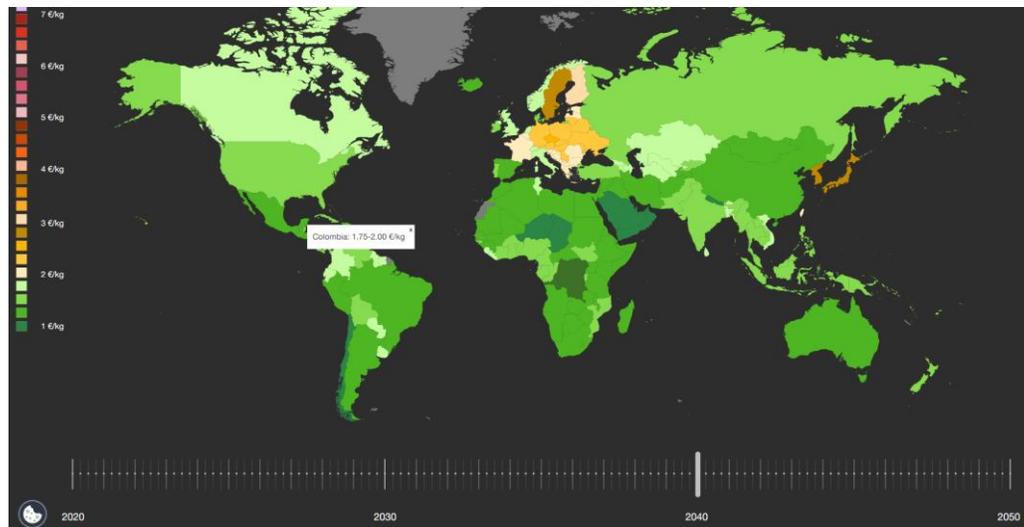


Figura 2-6 Costo nivelado de producción de H₂ estimado para 2040



Fuente: PwC research based on an analysis of various renewable energy sources and electricity generation / hydrogen equipment cost reductions worldwide

A manera de resumen se puede señalar lo siguiente:

- En la actualidad la producción de hidrógeno es en su mayoría el resultado de procesos de conversión termoquímica, empleando combustibles fósiles como el gas natural, petróleo y carbón.
- La demanda actual de hidrógeno se encuentra alrededor de 100 millones de toneladas anuales.

- Actualmente el costo de producción de hidrógeno con electrolizadores es del orden del doble del producido con combustibles fósiles.
- Se espera que, en función de las políticas públicas y esfuerzos relacionados con la reducción del calentamiento global la demanda de hidrógeno pueda alcanzar niveles de 600 millones de toneladas en el 2050, en el escenario de máximo esfuerzo y hasta 150 millones de toneladas en el escenario de esfuerzo mínimo.
- Se espera que para el año 2032, aproximadamente, el costo de producción de hidrógeno a partir de procesos de electrolización sea similar al de producción mediante procesos de conversión termoquímica con gas natural y captura de CO₂.
- La mayoría de los proyectos de producción de hidrógeno mediante electrólisis que se encuentran en desarrollo actualmente emplean como fuente primaria de energía solar y eólica.

3 Metodología de evaluación

A continuación, se describen las diferentes etapas para la elección de sistemas de producción de hidrógeno a partir de aprovechamiento de biomasa y PCH, la definición de los modelos de negocio y su valoración.

3.1 Análisis y revisión de experiencia regional e internacional

A continuación, se presenta el desarrollo de la revisión y análisis de experiencias relacionadas con la implementación de sistemas de producción de hidrógeno a partir del aprovechamiento de biomasa y PCH.

3.1.1 Fuentes Nacionales

Biomasa: Se realiza el análisis y revisión de fuentes nacionales a partir de entidades de orden nacional que estén encargadas de la planeación del desarrollo sostenible de los sectores de Minas y Energía en Colombia como lo es la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) que mediante organizaciones de investigación científica e industrial de Australia (CSIRO) ha realizado informes de escaneos tecnológicos para la producción de hidrógeno. Seguidamente, se analiza la información publicada por el Ministerio de Ambiente que tiene un plan de acción para la gestión sostenible de la biomasa residual en el país.

Se consultan investigaciones de Universidades y Centros de Investigación, sobre casos documentados y tecnologías en desarrollo, que apunten al desarrollo de la biomasa como fuente energética.

Por último, se hace una búsqueda en las empresas en Colombia que usan biomasa para generar energía como, por ejemplo, Ingenios, Plantas de Aceite de Palma y Geofuturo (economía circular a partir de Biomasa), entre otras.

PCH: Como hipótesis inicial, se considera el encadenamiento de tres tipos de tecnologías para alcanzar la producción de H₂ verde desde PCH. Estas corresponden a PCH, Tratamiento de Agua y Electrólisis, sobre las cuales se enfocan las investigaciones de las fuentes tanto nacionales como internacionales. Se monitorean tecnologías en estados primarios de desarrollo, que presenten innovaciones en el sentido de ofrecer en un solo proceso el producto esperado.

Se hace una revisión de los proyectos de producción de hidrógeno a partir de proceso de electrólisis del agua en Colombia, independientemente de la fuente primaria de producción de la electricidad y se establecen los proyectos utilizando PCH. Esta búsqueda se hace en empresas colombianas que hayan incursionado en la producción de H₂ verde, tales como Hevolución de Medellín.

3.1.2 Fuentes Internacionales

Biomasa: Entre las fuentes internacionales, se consulta en la Comisión Europea información relacionada con tecnologías limpias y sustentables. Además, libros que incursionan en la producción de hidrógeno a partir de biomasa promovidos por los departamentos de Energía de Sistemas Energéticos de Turquía o investigaciones, proyectos de investigación y ejecución en Europa como, por ejemplo, Bio-FlexGen (García & Ruiz, s.f.), el cual es un proyecto de creación/aplicación que usa biomasa para producir hidrógeno verde.

Por otro lado, se tienen en cuenta las investigaciones nacionales e internacionales en universidades, centros de investigación e industrias sobre producción de hidrógeno a partir de biomasa, como por ejemplo la unión de University College London (UCL) en convenio con Progressive Energy Ltd y Advanced Biofuel Solutions Ltd (ABSL) que indagaron la captura de dióxido de carbono en la producción de biohidrógeno a partir de desechos y biomasa. En la vía internacional se tiene referentes como la International Renewable Energy Agency (IRENA) la cual explica cómo usar la biomasa para producir hidrógeno y varios casos que pueden proveer las características para una correcta elección de tecnología y materia prima. Igualmente se cuenta con información emitida por International Energy Agency (AIE) el cual es un organismo autónomo de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico).

Por último, se revisarán proveedores confiables de tecnología de carácter nacional o internacional que suministren los activos requeridos para producir o purificar hidrógeno a partir de la biomasa, por ejemplo, la empresa Waste to Energy Advanced Solutions (WtE) ha desarrollado una tecnología propia que se basa en la gasificación en lecho fluido burbujeante, esta se ha aplicado en 5 plantas en España (aveBiom , 2023).

PCH: Se realiza una búsqueda de proyectos de producción de hidrógeno a partir del proceso de electrólisis del agua empleando diferentes fuentes primarias de energía, considerando las características propias de cada proceso como energético primario, tipo de uso final, tiempos de implementación, costos de referencia, entre otros, así como la identificación de proyectos que emplean energía generada por PCH en la producción de hidrógeno.

Entre las fuentes internacionales, se consulta información relacionada con tecnologías limpias y sustentables, tomando como referentes a la International Renewable Energy Agency (IRENA) y la International Energy Agency (AIE) entre otras.

Por otro lado, se tiene en cuenta las investigaciones nacionales e internacionales en universidades, centros de investigación e industrias sobre producción de hidrógeno a partir de estos procesos.

Se requiere la revisión de los proveedores confiables de tecnología de carácter nacional o internacional que suministren los activos requeridos para generación de energía con PCH, tratamiento de agua y plantas de electrólisis.

Anotamos que, como punto central de la investigación, profundizaremos en tecnologías que puedan darle tratamiento a la misma fuente de agua utilizada para la PCH, con el fin de llevarla al nivel de pureza (superior al 99%) requerido por el proceso de electrólisis seleccionado. Inicialmente de tipo alcalino, por su menor exigencia en calidad del agua, pero sin descartar otras tecnologías como la SOEC.

3.2 Definición de zonas con disponibilidad de biomasa y potencial de PCH

Este análisis se centra en identificar las zonas dónde se tenga potencial para desarrollo de proyectos de este tipo, a la vez que se realiza la validación tecnológica y económica del desarrollo de proyectos en cada zona y su costo asociado de producción de hidrógeno (LCOH).

En este sentido se hace una investigación y exploración de la documentación disponible frente al potencial de la biomasa en el país, así como de generación de energía con PCH.

3.2.1 Disponibilidad

Biomasa: En primera instancia, se consolida o calcula la información asociada a la biomasa residual mediante los factores de residuos asociados a las producciones agrícolas en el país en fuentes primarias como el Ministerio de Agricultura Nacional. Seguidamente, se identifican los mapas del sector de residuos sólidos orgánicos urbanos, del sector pecuario y del sector agrícola. Con el fin de realizar diagramas de disponibilidad de biomasa residual por departamento.

Además, se busca en otras fuentes bibliográficas primarias la caracterización de biomasa con potencial energético, como por ejemplo la investigación de nombre Biomasa en la región central de la Universidad Distrital donde se hace una revisión de la biomasa residual disponible en esta región, así como investigaciones internacionales como la del International Journal of Hydrogen Energy donde se presenta una lista de tipos de biomasa residual que cumpla con las condiciones para ser usadas en la producción de hidrógeno.

PCH: Se realiza un análisis del potencial hidro energético de las diferentes regiones del país, utilizando la información disponible en el Atlas de potencial hidro energético de Colombia, de la UPME y empleando la información de potencial de plantas filo de agua con capacidades menores a 20 MW. Dicha información se cruza con la obtenida de proyectos de generación de PCH registrados ante la UPME y luego se hace una valoración de las cuencas con mayores posibilidades de desarrollo.

El resultado de este potencial se relaciona con los mercados potenciales del H₂ verde, para tener claridad de las necesidades de infraestructura adicionales a las de producción de H₂, es decir, almacenamiento, compresión, cargue de carrotanques, entre otras.

3.2.2 Mapeo

Biomasa: Se creará un documento gráfico que indique la disponibilidad de los tipos de biomasa y cantidades estimadas, encontrados en Colombia.

PCH: Se identificarán en una ayuda gráfica, los potenciales de generación de energía por PCH y sus encadenamientos necesarios para lograr la producción de H₂ verde, incluyendo las cercanías a centros logísticos y vías que faciliten su potencial distribución.

3.2.3 Disponibilidad y costo de los recursos energéticos

Un elemento para considerar es la disponibilidad real de los recursos primarios en las regiones con potencial, asociado con el uso dado a estos recursos actualmente, restricciones en la recolección del residuo, disposición en puntos de acopio y costos de transporte a las ubicaciones en las que se le pueda dar correcto aprovechamiento.

A manera de ejemplo, la biomasa producida en los ingenios es usada desde hace varios años para procesos de generación de energía con el objetivo de reducir el consumo de electricidad del sistema. Al respecto se señala que no se han identificado estudios que consideren este aspecto, sin embargo, se tienen previstas reuniones con industrias que produzcan biomasa residual para explorar los usos y los costos de la biomasa.

En relación con el costo se debe considerar el uso que se le está dando actualmente y el beneficio obtenido por ese uso tanto de la biomasa residual como de la energía eléctrica producida con PCH.

3.3 Valoración integral de los aspectos técnicos, económicos, legales, ambientales y sociales

En este punto se define la metodología de evaluación que permita hacer la valoración integral de los aspectos técnicos, económicos, legales, ambientales y sociales que deben considerarse en el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde, con base en el aprovechamiento de biomasa.

3.3.1 Filtro de tecnologías

En este punto se harán las evaluaciones de las diferentes tecnologías y se filtrarán de acuerdo con los siguientes criterios:

3.3.1.1 Biomasa

Primer filtro: se hará la búsqueda de todas las tecnologías disponibles con su Technology Readiness Level (TRL), para identificar su madurez tecnológica, de acuerdo con la literatura (textos e investigaciones no mayores a 5 años) y a su vez especificaciones técnicas de compañías que distribuyen tecnologías para la producción de hidrógeno verde a partir de biomasa. Seguidamente, estas tecnologías se filtrarán por la TRL, y se seleccionaran aquellas con nivel 8 y 9 es decir: Sistema completo y cualificado, y sistema real aprobado en un entorno operativo, respectivamente.

Segundo filtro: de las tecnologías con TRL 8 y TRL 9, se hará una búsqueda en investigaciones, fuentes de información secundarias y empresas donde se describan todas las materias primas o fuentes de biomasa aptas para dicha tecnología. Por ejemplo: Una tecnología solo utiliza biomasa de bagazo de caña de azúcar. Con esta información, se contrastará con las producciones agrícolas en el país. Esto permitirá hacer un segundo filtro de materias primas que se podrían usar para cada una de las tecnologías filtradas.

Tercer filtro: con lo anterior, se aplicará un tercer filtro que consistirá en evaluar estas tecnologías comparando las eficiencias en producción de hidrógeno respecto a la cantidad de biomasa requerida en el proceso. Por ejemplo: La tecnología de gasificación admite como materia prima las biomosas cascara de plátano, cascarilla de arroz y semilla de durazno. Si la eficiencia de la cascara de plátano es superior a la de la cascarilla de arroz y a su vez a la de la biomasa semilla de durazno, se ranquean respectivamente en dicho orden.

3.3.1.2 PCH

En el caso de la producción de hidrógeno a partir del proceso de electrólisis del agua, se revisarán los TRL de las tecnologías necesarias para el encadenamiento productivo que permita producir el Hidrógeno verde, tales como PCH, Tratamiento de Agua y Electrólisis. Como primer filtro, se seleccionarán las que correspondan con TRL 8 y 9.

Para el caso de las plantas de generación de energía eléctrica, se considera un grado de madurez importante, respecto a las tecnologías para la purificación del agua y los electrolizadores, se seleccionarán las tecnologías con TRL 8 y TRL 9, para esto se hará una búsqueda en investigaciones, fuentes de información secundarias y empresas donde se describan todas tecnologías involucradas, la cual se cruzará con los potenciales identificados previamente. De esta manera se hará un segundo filtro, para seleccionar los mayores potenciales.

Posteriormente, se aplicará un tercer filtro para evaluar estas tecnologías mediante una matriz de correlación, donde se compararán las tecnologías, unificadas como una sola unidad productiva, por rango de eficiencia, para producción de hidrógeno verde, utilizando

las escalas de Alto, Medio y Bajo donde los valores de cada criterio de la escala se escogerán de acuerdo con lo encontrado en la literatura.

3.3.2 Escalamiento y replica

En esta etapa se realizará el dimensionamiento de los proyectos según las escalas de producción disponibles y de acuerdo con las condiciones del mercado del H₂ verde producido (por ejemplo, exportación) y geografía elegidos (por ejemplo, Caribe Colombiano).

Con las características descritas, se estimará el CAPEX (Capital del Proyecto) de las alternativas seleccionadas, a partir de la información de los proveedores de tecnología, proyectos exitosos y casos documentados en fuentes especializadas. Así mismo se estimará por los valores del OPEX (administración, operación y mantenimiento). Estas variables serán esenciales para llevar al modelo económico.

3.3.3 Modelo de valoración económica y financiera

A continuación, se resumen los aspectos financieros que se considerarán para la elaboración de los modelos:

1. **Etapa preoperativa:** en esta etapa la empresa tiene dos fuentes de ingresos: los ingresos del capital propio de la firma y los ingresos provenientes de la deuda, según el esquema de crédito asumido.

esta etapa igualmente la empresa tiene el egreso por las inversiones en los activos.

Adicionalmente según las condiciones del préstamo se tienen los gastos o salidas por pago de los intereses de la deuda. De tal forma que al final de esta etapa la empresa tiene un activo, y la deuda.

2. **Capital:** en los modelos de negocio se considerará que las inversiones se apalancan con el 40% de deuda y 60% de equity. Como escenario de referencia la deuda es financiada a través de la línea de crédito de energía y eficiencia energética KFW de FINDETER, con diferentes periodos de pago.
3. **Incentivos tributarios:** se aplicarán los incentivos tributarios previstos en la normativa vigente, es decir:
 - Deducir en un periodo no mayor de 15 años contados a partir del año gravable siguiente al que haya entrado en operación la inversión, un monto equivalente al 50% del valor total de la inversión sin superar el 50% de la Renta Líquida del contribuyente.
 - El artículo 12 de la Ley 1715 de 2014, modificado por la Ley 2099 de 2021, establece una serie de bienes y servicios, los cuales pueden ser nacionales o importados, que,

dentro del margen del uso de energía eléctrica procedente de las FNCER y la gestión eficiente de energía, estarán excluidos de IVA.

- El artículo 13 de la ley 1715 de 2014 modificado por la Ley 2099 de 2021, especifica aquellas situaciones por medio de las cuales los titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos eje fuentes no convencionales de energía -FNCE y medición y evaluación de los potenciales recursos o acciones y medidas de eficiencia energética, no tendrán que pagar los derechos y/o gravámenes arancelarios al importar maquinas, equipos, insumos y materiales que se vayan a utilizar exclusivamente en las etapas de reinversión e inversión dentro de los proyectos.
 - Por último, el artículo 14 de la ley 1715 de 2014 contempla el beneficio de gozar del régimen de depreciación acelerada, respecto del gasto deducible al declarar el impuesto sobre la renta, el cual será en proporción al valor del activo y no puede superar el 33.33% anual.
4. **Impuesto de renta:** se considera el impuesto de la renta como resultado de las pérdidas y ganancias que haya tenido la firma en el ejercicio, debe pagar el impuesto de renta. De tal forma que, al final de cada periodo la empresa tiene un activo depreciado (exceptuando los terrenos), y el resultado neto del agregado del ejercicio del respectivo periodo.
 5. **Depreciación:** se calcula el gasto por la depreciación del activo como reflejo contable del gasto por pérdida de vida útil del activo y el costo financiero correspondiente al pago de la amortización e interés de la deuda, según las condiciones del crédito acordadas.
 6. **Moneda:** se propone usar como referencia el dólar americano con TRM corte 31 de diciembre de 2022.
 7. **Vida útil del proyecto:** Se emplea como periodo del proyecto 50 años, considerando la vida útil económica de los activos asociados a la PCH entre otros.
 8. **Viabilidad del negocio:** para establecer la viabilidad del negocio se calcula la tasa interna de retorno, TIR, y el periodo de recuperación de la inversión.

3.3.4 Aspectos legales

Para la determinación de los modelos de negocio propuestos se realizará la valoración de criterios base que pudiesen mantener la sostenibilidad de los proyectos a desarrollar para cada una de las alternativas. Desde el punto de vista jurídico se considera necesario como elementos esenciales para el presente análisis, los requisitos y condiciones habilitantes para su ejecución, restricciones, beneficios e incentivos que pueden generarse a partir de su desarrollo, tomando siempre como punto de referencia la producción de hidrógeno verde.

3.4 Definición de los modelos de negocio

Una vez aplicados los filtros definidos en los numerales anteriores, se procede con la identificación de los casos de negocio a presentar como resultado de la consultoría. Considerando los siguientes tres insumos:

- Filtro técnico, según lo expresado en el numeral 3.3.1
- Inventario de biomasa residual y PCH disponible en Colombia
- Mercado de H₂ y sus derivados en Colombia

Para el caso de la biomasa el proceso consiste en lo siguiente:

- a. Inicialmente se hace el cruce entre tecnologías priorizadas con las disponibilidades de Biomasa Residual en la medida que sean apropiadas para dichas tecnologías. Los resultados se clasifican y ubican en la geografía colombiana.
- b. Los puntos identificados, con sus características de cantidad de biomasa residual disponible y tecnología a aplicar, se cruzan con la demanda de H₂ y sus derivados, acorde con los diferentes segmentos encontrados (fertilizantes, refinación, producción de metanol para biodiesel, movilidad, entre otros), con los estimados de demanda correspondientes. Los nuevos puntos con coincidencia se plasman nuevamente de manera geográfica en las locaciones colombianas.
- c. Tomando como principio, realizar la producción del H₂, en los puntos más cercanos posibles a la demanda, con el fin de evitar altos costos de logística, aunque sin descartar opciones de distribución
- d. El resultado mencionado en el numeral anterior, es decir, tecnologías a aplicar con biomasa residual y mercado de H₂, se convierte en casos de negocio de nivel básico. En este se identifican Toneladas de Biomasa a incluir en el proceso, producción toneladas de H₂ y sus derivados, y destino de la producción (demanda).
- e. Como se menciona de manera previa, la propuesta es que una vez identificados los potenciales de recursos y con ellos la fuente de producción del hidrógeno, en este caso con biomasa, se realice una identificación de la correspondiente potencial demanda, atendiendo en principio un criterio de ubicación geográfica, que estará asociado a la instalación de capacidades en la región y especialmente, a la minimización de costos de logística, reducción de necesidades de infraestructura de transporte y de almacenamiento del hidrógeno.

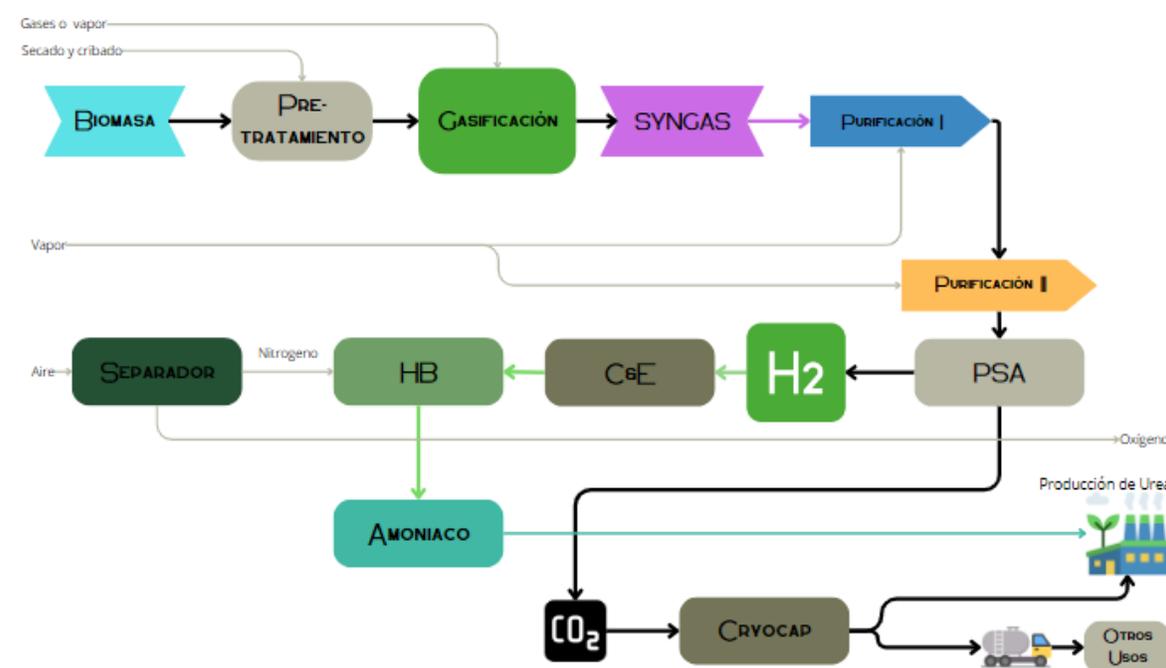
Para el caso de la producción de hidrógeno mediante procesos de electrólisis empleando la energía producida por las PCH, se sigue un proceso similar de identificación de tecnologías, de tratamiento de agua y electrolizadores, posteriormente la identificación del potencial hidro energético por regiones y su demanda potencial. Luego de los cruces anteriores, al

igual que en el caso de biomasa se definen los casos básicos de negocio y su análisis correspondiente.

3.4.1 Modelo de negocio de sustitución de amoníaco para producción de fertilizantes

A continuación, se presenta un primer caso de modelo de negocio analizado, que consiste en la sustitución de importaciones de amoníaco para la producción de fertilizantes, en el departamento del Valle del Cauca. En este caso, la producción de hidrógeno verde estaría determinada por la producción a partir de la biomasa disponible en esta región, como lo es el maíz tecnificado, con un proceso asociado de gasificación.

Figura 3-1 Modelo producción de amoníaco para fertilizantes



Como se observa la biomasa entra al proceso de gasificación, donde primero esta debe ingresar a un pre-tratamiento como secado, si la humedad de esta es mayor al 35%. Seguidamente, como se mencionó anteriormente, el producto principal de la gasificación es el syngas o gas de síntesis que pasa a un proceso de Reformado de vapor o WGS. Luego, el gas obtenido llega al proceso de separación PSA donde se logra hidrógeno de alta pureza. Después este es Comprimido y Envasado (C&E) para luego ser usado en el proceso Haber Bosch (HB) para con esto obtener Amoníaco

En este sentido y dada la información identificada en la oferta de biomasa residual y las demandas identificadas a nivel de departamento en la producción de fertilizantes se identifica un primer ejemplo de caso de negocio para el departamento del Valle del Cauca

que tiene un potencial demanda de 18.096 Ton de H₂. Luego se identifica la oferta de biomasa y se escoge la de mayor producción, en este caso la derivada del maíz tecnificado.

Para este nivel de producción y haciendo uso de las eficiencias presentadas en la Tabla 9 que muestran las primeras 10 biomásas organizadas por su eficiencia para el proceso de Gasificación, se estima el total de residuo necesario para atender esta demanda. Como se observa de la mencionada tabla, para este tipo de biomasa se cuenta con varias eficiencias para una misma biomasa (p.e. cascara de plátano), razón por la cual se escoge la menor de estas, con el fin de obtener el resultado más conservador en la estimación.

Para este caso, se identifica que la biomasa disponible en el departamento del Valle del Cauca es suficiente para atender el 50% de la demanda para la producción de fertilizantes. Con esto como referente y de acuerdo con los históricos de importaciones del amoniaco se procede a realizar la estimación de la potencial demanda de H₂, para el horizonte definido en la evaluación financiera, así como se procederá a estimar la capacidad a instalar necesaria, el monto de las inversiones y lo pertinente para realizar la evaluación económica de esta y las demás alternativas.

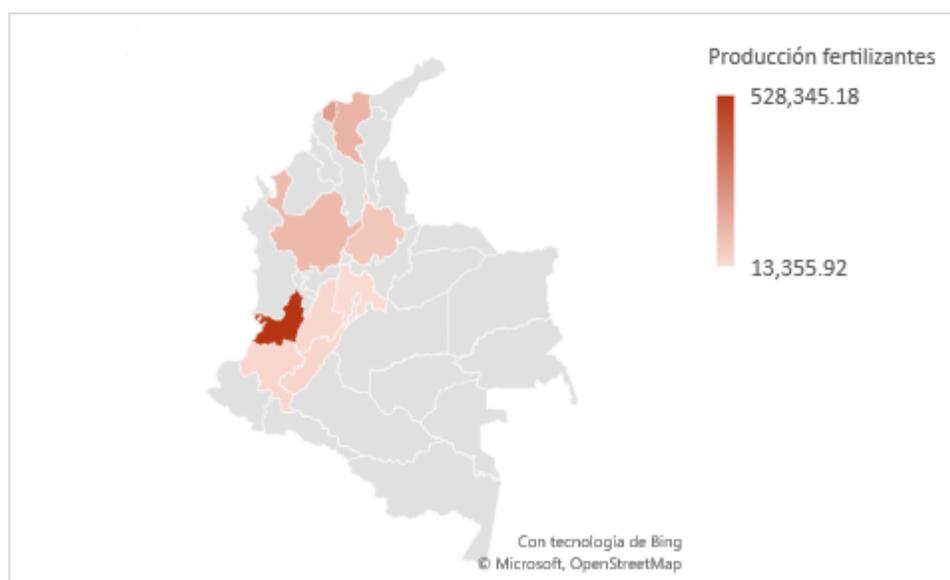
4 Usos del hidrógeno en Colombia

Existe un acuerdo entre diferentes fuentes de información, (MME, 2021), (Sabana, 2022) y a nivel internacional la Agencia Internacional de Energía, el IMF (IMF, 2022) en que los principales usos de hidrógeno están dirigidos al tratamiento de hidrocarburos, al sector transporte, industria y como materia prima en la elaboración de fertilizantes (amoniaco) y plásticos (metanol). De esta manera a continuación se presentan de acuerdo con diferentes fuentes de información secundaria las potenciales demandas de hidrógeno a nivel nacional.

4.1 Fertilizantes

Dentro de los usos *tradicionales* del hidrógeno, se encuentra el de ser insumo para la producción de fertilizantes, practica que se desarrolla desde la década de 1920 (UNDP, 2022) y que para 2022 se asocia a un volumen de casi 194,8 MMT de amoniaco consumidas a nivel mundial y la previsión de crecimiento del 1,90% entre el 2023 y el 2028 (EMR, 2022). Particularmente, en el mercado Colombiano el ICA reporta una producción de 1.3 MMT en fertilizantes para el 2022, producción que se concentra en 12 empresas, dos de ellas con más del 40% de la producción nacional: Yara y Monómeros Colombo Venezolanos. El resto de la producción está distribuida en 95 empresas. En relación con la ubicación de las plantas productoras, si se considera el volumen reportado en la producción, los principales departamentos son Valle del Cauca, Atlántico, Magdalena y Antioquia.

Figura 4-1 Producción de fertilizantes por departamento 2022



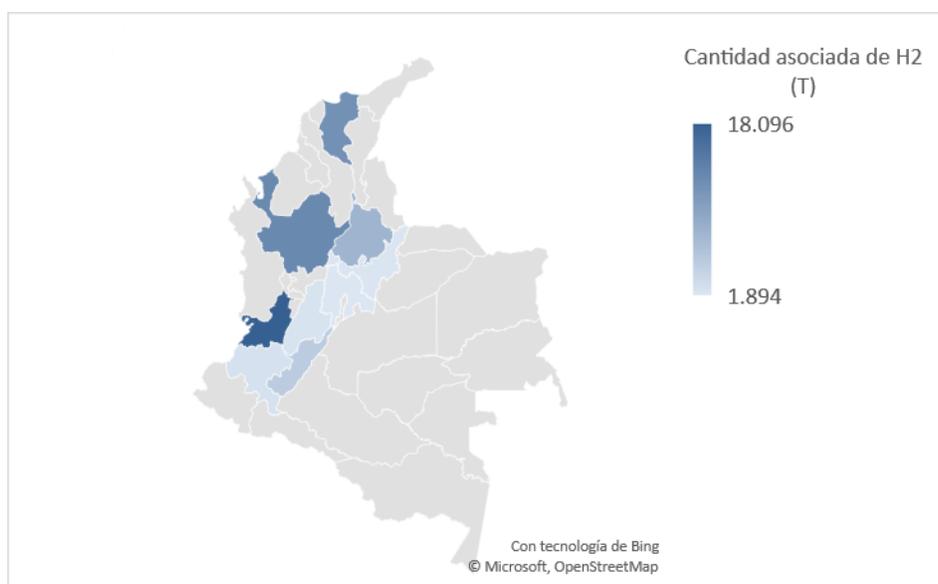
Fuente: Construcción propia con información (ICA, 2022)

Este potencial total de producción de fertilizantes implicaría unos potenciales usos de hidrógeno cercanos a 1,2 millones de toneladas, sin embargo, las dos más grande empresas,

Monómeros y Yara, ya adelantan proyectos para la sustitución de sus importaciones con H₂ verde proveniente de energía solar y eólica (Alcaldía de Barranquilla, 2022), con lo que para efectos del análisis no se consideran como usos potenciales del hidrógeno producido a partir de biomasa y PCH objeto de este estudio.

Finalmente, si se considera que al menos el 50% de la producción de fertilizantes antes presentada, migre a amoníaco verde a partir de biomasa y PCH, el potencial asociado de H₂ potencial alcanzaría hasta las 65 mil toneladas. En este caso, los departamentos con mayor potencial en el uso de H₂ para producción de fertilizantes serían Valle de Cauca, Magdalena y Antioquia.

Figura 4-2 Potencial de demanda de H₂ asociada a la producción de fertilizantes



Como paso a seguir, se propone el cruce entre los potenciales técnicos identificados para cada tipo de recurso (Biomasa, PCH) por departamento, logrando cruces entre oferta y demanda localizadas que permitan estructurar las alternativas de casos de negocios.

4.2 Industria

Otro de los grandes usos identificados para el hidrógeno está asociado al consumo de este energético en usos industriales específicos, en algunos casos, como en la industria química el hidrógeno está considerado una potencial materia prima en la producción de resinas y polímeros y en otras industrias se plantea su uso como energético sustituto, inicialmente, en mezcla con gas natural (*Blending*).

Respecto a este último tipo de uso en el PEN 2022-2052, en el escenario Disrupción, se plantea un despliegue acelerado de sistemas de gasificación con CCS utilizando biomasa de caña de azúcar, cascarilla de arroz y cáscara de banano, producto de la implementación

proyectos piloto desde el año 2025, incorporando 3GW de capacidad instalada, para alcanzar una capacidad instalada de hidrógeno verde de 16,5GW en 2052 (UPME, 2023), aun cuando los documentos de referencia estiman capacidades instaladas en electrolización no se establece una meta asociada a que estas están asociadas a PCH. En contraste desde la demanda, se plantea el consumo de hidrógeno en varias actividades industriales en mezcla con gas natural¹, alcanzando las siguientes demandas acumuladas entre el 2022-2052.

Tabla 1 Demanda de H₂ verde propuesta para el sector industrial en PEN 2022-2052 (Consumo de H₂ asociado a *blending* con gas natural)

Industria	PEN 2052 PJ	PEN 2022-2052 PJ	PEN 2052 Ton H ₂	PEN 2022-2052 Ton H ₂
Productos químicos	4,02	61,77	33.248	510.699
Pulpa, papel e imprenta	11,00	160,44	90.913	1.326.369
Alimentos, bebidas y tabaco	16,94	249,94	140.015	2.066.269
Minerales no metálicos	6,92	100,66	57.190	832.182
Equipos de transporte	0,09	1,53	718	12.611
Madera y productos de la madera	0,06	1,01	534	8.383
Maquinaria	0,20	3,29	1.629	27.198
Hierro y acero	3,24	57,43	26.748	474.815
Textiles y cueros	2,88	45,36	23.832	375.011
Industria no especificada	0,28	4,16	2.333	34.396
Consumo total H₂	45,62	685,59	377.165	5.667.938

Estos potenciales valores (377.166 Ton H₂), son un poco más conservadores de los presentados en la Hoja de Ruta del Hidrógeno (cerca 670.000 Ton H₂ a 2050) y en el documento de la Estrategia Nacional de Hidrógeno (617.000 Ton H₂ a 2050), y pueden refinarse además con cifras oficiales de las proyecciones de demanda de gas natural y los porcentajes de mezcla admisibles identificados en la literatura internacional. Frente a estos potenciales consumos, y entendiendo que la mayor apuesta es la producción de hidrógeno a partir de sistemas solares y eólicos, es necesario definir un porcentaje potencial al que puedan asociarse las producciones del H₂ a partir de biomasa y PCH. Una primera aproximación podría ser extrapolar las consideraciones de producción del PEN 2022-2052,

¹ De acuerdo con las modelaciones del PEN 2022-2052, se proponen aumentos progresivos del porcentaje de H₂, con el 10% desde el año 2034 alcanzando en el 2052 una mezcla de 20%.

en donde se señala que el 19% de la capacidad de producción será a partir de biomasa (3 GW de 16 GW), valor que podría aplicarse a las potenciales demandas.

Tabla 2. Potenciales consumos de hidrógeno en el sector industrial PEN 2022- 2052

Sector-Industria	Demanda <i>blending</i> PEN 2022-2052 (PJ)	Potencial (PJ)	Ton H₂ Demanda	Ton H₂ Potencial
Productos químicos	61,77	12,45	510.699	102.956
Pulpa, papel e imprenta	160,44	32,34	1.326.369	267.393
Alimentos, bebidas y tabaco	249,94	50,39	2.066.269	416.556
Minerales no metálicos	100,66	20,29	832.182	167.766
Equipos de transporte	1,53	0,31	12.611	2.542
Madera y productos de la madera	1,01	0,20	8.383	1.690
Maquinaria	3,29	0,66	27.198	5.483
Hierro y acero	57,43	11,58	474.815	95.721
Textiles y cueros	45,36	9,14	375.011	75.601
Industria no especificada	4,16	0,84	34.396	6.934
Total			5.667.938	1.142.645

Fuente: Construcción propia con datos PEN 2022-2052 (UPME, 2023)

Como se nota de la tabla anterior, los mayores potenciales en el sector industrial se asocian a los sectores de alimentos, bebidas y tabaco, pulpa papel e imprenta y minerales no metálicos. Estos resultados pueden explicarse por ser estos sectores los de mayor consumo de gas asociados a los procesos de calor directo e indirecto, dado que estas demandas surgen de procesos de mezcla de H₂ con gas natural.

Otro de los sectores en donde se han referenciado oportunidades para la demanda de hidrógeno verde es en el sector de siderurgia (Hierro y acero), estos potenciales usos del hidrógeno están asociados a la sustitución de consumo de fósiles, en el caso de Colombia, carbón y caliza. Esta parte de la demanda está considerada en los consumos señalados en la Tabla 2 y respecto a estos procesos de sustitución la literatura señala limitantes, por lo fuerte procesos de transformación en las tecnologías (altos hornos) y en general en el proceso de fabricación (BBVA, 2023), lo primero se refiere a que el recambio tecnológico implica el cambio total de los principales equipos; incluso en las industrias nacionales, se señala casi la imposibilidad de realizar las transformaciones del sector, dada la composición, a pesar de esto a nivel internacional se referencian proyectos ya en marcha (BBVA, 2023) (OVAKO, 2023) y un avance rápido en el avance en el nivel de madurez tecnológica (IEA, 2023).

Un uso adicional del H₂ con potencial en el sector siderúrgico es como agente reductor, en los altos hornos y en aplicaciones normalmente utilizadas en procesos de soldadura con

reacciones redox (Durán Sánchez, 2016) (METSO, 2023), de acuerdo a la estrategia nacional del hidrógeno en el sector siderúrgico esta aplicación, asumiendo un potencial de crecimiento en el sector de acero, supondrá una demanda constante cercana a los 9,33 kTon de H₂, entre el 2027 y el 2050 (Sabana, 2022).

Finalmente, en el caso colombiano se ha identificado una potencial demanda para la producción de metanol, en procesos de sustitución de importaciones, En 2021, se importaron cerca de 112.166 ton de metanol, provenientes de Trinidad y Tobago, Estados Unidos y Venezuela (ITC, 2023). El principal uso del metanol importado está dirigido a la producción de biocombustibles y un potencial mercado en la industria, como en usos asociados al formaldehído, para la industria manufacturera en la producción de resinas, espumas, desinfectante, y preservantes en la industria alimentaria.

4.3 Transporte

Dentro de las principales oportunidades para el uso de hidrógeno verde, se encuentra el sector transporte, está a pesar de que se puede considerar una expectativa de largo plazo, especialmente por el nivel de madurez tecnológica, con lo que las propuestas están dirigidas a la entrada progresiva del H₂ en el sector de transporte, especialmente en transporte terrestre de carga pesada en el país, que de acuerdo al avance tecnológico avanzaría a vehículos livianos, camiones mineros, aviación (combustibles sintéticos) y transporte marino (Amoniaco como combustible). En este sentido las primeras estimaciones propuestas en la hoja de ruta del hidrógeno en Colombia, proyectaba una penetración progresiva en vehículos a 2030: ligeros de pila de combustible (1.500 – 2.000), pesados (1.000-1.500) de pila de combustible, esto se complementaba con escenarios del PEN 2020-2050, en donde se estimaba un consumo de hidrógeno cercano a de 182 PJ (1,5 Mton de H₂), correspondientes al 9% de la demanda del sector. Estas cifras varían un poco con lo propuesto por la Estrategia del Hidrógeno en donde se proponen alcanzar para 2050: 76.859 buses, 73.408 tractocamiones y 92.472 camiones, lo que tendrían demandas asociadas de 1,2 Mton de H₂.

Tabla 3 Proyección de vehículos H₂

	Estrategia De H₂	PEN 2022-2052
Buses	76.859	0
Camiones	73.408	55.995
Tractocamiones	92.472	147.870
	242.739	203.866

Fuente: (Sabana, 2022) (UPME, 2023)

Como se mencionó la demanda estimada en este sector es de largo plazo y adicionalmente, requiere el desarrollo de infraestructura asociada en estaciones de recarga (hidrogeneras)

y claramente está condicionado por la evolución tecnológica y las respuestas de estas tecnologías a las particularidades del territorio nacional.

4.4 Refinerías

Actualmente se asocia al proceso de refinación una demanda cercana a los 130 kTon de H₂/año, relacionado principalmente con las necesidades de Ecopetrol en los procesos de hidrocrackeo y el hidrotratamiento del petróleo en las refinerías Barrancabermeja y Cartagena. Actualmente, Ecopetrol es el principal productor y consumidor de hidrógeno en el país y pretende atender sus necesidades en refinación a través de proyectos propios de la compañía, dentro de los cuales se planea la instalación de dos nuevas plantas de hidrógeno (Azul/verde) de 40 y 60 MW en cada una de las refinerías y la exploración de fuentes de hidrógeno blanco. Adicionalmente la compañía contempla desarrollo de proyectos de biogás y biomasa para producción de H₂.

De acuerdo con el Plan Estratégico de Ecopetrol, la compañía apuesta por la producción progresiva de hidrógeno verde, destinado en principio para el desarrollo de proyectos para su autoconsumo, *blending* para uso térmico en la industria y el inicio en aplicaciones en movilidad terrestre, en su segunda etapa la propuesta es la descarbonización de sus operaciones y el hidrógeno marítima, de aviación y orientar la producción de H₂ a mercados de Europa y Asia (ECOPETROL, 2021).

En este sentido, la potencial demanda de hidrógeno asociado a las variaciones en los consumos de refinería estaría cubierto por la producción interna de Ecopetrol e incluso se esperaría una capacidad excedentaria.

Con lo anterior, la propuesta es orientar las potenciales demandas de H₂ en seis potenciales mercados:

- Producción de fertilizantes
- Productos químicos
- Producción de cemento
- Industria del acero
- Metanol para e-fuels y otros potenciales usos.
- Transporte

Teniendo estos mercados como referentes, la propuesta es profundizar en la identificación de punto comunes de oferta y demanda, minimizando las necesidades de infraestructura de transporte y logística. Posteriormente y de acuerdo con las cantidades estimadas de producción de H₂ verde a partir de biomasa y PCH, se determinarán potenciales déficits en

algunas ubicaciones y/o cantidades potenciales de exportación, como uso final y en línea con las propuestas de convertir a Colombia en un Hub logístico de H₂ verde de la región.

5 Producción de hidrógeno verde a partir de Biomasa

5.1 Aspectos generales de la Biomasa residual

La biomasa es (SIAME (Sistema de Información Ambiental Minero Energético), s.f.) la materia viva presente en una capa muy fina de la superficie terrestre (incluyendo mares y océanos) llamada biosfera, la cual representa una fracción muy pequeña de la masa terrestre. Los residuos que se generan a partir de los procesos de transformación natural o artificial de la materia viva, también se constituyen en biomasa. Se estima (Cultura Científica, 2018) que la biomasa del planeta asciende a unas 550 Gt (millones de toneladas) de carbono. El 80% está en plantas, las cuales las embriofitas son mayoría. Las bacterias son el 15% y el porcentaje restante se distribuye en los hongos, las arqueas, los protistas, los animales y los virus.

Por otro lado, el 60% de la biomasa (320 Gt) está sobre la superficie (fondo marino y tierra firme), y el resto se encuentra por debajo; 130 Gt están en las raíces de las plantas y 100 Gt en las bacterias que habitan dentro del suelo o bajo la superficie del fondo oceánico. Un 70% de la biomasa vegetal es de carácter leñoso, por lo que su actividad biológica es mínima, y las bacterias que viven en el interior de acuíferos y debajo del suelo marino también tiene un metabolismo muy reducido. Esto implica que sus tiempos de renovación o recambio son muy largos: de algunos meses a miles de años. Si se prescindiera de esas formas de vida “lentas” la biomasa de plantas y bacterias sigue siendo importante: 150 Gt corresponden a raíces y hojas de plantas, y 9 Gt a bacterias marinas y terrestres, cifra solo ligeramente inferior a la de los hongos (12 Gt).

Se considera la biomasa como recurso renovable (SIAME (Sistemas de Información Ambiental Minero Energético)) porque forma parte del flujo natural y repetitivo de los procesos de la naturaleza siendo las plantas quienes inician con el proceso de fotosíntesis, captando la energía del sol y así, mantienen el equilibrio ecológico. La biosfera se compone de diferentes tipos de biomasa (Visionarios Magdalena) (Vassilev, Baxterb, Andersenb, & Vassilevaa, 2010) (Basu, Características de la biomasa, 2018):

Tabla 4 Tipos de biomasa

Biomasa Virgen		
	Descripción	Ejemplo
	Biomasa forestal: Es material orgánico generado por el ecosistema	Leña para producir energía

	Hierbas: materia orgánica generada por plantas herbáceas o hierbas (no leñoso)	Anuales, bienales o perennes
	Cultivos energéticos: Se produce a partir de especies vegetales que se cultivan para producir energía	Cultivo de caña de azúcar únicamente para ser convertido en biomasa
	Cultivos agrícolas: Se da a través de los extractivos agrícolas, son los excedentes que por distintos motivos no sirven para ser consumidos	Bagazo de caña de azúcar
	Algas: Material vegetal proveniente de ríos o mares	<i>Chlorella</i> , Usada para producir biocombustible
	Plantas de Agua: Material vegetal proveniente de ríos o mares	<i>Eichhornia crassipes</i> (Jacinto de agua), Usado para producir biogás
Biomasa Residual		
	Residuos sólidos municipales: Son los residuos sólidos generados por actividades domésticas, comerciales e industriales en áreas urbanas	Restos de alimentos, papel, cartón, entre otros
	Aguas residuales biosólidas: Son sólidos orgánicos biológicos que se generan como subproducto del tratamiento de las aguas residuales municipales e industriales	Agua proveniente de PTAR
	Gas de vertedero: se refiere a los gases que se generan en vertederos como subproducto de la descomposición anaeróbica de los residuos sólidos orgánicos presentes en ellos	Gas producido en los vertederos de residuos
	Ganado y abonos: La biomasa proviene de los residuos orgánicos generados por el ganado	Residuos como estiércol y desperdicios de alimentos

	<p>Residuos de cultivos agrícolas: Restos de cultivo que quedan después de las cosechas</p>	<p>Tallos, hojas, entre otros</p>
	<p>Corteza, hojas y residuos del suelo: Incluye restos de árboles y arbustos que quedan después de actividades de manejo forestal</p>	<p>Poda y tala de árboles</p>
	<p>Madera de demolición, aserrín: Incluye la madera de demolición o procesos con la madera</p>	<p>Residuos de demolición de estructuras con madera</p>
	<p>Aceite/grasas usadas: Proviene de grasas y aceites usados.</p>	<p>Aceite de cocina usado</p>

La biomasa como fuente energética tiene características muy útiles, como su gran disponibilidad, su carácter renovable y el aprovechamiento de desechos ya existentes. En Colombia, país que se caracteriza por su gran biodiversidad dispone una gran cantidad de biomasa de todas las categorías anteriormente mencionadas que cumple con las condiciones para poder ser transformadas en energía. Promoviendo así, a que muchos de los procesos actualmente existentes en el país sean circulares y además se use esta biomasa para ser transformada en energía menos contaminante que la proveniente del sector de hidrocarburos. Para el 2021 (Asoenergía, 2022) la energía proveniente de biomasa tenía el 14% de la energía que se consumió en el país.

La biomasa es actualmente usada en muchos procesos para la obtención energética, por ejemplo: para producir biogás, calor, biocombustible (biodiesel) e hidrógeno. Este último, es de especial atención debido a que con este elemento (Castiblanco & Dany, 2020) es indispensable en la industria química, petrolera y energética. Sirve como materia prima para la síntesis de productos químicos como el amoníaco y el metanol, se utiliza en las refinерías de petróleo para producir combustibles limpios. En el campo de la energía, la utilización de hidrógeno en los sistemas de transporte ya sea para la combustión en motores o generando la locomoción de motores eléctricos de vehículos desde celdas de combustible, se visualizan como de alto potencial en el mediano plazo.

En este estudio contemplaremos la biomasa residual, es decir, la biomasa ya sea agrícola u orgánica que resulta como residuo de otro proceso principal, por ejemplo, el bagazo de caña resultante del proceso de producción de Etanol desde la caña propiamente dicha.

5.2 Tecnologías de producción de hidrógeno a partir de biomasa

En los últimos años se ha impulsado la investigación y creación exponencial de tecnologías en torno a las energías renovables y nuevas maneras de producir energía limpia o con menor cantidad de emisiones de dióxido de carbono de las que se emiten en la actualidad en el sector de petróleo y gas, en este sentido la biomasa no es la excepción, de hecho en los últimos años ha tenido una gran incursión científica debido a su alta disponibilidad, viabilidad y la circularidad que provee hacer eso de esta.

Cuando se analiza el ciclo del carbono en la transformación de la biomasa para producir hidrógeno se dice que es un ciclo cerrado ya que no se añade ni se retira dióxido de carbono a la atmosfera (Wei-Yin, Seiner, Suzuki, & Lackner, 2010). Esto sucede ya que en el crecimiento de la materia vegetal se da un proceso de respiración el cuál se denomina fotosíntesis donde la célula vegetal absorbe dióxido de carbono, agua y produce oxígeno y glucosa (esta reacción esta catalizada por la luz del sol), este primero sale a la atmosfera y la glucosa es usada en los procesos biológicos de la planta. Cuando se transforma la biomasa en hidrógeno o se hace combustión con esta la quema de biomasa produce dióxido de carbono, que la planta consume como alimento. Por otro lado, la biomasa contiene una cantidad mínima de azufre, nitrógeno y cenizas, lo que la hace más respetuosa con el medio ambiente (Mishra & Mohanty, 2018)

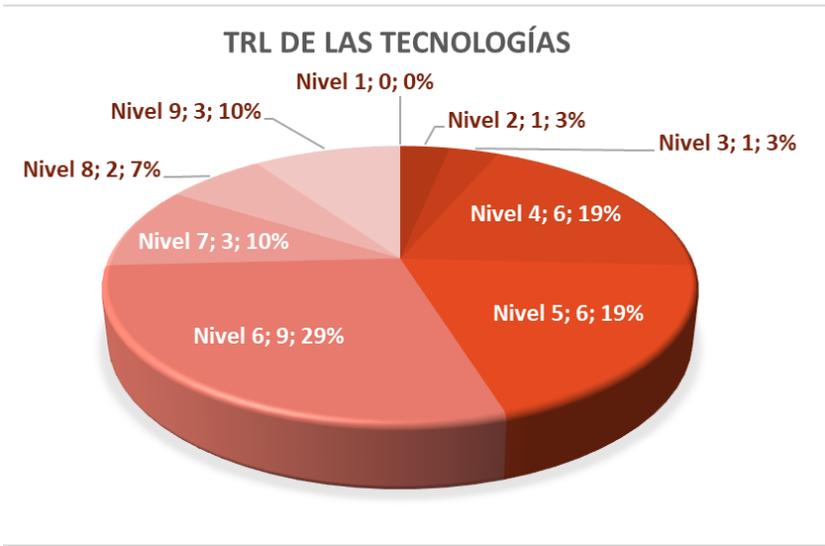
La producción de hidrógeno a partir de biomasa se separa en varias macro rutas que dependen del cambio físico o químico realizado, en esta se encuentran: Las rutas bioquímicas y termoquímicas, esta primera involucran procesos biológicos y la segunda implica la descomposición térmica de la biomasa a altas temperaturas y ausencia de oxígeno.

Con esto, el primer paso el cual se describe en este informe es la depuración de tecnologías existentes para producir hidrógeno a partir de biomasa con el fin de tener un panorama más estrecho y hacer una elección consciente de la mejor tecnología para este proyecto. En primera instancia, se mencionarán las rutas de producción de hidrógeno (Endesa, s.f.) a partir de biomasa. Seguidamente, se mostrará una tabla con la descripción y el método de filtrado con las TRL; la cuál es (Clean Energy Technology observatory , 2022) por sus siglas *Technology Readiness Level* el nivel de madurez tecnológica. Por último, se hará una explicación de las tecnologías que pasaron este primer filtro.

En el diagrama a continuación, se muestran las rutas de producción de hidrógeno que cuentan con una TRL establecida. Cabe acotar que la información mostrada a continuación son fuentes encontradas en una búsqueda de artículos e investigaciones científicas no mayores a 5 años. En esta búsqueda se hallaron 31 tecnologías (ver figura 5-1 y anexo 1) de producción de hidrógeno a partir de biomasa con su respectiva TRL las cuales se comparan a continuación con la siguiente información de madurez tecnológica las cuales se dividen en los siguientes niveles:

- **TRL 1:** Principios básicos observados
- **TRL 2:** Concepto tecnológico formulado
- **TRL 3:** Prueba experimental de los conceptos
- **TRL 4:** Tecnología validada en el laboratorio
- **TRL 5:** Tecnología validada en un entorno pertinente (industrial)
- **TRL 6:** Tecnología demostrada en un entorno pertinente
- **TRL 7:** Demostración del prototipo del sistema en un entorno operativo
- **TRL 8:** Sistema completo y cualificado
- **TRL 9:** Sistema real aprobado en un entorno operativo

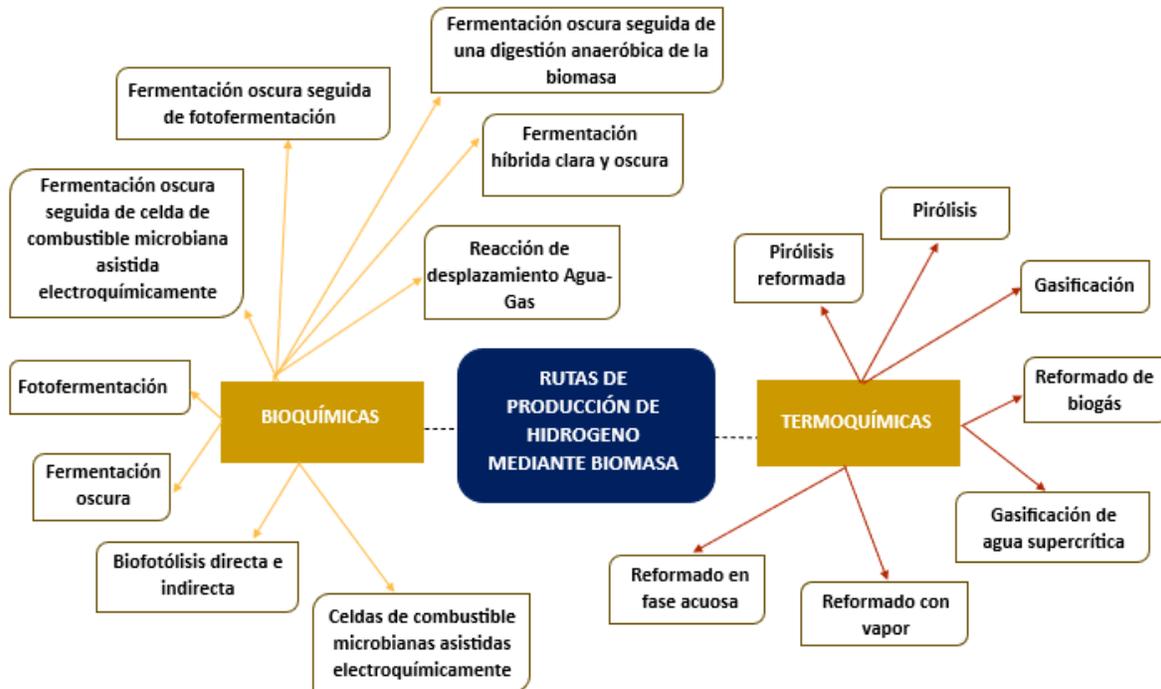
Figura 5-1 Tecnologías por nivel de madurez



Como es posible observar en el gráfico precedente, se evidencia que la mayoría de las tecnologías halladas se encuentran en un nivel de madurez a nivel de entorno pertinente, es decir, se han probado diferentes condiciones a nivel experimental y en un entorno industrial a pequeña escala. Seguido por un 19% en tecnología validada en el laboratorio y

en un entorno pertinente (industrial). En el siguiente diagrama se presentan algunas tecnologías representativas clasificadas en rutas bioquímicas y termoquímicas.

Figura 5-2 Rutas de producción de hidrógeno con biomasa



En la Tabla 5 se presenta una descripción general de las tecnologías de producción de hidrógeno mediante procesos termoquímicos, con su respectiva TRL.

Tabla 5 Rutas termoquímicas de producción de H₂ con Biomasa

Nombre	Descripción	TRL
Pirólisis	El pirólisis de la biomasa es la descomposición térmica de la biomasa en un entorno no oxidante para producir predominantemente biocarbón, líquido de pirólisis y gas de síntesis. La elección del catalizador altera la producción de hidrógeno gaseoso a diferentes temperaturas. Cuando se emplea el reformado de líquidos derivados de la biomasa, la adición de vapor o la oxidación da lugar a un reformado de vapor y produce una corriente de syngas. (Dhawale, Risbud, Haque, & Giddey, Informe preliminar con la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de producción, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y reelectrificación de hidrógeno verde y azul,	TRL 7-8 para la biomasa leñosa y TRL 5-7 para los residuos TRL 7-8 para la biomasa leñosa y TRL 5-7 para los residuos sólidos urbanos

Nombre	Descripción	TRL
	2022) (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, 2022) (Dhawale, Risbud, Haque, & Giddey, 2022)	
Pirolisis reformada	En este proceso, la biomasa se somete a la pirolisis primero, donde se descompone térmicamente en un ambiente de alta temperatura y en ausencia de oxígeno, produciendo gas y líquido pirolíticos. Luego, el gas pirolítico producido en la etapa de pirolisis se somete a una etapa de reformación, en la cual se expone a una fuente de vapor de agua o dióxido de carbono en un ambiente de alta temperatura. (Arun, y otros, 2022)	3-4
Gasificación	La gasificación de la biomasa para la producción de hidrógeno implica la conversión termoquímica de la biomasa (como los residuos agrícolas y forestales) a syngas, con una cantidad controlada de vapor y oxígeno, y a temperaturas superiores a ~700°C. Posteriormente, se produce una reacción de cambio de estado de agua a gas para aumentar el rendimiento y la concentración de hidrógeno. (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, 2022) (Dhawale, Risbud, Haque, & Giddey, 2022) (Buffi & Scarlat, 2022)	6-7 y 9 TRL 9 para la biomasa leñosa y TRL 6-7 para los residuos sólidos urbanos
Reformado de biogás	El biogás es mezclado con vapor en presencia de un catalizador a altas temperaturas (~750°C) y a una presión moderada para producir syngas. El biogás se obtiene a través de la digestión anaeróbica de la biomasa, por lo tanto, este método es considerado como un compuesto de producción de hidrógeno biológico y de conversión de biomasa. (Dhawale, Risbud, Haque, & Giddey, 2022) (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, 2022) (Buffi & Scarlat, 2022)	8-9 El TRL de este método varía en función del proceso
Gasificación de agua supercrítica	Se ha desarrollado a escala de laboratorio para ser más robusta para el tipo de biomasa, incluida la biomasa húmeda (humedad > 35 %), como la madera y los carbohidratos. El agua requiere una temperatura superior a los 374 °C y una presión superior a los 221,2 bares para convertirse en un fluido supercrítico. En estas condiciones, la constante dieléctrica del agua disminuye, así como la cantidad de enlaces de hidrógeno. Los compuestos orgánicos y los gases son miscibles en agua supercrítica a altas temperaturas, lo que facilita su	4

Nombre	Descripción	TRL
	conversión, la reacción total es endotérmica. (Thibaut, Quentin, & Aurore, 2021)	
Reformado en fase acuosa	Convierte principalmente compuestos oxigenados en hidrógeno. Las moléculas de materia prima se disuelven durante la fase acuosa y reaccionan con las moléculas de agua a bajas temperaturas (<270 °C) y altas presiones (hasta 50 bar). (Thibaut, Quentin, & Aurore, 2021)	4-5
Reformado con vapor	es una reacción de purificación que mejora la composición del gas de síntesis durante la gasificación con vapor al reducir la relación de masa de carbono a hidrógeno. (Thibaut, Quentin, & Aurore, 2021)	8

En la Tabla 6 se presenta una descripción general de las tecnologías de producción de hidrógeno mediante procesos bioquímicos, con su respectiva TRL.

Tabla 6 Rutas Bioquímicas de producción de H₂ con Biomasa

Nombre	Descripción	TRL
Fermentación oscura	En ausencia de luz, microorganismos como las bacterias descomponen la materia orgánica para producir hidrógeno gaseoso mediante la fermentación oscura. Las bacterias pueden ser modificadas para aumentar su actividad metabólica y conseguir una mayor tasa de producción de hidrógeno (Dhawale, Risbud, Haque, & Giddey, 2022) (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, 2022)	5-7 El TRL de esta tecnología es de 7 para la fermentación oscura convencional, sin embargo, es menor (TRL 5-6) cuando se incorpora la modificación metabólica como parte del diseño del sistema
Fermentación híbrida clara y oscura	Los procesos de fermentación oscura y foto-fermentación ocurren secuencialmente en una serie de reactores (Dhawale, Risbud, Haque, & Giddey, 2022)	5-6
Fermentación oscura seguida de una	La biomasa se procesa a través de la fermentación oscura, seguido de una digestión anaeróbica para la producción de hidrógeno y metano. Luego, el	4-5

Nombre	Descripción	TRL
digestión anaeróbica de la biomasa	metano puede procesarse para producir más hidrógeno, si es necesario, mediante procesos como el reformado o la pirólisis (Dhawale, Risbud, Haque, & Giddey, 2022) (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, 2022)	
Fotofermentación	Los microbios fotosintéticos utilizan la luz solar para descomponer la materia orgánica mediante la fermentación (Dhawale, Risbud, Haque, & Giddey, 2022) (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, 2022)	4- 6
Biofotólisis directa e indirecta	El hidrógeno es producido por algunas cianobacterias y algas verdes por biofotólisis. Este proceso es discontinuo, porque el subproducto O_2 inhibe la actividad de la hidrogenasa. En la fotólisis indirecta de las cianobacterias heteróclitas (como Anabaena), la producción de $C_6H_{12}O_6$ ocurre en las células vegetativas y la producción de H_2 ocurre en heteróclitos espacialmente separados por la actividad de la nitrogenasa bajo inanición de N_2 (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, 2022)	1-2
Reacción de desplazamiento Agua-Gas	Algunas bacterias y arqueas fotoheterótrofas generan H_2 a través de la vía de reacción de cambio de gas a agua, utilizando el CO como única fuente de energía para la generación de ATP con la producción de CO_2 y H_2 (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, 2022)	9
Celdas de combustible microbianas asistidas electroquímicamente	Las celdas de combustible microbianas (MFC) utilizan microorganismos como catalizadores para generar corriente eléctrica mientras oxidan donantes de electrones orgánicos o inorgánicos (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, 2022)	2-4
Fermentación Oscura seguida de fotofermentación	El híbrido de la fermentación oscura y la fotofermentación permite la extracción de hidrógeno adicional a partir de los efluentes del proceso típico de fermentación oscura y, por tanto, un mayor rendimiento de H_2 (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, 2022)	4-6

Nombre	Descripción	TRL
Fermentación oscura seguida de celda de combustible microbiana asistida electroquímicamente	Otro proceso híbrido se basa en el uso de la fermentación oscura seguida de una celda de combustible microbiano asistida electroquímicamente (EAMFC). La EAMCF puede generar más H_2 a partir de los ácidos orgánicos producidos durante la fermentación oscura y así aumentar el rendimiento de H_2 (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, 2022)	2-5

A continuación, se presenta un resumen de las TRL por tecnología mencionadas en las anteriores tablas.

Tabla 7 Resumen tecnologías para producir hidrógeno a partir de biomasa con TRL

TRL (<i>Technology Readiness Level</i>)									
Tecnología	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Rutas Termoquímicas									
Pirólisis									
Gasificación									
Reformado de biogás									
Gasificación de agua supercrítica									
Reformado en fase acuosa									
Reformado con vapor									
Rutas Bioquímicas									
Fermentación oscura									
Fermentación híbrida clara y oscura									
Fermentación oscura seguida de una digestión anaeróbica de la biomasa									
Fotofermentación									
Biofotólisis directa e indirecta									
Reacción de desplazamiento Agua-Gas									

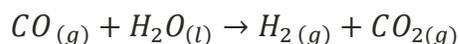
TRL (<i>Technology Readiness Level</i>)									
Tecnología	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Celdas de combustible microbianas asistidas electroquímicamente									
Fermentación Oscura seguida de fotofermentación									
Fermentación oscura seguida de celda de combustible microbiana asistida electroquímicamente									

Con esto, se concluye que luego del primer filtro, las tecnologías viables para este proyecto, es decir las que tiene una madurez tecnológica de 8 y 9 son: Reformado con vapor y pirolisis, y Reacción de desplazamiento Agua-Gas, Gasificación y Reformado de biogás, respectivamente. A continuación, se hará una descripción a detalle de cada una de estas.

5.2.1 Tecnología Nivel 9

5.2.1.1 Reacción de desplazamiento agua-gas

Algunas bacterias y arqueas fotoheterótrofas generan H₂ a través de la vía de reacción de cambio de gas a agua como vía metabólica a presión y temperatura ambiente, utilizando el CO como única fuente de energía para la generación de ATP (adenosín trifosfato), como forma de almacenar energía química, con la producción de H₂ y CO₂ como se muestra en la ecuación (Levin, Pitt, & Love, 2004).

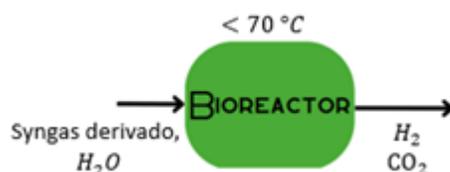


Los microorganismos usados pueden ser los carboxidotrofos hidrogenógenos anaeróbicos los cuales utilizan los reactivos mostrados en la reacción anterior. Estas se dividen en especies termófilas y mesófilas, las primeras parecen ser más abundantes que las otras, lo que sugiere que las altas temperaturas pueden ayudar al metabolismo del monóxido de carbono (Henstra, 2007) (Alfano & Cavazza, 2018).

La reacción es termodinámicamente muy favorable (Levin, Pitt, & Love, 2004) y puede ocurrir tanto en la luz como en la oscuridad. Sin embargo, el H₂ no se acumula en la luz debido a la oxidación de este mismo por las hidrogenasas de captación para apoyar la fijación del CO₂. La reacción de cambio de gas a agua podría utilizarse potencialmente para tratar el gas de síntesis (CO + H₂) derivado, por ejemplo, de la gasificación de la biomasa o

para eliminar el CO de las corrientes de gas. En este caso, es pertinente mencionar que la reacción sucedería en un biorreactor que contiene los microorganismos adecuados para una entrada líquida de agua y de monóxido de carbono gaseoso. En la salida, luego de los procesos metabólicos mencionados anteriormente, se produce hidrógeno y quedan trazas de dióxido de carbono (Lee, Lee, Lee, & Lee, 2020). Cabe mencionar que todos los procesos a excepción del reformado de biogás producen dióxido de carbono (CO_2) como subproducto ya que parten de una combustión controlada o un proceso bioquímico. Adicionalmente se tiene que en el reformado de biogás también se obtiene monóxido de carbono (CO) que mediante un proceso como WGS (*Water Gas Shift*), que se explicara adelante, se puede convertir el monóxido en dióxido de carbono y ayudar en el aumento de la masa de hidrógeno en el proceso.

Figura 5-3 Esquema representativo con entradas y salidas del sistema de reacción de desplazamiento agua-gas



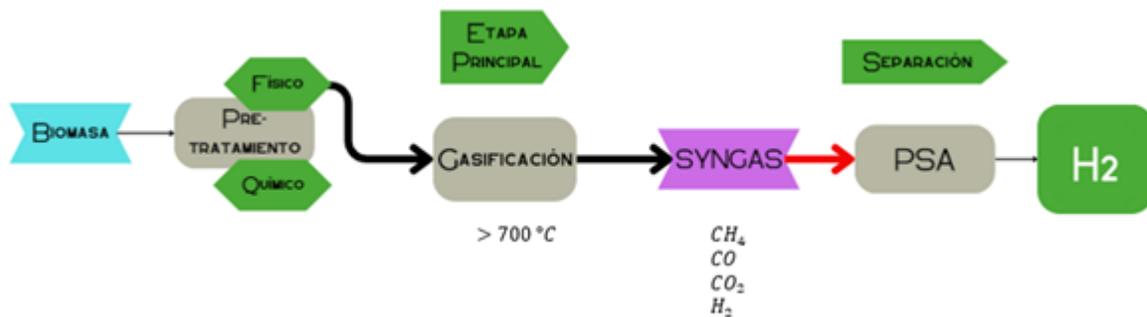
5.2.1.2 Gasificación de biomasa

La gasificación de la biomasa para la producción de hidrógeno implica la conversión termoquímica de la biomasa con un contenido de humedad menor al 35%, si no cumple con esta condición debe pasar por un preproceso de secado. En el proceso se usa una cantidad controlada de aire, oxígeno, vapor de agua o hidrógeno como agente gasificante. De este proceso se produce el gas de síntesis (CO, CO_2 , CH_4 entre otros) a temperaturas superiores a 500°C (Brijaldo, Castillo, & Pérez, 2021) (Guillermo & Gutiérrez Martín, 2015)

Uno de los grandes problemas de este proceso es la producción de alquitrán no deseado que puede obstruir las tuberías por lo cual se debe tener en cuenta los siguientes aspectos: El diseño apropiado del gasificador, el control óptimo de las condiciones de operación como temperatura, materia prima, tiempo de residencia y el catalizador usado. Este último, permite eliminar o disminuir la cantidad de alquitrán y aumenta la calidad de los productos gaseosos y la eficiencia de conversión, este se fragmenta térmicamente a temperaturas superiores a 1000°C . El uso de algunos catalizadores (dolomita, olivino o carbón) en el gasificador ayuda a la reducción del alquitrán. Cuando se utiliza la dolomita, el alquitrán se puede eliminar en un 100%, este es el más utilizado en catalizadores basados en Ni y procesos de gasificación (Calise, D'Accadia, Santarelli, Lanzini, & Ferrero, 2019).

Se menciona que en términos de productividad la gasificación de biomasa es el método más adecuado para la producción de hidrógeno ya que la mayoría de sus productos son gaseosos. Además, cuando en el proceso se usa un reactor de lecho fluidizado y un catalizador adecuado se puede llegar hasta un 60% de conversión de biomasa en hidrógeno. Por otro lado, una ventaja de la gasificación es el costo, comparable con métodos similares para producción de hidrógeno desde combustibles fósiles.

Figura 5-4 Esquema representativo con entradas y salidas del sistema de gasificación de biomasa



Como se muestra en la figura anterior, inicialmente ingresa al sistema biomasa que dependiendo de su naturaleza fisicoquímica puede requerir de un tratamiento físico como secado y triturado para hacer fácil su movilización y procesamiento, o tratamientos químicos ácidos, alcalinos, de amoníaco (Martínez-Merino, Gil, & Alfonso, 2013). La biomasa ingresa en el reactor que opera a altas temperaturas para producir el gas de síntesis, luego pasa al proceso de purificación donde se retiran las partículas sólidas y cenizas, alquitrán, alquenos, compuestos azufrados, entre otras. Con esto puede pasar a un proceso de cambio gas a agua (WGS) o reformado de vapor (SR) (que serán explicados a continuación) para reducir las concentraciones de monóxido de carbono y metano, respectivamente, con el fin de aumentar las de hidrógeno. Por último, en algunos casos para obtener hidrógeno de alta pureza se usa alguna tecnología adicional como: separación por membranas, destilación criogénica o columnas de adsorción del sistema PSA (Raúl, 2020).

El acoplamiento del proceso con el CCUS (*Carbon Capture, Utilization and Storage*) tiene el potencial de convertirlo en carbono negativo. Cabe acotar que para el dióxido de carbono restante se podría usar una tecnología CCA (captura y almacenamiento de carbono) por ejemplo, una columna de absorción de carbón activado con el fin de que no haya ningún tipo de emisión de este gas contaminante.

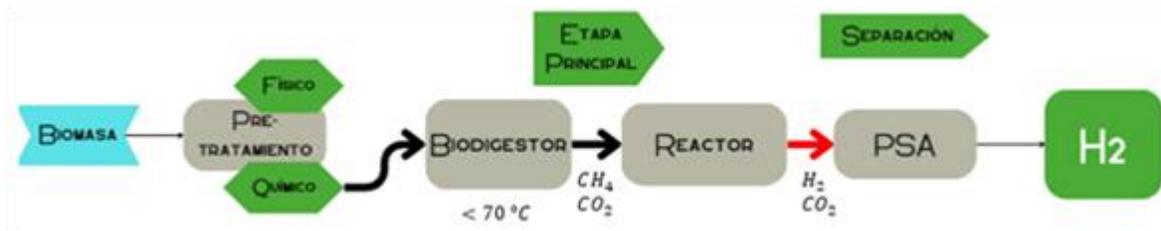
5.2.1.3 Reformado de biogás

El biogás típico (CH_4 , CO_2) proveniente de la digestión anaerobia se mezcla con vapor en presencia de un catalizador a altas temperaturas ($\sim 750^\circ\text{C}$) y presión moderada para producir syngas. El biogás se obtiene a través de la digestión anaeróbica de la biomasa, luego se eliminan las impurezas y humedad, después se somete a un proceso de reformado de vapor en un reactor a alta temperatura con vapor de agua para producir gas de síntesis. Seguidamente, se realiza la purificación de este gas para eliminar impurezas y, por último, se hace un proceso de separación obteniendo hidrógeno puro. Este método se considera un compuesto de producción de hidrógeno biológico y conversión de biomasa. El acoplamiento del proceso con el CCUS (*Carbon Capture, Utilization and Storage*) tiene el potencial de convertirlo en carbono negativo.

El proceso bioquímico de la digestión anaeróbica implica varias fases (Guillermo & Gutiérrez Martin, 2015) como la fase hidrolítica donde las moléculas complejas (proteínas, carbohidratos y lípidos) son hidrolizadas por los microorganismos produciendo así, moléculas más sencillas (monosacáridos, ácidos grasos, entre otros). La fase acidogénica implica la conversión de las moléculas sencillas en ácidos orgánicos de cadena corta (butírico, propiónico, acético) y alcoholes mediante un grupo de bacterias conocidas como acidogénicas.

La fase acetogénica se considera en ocasiones parte de la anterior en ella los alcoholes y ácidos son convertidos en ácidos acéticos, dióxido de carbono e hidrógeno los cuales son sustratos directos para la producción de metano. Los microorganismos acetogénicos y productores de metano deben vivir en simbiosis porque los organismos metanogénicos sólo pueden sobrevivir con alta presión parcial de hidrógeno y también eliminan constantemente los productos del metabolismo de las bacterias acetogénicas (Arguelles & Santos, 2017). Por último, se encuentra la fase metanogénica donde el ácido acético se convierte en metano y dióxido de carbono. Dado que en el proceso de crecimiento de las plantas se captura dióxido de carbono de la atmósfera, se considera que, durante el uso del producto relacionado con dicha planta, por ejemplo, combustión de alcohol como parte de la gasolina o diésel comercial, aunque se emita CO_2 a la atmósfera, al final se tiene un balance carbono neutral (Brijaldo, Castillo, & Pérez, 2021) (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, Informe de escaneo tecnológico para la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de producción, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y reelectrificación de hidrógeno verde y azul, 2022) (Brijaldo, Castillo, & Pérez, 2021).

Figura 5-5 Esquema representativo con entradas y salidas del sistema de reformado de biogás



Como se observa en la Figura 5-5, en este proceso hay una entrada de biomasa a un digestor anaerobio donde se obtiene biogás, este se caracteriza por contener altos porcentajes de metano y dióxido de carbono. Al digestor, se le añade un inóculo, el cual tiene la función de proporcionar una comunidad microbiana bien equilibrada y el suministro de nutrientes para los microorganismos que descompongan la biomasa residual para producir biogás. El inóculo debería tener las ventajas de aumentar las tasas de degradación, mejorar la producción de biogás, acortar los tiempos de inicio y estabilizar el proceso de digestión. Un residuo de este proceso es el digestato que puede ser usado como fertilizante debido a su gran cantidad de vitaminas y minerales (Meng, Wang, Xix, afan, & Ma, 2023) .

El biogás ingresa a un reactor donde se realiza reformado con vapor en presencia de un catalizador a altas temperaturas para producir hidrógeno y dióxido de carbono, luego estos pasan a un proceso de cambio de gas a agua donde como se mencionó anteriormente se usa para aumentar la producción de hidrógeno.

5.2.2 Tecnología nivel 8

5.2.2.1 Pirólisis

La pirólisis de la biomasa es la descomposición térmica de la biomasa, se divide en dos categorías (Hosseini & Wahid, 2016):

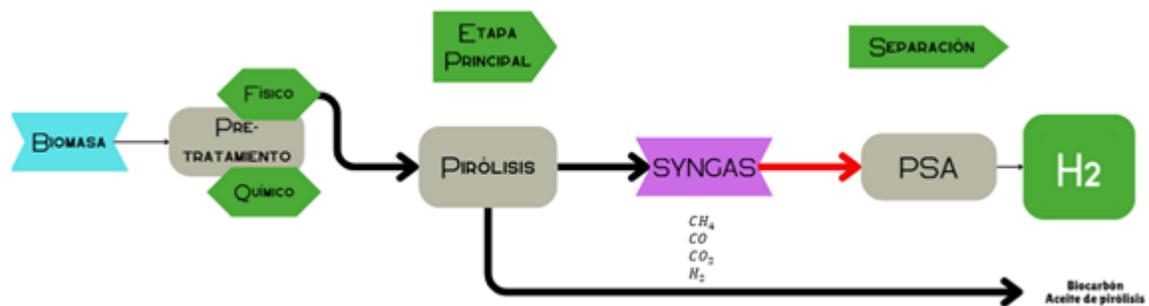
- **Pirólisis rápida:** En esta, se genera alquitrán a baja temperatura y gas a alta temperatura. Para la producción de hidrógeno, se prefiere la pirólisis rápida o instantánea a altas temperaturas, con tiempos de residencia muy cortos, dado que favorecen la producción, eficiencia energética y menos formación de los subproductos como el líquido de pirólisis.
- **Pirólisis convencional o lenta:** Se genera carbón vegetal no se tienen en cuenta para la producción de hidrógeno porque no es el producto principal.

Por esto, esta recopilación se centrará en pirólisis rápida el cual es en un entorno no oxidante para producir predominantemente biocarbón, gas de síntesis y líquido de pirólisis, este último es un líquido similar al petróleo también llamado bioaceite; la diferencia con el petróleo es que contiene compuestos oxigenados muy reactivos debido a los carbohidratos y lignina presentes en la biomasa (son moléculas biológicas compuestas de carbono,

hidrógeno y oxígeno en una proporción aproximada de un átomo de carbono por una molécula de agua (Khan Academy , s.f.) y la lignina presente en la biomasa.

Este bioaceite es posible usarlo para la producción de combustibles refinados, co-combustión con otros combustibles convencionales (carbón o gas natural) para aprovechamiento energético, productos químicos y producción de aditivos alimentarios (saborizantes ahumados) (Guillermo & Gutiérrez Martin, 2015).

Figura 5-6 Esquema representativo con entradas y salidas del sistema pirolisis

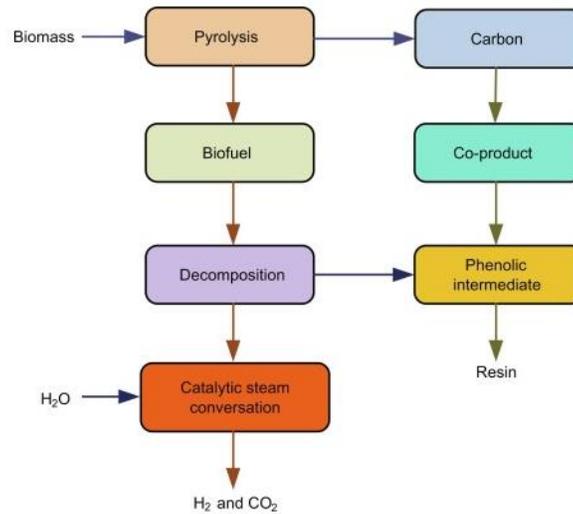


Este proceso produce impurezas como H_2S , CO_2 y HCN , carboncillo de Ni/Fe, carbono y cenizas (Calise, D'Accadia, Santarelli, Lanzini, & Ferrero, 2019). Por los productos sólidos con estructura de carbono se pueden usar en la industria de materiales. El hidrógeno puede producirse con un proceso de pirólisis rápido en circunstancias de alta temperatura y suficiente tiempo de residencia (Hosseini & Wahid, 2016), los subproductos solubles en agua se utilizan para la producción de hidrógeno mientras que los insolubles se usan para la producción de adhesivos.

La elección del catalizador altera la producción de hidrógeno gaseoso a diferentes temperaturas, se demostró que el uso de dolmita catalítica, el óxido de calcio, las zeolitas, los catalizadores a base de níquel, otros carbonatos y óxidos metálicos ayudan a descomponer los subproductos como el alquitrán. Por otro lado, se estableció que las sales inorgánicas como cloruros, cromatos y carbonatos demuestran un impacto beneficioso en la velocidad de reacción del proceso de pirólisis (Hosseini & Wahid, 2016).

Cuando se emplea el reformado de líquidos derivados de la biomasa, la adición de vapor o la oxidación da lugar a un reformado de vapor y produce una corriente de syngas este puede ser usado para producir hidrógeno mediante la reacción de agua-gas o WGS explicada anteriormente. El dióxido de carbono producido luego de esta etapa se puede descomponer del hidrógeno utilizando la técnica PSA (proceso de adsorción de oscilación de presión) (Calise, D'Accadia, Santarelli, Lanzini, & Ferrero, 2019).

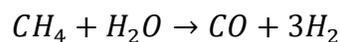
Figura 5-7 productos de la pirólisis de biomasa [7].



Algunos científicos clasificaron los reactores de pirólisis en cuatro tipos: ablativo, de lecho fluidizado, de lecho fluidizado circulante y de flujo arrastrado. Dado que la tasa de calentamiento del reactor de lecho fluidizado es mayor que la de otros tipos, se afirmó que este tipo de reactor es adecuado para la producción de hidrógeno a partir del proceso de pirólisis de biomasa (Hosseini & Wahid, 2016). Un estudio económico sobre el proceso de pirólisis de biomasa para la producción de hidrógeno realizado por Hosseini & Wahid demostró que los costos de producción de hidrógeno por pirólisis de biomasa son significativamente más bajos que la producción de hidrógeno por sistemas de electrólisis eólica y sistemas de electrólisis fotovoltaica (PV) (Hosseini & Wahid, 2016).

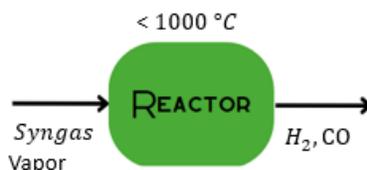
5.2.2.2 Reformado con vapor

El reformado catalítico con vapor es una técnica de purificación que mejora la composición del gas de síntesis durante la gasificación con vapor al reducir la relación de masa de carbono a hidrógeno y también es usado para reducir el volumen de hidrocarburos ligeros y alquitrán responsables de la corrosión y el bloqueo de las tuberías debido a la polimerización y la condensación (Hosseini & Wahid, 2016), en este proceso se usan varios catalizadores minerales basados en níquel y otros metales nobles, las dolomías calcinadas son los catalizadores no metálicos más usados para la conversión de alquitrán. En este proceso, el vapor de agua reacciona con el metano del syngas a altas temperaturas y con un catalizador convirtiéndolo en monóxido de carbono e hidrógeno mediante la siguiente reacción (Guillermo & Gutiérrez Martín, 2015). Seguidamente, el gas resultante puede someterse a etapas de purificación para eliminar impurezas (Li, Hirabayashi, & Suzuki, 2009).



Este proceso puede hacer uso de agentes catalíticos como los catalizadores de níquel, catalizadores básicos como (MgO, CaO, entre otros) y catalizadores ácidos como sílice.

Figura 5-8 Esquema representativo con entradas y salidas del sistema de reformado con vapor



Para resumir las ventajas y desventajas de cada tecnología, se presenta la siguiente tabla (Thibaut, Quentin, & Aurore, 2021) (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, 2022) (J, y otros) (Buffi & Scarlat, 2022)

Tabla 8 Comparación ventajas y desventajas por tecnología

Tecnología	Ventajas	Desventajas	Accesorios
Reacción de desplazamiento agua-gas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Puede eliminar el metano ▪ Las tasas de producción de hidrógeno son relativamente altas y no necesita luz 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Produce dióxido de carbono como subproducto ▪ Este proceso tiene baja transferencia de masa 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Biorreactores
Gasificación de biomasa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Este es un proceso industrial establecido ▪ 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La acumulación de escoria y alquitrán exige la integración de maquinaria adicional en los procesos de gasificación convencionales. ▪ Libera dióxido de carbono, se podría emplear la CCUS o una manipulación posterior para que el proceso sea negativo en cuanto a las emisiones de carbono (por lo demás, es neutro en cuanto a las emisiones de carbono). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Quemadores ▪ Sistema de captura de carbono

Tecnología	Ventajas	Desventajas	Accesorios
Reformado de biogás	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aprovecha el biogás obtenido de la biomasa ▪ Utiliza un proceso de reformado similar al del reformado de metano con vapor ▪ Emisiones de carbono entre cero y bajas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El funcionamiento de los sistemas de reformado de metano por vapor para reformar el biogás es ineficiente a pequeña escala 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Quemadores ▪ Sistemas de captura de carbono
Pirólisis	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Este es un proceso industrial establecido 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Libera dióxido de carbono, que se podría capturar o darle una manipulación posterior para que el proceso sea negativo en cuanto a las emisiones de carbono (por lo demás, es neutro en cuanto a las emisiones de carbono). ▪ Produce subproductos como biocarbón y líquido de pirólisis. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Quemadores ▪ Sistema de captura de carbono

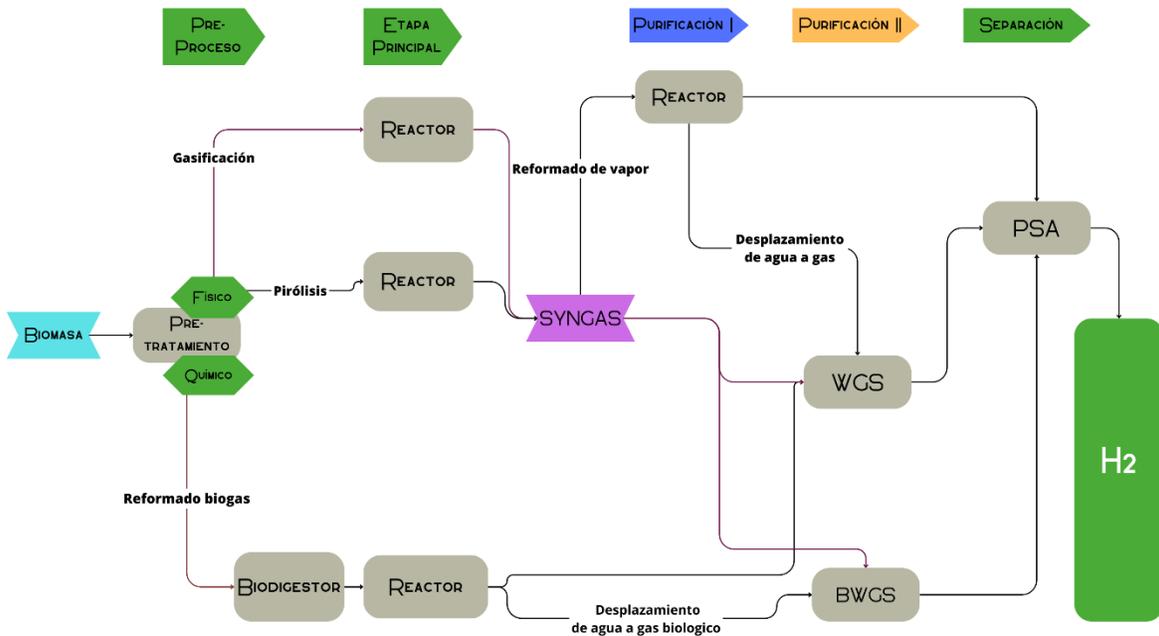
5.3 Cadena de valor del hidrógeno verde producido con Biomasa residual

Con la información anteriormente presentada se establece la cadena de valor del hidrógeno a partir de la biomasa residual con las tecnologías establecidas en madurez tecnológica 8 y 9, ver Figura 5-9.

En esta es posible observar la delimitación de cada ruta tecnológica: Preproceso, la cual será importante en la gasificación para todas aquellas materias primas con una humedad mayor al 35%, luego la etapa principal que contempla el núcleo de la tecnología, seguidamente todas estas derivan en el gas de síntesis o syngas (H_2 , CO , CO_2 , (CH_4, C_2H_4) entre otros). Seguidamente, para obtener hidrógeno de alta pureza es necesario hacer la separación de este del gas de síntesis. Por lo cual, es necesario una o dos etapas de Purificación de acuerdo con el proceso y materia biomasa usada. Por último, se integra un proceso de separación que será explicado a continuación.

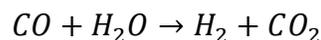
Con esto, se menciona que se puede escoger cualquiera de las rutas tecnológicas mostradas y en ese mismo sentido, es posible prescindir o agregar rutas de purificación como sea conveniente.

Figura 5-9 Cadena de valor del hidrógeno a partir de biomasa residual



- **Reacción de conversión de gas con agua (Water Gas Shift Reaction: WGS)**

El monóxido de carbono puede utilizarse para aumentar la cantidad de hidrógeno mediante la siguiente reacción:



La conversión de equilibrio de esta reacción se favorece a bajas temperaturas por ser una reacción exotérmica (Muñoz & Posada, 2009). A nivel industrial la operación sucede en dos reactores adiabáticos en serie con enfriamiento intermedio: El primero se denomina de alta temperatura operando a condiciones de 320°C-360°C, mientras que el segundo opera a 200 °C. Los catalizadores necesarios para que se lleve a cabo este proceso son compuestos formados con hierro, cromo, cobre, calcio entre otros (Guillermo & Gutiérrez Martín, 2015).

- **Adsorción por Oscilación de Presión (PSA)**

Es una tecnología de purificación de gases que sirve para separar y retener el CO₂. Esta se caracteriza por el bajo requerimiento de energía y bajo costo de instalación en comparación con los métodos generales de separación como la absorción y la destilación. El PSA se basa

en la adsorción de un componente en específico en una corriente gaseosa con un material porosos como carbón activado o zeolitas a alta presión y la recuperación de estos liberándolos a baja presión. Típicamente, en un sistema de adsorción hay un adsorbente lleno y columnas conectadas; la continuidad en el flujo de gas a depurar se logra a través del juego de presiones sucesivas. Seguidamente, el adsorbente puede ser reusado en ciclos de adsorciones. Estos materiales son sensibles a la humedad por lo cual se requieren equipos que eliminen esta (Muñoz & Posada, 2009).

La mezcla de los gases que contienen impurezas como dióxido de carbono, monóxido de carbono, nitrógeno o agua ingresan a la primera columna con la presión, el hidrógeno puro sale de la parte superior de la columna a alta presión, mientras que las impurezas en el lecho son atrapadas por las partículas absorbentes. Seguidamente, las impurezas atrapadas por los adsorbentes son liberadas al disminuir la presión de la columna; una pequeña cantidad de gas hidrógeno y gases residuales se envían a la segunda columna. En el proceso también se obtiene la corriente de gas a baja presión, en esta corriente se utiliza hidrógeno en la regeneración del adsorbente con todas las impurezas del gas de alimentación.

Las unidades de PSA utilizadas para purificar hidrógeno utilizan tres capas adsorbentes diferentes:

1. La primera capa que alcanza la mezcla de alimentación, también expresada como lecho protector, se compone esencialmente de alúmina o gel de sílice para adsorber H_2O .
2. La segunda capa está compuesta por carbón activado, esta capa adsorbe CH_4 , CO_2 , y CO y componentes de azufre.
3. Una tercera capa para mejorar la adsorción de zeolitas, CO y N_2 y otros componentes traza.

Por lo tanto, factores como la selección del material, la longitud relativa de las capas, la composición del gas de alimentación y la interacción gas-sólido pueden afectar significativamente la eficiencia y la productividad del proceso.

5.3.1 Relación tecnología y biomasa

A partir de la cadena de valor del hidrógeno, la cual es la cadena vertebral de la parte técnica del estudio, se hizo una búsqueda bibliográfica las biomásas residuales que se puede usar para cada tecnología. Las tres tecnologías que usan biomasa como materia prima para su funcionamiento son: Pirolisis, gasificación y reformado de biogás este último se separa en dos etapas biodigestión anaerobia y reformado de biometano.

Con esto, se centra la búsqueda en las materias primas necesarias para las tres tecnologías mencionadas; luego, éstas se clasifican mediante un parámetro que funciona para la comparación del potencial energético y masico de cada tipo de biomasa, con el fin de hacer

un filtro de estas. Como parte de la metodología, se formula la pregunta ¿Cuántas toneladas de biomasa se necesitan para producir 1 millón de BTU (equivalentes 1.055,06 MJ)? Para responder, se tiene en cuenta que el hidrógeno tiene un poder calorífico de 120 MJ/kg. Los dos datos mencionados se relacionan con el fin de calcular cuanta masa de H₂ se requiere para producir 1 millón de BTU, obteniendo un valor de 8,792 kg de H₂.

Por otra parte, se identificó en los artículos científicos y demás investigaciones los kilogramos de hidrógeno producidos por cantidad de biomasa. Con esta información, se halló mediante un factor de conversión los kilogramos de biomasa necesarios para obtener el hidrógeno necesario para producir 1 millón de BTU. A la relación de masa de H₂ a la salida del proceso sobre la masa requerida para producirlo en la entrada, se le denominó Eficiencia, con el fin de hacer una comparación objetiva asociada a la productividad de las diferentes biomasa.

Con los resultados obtenidos se realizó un filtro donde se escogieron las 10 primeras biomasa por cada tecnología como se muestra a continuación, las cuales proporcionan una mayor eficiencia. Cabe acotar que para gasificación el filtro se hizo desde 25 biomasa, en pirólisis de 11 y reformado de biogás (biodigestión anaeróbica) de 26 biomasa estudiadas para la producción de hidrógeno para las dos primeras y para la última de metano (para posteriormente producir hidrógeno a partir del reformado de biogás). Como se observa, hay biomasa residuales que contemplan varios ítems; cada uno de estos representa un estudio diferente.

Tabla 9 Primeras 10 biomasa organizadas por su eficiencia para el proceso de Gasificación

ítem	Tipo de biomasa	Eficiencia	Biomasa necesaria para 1 millón de BTU - kg
1	Cuesco de palma (Flórez, 2016)	32,31%	27,20
2	Tallo de maíz (Yi, y otros, 2023)	14,3%	61,30
3	Aserrín de pino (Luo, y otros, 2009)	11,29%	77,90
4	Cáscara de plátano (Anniwaer, y otros, 2023)	9,09%	96,72
	Cáscara de plátano (Anniwaer, y otros, 2021)	8,89%	98,92
	Cascara de plátano (He, Xiong, Guo, Ran, & Zhang, 2020)	6,47%	135,86
5	Cascarilla de arroz (Anniwaer, y otros, 2021)	5,66%	155,44

ítem	Tipo de biomasa	Eficiencia	Biomasa necesaria para 1 millón de BTU - kg
	(Wu, y otros, 2022)		
6	Aserrín de madera (Han, Wang, Yang, Yu, & Fang, 2011)	5,33%	164,86
7	Hojas palma de aceite (Orozco, Mejía, Cardona, & Claudia, 2023)	5,17%	169,96
8	Semillas de durazno (Hu, Xu, Li, Xiao, & Liu, 2006)	4,63%	190,068
9	Tallo/Tronco de palma de aceite (Orozco, Mejía, Cardona, & Claudia, 2023)	4,06%	216,41
10	Bagazo de caña de azúcar (Aryal, Tanksale, & Hoadley, 2023)	10,63%	82,71
	Bagazo de caña de azúcar (Raheem, y otros, 2019)	3,69%	238,20

En la siguiente tabla se presentan las biomásas con mayores eficiencias en el proceso de pirólisis.

Tabla 10 Primeras 10 biomásas organizadas por su eficiencia para el proceso de Pirólisis

ítem	Tipo de biomasa	Eficiencia	Biomasa necesaria para 1 millón de BTU - kg
1	Tallo de maíz (Zheng Zongming, 2020)	6,36%	137,109
2	Cascarilla de arroz (Waheed Qari M.K., 2016)	6,18%	142,26
3	Tallo de algodón (Yan Jingchun, 2023)	5,63%	156,16
4	Cáscara de palmiste (Akubo Kaltume, 2019)	5,3%	165,18
5	Bagazo caña de azúcar (Akubo Kaltume, 2019)	4,6%	189,57
6	Cáscara de coco (Akubo Kaltume, 2019)	4,47%	196,85
7	Paja de trigo (Akubo Kaltume, 2019)	3,30%	266,42

ítem	Tipo de biomasa	Eficiencia	Biomasa necesaria para 1 millón de BTU - kg
8	EFB ² (Yang Haiping, 2006)	3%	295,23
9	Orujo de oliva (Borello Domenico, 2017)	1,19%	739,0781
10	Desechos de fabricación de aceite de oliva (Lampropoulos Athanasios, 2023)	0,44%	1.927,0

Tabla 11 Primeras 10 biomásas organizadas por su eficiencia para el proceso de reformado de biogás

ítem	Tipo de biomasa	Eficiencia	Biomasa necesaria para 1 millón de BTU - kg
1	Cascara de naranja (Jiménez Castro María Paula, 2020)	29%	51,35
2	Mucílago de café (Bilhate Chala, 2028)	6,38%	137,76
3	Pulpa café (Bilhate Chala, 2028)	5,3%	165,79
4	Estiércol de cerdo (Yuegan Liang, 2020)	5,2%	169,04
5	Hojas de caña de azúcar	4,6%	189,40
6	Orujo de uva (pieles y semillas) (Allison Brittany J., 2018)	4,55%	193,19
7	Bagazo de caña de azúcar y paja de trigo (Bolado-Rodríguez Silvia, 2016)	4,38%	200,84
8	Residuos de cocina (Isha Adya, 2021)	3%	261,7
9	Bagazo caña de azúcar (Mohammad Javad Nosratpour, 2018)	6,8%	128,71
	Bagazo caña de azúcar (Seyed Sajad Hashemi, 2019)	2,3%	384,19

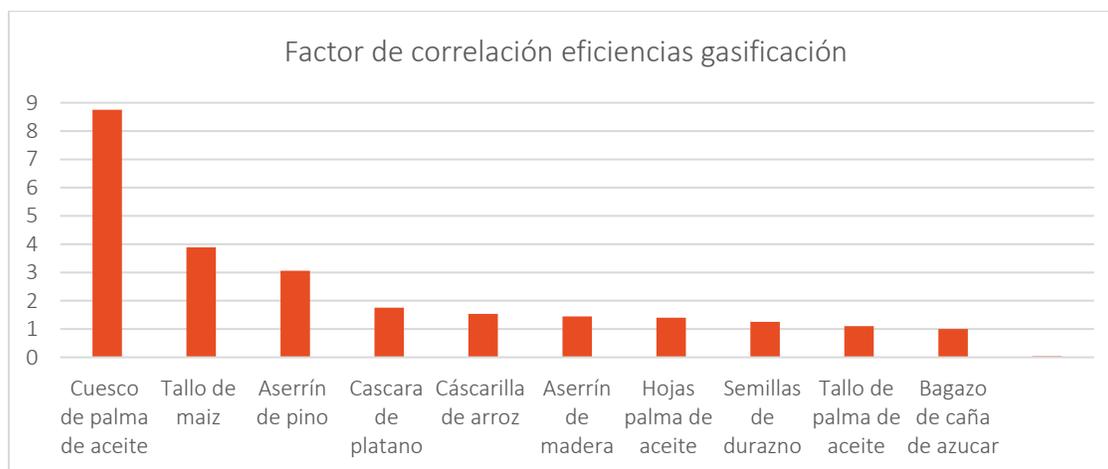
² Desechos de aceite de palma: cáscara, fibra y racimos de fruta vacíos –

ítem	Tipo de biomasa	Eficiencia	Biomasa necesaria para 1 millón de BTU - kg
10	Excremento de bovino (Fantozzi Francesco, 2009)	1,45%	607,80

Con el fin de observar la comparación de eficiencias, para gasificación, pirólisis y reformado de biogás, se presenta un ejemplo que aplica a las tres tecnologías, en este caso con gasificación: Para gasificación de la biomasa bagazo de caña de azúcar, con datos extraídos de un solo artículo científico, se toma un valor de 3,69%, que en la figura se muestra como la biomasa de menor eficiencia. Por otro lado, para hueso de palma de aceite, se encontró una eficiencia de 32,31% Para las biomásas que tienen más de una eficiencia, se escoge la de menor valor con el fin de hacer el ejercicio de manera conservadora.

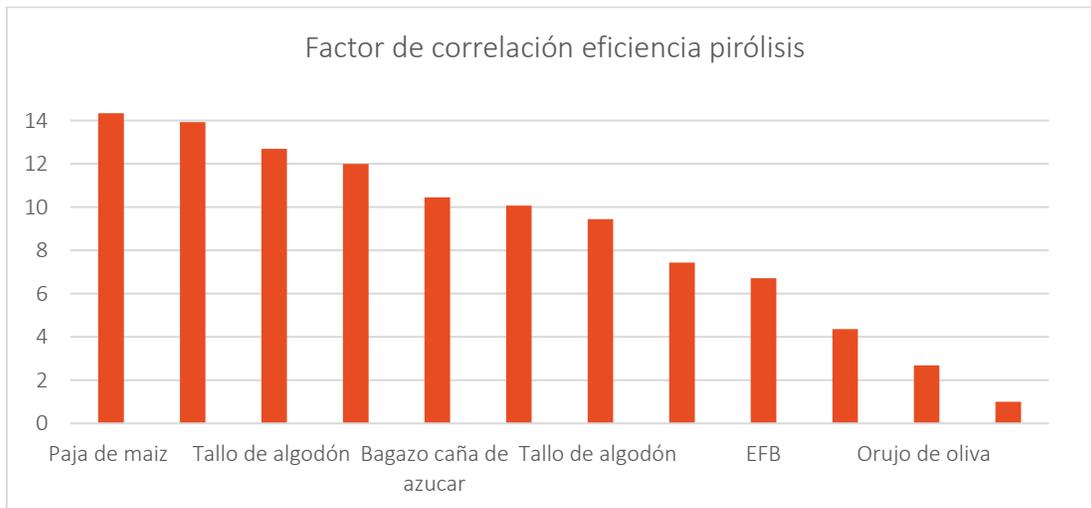
Finalmente, todas las eficiencias se dividen respecto del dato con menor eficiencia, con el fin de normalizarlas para efectos de comparación.

Figura 5-10 Factor de correlación eficiencia – proceso de gasificación



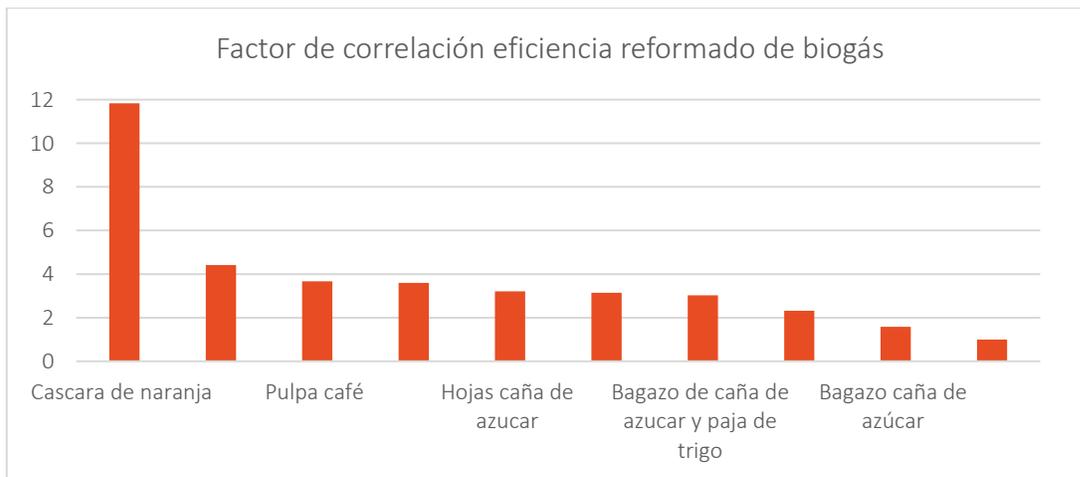
Como se observa el hueso de palma de aceite tiene una alta correlación de eficiencias respecto al bagazo de caña de azúcar, en este sentido la biomasa residual proveniente del hueso de palma de aceite es la materia prima que mayor eficiencia tiene para el proceso de gasificación.

Figura 5-11 Factor de correlación eficiencia – proceso de pirólisis



En relación con el proceso de pirólisis, se puede observar que la biomasa que puntea en el escalafón es paja de maíz a comparación de los desechos de fabricación del aceite de oliva.

Figura 5-12 Factor de correlación eficiencia – reformado de biogás



En el reformado de biogás, se observa que la cascara de naranja tiene un gran potencial de producción de hidrógeno desde la digestión anaerobia en comparación con el excremento de bovino.

5.3.2 Recursos disponibles

En función de las biomásas mostradas anteriormente, se presenta el producto asociado a cada biomasa y el factor de relación de este con respecto al residuo. Por ejemplo, el bagazo de caña de azúcar es un residuo generado de la producción de caña de azúcar (panelera o azucarera) y como se observa en la siguiente tabla por cada tonelada de caña de azúcar panelera y azucarera cosechada se producen 3,75 y 2,68 toneladas, respectivamente.

Tabla 12 Factor de producción de tipo de biomasa

Producto	Biomasa residual	Factor (ton residuo/ton producto)
Maíz tecnificado (Amador & Boschini, 2000) (Uloa & Guillermo, 2011)	Tallo	0,791
Maíz tradicional (Amador & Boschini, 2000) (Uloa & Guillermo, 2011)	Tallo	0,623
Arroz (UPME, 2008)	Cascarilla	0,2
Caña panelera (UPME, 2008)	Bagazo	3,75
Caña azucarera (UPME, 2008)	Bagazo	2,68
Palma de aceite	Hojas de palma (Orozco, Mejía, Cardona, & Claudia, 2023)	10,4
	Cáscara, Fibra y Racimos de fruta vacíos (Yang Haiping, 2006)	3,65
Algodón (Melgar, s.f.)	Tallo	1,6
Café	Mucilago (David Martinez, 2021)	0,2
	Pulpa (UPME, 2008)	2,131
Trigo (Ferraris, 2007)	Paja	0,8

De acuerdo con la información de factores de producción mostrados, se procede a la búsqueda de la producción nacional de biomasas residuales de los últimos 5 años, distribuidos geográficamente por departamentos, tomando como fuente el Ministerio de Agricultura (MinAgricultura, s.f.). Se toma el promedio de producción (5 años) de los productos y se multiplica por el factor de residuo para llegar a los diagramas mostrados a continuación.

Las biomasas que dependen de procesos productivos como cáscara de naranja, cáscara de plátano, orujo de uva, cáscara de coco, semilla de durazno, aserrín de madera y pino, desechos de fabricación de oliva tienen una dificultad adyacente a los datos de disponibilidad que cada industria maneja asociada a dicha biomasa residual. Además, por las reuniones con actores se destaca que para el bagazo de caña de azúcar no existe una disponibilidad real por lo que todas las biomasas relacionadas con bagazo de caña de azúcar no serán evaluadas en los pasos siguientes que contiene este estudio. En un caso similar se

destaca que el tallo de palma de aceite por las condiciones de tala o disponibilidad de carácter temporal (hasta de 30 años) y las diferentes características de cada plantación no es posible calcular una disponibilidad real de la biomasa.

Figura 5-13 Producción de biomasa residual Meta

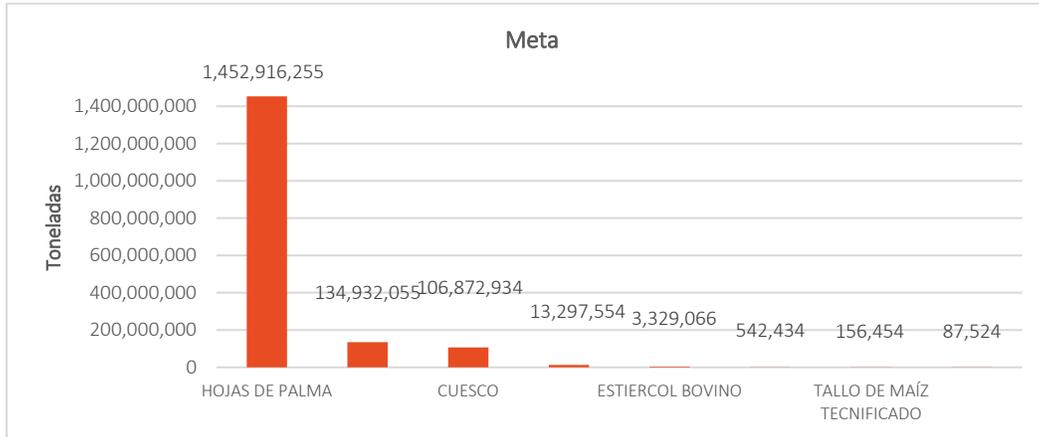


Figura 5-14 Producción de biomasa residual – Valle del Cauca

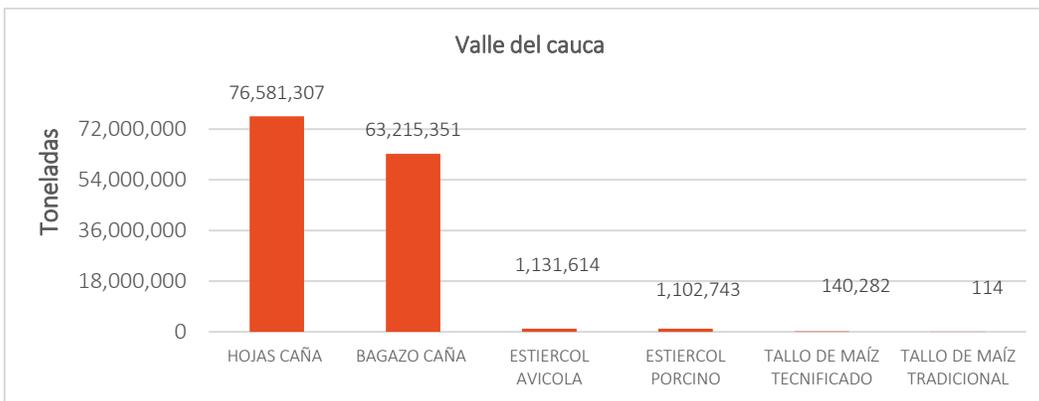


Figura 5-15 Producción de biomasa residual – Tolima

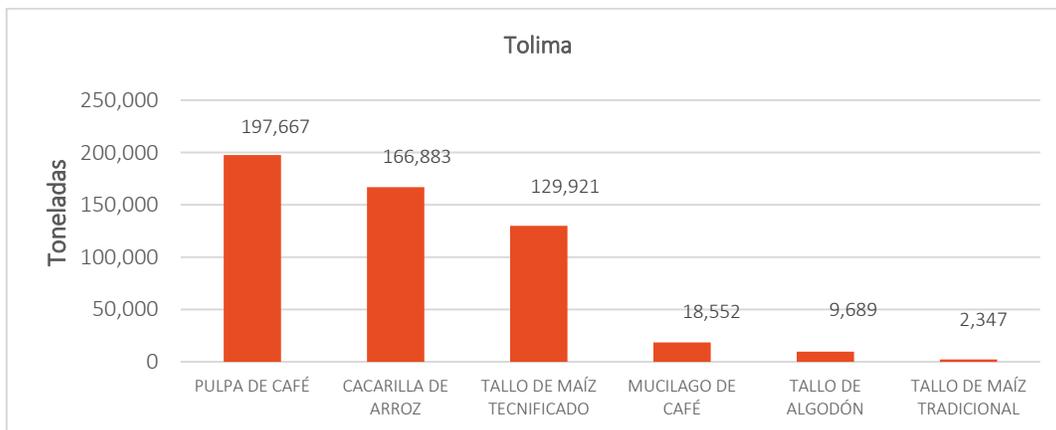


Figura 5-16 Producción de biomasa residual – Córdoba

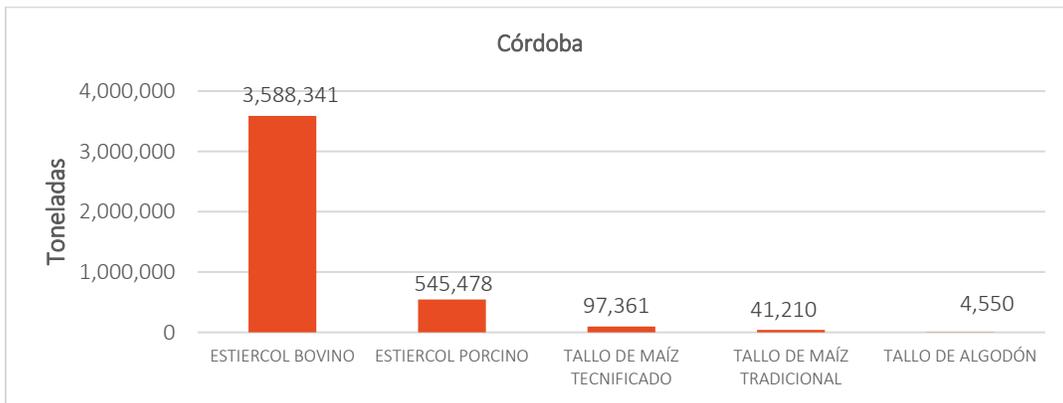


Figura 5-17 Producción de biomasa residual – Huila

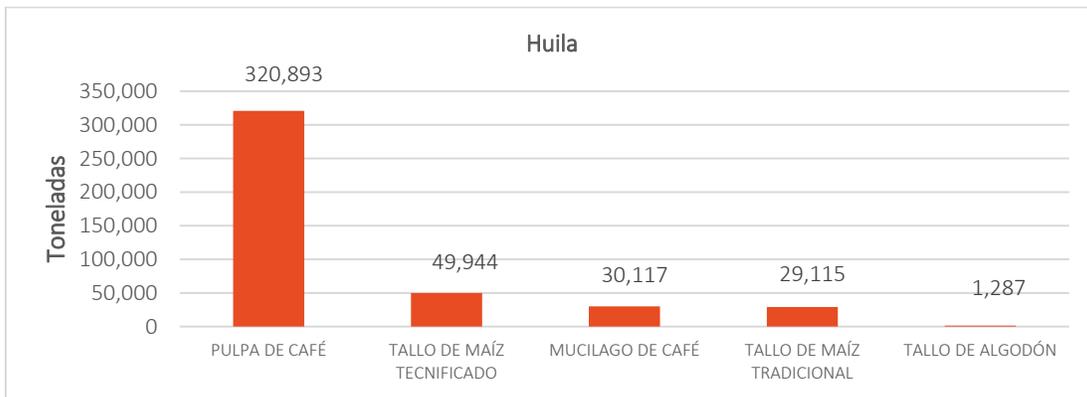


Figura 5-18 Producción de biomasa residual – Caldas

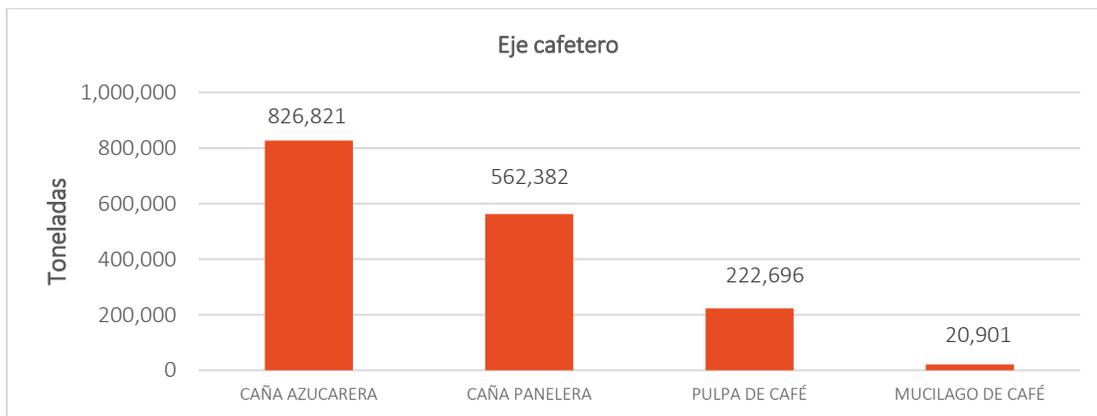


Figura 5-19 Producción de biomasa residual – César

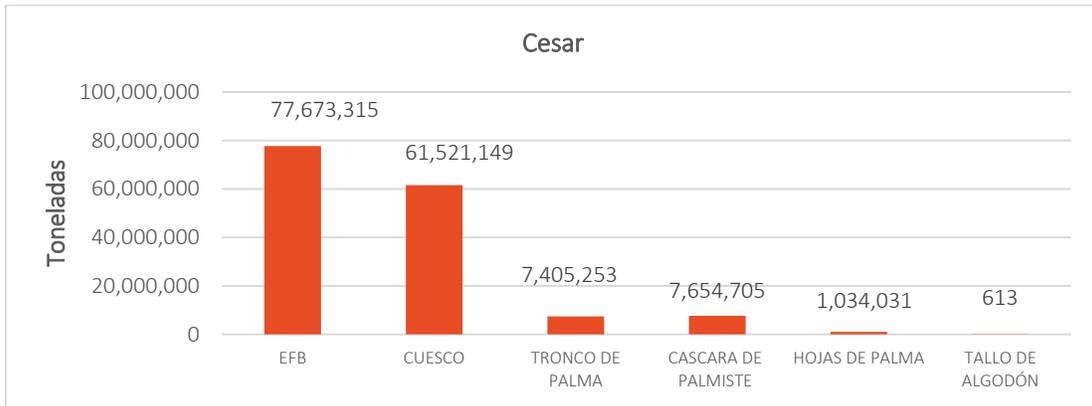


Figura 5-20 Producción de biomasa residual – Santander

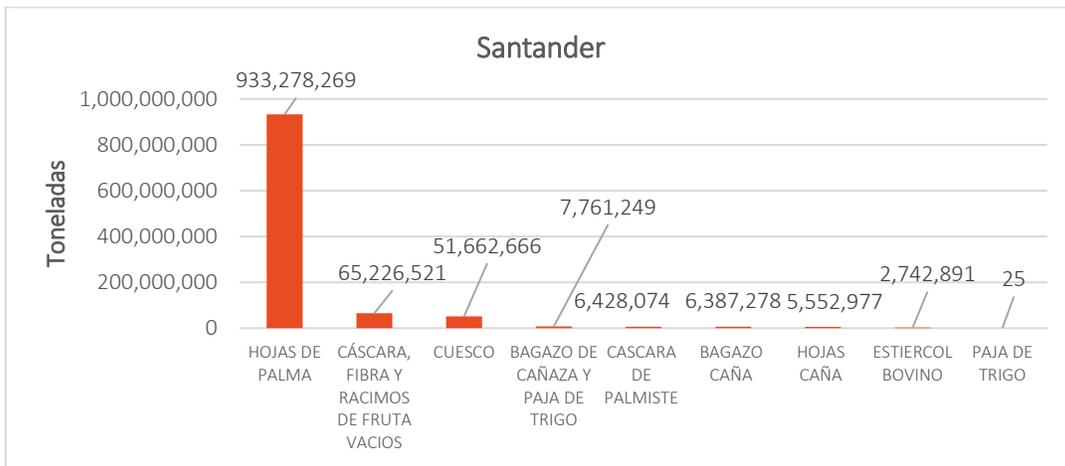


Figura 5-21 Producción de biomasa residual – Casanare

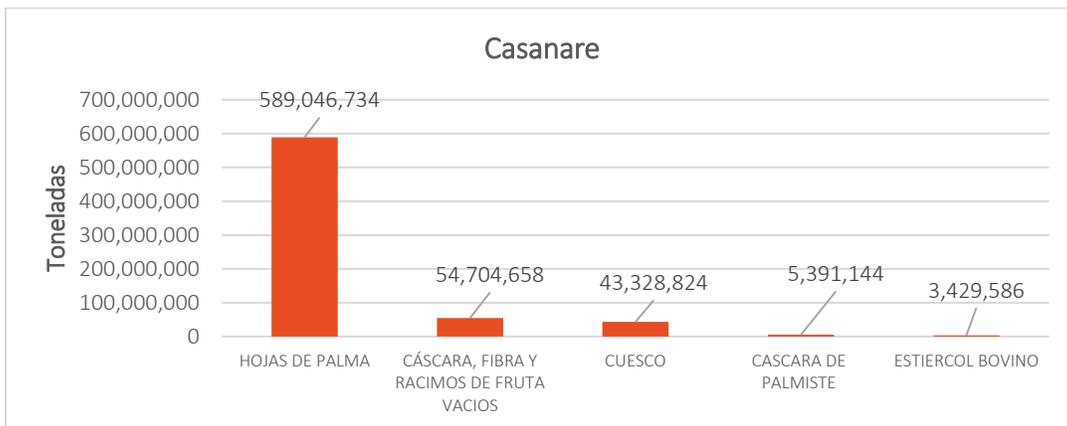


Figura 5-22 Producción de biomasa residual – Magdalena

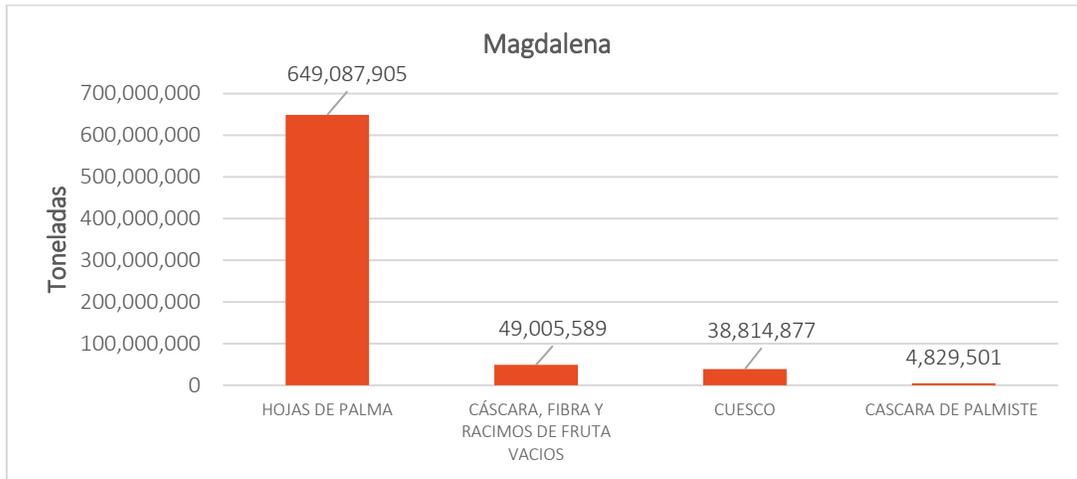


Figura 5-23 Producción de biomasa residual – La Guajira

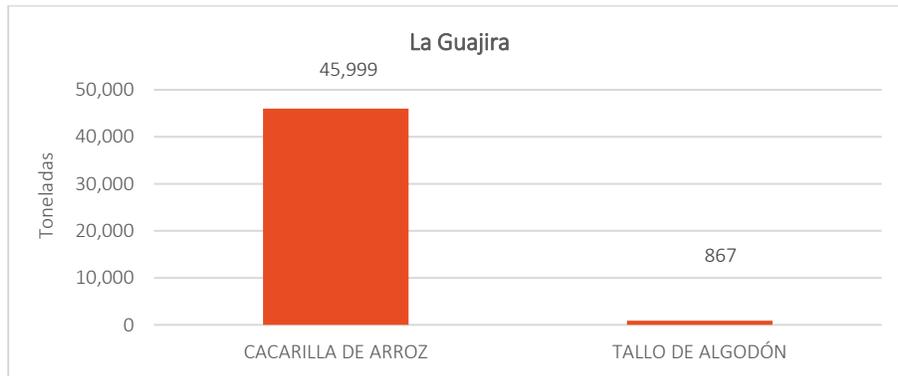


Figura 5-24 Producción de biomasa residual – Antioquia

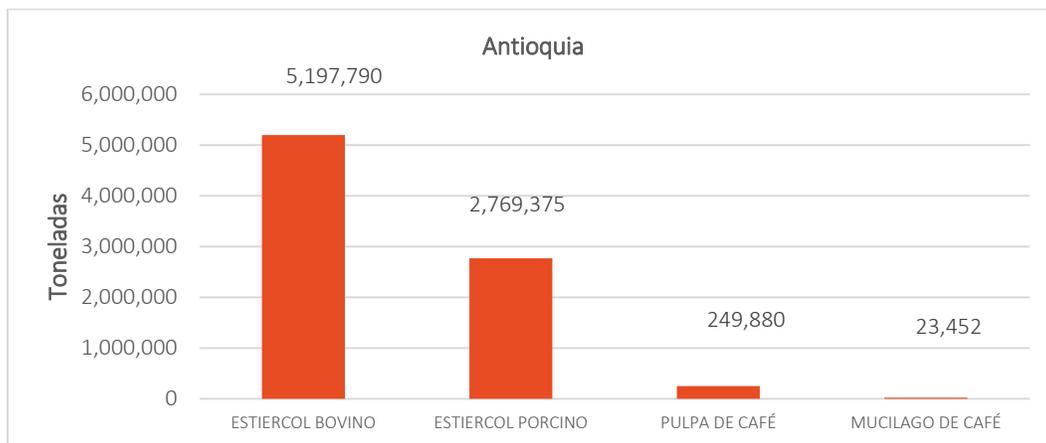


Figura 5-25 Producción de biomasa residual – Cauca

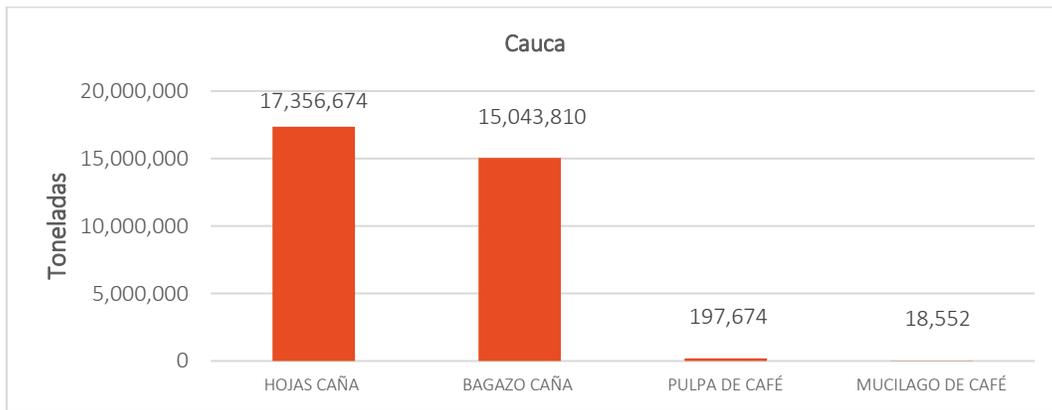


Figura 5-26 Producción de biomasa residual – Nariño

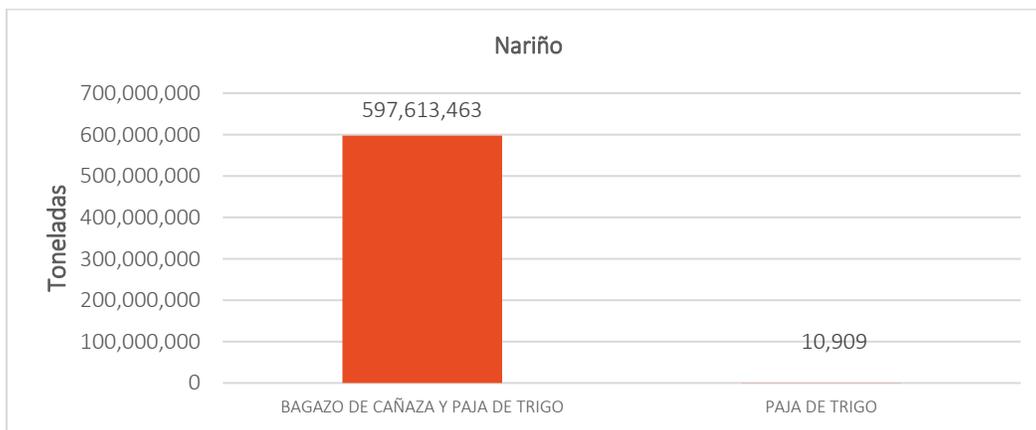


Figura 5-27 Producción de biomasa residual – Boyacá

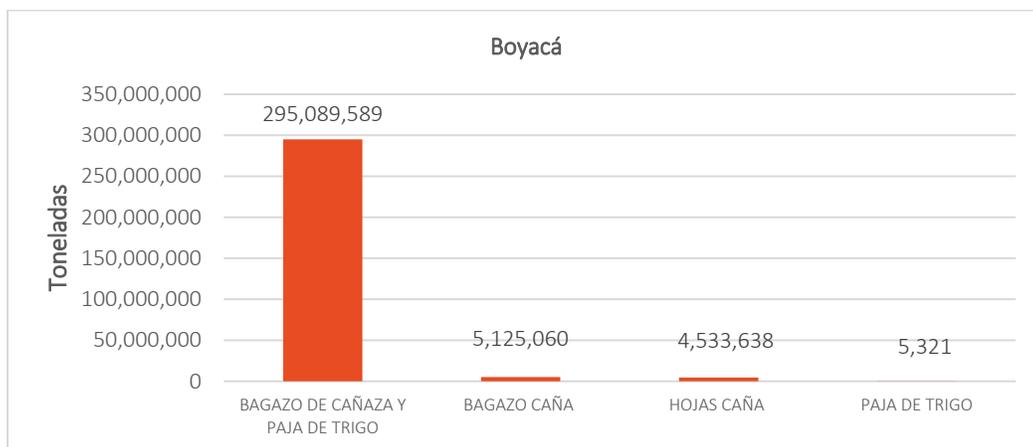


Figura 5-28 Producción de biomasa residual – Cundinamarca

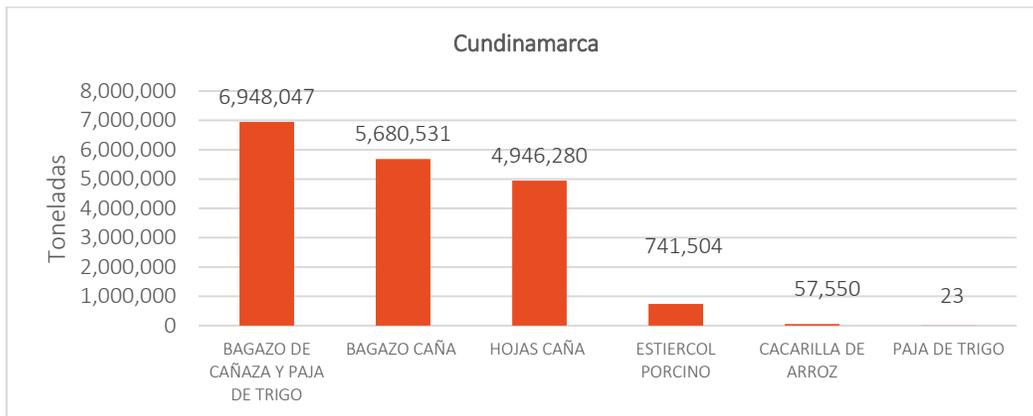
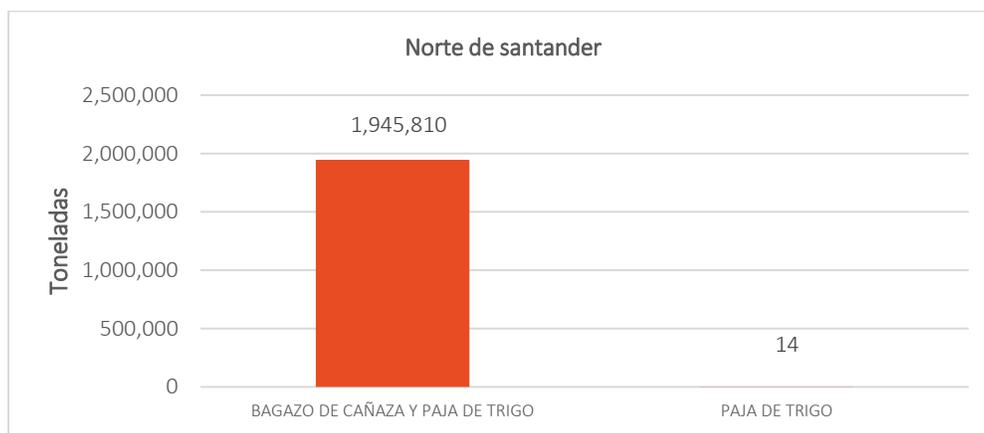


Figura 5-29 Producción de biomasa residual – Norte de Santander



Al observar los diagramas de barras se observa que hay una gran producción en el país de biomasa residual que derivan de la caña de azúcar, palma y arroz, especialmente en los Departamentos Meta, Valle del Cauca, Tolima, Córdoba y Huila.

5.3.3 Costos de referencia

5.3.3.1 CAPEX

Se establece una correlación de los costos de inversión con la producción de hidrógeno por tecnología. Este se plasma en paramétrico de costos de capital (CAPEX) y en relación con la producción de hidrógeno asociado a este valor. Este paramétrico se establece en USD/ton de hidrógeno. Se menciona que también se anexan los paramétricos relacionados a los usos mencionados con anterioridad Haber-Bosh para la producción de amoníaco (HB) y Fisher-Tropsch (FT) para la producción de metanol. El cryocap como se verá en los siguientes capítulos es utilizado para capturar el dióxido de carbono de los casos de negocio y distribuirlo en las bahías de cargue de carrotanques. La compresión y envasado para el

hidrógeno que se produzca, de manera que esté listo para su distribución y por último, el secado y cribado que pertenece al pretratamiento físico de la biomasa.

Tabla 13 Capex y costo por tonelada -

Tecnología	Paramétrico, Costo de capital/ton (USD/ton H₂)
Gasificación (Porcu, Sollai, & Morotto, 2018) (Acar & Ibrahim, 2014) (Khojasteh, Saville, & MacLean, 2018)	2.678,97
Pirólisis (Giwa, Akbari, & Kumar, 2023) (Carrasco, Gunukula, Boateng, & Mullen, 2017)	3.729,04
Reformado de biogás (Biogas Netzeinspeisung, 2014)	2.356,34
Reformado de vapor (CQM Consultorías, 2022)	2.349,65
PSA (Air Liquide, 2023)	253,70
WGS (Khojasteh, Saville, & MacLean, 2018)	108,72
BWGS (Kalinci, Hepbasli, & Dincer, 2009)	5.909,09
HB (CQM Consultorías, 2022)	3.253,76
FT (CQM Consultorías, 2022)	1.784,25
Cryocap³ (CQM Consultorías, 2022)	146,47
Compresión y envasado (CQM Consultorías, 2022)	667,16
Secado y cribado⁴	30.000
Bahía⁵	521.038

³ El paramétrico está en función del costo de capital/Ton de CO₂

⁴ Costo fijo para 4289 toneladas de biomasa por año.

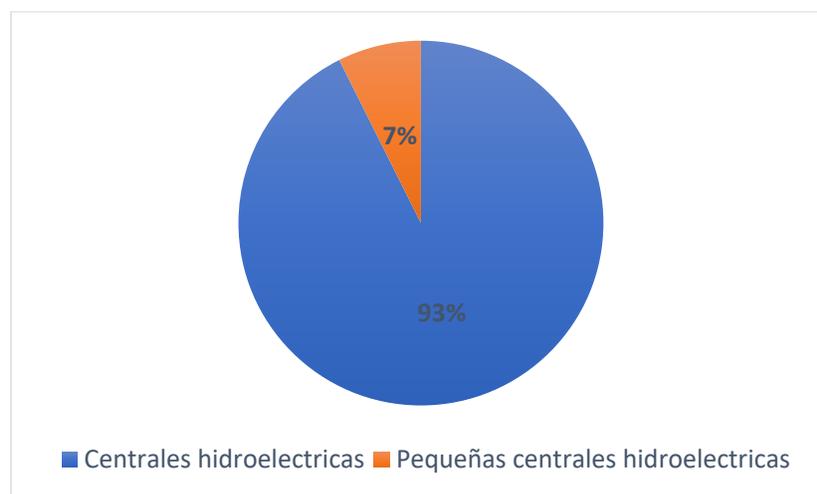
⁵Costo fijo

6 Producción de hidrógeno verde a partir de energía de las PCH

6.1 Capacidad instalada en Colombia

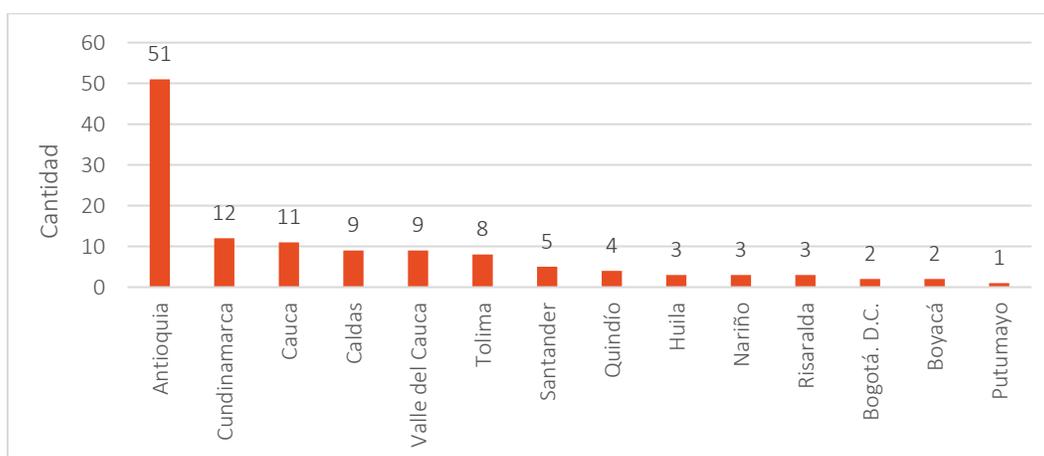
Actualmente, Colombia cuenta con una capacidad instalada de 11,69 GW en grandes centrales hidroeléctricas las cuales se despachan centralmente. Asimismo, las pequeñas centrales hidroeléctricas instaladas tienen una capacidad efectiva neta de 931 MW. (Paratec, s.f.)

Figura 6-1 Capacidad efectiva por tipo de central hidroeléctrica



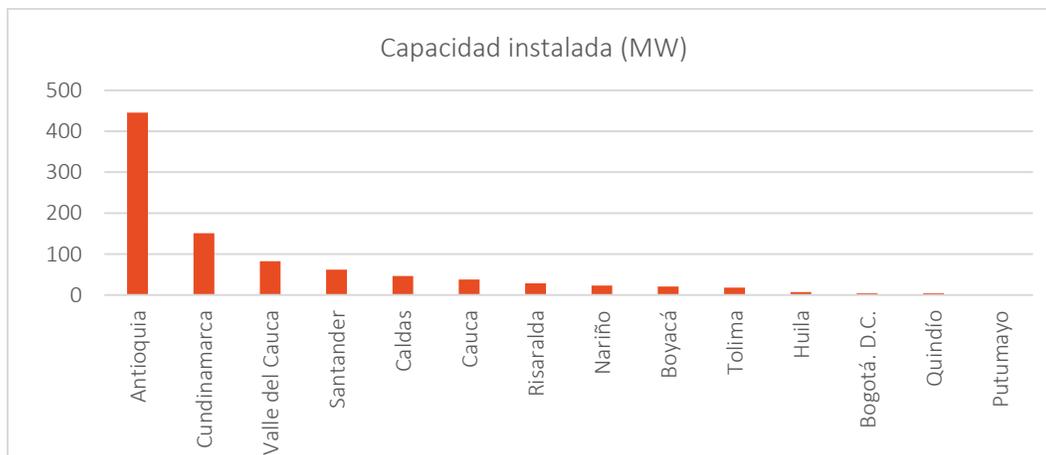
El departamento en el cual se tiene la mayor cantidad de PCH es Antioquia, seguido de Cundinamarca, Cauca, Caldas y Valle del Cauca (Paratec, s.f.).

Figura 6-2 Cantidad de pequeñas centrales hidroeléctricas por departamento



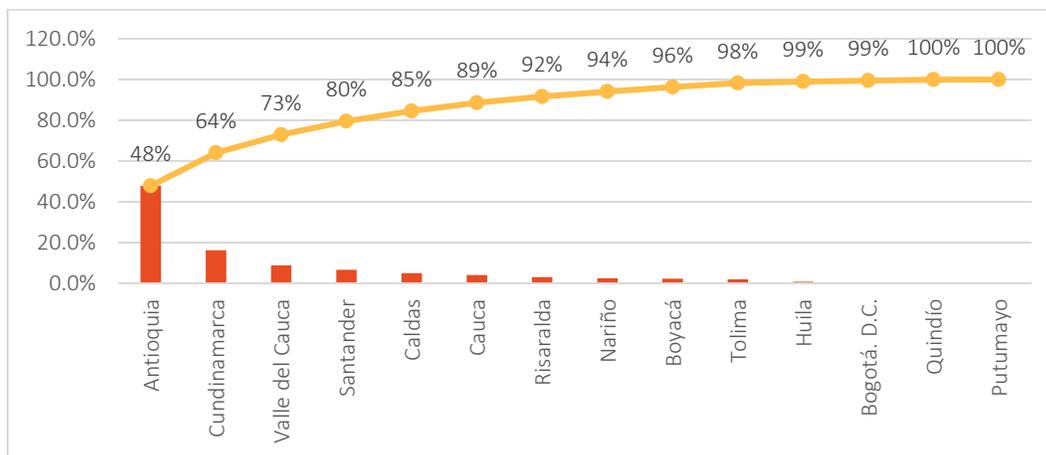
Las PCH tienen una capacidad instalada de 931 MW como se observa en la siguiente Figura. (Paratec, s.f.)

Figura 6-3 Capacidad instalada de PCH - por departamento



En la siguiente figura se presenta el porcentaje de energía generada en cada departamento. Antioquia representa el 48% de la generación seguida de Cundinamarca con el 16%. El 89% de la energía se genera en las PCH de seis departamentos.

Figura 6-4 Participación en la generación de energía eléctrica de PCH por departamento



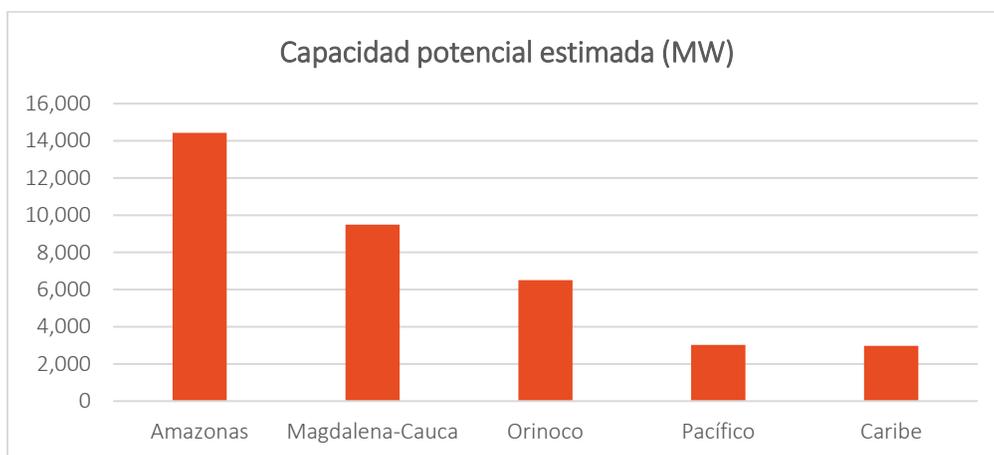
6.2 Potencial de generación de energía con plantas filo de agua

La información de potencial de producción de energía eléctrica con PCH se toma del Atlas de potencial hidro energético de la UPME, del año 2015.

De acuerdo con la UPME, se cuenta con un potencial de 36.420 MW de energía eléctrica producida con PCH, de acuerdo con este valor la capacidad instalada actualmente corresponde al 2,6% del potencial hidroenergético.

En la siguiente Figura se presenta el potencial por área hidrográfica, se observa que el área con mayor potencial es la del Amazonas, seguido por el área de los ríos Magdalena y Cauca.

Figura 6-5 Potencial hidroenergético con plantas filo de agua - UPME



Del numeral anterior, se observa que la capacidad instalada actualmente de PCH se encuentra en su mayoría en el área del Magdalena – Cauca, lo que podría indicar que es la zona con mayor interés para el desarrollo de este tipo de proyectos. Este comportamiento puede estar asociado a ventajas competitivas como infraestructura, desarrollo industrial vías de acceso, etc.

En la siguiente tabla se presenta el potencial de las subzonas del área Magdalena – Cauca, las cuales se esperaría que sean las que mayor interés en el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno a partir de PCH.

Tabla 14 Capacidad potencial subzonas del área Magdalena - Cauca

Subzona hidrográfica	Capacidad potencial estimada (MW)
Directos río Cauca entre ríos San Juan y Pto Valdivia	1.884
Río Frío y otros directos al Cauca	1.844
Río Tapias y otros directos al Cauca	1.270
Directos al Magdalena entre ríos Seco y Negro	1.104
Directos Magdalena entre ríos Cabrera y Sumapaz	913
Río Opón	870
Directos Bajo Magdalena entre El Banco y El Plato	850
Directos al Magdalena Medio entre ríos Negro y Carare	753

Subzona hidrográfica	Capacidad potencial estimada (MW)
Total	9.490

La capacidad instalada actualmente en esta subzona es del orden del 10% del potencial de la subzona.

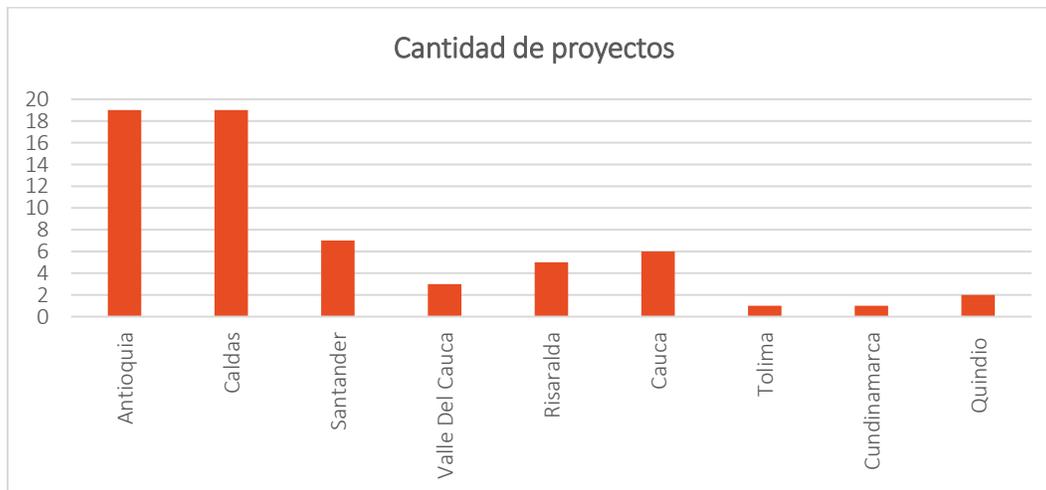
6.3 Nuevos proyectos de generación registrados ante la UPME

En la Resolución UPME 0520 de 2007 se estableció el registro de los proyectos de generación y cogeneración de energía a operar en el Sistema Interconectado Nacional, SIN. Con base en este requerimiento, los promotores de este tipo de proyectos deben realizar ante la UPME el registro de los proyectos que planean conectar al SIN.

En consulta al sistema de registro de proyectos de generación de la UPME se identificaron 63 proyectos con capacidad menor a 20 MW que alcanzan una capacidad proyectada total de 895 MW.

En la siguiente figura se presentan los proyectos registrados por departamento, se señala que estos proyectos se encuentran ubicados en el área hidrográfica del Magdalena – Cauca, tal como los proyectos actualmente en operación. (UPME, s.f.)

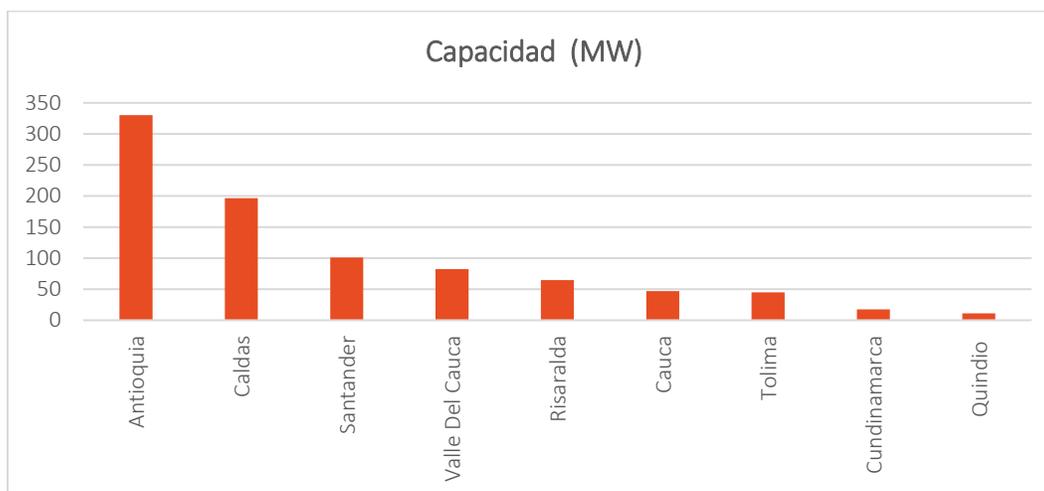
Figura 6-6 Proyectos registrados ante la UPME por departamento



En la siguiente figura se presenta la capacidad prevista para las PCH registradas ante la UPME, el departamento de Antioquia cuenta con un 37% de capacidad proyectada, seguido de Caldas con el 22% y Santander con el 11%.

En los primeros cinco departamentos se concentra el 87% de la capacidad registrada.

Figura 6-7 Capacidad de proyectos registrados ante la UPME por departamento



De esos proyectos, el 39% corresponden a fase I, el 59% a fase II y el 2% a proyectos en fase III, como se observa en la siguiente tabla. Estas fases se asocian principalmente a la etapa de desarrollo del proyecto (pre factibilidad, factibilidad, diseño) y al estado de obtención de permisos y licencias del proyecto.

Tabla 15 Resumen información proyectos registrados ante la UPME

Departamento	Cantidad	Capacidad (MW)	Fase I - Estudios reconocimiento y prefactibilidad - MW	Fase II - Estudios de factibilidad - MW	Fase III - Diseños técnicos del proyecto - MW
Antioquia	19	330	122	207	2
Caldas	19	197	88	88	20
Santander	7	101	5	96	0
Valle del Cauca	3	82	79	4	0
Risaralda	5	65	4	61	0
Cauca	6	47	25	22	0
Tolima	1	45	0	45	0
Cundinamarca	1	18	18	0	0
Quindío	2	11	6	6	0
Total	63	895	345	528	22

La capacidad de los proyectos registrados ante la UPME se aproxima al 10% del potencial hidro energético del área Magdalena – Cauca.

Teniendo en cuenta lo anterior, se tomará como referencia para el potencial de producción de hidrógeno a partir de energía eléctrica producida con PCH, en el mediano plazo, los proyectos registrados ante la UPME que se encuentren en Fase I y II.

6.4 Escenarios de producción de hidrógeno

Con base en la información anterior, a manera de ejercicio de referencia se estimará la producción de una PCH de 14,2 MW, capacidad promedio de los proyectos registrados ante la UPME.

Para este ejercicio se toma un factor de planta de esta PCH de referencia de 0.6, este valor se estima a partir de varias fuentes de información, como informes de gestión de PCH en Colombia y factores de planta publicados por IRENA del 2010 al 2022 (Gen+, Informe de gestión, 2022), (Gen+, Informe gestión - La cascada, 2022), (IRENA, Renewable power_generation costs in 2022, 2022) y un consumo de energía para producir hidrógeno de 55 kW/kg H₂. (electricidad, 2023), (Silva, 2021).

Con estos parámetros la PCH tendría una generación anual del orden de 74,6 GWh y una producción anual de hidrógeno de 1.358 toneladas.

En la siguiente tabla se presenta un estimado de producción de hidrógeno por departamento.

Tabla 16 Potencial de producción de H₂ a partir de PCH

Departamento	Capacidad (MW)	Energía MWh / año	Ton H ₂ /año
Antioquia	330	1.736.267	31.568
Caldas	197	1.032.909	18.780
Santander	101	530.278	9.641
Valle del Cauca	82	432.674	7.867
Risaralda	65	339.170	6.167
Cauca	47	246.822	4.488
Tolima	45	236.520	4.300
Cundinamarca	18	92.506	1.682
Quindío	11	57.816	1.051
Total	895	4.704.961	85.545

En este ejercicio, al asumir el mismo factor de planta y de eficiencia de la electrólisis se obtienen las mismas participaciones de producción del numeral anterior, es decir que cerca del 92% de la producción estaría concentrada en Antioquia, Caldas, Santander, Valle del Cauca, Risaralda y Cauca.

La energía generada estimada de 4,705 GWh año es del orden del 5% de la demanda anual de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional.

6.5 Experiencia internacional

Los proyectos internacionales de biomasa para la producción de hidrógeno son casi nulos, no porque la tecnología sea reciente, ya que la gasificación, la pirolisis, el reformado de biogás (biodigestión + reformado de vapor) son tecnologías que datan de antes de los años ochenta (Guillermo & Gutiérrez Martin, 2015). Utilizadas en la actualidad para, por ejemplo: La gasificación es usada para producir sustancias químicas y electricidad, la pirolisis para producir carbón vegetal, energía eléctrica y sustancias químicas y la biodigestión se ha usado para producir energía por su alto contenido en metano (Basu, Biomass Gasification Pyrolysis and Torrefaction, 2018).

En este sentido, se reflexiona que la posible actividad de dichas tecnologías para la producción de hidrógeno se debe a la expansión del reconocimiento de este elemento como vector energético, lo cual ha provocado una expansión de los proyectos y búsqueda de tecnología para la producción de hidrógeno. Hay varios proyectos en construcción y consolidación para años venideros.

Se identifican casos donde se hace uso de la tecnología de gasificación como por ejemplo el caso de Advanced Biofuels Solutions, Ltd. de nombre Swindon Advanced Biofuels Plant en Swindon, Reino Unido. Esta planta es la primera instalación del mundo que convierte los residuos domésticos en biometano con calidad de red, en este proceso usan desechos locales para ser usados en un proceso de gasificación con vapor para producir gas de síntesis, este se hace pasar por un proceso de WGS (*water gas shift*) para producir un 50% de hidrógeno y un 50% de dióxido de carbono. Luego, este gas se transfiere a catalizadores para convertirlo en una combinación de metano y dióxido de carbono que se separa y luego se vende.

Cabe acotar que el proyecto establece que se podría detener el proceso luego del WGS y separar el hidrógeno como producto final. La puesta en marcha de esta planta fue en 2022 con una producción de 2,2 millones de metros cúbicos de metano, lo suficiente para calentar 1800 hogares y alimentar a 75 vehículos pesados durante un año. También producirá 6000 toneladas de dióxido de carbono y 500 toneladas año de hidrógeno (absl, 2023).

Para el proceso de reformado de biogás la empresa Air Products en Japón produce en la planta Shikaoi Hydrogen Farm hidrógeno a partir de biogás producido de residuos de agricultura como excremento de animales, residuos orgánicos, donde mediante el proceso de digestión anaerobia se produce metano que después se convierte en hidrógeno mediante un proceso de reformado de biometano. Este proyecto genera calor, agua caliente y electricidad. Además, tiene una estación de recarga de combustible para los vehículos que funcionan con hidrógeno (Air Products, 2023).

Tal como se observa en la Figura 2-2, una de las rutas o alternativas de producción de hidrógeno verde es mediante un proceso de electrólisis en el cual se emplea energía eléctrica producida con fuentes renovables de energía, como la energía solar o la energía eólica.

Dentro de la revisión de la experiencia internacional se busca identificar cuáles son las fuentes de energía primaria principalmente utilizadas en los proyectos de producción de H₂ a partir de electrólisis, así como el desarrollo de proyectos que usen energía producida con PCH. De esta revisión de proyectos, en etapa de operación o en fases previas se identificó que en la mayoría de los casos se utiliza energía solar o eólica como fuente primaria de la energía eléctrica.

A continuación, se describen algunos proyectos de producción de hidrógeno mediante un proceso de electrólisis identificados en diferentes países y etapas.

Estados Unidos

Este año entra en operación el proyecto de la planta de hidrógeno de San Gabriel con una capacidad de 15 toneladas por día para el mercado de las celdas de hidrógeno. Para el año 2025, se plantea la producción de 500 toneladas de hidrógeno líquido por día lo cual tendría 4,3 millones de metros cúbicos de no emisiones de CO₂ a la atmosfera. (Airswift, 2023)

España

La planta de hidrógeno verde en Puertollano que entro en operación en el año 2022, cuenta con una planta de electrólisis de 20 MW integrada con una planta solar fotovoltaica de 100 MW y una capacidad de almacenamiento de 5 MW. Este proyecto pretende generar 41,1 toneladas diarias de amoniaco y tendrá un costo total de 150 millones de euros. Además, la planta de solar contara con paneles bifaciales que permiten una mayor eficiencia y producción de energía eléctrica. (Iberdrola instala la mayor planta de hidrógeno verde para uso industrial en Europa, s.f.)

China

Este proyecto tiene 450 MW de energía eólica y 270 MW utilizando energía solar fotovoltaica para la producción de hidrógeno por medio del proceso de hidrolisis en Ordos, por la empresa Sinopec Star Co, y tendrá una producción de 82,19 toneladas de hidrógeno al día y una capacidad de 288.000 metros cúbicos de hidrógeno teniendo un costo total de 848.21 millones de dólares. Este proyecto pretende reducir la producción de 1,43 millones de toneladas por año de CO₂. (Largest green hydrogen projects in the world, s.f.)

Arabia Saudita

El proyecto de la planta de hidrógeno verde Neom entrara en operación en el año 2026 con una producción esperada de 600 toneladas de amoníaco al día, con una capacidad instalada de 4 GW de energía eólica y solar fotovoltaica. Se identificó una inversión total de 8,4 billones de dólares, siendo considerado el proyecto de hidrógeno verde más grande del mundo. (Largest green hydrogen projects in the world, s.f.)

Australia

El proyecto de hidrógeno verde tiene como hoja de ruta la construcción de 50 GW de energías renovables donde 30 GW son de energía eólica y 20 GW es de energía solar fotovoltaica, con una producción de 20 millones de toneladas de amoníaco verde por año y la producción de 3,5 millones de no emisiones de CO₂. (Largest green hydrogen projects in the world, s.f.)

Chile

- HyEx: El proyecto HyEx consiste en una planta de electrólisis de 26 MW con el fin de producir 18.000 toneladas métricas de amoníaco verde y convertirlo en nitrato de amónico para el año 2025 alimentado por una planta solar fotovoltaica de 2.000 MW y para 2030 se tiene planeado la producción de 700.000 toneladas métricas de una planta de electrólisis de 2.800 MW para llevar energía verde al resto del mundo.
- Bahía Quintero: Este proyecto surgió como la evolución de gas natural a hidrógeno verde, producido por una planta de hidrolisis de 10 MW con el fin de producir 6.600 toneladas al año de hidrógeno verde y estaría en puesta de operación para el año 2025 con una inversión aproximada de 30 millones de dólares. Para los próximos años se estima que su producción de hidrógeno verde aumente a 1600 toneladas al año. (Enaex, s.f.)

Canadá

Consiste en la construcción de una planta de electrólisis con la capacidad de producción de 11.100 toneladas métricas de hidrógeno verde para llevarla a una planta de reciclaje y producir combustible sintético. Canadá por su topografía tiene oportunidades en la producción de hidroelectricidad, en este caso se tenía una central hidroeléctrica existente de 88 MW que la acoplaron para la producción de este combustible sintético el cual entrara en operación en el año 2023. (New Atlas, 2021)

6.6 Cadena de valor del hidrógeno verde producido con energía proveniente de PCH

En la siguiente Figura 6-8 se presenta la cadena de valor del hidrógeno verde producido mediante un proceso de electrólisis empleando energía eléctrica generada con una PCH.

Para el proceso de generación de energía eléctrica se utiliza como insumo el agua proveniente de un cuerpo de agua, al respecto se señala que el agua requiere un nivel básico de filtrado para evitar el desgaste y problemas en las turbinas principalmente.

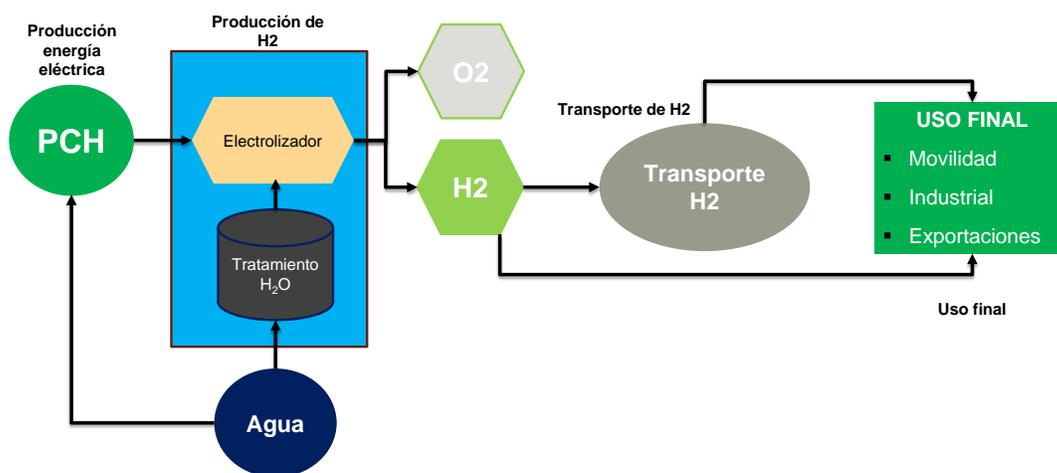
Es importante señalar que la energía eléctrica es un bien con un mercado consolidado y creciente que cuenta con una normativa amplia para su uso y comercialización.

Por su parte, en el proceso de producción de hidrógeno se identifican dos insumos: la energía eléctrica generada por la PCH y agua, la calidad del agua requerida para el proceso de electrólisis es superior al requerido para la generación de energía en la PCH, por lo cual, si bien puede emplearse la misma agua utilizada para la generación, se requiere un proceso de purificación del agua.

La etapa de transporte puede requerirse cuando el uso final no se encuentra en la misma ubicación de la planta de producción de hidrógeno.

En el caso de producción de hidrógeno para exportaciones se requiere transporte interno como externo.

Figura 6-8 Cadena de valor del H₂



Fuente: Elaboración propia

A continuación, se describen las diferentes tecnologías asociadas con la producción de hidrógeno a partir de hidrólisis del agua empleando energía producida con PCH.

6.6.1 Producción de energía (PCH)

Las pequeñas centrales hidroeléctricas generan energía eléctrica mediante el aprovechamiento del caudal disponible y las alturas o caídas disponibles en algunos ríos y regiones. La capacidad de generación es proporcional al caudal y la caída de agua, entre mayor caudal y mayor caída se tiene un potencial mayor de generación.

De manera general, una PCH está compuesta por unos elementos de captación y conducción del agua desde un cuerpo de agua (río) hasta la casa de máquinas, en donde se encuentra el equipo electromecánico (turbina y generador) y una subestación encargada de transformar el nivel de tensión generado hasta el nivel de tensión requerido. A continuación, se describen de manera general los elementos de una PCH:

Bocatoma: Es la obra mediante la cual se toma el caudal requerido para obtener la potencia de diseño, su construcción es sólida ya que debe soportar las crecidas del río.

Desarenador: Es necesario que las partículas en suspensión que lleva el agua sean decantadas, por ello al final de la obra de conducción se construye un tanque de mayores dimensiones que el canal, para que las partículas pierdan velocidad y sean decantadas.

Obra de conducción: Conduce el caudal desde la bocatoma hasta el tanque de carga, posee una pequeña pendiente, normalmente es un canal, también puede ser un túnel y/o una tubería.

Tanque de carga: En esta obra la velocidad del agua es prácticamente cero, empalma con la tubería de presión, sus dimensiones deben garantizar que no ingresen burbujas de aire en la tubería de presión, permitir el fácil arranque del grupo turbina - generador y amortiguar el golpe de ariete.

Aliviadero: Con esta obra se vierte el caudal de exceso que se presentan en la bocatoma y en el tanque de carga, y se regresa al cauce del aprovechamiento.

Tubería de presión: Conduce el caudal de diseño hasta la turbina, se apoya en anclajes para soportar la presión generada por el agua y la dilatación que le ocurre por variación de temperatura.

Casa de máquinas: Se encuentra el hidrogro (turbina y generador) encargado de transformar la energía potencial en mecánica y está en eléctrica.

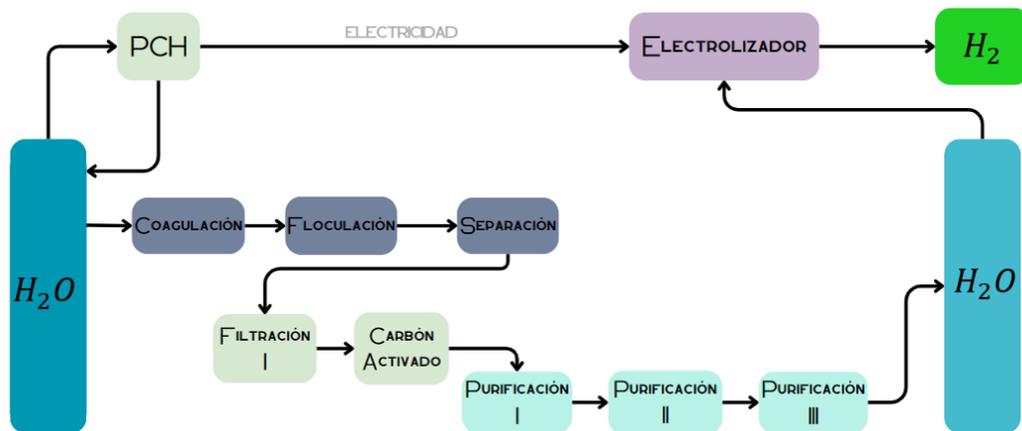
Subestación: El patio de maniobra tiene la subestación y el barraje de conexión a la red.

Descarga: La descarga retorna el caudal que ha pasado por las turbinas

6.6.2 Purificación del agua

En primera instancia, se muestra la cadena de valor del hidrógeno mediante PCH y electrólisis, haciendo énfasis en los procesos de purificación del agua, insumo esencial para el proceso de electrólisis.

Figura 6-9 Mecanismos de purificación del agua para electrólisis



El sistema de electrólisis para generar hidrógeno verde necesita como entrada al proceso agua de alta calidad, es decir, agua ultrapura (J. Huesa Water Technology , 2022), tipo I o pura (Chicas & Guzmán, 2021) (Benjumea, s.f.) (Lisboa, 2023), tipo II dependiendo de la tecnología de electrólisis a usar. A nivel internacional (J. Huesa Water Technology , 2022) existen algunas organizaciones que han especificado los estándares de la calidad del agua, entre estas se encuentra la American Society for Testing and Materials (ASTM), International Organization for Standardization, Clinical and Laboratory Standards Institute y Pharmacopea Europea y Pharmacopea Americana. En este caso, por la naturaleza de la investigación se tomará en cuenta las referencias especificadas por la ASTM donde en la norma ASTM D1193-99e1 describe el estándar para el agua como reactivo, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 17 especificaciones de los tipos de agua usados como reactivos

	Tipo I	Tipo II	Tipo III	Tipo IV
Conductividad eléctrica, máx., $\mu\text{S}/\text{cm}$ a 298 K (25° C)	0.056	1.0	0.25	5.0
Resistividad eléctrica, min, $\text{M}\Omega\text{-cm}$ a 298 K (25°C)	18	1.0	4.0	0.2
PH a 298 K (25°C)	N/A	N/A	N/A	5.0 – 8.0
Carbono orgánico total (TOC), máx., $\mu\text{g}/\text{L}$	50	50	200	Sin límite
Sodio, máx., $\mu\text{g}/\text{L}$	1	5	10	50
Cloruros, máx., $\mu\text{g}/\text{L}$	1	5	10	50
Sílice total, máx., $\mu\text{g}/\text{L}$	3	3	500	Sin limite

6.6.2.1 Calidad del agua

El agua proveniente de su ciclo natural tiene diferentes compuestos que se consideran impurezas, estas surgen principalmente de la erosión de la tierra, la disolución de minerales y la descomposición de la vegetación, así como algunos vertidos de los desechos domésticos e industriales. También, puede contener bacterias, algas o virus. Este material debe

eliminarse debido a que causa deterioro del agua, turbidez y color (Mazille & Spuhler, s.f.). Estos se pueden clasificar en tres grupos: Iónicas disueltas (inorgánicas), no iónicas insolubles (orgánicas, microorganismos, pirógenos y partículas) y gaseosas (Valdivia, Rodes, Váldez, Gómez, & Maylin, 2010).

Tabla 18 principales impurezas del agua.

Iónicas Disueltas		No iónicas insolubles	Gaseosas
Cationes	Aniones		
Ca^{2+}	HCO_3^-	Turbidez	CO_2
Mg^{2+}	CO_3^{2-}	Color	H_2S
Na^+	OH^-	Materia Orgánica	NH_3
K^+	SO_4^{2-}	SiO_2 coloidal	CH_4
NH_4^+	Cl^-	Microorganismos	O_2
Fe^{2+}	NO_3^-	Bacterias	Cl_2
Mn^{2+}	PO_4^{3-}		
	SiO_4^{4-}		
	Materia orgánica		
	Color		

En la tabla se muestran los tipos de impurezas que se pueden estar en el agua natural por material orgánico como ramas, hojas y demás. Por esto, es necesario adecuar unas mallas filtrantes que no permitirán el paso de estos residuos, al inicio del proceso de descontaminación. También, cabe acotar que, si se identifica que el afluente tiene alta carga de material orgánico de diferentes tamaños, se podrán adecuar varias mallas de distinto tamaño con el fin de retener cualquier material orgánico evitando así, el uso excesivo de sustancias químicas.

En este sentido, a continuación, se plantearán varias tecnologías maduras y además con amplia comercialización, necesarias para los procesos de limpieza y purificación de agua proveniente de un cuerpo de agua. Estos procesos se dividen en: **pretratamiento, filtración y purificación.**

6.6.2.2 Pretratamiento

La primera fase por la que debe pasar el afluente es por un pretratamiento el cual tiene como objetivo realizar una clarificación del agua antes de los procesos de purificación, con el fin de separar las partículas disueltas y suspendidas que provocan color y turbiedad en el agua. Para esto, se usan los procesos de coagulación y floculación, los cuales son tratamientos que se aplican a las aguas con alta cantidad de materia en suspensión (alta turbiedad), alto contenido de materia orgánica, metales pesados y presencia abundante de

plancton (Orellana, 2005). los cuales usan sustancias químicas dosificadas dependiendo la composición del agua, se tiene en cuenta que la mayoría de los sólidos suspendidos poseen carga negativa, tales como la arcilla y las sustancias orgánicas, por lo que se repelen unos a otros permaneciendo así, en suspensión (Mazille & Spuhler, s.f.). En esta etapa se encuentra, la coagulación, floculación y filtración.

- **Coagulación**

Esta ha sido la tecnología más utilizada históricamente en el mundo para separar compuestos en el agua (Alarcón, Martin, & Poch, 2012). Se añaden sustancias químicas que desestabilizan las cargas y neutralizan las cargas negativas sobre los sólidos dispersos. En esta etapa es indispensable realizar una mezcla simultanea para aumentar la probabilidad de choque de las partículas provocando así, que estas puedan adherirse y formar microflóculos (Grupo Acura, 2023). Los coagulantes se dividen en orgánicos, llamados polímeros, e inorgánicos. Los más comunes son: sales metálicas como sulfato de aluminio, hidróxido de aluminio o de cobre, sales de hierro, cloruro férrico, sulfato férrico e hidróxido férrico, entre otros. Por otro lado, existen los coagulantes de origen vegetal (orgánicos) que son seguros y económicos (Fuentes & Ariza, 2016). Para escoger el mejor coagulante, se debe tener en cuentas las condiciones del agua cruda de entrada al sistema, se aclara que si el agua tiene alto contenido de metales se pueden usar agentes quelantes (secuestradores de metales pesados).

- **Floculación**

En esta etapa se añade un floculante como policloruro de aluminio, este provoca que los microflóculos se conviertan en macroflóculos con asistencia de una agitación continua (Grupo Acura, 2023). Este proceso permite que estos compuestos orgánicos sean fáciles de separar. Como paso siguiente, se debe realizar una **separación física** de los sólidos en fase líquida, la cual se puede lograr por sedimentación-decantación, flotación o filtración (Mazille & Spuhler, s.f.). Algunas veces si el afluente tiene una gran cantidad de material en suspensión se puede realizar una decantación de dos etapas (Orellana, 2005). Los lodos que se producen como residuo pueden ser utilizados en otras actividades industriales o enviados a disposición.

6.6.2.3 Filtración

Es una de las operaciones unitarias más importantes ya que permite separar partículas sólidas de un medio fluido, lo cual se logra mediante el uso de un medio filtrante que se caracteriza por tener poros de un tamaño menor al de las partículas, con el fin de retener las partículas mientras que el líquido o gas lo traspasan (Reyes & Nicolás, 2018). Es de resaltar que la diferencia entre el proceso de coagulación-floculación y la filtración recae en

que la floculación retira material con carga que se puede aglutinar, en cambio, la segunda puede retener partículas de mayor tamaño.

También se puede utilizar un proceso de filtración rápida. En este, el flujo pasa desde la parte superior del tanque hasta el fondo atravesando el medio filtrante (Ordinola, 2019) con ayuda de una fuente de presión como una bomba. En este se coloca un lecho de arena, grava y gravilla. Es posible realizar esta filtración por efectos de la gravedad (filtro lento o a gravedad), sin embargo, la filtración rápida tiene una ventaja en cuanto a usar un área de filtración menor comparada con el filtro a gravedad y manejar volúmenes de agua mayores.

El material que va en la parte inferior del lecho es la grava (Rocas y Minerales, s.f.) roca sedimentaria detrítica producto de la división natural o artificial de las otras rocas y minerales, la cual mide entre 2 y 64 milímetros que, por ser la capa más gruesa, se ubica en la parte inferior para proporcionar soporte y permitir un flujo uniforme del agua a través del lecho. La gravilla es el mismo tipo de grava con menor tamaño, se distribuye sobre la capa de grava ya mencionada y tiene la misma funcionalidad. Por último, la arena con un tamaño de 0.5-1.5 milímetros de diámetro (Bruñi & Spunler, s.f.) ubicada sobre la gravilla, es la encargada de retener las partículas sólidas que se atascan entre los granos cuando pasan por el medio filtrante.

Este tipo de filtraciones son muy eficaces para eliminar la turbidez a niveles de 1 NTU⁶ y partículas de hierro y manganeso (Bruñi & Spunler, s.f.). Cabe aclarar que este método por su naturaleza debe limpiarse frecuentemente (dependiendo de las condiciones del agua de entrada). Este proceso de limpieza debe realizarse contracorriente para eliminar las partículas filtradas. Por añadidura, es preciso mencionar que, dependiendo de las condiciones del agua, se pueden añadir distintos tipos de arena (gruesa, fina) para así tener una mayor selectividad de la retención de partículas. También, es posible agregar calcita, arena sílica, granate o garnet, zeolitas, arena verde, dolmita, entre otras. La antracita es un medio filtrante, que permite un desempeño en el filtro de mayor flujo, menos caída de presión y rápido retrolavado (Carbotecnia, 2023). En este caso, para mantener la estructura y estabilidad del lecho se añade como capa intermedia, entre los diferentes tipos de arena, gravilla.

Los factores que se deben tener en cuenta para elegir el filtro y materiales que más se adapten a las necesidades del sistema son: nivel de contaminación de efluente, volumen de filtración, calidad de filtración necesaria, condiciones y requerimientos de operación, naturaleza y características de los contaminantes y costos de operación de los filtros.

⁶ NTU (*Nephelometric Turbidity Unit*): es la unidad de medida de la turbidez de un fluido.

Los procesos que se mencionarán a continuación se consideran como purificación, por el alto contenido de iones y cationes que puede contener el agua, las cuales alteran la conductividad, razón por la cual es preciso hacer una separación de estos con el fin de que en la electrólisis no haya contaminación del hidrógeno gaseoso ni se degraden los componentes del electrolizador.

6.6.2.4 Purificación

- **Carbón activado (C.A.)**

es usado actualmente como proceso de pretratamiento, pero también puede ser usado como parte de la purificación, lo cual radica en que tipo de componentes adsorberá el carbón activado. Este se puede usar como una capa adicional al lecho filtrante mencionado anteriormente (filtros bicapa o tricapa) o como una operación donde el lecho sea constituido en su totalidad por el carbón activado. Este funciona con el principio de adsorción, proceso de transferencia de masa donde una sustancia es transformada desde la fase líquida a la superficie de un sólido y queda atrapada por fuerzas químicas (ELGA VEOLIA, s.f.). La efectividad de esta adsorción se debe a la gran área superficial que dispone el material para interactuar con las moléculas que se desean adsorber. El carbón activado se clasifica según el tamaño del poro: macroporos, mesoporos y microporos, cada uno correspondiente a un tipo diferente de material.

La mayor ventaja del carbón activado es su gran efectividad para remover el arsénico, olores, cloro (actuando como agente reductor llegando al ion cloruro Cl^-), pesticidas, hierro, detergentes, sulfuro de hidrógeno, bacterias y otros micro contaminantes. En este mismo sentido, es necesario conocer las características del efluente para escoger las mejores características del material con el fin de tener una efectiva remoción. (Alarcón, Martín, & Poch, 2012). Para un lecho de este material, también es esencial hacer lavados contraflujo y realizar procesos de sanitización para el control bacteriano (Carbotecnia, 2021). Por otro lado, cabe mencionar que el carbón activado puede pasar por un proceso de regeneración para ser reutilizado.

- **Resinas aniónicas y catiónicas:**

Es una tecnología de intercambio de iones lo que provoca el ablandamiento y desmineralización del agua. Este es un proceso en el cual las partículas sólidas que contienen cationes o aniones intercambiables se ponen en contacto con una solución electrolítica para cambiar la composición de la solución. La mayoría de los procesos usan las **resinas** sintéticas, formadas a partir de polímeros orgánicos presentadas en forma de esferas con tamaños entre 0.3 y 1.2 mm. Por lo general se utilizan en lechos o capas, similares a los empleados para la adsorción a partir de líquidos. Los intercambiadores de cationes y aniones incluyen resinas con grupos (MacCabe, Smith, & Harriot, 2007):

Tabla 19 principales resinas de intercambio de cationes y aniones (MacCabe, Smith, & Harriot, 2007).

Cationes	Ácidos fuertes	Ácido sulfónico ($-SO_3^-$)
	Ácidos débiles	Ácido carboxílico ($-COO^-$)
Aniones	Bases fuertes	Amoniaco cuaternario [$-N^+(CH_3)_3$]
	Bases débiles	Grupo amino ($-N^+H_3$)

Una resina de catión de ácido fuerte reemplaza a los cationes (de la tabla 2) con iones H^+ y en la columna siguiente, una resina de intercambio aniónico que separa los aniones (de la tabla 2) y produce iones OH^- que reaccionan para formar agua (MacCabe, Smith, & Harriot, 2007). Algunas veces se utilizan tres o cuatro lechos en serie con una combinación de resinas de ácido fuerte, ácido débil, base fuerte y base débil, distribuidas en varias formas para facilitar la regeneración. Este proceso se debe realizar cuando las resinas se saturan por la alta carga de iones, por lo que se debe retirar el lecho de operación y añadir sustancias químicas que desplazan los iones y con esto se restaura la resina a su estado original.

Es por esto por lo que se recomienda tener dos columnas por cada intercambiador, ya que mientras uno se encuentra en regeneración el otro está en línea. Cabe aclarar que si hay algún componente en grandes cantidades en el efluente es posible usar resinas selectivas para remover este tipo de compuestos indeseados (Alarcón, Martin, & Poch, 2012). La desionización también puede lograrse con un lecho mezclado de resinas catiónicas y aniónicas. Los lechos se separan antes de la regeneración mediante fluidización suave, puesto que las resinas aniónicas son más ligeras y se suspenden con mayor facilidad (MacCabe, Smith, & Harriot, 2007).

Otra tecnología de purificación que elimina una amplia cantidad de contaminantes como iones metálicos, compuestos orgánicos, bacterias y virus es la **tecnología de membranas** que se divide en ósmosis inversa, nanofiltración, ultrafiltración y microfiltración. Estas funcionan con el principio de separación con membranas semipermeables con una fuerza impulsora, por diferencia de presión en su mayoría, por concentración, temperatura o potencial eléctrico (McCabe & Smith, 2007). Se encuentran distintos tipos de membranas de acuerdo con el material (poliamida, polisulfonas, etc.) o configuración física de las mismas (tubulares, fibra hueca, espiraladas). Por lo tanto, el rechazo a las sales y la presión de operación del sistema serán función de la membrana utilizada. La selección de cada una de estas depende del tamaño de elemento a separar, como se muestra en la imagen a continuación (Alarcón, Martin, & Poch, 2012).

Figura 6-10 Procesos de separación por membranas, tamaños de poro, peso molecular de corte (MWCO) y ejemplos de tamaños de solutos y partículas [26]

	atomic/ionic range	low molecular range	high molecular range	micro particle range	macro particle range
pore size	1 Å	0.001 μm 1 nm	0.01 μm 10 nm	0.1 μm 100 nm	1 μm 1000 nm
MWCO (D)		100	5,000	500,000	
solute, particles	salts	hormones humic acids	proteins macromolecules	viruses	bacteria clay particles
membrane separation process	reverse osmosis	nanofiltration	electrodialysis gas separation pervaporation	ultrafiltration	microfiltration

- **Ósmosis inversa (OI)**

se utiliza para obtener agua pura a partir de soluciones acuosas diluidas. Una de las ventajas es que la separación ocurre a temperatura ambiente, razón por la que no requiere grandes cantidades de energía. Las membranas utilizadas permiten que uno más constituyentes de la mezcla líquida pasen con mayor facilidad que los otros. Estas pueden ser capas delgadas de un material rígido o películas flexibles de polímeros sintéticos (McCabe & Smith, 2007). El rendimiento de este proceso se ve afectado por la turbiedad, hierro, manganeso, sílice y cloro. Es por esto por lo que el agua de alimentación debe tener unas condiciones de pureza para no acelerar el ensuciamiento y deterioro de las membranas. Se recomienda procesos previos de remoción de impurezas antes de que el efluente pase por la ósmosis inversa.

Como los otros sistemas, es preciso realizar un mantenimiento para limpiar las membranas mediante retroflujo, con el fin de remover la materia que queda acumulada en la superficie de la membrana. Por esto, una parte del agua de alimentación se drena (agua de rechazo). Algunos tipos de membrana necesitan un pretratamiento para alargar la vida útil. Por otro lado, una de las desventajas es la baja recuperación del agua tratada (50%), lo cual lleva a aumentar el caudal de agua a tratar (Alarcón, Martín, & Poch, 2012).

- **Ultrafiltración (UF)**

Proceso selectivo en el que se necesita cierta presión. Se utiliza para concentrar y purificar compuestos de alto y medio peso molecular reduciendo la turbidez, también, se utiliza como pretratamiento para mantener la eficacia de la membrana de ósmosis inversa. No retiene sólidos de bajo peso molecular ni sales. Este sistema es aproximadamente 300 veces más eficiente que la de los sistemas de filtros de medios convencionales. Este proceso esta

disponibles en diferentes tamaños lo que permite versatilidad al momento de separar compuestos indeseados (Villamizar, 2020).

- **Nano-filtración (NF)**

Este es un proceso de separación líquida mediante membranas operadas bajo presión que retiene el paso de solventes y sales monovalentes, iones metálicos y pequeñas moléculas orgánicas de peso molecular en un rango de 200 a 1000. Proceso entre la UF y la OI, diseñado para la separación de compuestos como azúcares, minerales disueltos y sales polivalentes (Villamizar, 2020).

- **Microfiltración (MF)**

Operación de separación por membranas más antigua, en la que se trabaja a baja presión para separar partículas de alto peso molecular y sólidos en suspensión. Esta usa filtros cerámicos como monolitos o cilindros huecos. El tamaño de poro varía entre 0.2 y 3 micrómetros. Esta es una excelente tecnología para remover bacterias (Hernández, 2010).

- **Electrodesionización**

Este proceso usa electricidad y membranas para eliminar iones disueltos. Se introduce una resina intercambiadora en el interior de los compartimentos entre las membranas de las células. La resina de intercambio iónico minimiza las fugas iónicas típicas del intercambio iónico, por lo que no precisa de regenerantes, con la consecuente reducción del uso de productos químicos (J. Huesa Water Technology, 2022). Esta combinación permite eliminar los iones del agua purificada que se alimenta al sistema, con ventajas por su eficacia y eficiencia (sistema que se regenera continuo y automáticamente). Sin embargo, el método se dificulta por sus requerimientos específicos, tales como agua de alimentación de alta calidad. Por otro lado, este sistema no elimina los compuestos orgánicos, pirógenos y bacterias, aunque ofrece mejores cualidades en cuanto a la descontaminación microbiana si se compara con tecnologías como la desionización (Delgado, 2023) (ELGA VEOLIA, s.f.). Si el agua de alimentación tiene una conductividad baja puede obtenerse mayor calidad de salida y si esta presenta grandes cantidades de sílice puede haber una mayor eliminación de este elemento (CHUNKE, s.f.).

- **Electrodiálisis (ED)**

En este proceso, se aplica un campo eléctrico a través de dos electrodos y una corriente iónica que provoca la migración de aniones y cationes a los electrodos positivo y negativo, respectivamente. Los iones se encuentran con una pila de membranas de intercambio aniónico (AEM) y membranas de intercambio catiónico (CEM) colocadas alternativamente, que transportan selectivamente un tipo de iones. Esto da como resultado canales con solución de baja concentración, de los cuales se han eliminado iones, y canales con solución de alta concentración en los que se acumulan iones cargados de manera similar. Para que

este proceso sea eficiente las membranas de intercambio iónico deben exhibir una alta permselectividad (CHUNKE, s.f.). Cabe acotar que este proceso tiene un costo más elevado que las membranas de ósmosis inversa (Ahmed, Abdulá, & Hilal, 2021).

- **Destilación**

Esta es la tecnología más antigua para la purificación de agua, el agua se calienta hasta ebullición y el vapor se separa, se condensa y se recolecta. Puede eliminar los iones y otras sustancias presentes como sustancias orgánicas y microorganismos. La destilación del agua consiste en separar los componentes basándose en las diferencias en los puntos de ebullición. Los compuestos con una presión de vapor menor tendrán puntos de ebullición altos y los que tengan una presión de vapor alta tendrán puntos de ebullición bajos. Entre más veces se haga la destilación del agua, más pura se vuelve, en este sentido, existen destiladores, bidestiladores y tridestiladores (Tecnal , s.f.). Cabe acotar que este proceso necesita un consumo de energía elevado ya que hay que llevar el agua hasta el punto de ebullición.

Con el fin de hacer una comparación entre las tecnologías de purificación, se muestra el siguiente cuadro:

Tabla 20 principales diferencias entre tecnologías intercambio iónico, electrodesionización, nanofiltración, electrodiálisis, nanofiltración y microfiltración.

Intercambio Iónico con Resinas	Ventajas	Alta selectividad con iones específicos	Alta eficiencia de eliminación	Las resinas pueden regenerarse
	Desventajas	No es un proceso continuo	Requiere productos químicos para la regeneración, produciendo residuos	
Electrodesionización	Ventajas	Es un proceso continuo	No requiere regeneración	
	Desventajas	No tiene especificidad para iones específicos	Puede tener limitaciones en la cantidad de iones que puede eliminar y capacidad de flujo	
Nanofiltración	Ventajas	Puede eliminar iones divalentes y materia orgánica	Requiere menos energía que la ósmosis inversa ya que opera a presiones más bajas	

	Desventajas	No es tan efectiva en la eliminación de sales inorgánicas disueltas	Requiere limpieza y mantenimiento	
Electrodialisis	Ventajas	Puede eliminar iones específicos de acuerdo con la polaridad de las membranas y las condiciones eléctricas	No requiere regeneración química	Funcionamiento continuo
	Desventajas	Requiere un control preciso de condiciones eléctricas y de membranas	Puede requerir más energía que otros métodos.	
Ultrafiltración	Ventajas	Retiene bacterias, partículas suspendidas, coloides, virus y componentes de alto peso molecular		
	Desventajas	No elimina iones disueltos o moléculas de bajo peso molecular		
Microfiltración	Ventajas	Retiene partículas en suspensión, turbidez y bacterias		
	Desventajas	No elimina iones, moléculas disueltas, partículas coloidales y de alto peso molecular.		

Para un diseño específico de la purificación de agua se deben conocer las condiciones de los afluentes y calidad del agua para escoger acertadamente que elementos, reactivos y tecnologías deben ir en el proceso. Con lo anterior, a continuación, se mostrarán algunos escenarios para la limpieza y purificación de agua de un recurso hídrico natural del territorio colombiano, con el fin de tener el grado de pureza Tipo I indispensable para ser insumo del proceso de electrólisis para la producción de Hidrógeno.

Para efectos del estudio, se plantea un caso hipotético donde el efluente tiene altos niveles de contaminantes orgánicos. Las rutas mencionadas a continuación tienen niveles de madurez tecnológica, TRL 8, y son ampliamente comercializadas, TRL 9.

6.6.3 Rutas de purificación de agua

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se presenta la generalidad de las tecnologías a usar para la muestra de agua del caso hipotético presentado con anterioridad. Sin embargo, es de aclarar que se pueden retirar o agregar etapas, dependiendo de la calidad de agua bruta de entrada. Por otro lado, es importante mencionar que todas las tecnologías que trabajan con membranas tendrían una salida de agua de rechazo, lo cual implica calcular de manera adecuada la cantidad de agua de entrada al proceso de purificación con el fin de ofrecer el volumen suficiente al electrolizador.

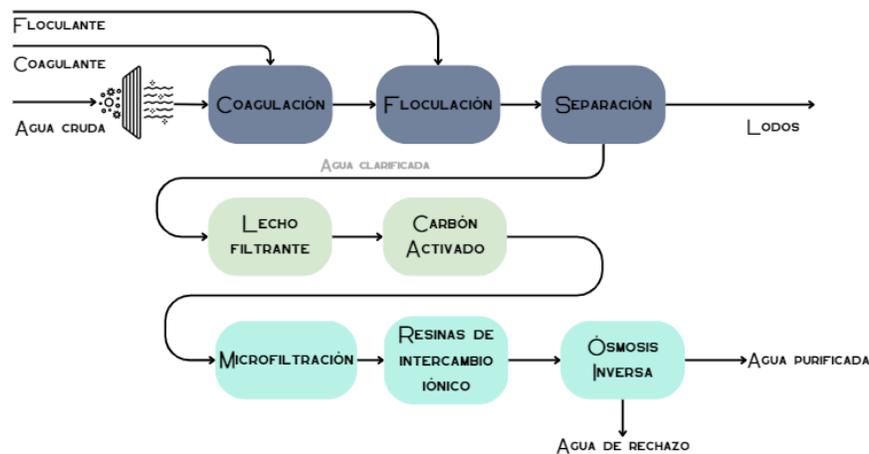
6.6.3.1 Escenarios

Como se observa en el esquema anterior, hay etapas o secciones las cuales pueden variar en torno a materiales o tecnologías de acuerdo con la calidad del agua seleccionada: “Separación”, “Filtración I”, “Purificación I”, “Purificación II” y “Purificación III”.

- **Separación:** Esta se puede dar por sedimentación-decantación, flotación o filtración. Se puede escoger una de éstas de acuerdo con el diseño de la planta, la más usada en la decantación, aunque esta toma más tiempo que la filtración.
- **Filtración I:** Proceso de lecho filtrante, en el cual pueden variar los materiales que lo compondrán y el número de unidades. Estos se deben elegir con base en las condiciones y calidad del agua del afluente. Por ejemplo: Grava, gravilla, arena fina, arena gruesa, calcita, arena sílica, granate, zeolitas, arena verde, dolmita, antracita, entre otros. Si el efluente no está saturado de partículas de gran peso molecular suspendidas, material orgánico o alta turbiedad, es posible prescindir de esta etapa.
- **Purificación I:** En esta etapa, se podría tener un primer escenario donde haya una ultrafiltración y/o microfiltración para retener microorganismos, macromoléculas, coloides, partículas suspendidas. Ambos son tratamientos previos a la osmosis inversa. Sin embargo, el uso de membranas requiere un mantenimiento cuidadoso y un agua de entrada con cierta limpieza para no dañar los equipos y para que la purificación sea más eficiente ya que si el efluente de entrada está muy contaminado no pasará por las membranas y el volumen de agua de rechazo será mayor al agua purificada de salida. En un segundo escenario en esta etapa estaría las resinas de intercambio iónico o un electrodesionizador o nanofiltración o electrodiálisis, estas tienen la misma funcionalidad de retirar iones del agua.
- **Purificación II:** En el primer escenario estaría el intercambio iónico con resinas o electrodesionizador, nanofiltración o electrodiálisis. En un segundo escenario estaría la osmosis inversa.
- **Purificación III:** En un primer escenario estaría la osmosis inversa y en un segundo escenario la destilación.

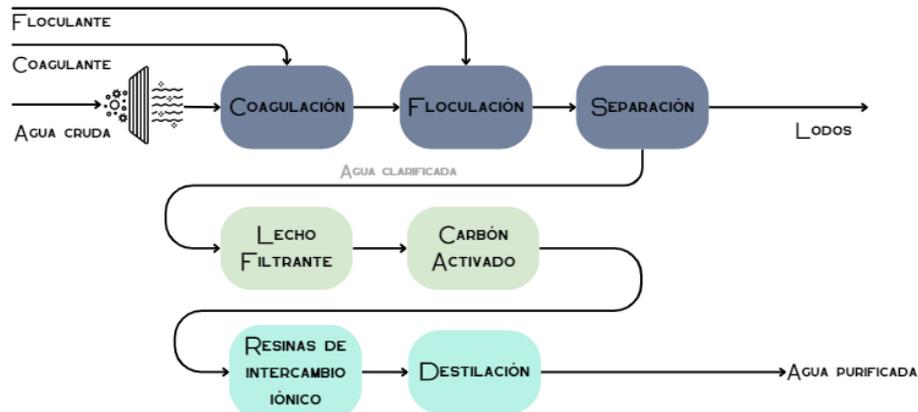
Para ejemplificar, a continuación, se plantea dos casos para tratamiento de agua, previo a su uso para producción de hidrógeno a partir de Electrólisis. Se destaca que para los casos de negocio del caso Fertilizantes: Amoníaco y Metanol es necesario hidrógeno de alta pureza por lo que es necesario el electrolizador tipo PEM y para los casos restantes se planteará el uso del electrolizador tipo Alcalino ya que es más económico y el uso lo permite. Cabe aclarar que las tecnologías y pasos dependen del tipo de agua a tratar, por lo cual este caso será susceptible a cambios:

Figura 6-11 Esquema 1 de limpieza y purificación de agua



En este caso, el agua pasa por una malla filtrante para retirar cualquier material orgánico de gran tamaño como ramas, hojas y demás. Seguidamente el efluente continúa al proceso de coagulación, floculación y a consecuencia de este, se hace una separación del agua clarificada y los sólidos flotantes (decantación). Luego, el agua pasa por un lecho filtrante de varias capas con grava, gravilla y arena para después pasar al lecho de carbón activado donde se retiran impurezas de menor tamaño. Después el agua filtrada pasa al proceso de purificación donde se extraen componentes de pequeño peso molecular. Primero, el agua pasa por la microfiltración donde se retiran partículas de 0.2 a 3 micrómetros, luego por la osmosis inversa que puede separar virus, bacterias y algunos iones. Por último, el efluente pasa por un proceso de resinas iónicas para separar los iones y por último, el proceso de ósmosis inversa donde se podrá obtener agua de alta pureza.

Figura 6-13 Esquema 2 de limpieza y purificación de agua



A diferencia de la anterior ruta, este proceso no tiene microfiltración, sino que el agua clarificada que se obtiene del carbón activado pasa por las resinas de intercambio iónico donde se retiran iones y por último una destilación donde el agua se convierte en agua ultrapura.

Es indispensable tener en cuenta que la mayoría de estas tecnologías generan residuos asociados a su funcionamiento de purificación. Por esto, es necesario contemplar la caracterización fisicoquímica de estos para identificar si es necesario realizar un tratamiento previo a su disposición. La mayoría de los residuos generados por estas tecnologías son líquidos con alto contenido de sólidos, por lo cual dichos tratamientos convencionales van dirigidos a la concentrar esta materia sólida. Algunos son los espesadores por gravedad, deshidratadores mecánicos, lagunas de evaporación y lechos de secado. Además, tener en cuenta que los residuos obtenidos en la coagulación y floculación se consideran como peligrosos.

6.6.4 Electrólisis

La electrólisis es un proceso mediante el cual el agua (H_2O) se divide en gas hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) con aporte de energía y calor en el caso de electrólisis a alta temperatura. En la práctica, una corriente eléctrica divide el agua en sus partes constituyentes.

El electrolizador consta de una fuente de Corriente Continua (CC) y dos electrodos recubiertos de metales nobles, separados por un electrolito. El electrolito o conductor iónico puede ser un líquido, por ejemplo, una solución conductora de potasa cáustica (hidróxido de potasio, KOH) para electrólisis alcalina. En un electrolizador alcalino, el cátodo (polo negativo) pierde electrones en la solución acuosa.

El agua se disocia, lo que da lugar a la formación de iones de hidrógeno (H_2) e hidróxido (OH). Los portadores de carga se mueven en el electrolito hacia el ánodo. En el ánodo (polo positivo), los electrones son absorbidos por los aniones OH negativos. Los aniones OH – se

oxidan para formar agua y oxígeno. El oxígeno sube en el ánodo. Una membrana evita que los gases producto H_2 y O_2 se mezclen, pero permite el paso de los iones OH^- . La combinación de celdas y pilas electrolíticas permite adaptar la producción de hidrógeno a las necesidades individuales.

Los electrolizadores se diferencian por los materiales del electrolito y la temperatura a la que funcionan: electrólisis a baja temperatura, incluida electrólisis alcalina (ALK), electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM) y electrólisis de membrana de intercambio aniónico (AEM) (también conocida como PEM alcalina) y electrólisis de alta temperatura.

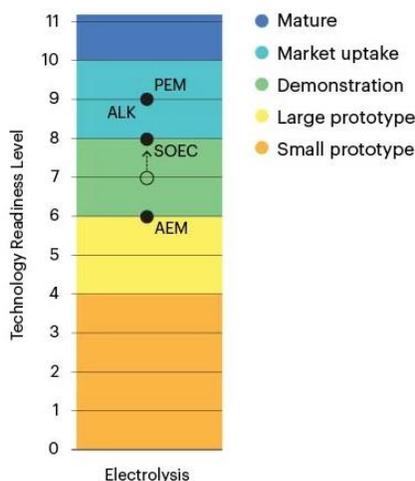
El último grupo (electrólisis de alta temperatura) incluye la electrólisis de óxido sólido (SOEC), la cual aún se encuentra en una etapa de I+D y los productos aún no están disponibles comercialmente. Una vez que alcance la madurez en el mercado, se espera una mayor eficiencia de conversión y la posibilidad de producir combustibles sintéticos directamente desde H_2 verde y de CO_2 capturado de otros procesos, para su uso en diversas aplicaciones (E4tech 2014, IEA 2015b).

De acuerdo con la Agencia internacional de energía, IEA, la capacidad de electrólisis para la producción dedicada de hidrógeno ha ido creciendo en los últimos años, pero el ritmo se desaceleró en 2022, cuando entraron en funcionamiento alrededor de 130 MW de nueva capacidad, un 45% menos que el año anterior.

Sin embargo, la capacidad de fabricación de electrolizadores aumentó más de un 25%, alcanzando casi 11 GW por año en 2022. La realización de todos los proyectos en trámite podría conducir a una capacidad instalada de electrolizadores de 170-365 GW para 2030.

En la siguiente figura se presenta el índice TRL de las tecnologías de electrolizadores.

Figura 6-12 Nivel de madurez tecnológica electrolizadores



Fuente: IEA

En la siguiente tabla se presenta la capacidad instalada de electrolizadores a nivel mundial y la meta esperada a 2030 en el escenario de cero emisiones a 2050.

Tabla 21 Capacidad instalada mundial de electrolizadores

Year	Alkaline (MW)	PEM (MW)	Other/unknown (MW)	Total (MW)
2019	164	80	13	257
2020	197	108	14	319
2021	354	147	58	559
2022	404	217	66	687
2023e	1152	921	811	2884
...				
2030 - NZE	-	-	-	560 000

Fuente: IEA

6.7 Costos de referencia

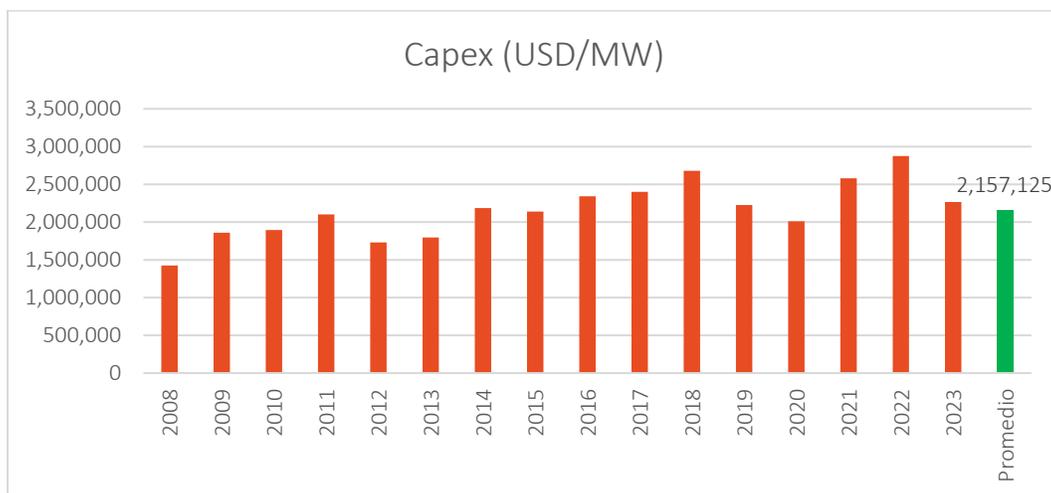
6.7.1.1 CAPEX

Costos de producción de energía con PCH

En la siguiente figura se presenta la información de Capex de referencia para plantas a filo de agua, tomada de la UPME, el valor promedio es de 2,15 millones de dólares por MW instalado.

El costo de AOM se encuentra entre 6 a 8 USD/MWh.

Figura 6-13 Capex de referencia PCH [USD/MW] – Fuente UPME



En la siguiente tabla se presenta el Capex promedio ponderado por capacidad de proyectos de pequeñas plantas hidroeléctricas tomado del documento Renewable Power Generation Costs in 2022 de IRENA.

Tabla 22 Capex de referencia de PCH [USD/MW] – Fuente IRENA

PCH			
Año	Percentil 5	Mediana	Percentil 95
2010	902	1.476	3.275
2011	954	1.626	3.349
2012	981	1.720	3.860
2013	1.078	1.931	3.503
2014	998	2.568	7.188
2015	1.203	2.351	5.022
2016	1.653	2.800	7.282
2017	2.187	5.580	11.700
2018	1.361	2.857	4.203
2019	1.309	2.347	4.292
2020	1.524	2.726	5.845
2021	1.543	2.284	6.269

De esta información se tiene un costo promedio de 2.522 USD/MW instalado, aproximadamente superior en un 15% al costo de referencia a nivel nacional.

Precio de venta de la energía eléctrica

En el caso de la energía eléctrica es importante señalar que esta puede ser inyectada a la red y comercializada en el mercado de energía mayorista o a través de contratos. Al respecto se señala que dadas las condiciones actuales de nivel de embalse y de aportes en los próximos meses, se podría tener en el corto plazo un precio de la energía eléctrica del orden de 500 \$/kWh, bajo este escenario, el costo del hidrógeno para compensar el costo de la energía eléctrica sería del orden de 6.8 USD/kWh⁷. En un escenario de precio en el mediano plazo de 300 \$/kWh este costo sería de 4 USD/kg H₂

Costos de purificación del agua

En función de realizar un paramétrico que establece la relación entre los costos totales y la producción en masa para la posterior comparación entre tecnologías de purificación de agua se toma como base de comparación, que se desea llegar a mantener la operación continua de un electrolizador para producir 3.360 kg/día, correspondiente a una potencia

⁷ Se utiliza una como referencia una eficiencia de 55 kWh/kg H₂ y una tasa de cambio de 4.050 COP/USD.

instalada entre 12 MW y 14 MW. En este sentido, se necesitaría un flujo continuo de agua de 1.260 L/h. Con esto, se construye la relación producción-costo en los escenarios anteriormente mencionados. Cabe mencionar, que estas relaciones se construyen con parámetros de agua base de calidad “Mala”, según criterio de las Corporaciones Autónomas Regionales, las cuales hacen monitoreo de los cauces y cuerpos de agua. Las llaves o encadenamientos de tecnologías mostrados a continuación aseguran llegar a las calidades de agua especificadas por la norma ASTM mencionadas anteriormente para aguas tipo I y II. En este caso centraremos el foco de atención en el recurso con mayor purificación.

- **ESCENARIO 1**

En este se muestra un sistema que se compone de Coagulación, Floculación, Separación, Lecho filtrante y Carbón Activado (CFSLCA). Luego pasa por un proceso de resinas de intercambio iónico y destilación

Tabla 23 – Escenario 1: llave a

	Costo de capital \$ USD	Ton H ₂ /día	Paramétrico (Costo de capital/ ton H ₂) \$/ton H ₂
CFSLCA	1.921,08	2,28	840,81
Resinas de intercambio iónico	5.000	2,016	2.480,16
Destilación	35.402,41	2,016	17.560,7
Electrolizador PEM			2.620.000
Electrolizador Alcalino			1.800.000

- **ESCENARIO 2:**

En este se muestra un sistema que se compone de coagulación, floculación, separación, lecho filtrante y carbón activado (CFSLCA). Luego, pasa por un proceso de Purificación en este caso el I de Microfiltración, resinas de intercambio iónico y ósmosis inversa.

Tabla 24 – Escenario 1: llave b

	Costo de capital \$ USD	Ton H ₂ /día	Paramétrico (Costo de capital/ ton H ₂) \$/ton H ₂
CFSLCA-MF	\$4.170,76	2,11	1.970,3

	Costo de capital \$ USD	Ton H ₂ /día	Paramétrico (Costo de capital/ ton H ₂) \$/ton H ₂
Resinas de intercambio iónico	5.000	2,016	2.480,16
Ósmosis Inversa	47.203,2	2,28	840,81
Electrolizador PEM			2.620.000
Electrolizador Alcalino			1.800.000

6.7.1.2 OPEX

De acuerdo con (giz, 2021), (ICCT, 2022) los costos de operación y mantenimiento de plantas de producción de hidrógeno con electrolizadores se encuentra en el rango de 4% al 2% del Capex, dependiendo de la escala de la planta.

Este valor no incluye el costo de la energía eléctrica, que en este estudio se encuentra asociado al Capex y OPEX de la PCH y el costo de reemplazo del stack (parte central del electrolizador).

De acuerdo con (Gomez, 2021), para el 2020, la vida del stack es en promedio de 83.000 horas para los electrolizadores alcalinos y 43.500 horas para la tecnología PEM y para el año 2025 debe estar del orden de 91.000 y 50.000 horas respectivamente.

En relación con el costo de reemplazo del stack, para el año 2022 era del orden de 35% para sistemas alcalinos de 1 MW y del 45% para sistemas de 5MW.

Otro costo de operación considerado en los proyectos de producción de H₂ mediante electrolizadores es el costo del agua y este depende de las condiciones de cada país.

7 Aspectos jurídicos

7.1 Análisis y revisión de la experiencia Regional e Internacional

Por los efectos del cambio climático, los países del mundo se propusieron objetivos a mediano y largo plazo en procura de la descarbonización de todos los usos de la energía mediante la firma de diferentes tratados internacionales, entre ellos el Acuerdo de París que funge como instrumento base para la promulgación de diferentes “Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC)” a través de las cuales, se han incluido objetivos de estabilización de emisiones por medio de diferentes métodos como la implementación de las energías renovables, la producción de hidrógeno y la bioenergía.

En esa dirección, y para efectos de la presente consultoría, alrededor de 28 países del mundo como Australia, Canadá, Chile, La República Checa, La Unión Europea (UE), Finlandia, Francia, Alemania, Hungría, India, Italia, Japón, Marruecos, Países Bajos, Nueva Zelanda, Noruega, Paraguay, Polonia, Portugal, República de Corea, Rusia, Eslovaquia, España, Ucrania, Emiratos Árabes Unidos (EAU), el Reino Unido, Estados Unidos (EE. UU.) y por supuesto Colombia, expidieron sus estrategias nacionales donde incluyeron la producción de hidrógeno como vector energético y la utilización de biomasa, como elementos esenciales de impulso para el cumplimiento de diversos objetivos estratégicos, entre ellos, la descarbonización de su matriz energética.

Ahora bien, es preciso mencionar que la mayoría de las estrategias nacionales que incluyen la producción de hidrógeno de bajas o cero emisiones, buscan establecer la agenda y los parámetros para regular su introducción en las matrices energéticas; sin embargo, existe dificultad en el acceso a información pormenorizada sobre la forma en que se están implementado las estrategias planteadas, teniendo en cuenta que aun la regulación en general es incipiente puesto que a la fecha, se ha venido avanzando en mayor proporción en investigaciones científicas y tecnológicas que permitan establecer la mejor forma de hacer del hidrógeno una fuente que limite el calentamiento global y garantice que las emisiones de gases de efecto invernadero se reduzcan significativamente.

Pese a lo anterior, se encuentra que dentro de los componentes considerados dentro de las rutas establecidas en la mayoría de los países que lideran la producción de hidrógeno verde y que trabajan en su política energética, existen algunos ejes principales sobre los cuales se pretende su desarrollo tales como:

- Identificación de la variedad y cantidad de recursos naturales disponibles en cada país y que puedan ser considerados como fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER).

- La determinación de la demanda que requiere principalmente su descarbonización, como el transporte terrestre, industria química, consumo de calefacción, generación de electricidad.
- Establecimiento de criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero GEI.
- Planteamiento del sistema de certificaciones de origen.
- Creación y promulgación del marco institucional para el desarrollo del mercado del hidrógeno, particularmente el verde.
- La participación de las comunidades en la implementación de las estrategias de descarbonización que incluye la producción de hidrógeno verde.

En términos generales, la regulación que adopte cada país será de suma importancia en la definición de reglas claras que creen certeza no solo para los actores de la industria, sino para todos los participantes de la cadena de valor que se disponga en relación con el hidrógeno, alcanzado propósitos ineludibles como la seguridad de las personas, el crecimiento económico y el cuidado del medio ambiente.

Una vez abordadas varias de las hojas de Ruta o Estrategias Nacionales para la Transición Energética en diferentes regiones del mundo, encontramos como se advirtió en líneas anteriores que estas varían considerablemente de un país a otro dada la disponibilidad de recursos energéticos, la infraestructura existente, las políticas gubernamentales y las metas ambientales que cada uno se haya propuesto, por ejemplo, mientras Alemania (federal, 2020) considera en su política de descarbonización metas de reducción de emisión de CO₂ a partir del aumento de las energías renovables como la solar y eólica, la eliminación gradual del carbón en su matriz y el cierre total de sus plantas nucleares; Estados Unidos (Unidos) sigue manteniendo dentro de su propuesta energética la utilización de gas natural, carbón, energía, aun cuando pretende darle impulso significativo a las energías renovables como la fotovoltaica y la eólica. Luego, vemos el caso de China (project, 2021), quien mediante sus grandes inversiones en tecnología actualmente lidera el crecimiento de energías renovables por su capacidad instalada de energía solar y eólica, sin embargo, aún no puede apartarse en gran proporción del uso del carbón en su matriz, debido a su alto número de población y su acelerada demanda energética.

En cuanto a la transición hacia una economía basada en el hidrógeno, encontramos que este es un objetivo común en muchas estrategias nacionales, sin embargo, la forma en que los países abordan la producción y el uso de este vector energético se entiende de manera diferente y de distintas formas. A continuación, se presenta una comparación de las estrategias de transición energética de tres países importantes en relación con el hidrógeno: Alemania, Japón (Estrategia de hidrogeno, 2015) y Australia (Departamento del cambio climatio, s.f.).

Alemania: Plantea una ambiciosa estrategia para desarrollar capacidades de producción de hidrógeno verde a gran escala mediante electrólisis alimentada por energías renovables, se destinan fondos significativos para la investigación y desarrollo de tecnologías del vector y la construcción de infraestructuras relacionadas, se enfoca en utilizar el hidrógeno en sectores industriales pesados como la industria química y la producción de acero, así como en el transporte, y es considerada la exportación de este energético como una oportunidad de mercado importante.

Japón: Se hace particular énfasis en el uso de hidrógeno en la movilidad, sobre todo de vehículos de pila de combustible, poniendo especial atención en la infraestructura de carga de hidrógeno. Japón ha invertido en investigación y desarrollo de tecnologías para su desarrollo y ha establecido un plan para reducir los costos del vector, no obstante, también considera la importación de hidrógeno líquido. Plantean dentro de su estrategia buscar colaboraciones internacionales para promover la economía del hidrógeno y la producción de este a partir de fuentes limpias.

Australia: En su estrategia se da una visión significativa al hidrógeno verde a partir de su gran potencial de energía renovables como la fotovoltaica y eólica, dadas las oportunidades que pueden existir para la exportación de energía a nivel global, especialmente a países como Japón y Corea del Sur. Se plantean propósitos de investigación e inversión en infraestructura de producción y almacenamiento del vector y se proponen posibles usos dentro del mercado doméstico.

Visto el anterior panorama, existen países que despliegan sus esfuerzos en la producción de hidrógeno a partir de la utilización del recurso hídrico y la biomasa, y en tal sentido, dentro de sus estrategias nacionales de transición energética incluyen estas fuentes como aspectos a desarrollar. Algunos de estos países son:

Noruega (Bajos, s.f.) , conocido por su capacidad de producción de hidrógeno a partir de la electrólisis del agua utilizando energía hidroeléctrica; Brasil (Portuguese hydrogen strategy, s.f.), h8 que a partir de su gran potencial de biomasa derivada de su industria agrícola y forestal, investiga la producción de hidrógeno a partir de esta fuente, utilizando especialmente la fermentación biológica y la conversión de residuos orgánicos, esperando que el hidrógeno resultante del proceso, juegue un papel importante en el transporte público y de carga; y finalmente, Canadá (Hydrogen strategy for Canada, 2020), que explora tanto el uso de la energía hidroeléctrica como de biomasa para la producción de hidrógeno invirtiendo en investigación y desarrollo de tecnología para tal fin, puesto que ve en dicho vector energético una alternativa vital para la reducción de emisiones en el sector industrial.

A continuación, se presenta una lista de algunos proyectos de generación de hidrógeno con biomasa:

- Bio-FlexGen (Bioflezen, s.f.) (Europa) es un proyecto de investigación que está desarrollando una planta de coproducción de calor y electricidad que utiliza biomasa e hidrógeno renovable. La planta se construirá en España y tendrá una capacidad de producción de hidrógeno de 100 toneladas por año.
- Hyvolution (España) (Europa) es un proyecto de investigación que está desarrollando una planta piloto para la producción de hidrógeno a partir de biomasa por la acción de bacterias. La planta se construirá en los Países Bajos y utilizará como materia prima residuos de cultivos y/o de la industria alimentaria.
- H₂-Hub Rotterdam (Biomass) (Países Bajos) es un proyecto que está construyendo un centro de producción y distribución de hidrógeno renovable en Rotterdam. El centro como atractivo para la distribución de biomasa, podría pensarse como una locación de materia prima para producir hidrógeno mediante gasificación.

Además de los proyectos mencionados anteriormente, existen otros proyectos de generación de hidrógeno con biomasa en desarrollo en América Latina. Por ejemplo, en Argentina, la empresa ENERFE está desarrollando un proyecto de hidrógeno verde en la provincia de Río Negro, que utilizará biomasa o biocombustibles como fuente de producción (Gobierno de Río Negro, s.f.).

La producción de hidrógeno con biomasa como una fuente de energía limpia y renovable, es una alternativa prometedora para la descarbonización de la economía, los proyectos en desarrollo demuestran el compromiso de los países con el desarrollo de tecnologías, procedimientos y regulaciones.

De otro lado, a continuación, se presenta una lista de algunos proyectos de generación de hidrógeno a partir de fuentes hidroeléctricas:

- Proyectos de hidrógeno verde en el complejo hidroeléctrico Paute Integra en Ecuador, donde se pretende obtener la energía eléctrica necesaria para la electrólisis será suministrada por las plantas hidroeléctricas Mazar, Molino y Sopladora. El hidrógeno producido se destinará a la exportación y al mercado interno (Alarcon, 2023).
- Proyectos de investigación desarrollados por la empresa ecuatoriana Celec EP, que tienen por objetivo la producción de hidrógeno a través de la electrólisis a partir del recurso hídrico de las plantas hidroeléctricas existentes (Cooperación Eléctrica del Ecuador, 2022).
- Proyecto de hidrógeno verde Colombia. con el propósito de desarrollar capacidades técnicas en la producción, manejo y uso del hidrógeno como vector energético, EPM y su filial Aguas Nacionales, desarrollan un proyecto a pequeña escala para producir

hidrógeno verde con electrólisis y su aprovechamiento en la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales Aguas Claras, al norte del Valle de Aburrá (Empresas Públicas de Medellín estrena su Hub de Hidrógeno, 2023).

- Proyecto de hidrógeno verde en la represa de Itaipú, Brasil. La planta, financiada en gran parte por el sector energético, está ampliando su enfoque en el estudio de aplicaciones para el hidrógeno y está estudiando áreas de difícil acceso, como el transporte de camiones y autobuses, la minería y algunas partes del sector químico, como la producción de fertilizantes y metanol (El parque tecnológico de Itaipú en Brasil apuesta por la innovación en hidrógeno verde, 2023).

Además de los proyectos mencionados anteriormente, existen otros proyectos de generación de hidrógeno con fuentes hidroeléctricas en desarrollo en América Latina. Por ejemplo, en Chile, se incluyen dentro de los intereses de investigación de Enel Green Power las fuentes hidroeléctricas existentes en este país (Enel Green Power, 2021). En Argentina, se pretenden implementar proyectos de producción de hidrógeno verde en la provincia de Neuquén utilizando diversas fuentes de energía renovable incluyendo la energía de la represa de Alicurá (Patagonia Shale).

Desde la óptica regional, Colombia ha asumido el cambio climático dentro de los ejes centrales de atención, en virtud de ello, aprueba en el 2017 la Política Nacional de Cambio Climático y en el 2018 la Ley 1931 de 2018, Por la cual se establecen directrices para la gestión del cambio climático, disposiciones que contienen las líneas principales para la gestión de dicha problemática. Tanto la ley como la política buscan aprovechar sinergias y apalancar el marco regulatorio y los sistemas existentes, así como estructurar el Sistema Nacional de Cambio Climático (SISCLIMA) como armonizador de la institucionalidad y promotor de la internalización del cambio climático entre actores e instrumentos.

A partir de lo anterior, el afianzamiento de la gestión del cambio climático se refleja en la estrategia Climática de Largo Plazo de Colombia E2050 comunicada en la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC) y posteriormente en la COP26 en Glasgow 2021, instrumentos en el que se integran consideraciones reconocidas por el Acuerdo de París y fija una hoja de ruta para el desarrollo de acciones con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, con miras a alcanzar la carbono neutralidad en 2050.

En ella se reafirma el compromiso del Estado Colombiano de reducir la deforestación para 2030 y declarar el 30 % de su territorio como área protegida para 2022, involucrando en las tareas a todos los sectores tanto público y privado para la consecución de dichos objetivos y el cumplimiento de la “Estrategia Colombia Carbono Neutral”.

En vista de los compromisos adquiridos internacionalmente, Colombia expide la “Contribución Determinada a Nivel Nacional de la República de Colombia – NDC para el

periodo 2020-2030”, la cual contempla tres aspectos alrededor de los cuales deberá plantearse rutas estratégicas a saber: I) mitigación de Gases Efecto Invernadero (GEI), II) adaptación al cambio climático, y III) medios de implementación como componente instrumental de las políticas y acciones para el desarrollo bajo en carbono, adaptado y resiliente al clima, incluyendo la integración de diversos instrumentos como los Planes Integrales de Gestión de Cambio Climático sectoriales y territoriales.

Así mismo, el Estado Colombiano dentro de la visión energética a largo plazo desarrolla el Plan Energético Nacional 2050 (PEN), en el que plasma los planes a futuro sobre la matriz energética colombiana, indicando entre las principales metas de descarbonización la garantía de la demanda energética, así como la mitigación de Gases Efecto Invernadero - GEI para alcanzar la carbono neutralidad a 2050. Lo anterior, permite inferir que el gobierno y las entidades no sólo deberán propender por una matriz energética robustecida, sino más limpia y menos dependiente de las fuentes fósiles.

Una de las alternativas a corto y largo plazo que menciona el PEN, es el uso del hidrógeno catalogado como una alternativa viable que podría implementarse en toda la cadena energética desde la generación hasta el almacenamiento y distribución dada la facilidad de acceso a las fuentes requeridas para su proceso; no obstante, existen varios desafíos que deben ser valorados, no sólo desde el punto de vista técnico, tecnológico y financiero, pues también resulta un reto el determinar el alcance de la regulación actual y su aplicación en la cadena de valor.

Luego entonces, el hidrógeno juega un papel preponderante en la transición energética, y es por tal razón que el Ministerio de Minas y Energía- MME, emite la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia, así como diferentes disposiciones normativas como leyes, Decretos Reglamentarios y algunos documentos CONPES en los que concretamente se contempla el hidrógeno verde dentro de los energéticos más favorables a la meta mundial de descarbonización.

7.2 Identificación de Actores

En cuanto a los actores relevantes, se dispondrá de una recopilación de actores tanto públicos como privados que intervengan dentro de la cadena de valor que se planten en las posibilidades e implicaciones de implementar proyectos de producción de hidrógeno verde a partir de tecnologías de aprovechamiento de biomasa residual y pequeñas centrales hidroeléctricas en el territorio nacional.

Dicho esto, en la siguiente tabla se realiza el análisis normativo en materia de funciones, especificando las disposiciones legales facultativas que establece la competencia en materia de hidrógeno. Con esto se pretende tener un panorama claro de la regulación y el

papel de cada entidad o persona jurídica que se involucra directa o indirectamente en la producción de hidrógeno, para posteriormente relacionar aquellos actores involucrados en la implementación de proyectos de aprovechamiento de Biomasa y PCH:

Tabla 25 Marco institucional y legal en Desarrollo del Hidrógeno en Colombia

Entidad	Funciones	Disposición normativa que la faculta
<p>Ministerio de Minas y Energía</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Incentivar el desarrollo e investigación de energéticos que provengan de fuentes orgánicas (origen animal o vegetal) o renovables y fomentar el consumo de estos en la cadena de distribución de combustibles líquidos o incluso la promoción de otros usos alternativos de estos energéticos de última generación. 2. Fijar las condiciones para adelantar proyectos piloto, de carácter temporal; en los cuales establecerá los requisitos o exigencia de aspectos como: parámetros de calidad, régimen tarifario, condiciones de autorización para la acreditación como actor de la cadena de distribución de los combustibles y demás aspectos, de regulación económica que sean relevantes para el fomento del uso alternativo de estos productos. 3. Promover la reconversión de proyectos de minería e hidrocarburos que contribuyan a la transición energética. 4. Promover el desarrollo de soluciones híbridas que combinen fuentes locales de generación eléctrica, especialmente las que provengan de FNCE para la prestación del servicio de energía para las ZNI. Apoyos financieros. 5. Los proyectos relacionados en el presente artículo deberán estar inscritos en el registro de proyectos de hidrógeno designado para el efecto por el Ministerio de Minas y Energía al momento de la solicitud de expedición del acto administrativo de declaratoria de utilidad pública e interés social. Hasta tanto entre en operación el sistema de registro de hidrógeno, estar registrado no será un requisito para presentar la solicitud de expedición del acto administrativo de declaratoria de utilidad pública e interés social. 6. Establecer los requisitos, procedimientos y obligatoriedad del registro de los proyectos de hidrógeno, en el sistema de información que defina para ello. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Artículo 20 Ley 2099 del 10 de julio de 2021. 2. Artículo 24 de la Ley 2099 del 10 de julio de 2021 3. Artículo 33 de la Ley 2099 del 10 de julio de 2021. 4. Artículo 34 de la Ley 2099 del 10 de julio de 2021. 5. Numeral 7 del párrafo segundo del Artículo 4 Decreto 1537 de 2022 6. Artículo 30 de la Ley 2169 de 2021.

Entidad	Funciones	Disposición normativa que la faculta
	<p>7. Establecer mecanismos y condiciones para promover el hidrógeno de bajas emisiones.</p> <p>8. Podrán en conjunto con MINAMBIENTE adoptar un mecanismo público de certificación de origen del hidrógeno producido en el país, con el que se permita asegurar la unicidad y la trazabilidad de los insumos utilizados para la producción del hidrógeno y su intensidad de emisiones asociadas, así como cualquier otro atributo que se considere relevante monitorear.</p> <p>9. Establecer lineamientos, requisitos y metodologías para el uso de formaciones geológicas para el almacenamiento de hidrógeno.</p> <p>10. Por el momento dado que a la fecha no hay designación diferente, deberá definir la ubicación, diseño, construcción, modificación y/o mejoras, calibración, aforo, pruebas y demás requisitos que deberán cumplir los interesados en construir infraestructura de uso público o privado, con dedicación al suministro de hidrógeno para uso vehicular.</p> <p>11. Señalar requisitos técnicos y obligaciones para el suministro de hidrógeno en estaciones de servicio o puntos de suministro energético.</p> <p>12. A la fecha y al no existir delegación diferente, podrá implementar un sistema de información aplicable a los agentes y actores de la cadena de valor del hidrógeno, con el fin de organizar y obtener información sistematizada de las diferentes actividades a nivel nacional. Igualmente, podrá albergar el sistema de información del hidrógeno en alguno de los sistemas de información actualmente operantes del sector de minas y energía.</p>	<p>7. Parágrafo del Artículo 2.2.7.1.4 del Decreto 1476 de 2022</p> <p>8. Artículo 2.2.7.1.5 Decreto 1476 de 2022</p> <p>9. Artículo 2.2.7.1.6 del Decreto 1476 de 2022</p> <p>10. Artículo 2.2.7.10 del Decreto 1476 de 2022.</p> <p>11. Parágrafo del Artículo 2.2.7.10 del Decreto 1476 de 2022.</p> <p>12. Artículo 2.2.7.1.13. Decreto 1476 de 2022.</p>

Entidad	Funciones	Disposición normativa que la faculta
	<p>13. (I) definir los requisitos a cumplir para construir infraestructura con dedicación al suministro de hidrógeno para uso vehicular, además de la forma en que éste se debe suministrar definir los requisitos a cumplir para construir infraestructura con dedicación al suministro de hidrógeno para uso vehicular, además de la forma en que éste se debe suministrar. (II) implementar un sistema de información aplicable a agentes y actores en la cadena de valor del hidrógeno, para organizar y obtener información sistematizada de las diferentes actividades a nivel nacional, y (III) adoptar disposiciones adicionales para desarrollar los usos y aplicaciones del hidrógeno y sus derivados en los sectores de energía y gas.</p>	<p>13. Artículos 2.2.7.10; 2.2.7.13 y 2.2.7.14 del Decreto 1073 de 2015</p>
<p>CREG</p>	<p>1. Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia.</p> <p>2. Realizar ajustes regulatorios necesarios para el uso del hidrógeno destinado a la prestación de servicios públicos domiciliarios de energía y gas.</p> <p>3. Establecer condiciones para la inyección y transporte de hidrógeno en el Sistema Nacional de Transporte en las redes de distribución de gas y en los sistemas de transporte por poliductos.</p>	<p>1. Artículo 4 del Decreto 1260 de 2013 en concordancia con los artículos 74.1 de la Ley 142 de 1994.</p> <p>2 y 3. Artículo 2.2.7.1.7 del Decreto 1476 de 2022.</p>
<p>UPME</p>	<p>1. Evaluar y certificar la inversión de generación de energía eléctrica con fuentes no convencionales (FNCE) y a la gestión eficiente de la energía.</p> <p>2. Certificar las inversiones, los bienes, equipos y maquinaria destinados a la producción, almacenamiento, acondicionamiento, distribución, Re-electrificación, investigación y uso final del Hidrógeno Verde y Azul.</p>	<p>1. Artículo 8, 9, 10, 11 de la Ley 2099 del 10 de julio de 2021.</p> <p>2. Parágrafo segundo del artículo 21 de Ley 2099 del 10 de julio de 2021.</p>

Entidad	Funciones	Disposición normativa que la faculta
	<p>3. Certificar Las inversiones, los bienes, equipos y maquinaria destinados a la captura, utilización y almacenamiento de carbono que gozarán de los beneficios de descuento del impuesto sobre la renta al que se refiere el artículo 255 del Estatuto Tributario; exclusión de IVA de que trata el numeral 16 del artículo 424 del Estatuto Tributario depreciación acelerada establecido en el artículo 14 de la Ley 1715 de 2014.</p> <p>4. Evaluar y certificar las inversiones en generación y utilización de energía eléctrica con FNCE, en gestión eficiente de la energía, en movilidad eléctrica y en el uso de energéticos de cero y bajas emisiones en el sector transporte, para efectos de la obtención de los beneficios tributarios y arancelarios. Igualmente, deberá expedir la lista de bienes y servicios que tengan estas características.</p> <p>5. Evaluar y certificar la inversión aplicable a actividades de generación a partir de FNCE en aplicación al incentivo contable de depreciación acelerada de activos.</p> <p>6. Expedir la lista de bienes y servicios para las inversiones en generación y utilización de energía eléctrica con FNCE, en gestión eficiente de la energía, movilidad eléctrica y en el uso de energéticos de cero y bajas emisiones en el sector transporte.</p> <p>7. Expedición de la metodología para la certificación de inversiones en proyectos FNCE, hidrógeno verde y azul.</p>	<p>3. Parágrafo segundo del Artículo 22 de Ley 2099 del 10 de julio de 2021.</p> <p>4. Artículo 43 de la Ley 2099 del 10 de julio de 2021</p> <p>5. Artículo 14 Decreto 895 del 31 de mayo de 2022.</p> <p>6. Parágrafo del artículo 43 de la Ley 2099 de 2021.</p> <p>7. Artículo 1.2.1.18.78 del Decreto 895 de 2021.</p> <p>8. Artículos 5-9 Resolución UPME 319 de 2022.</p>
Ministerio de Ambiente	<p>1. Reglamentar y Administrar el Registro Nacional de Reducción de las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), del cual hará parte el Registro Nacional de Programas y Proyectos de acciones para la Reducción de las Emisiones debidas a la Deforestación y la Degradación Forestal de Colombia (-REDD+).</p> <p>2. Determinar las normas ambientales mínimas y las regulaciones de carácter general aplicables a todas las actividades que puedan producir de manera directa o indirecta daños ambientales, así como dictar regulaciones de carácter general para controlar y</p>	<p>1. Artículo 175 de la Ley 1753 de 2015</p> <p>2. Numerales 2, 10, 11, 14 y 25 del Artículo 5 de la Ley 99 de 1993.</p>

Entidad	Funciones	Disposición normativa que la faculta
	<p>reducir la contaminación atmosférica en el territorio nacional y establecer los límites máximos permisibles.</p> <p>3. Implementar los mecanismos de participación acorde a lo establecido en la Ley 99 de 1993.</p> <p>4. Registros del sistema de control de emisiones.</p> <p>5. Verificación del cumplimiento de normas de emisión en procesos industriales.</p> <p>6. Equipos de medición y monitoreo de seguimiento de la contaminación del aire.</p> <p>7. Términos para la adopción de tecnologías limpias.</p> <p>8. Evaluación de emisiones de vehículos automotores y constatar la disminución de emisiones que conlleva el uso de hidrógeno azul.</p> <p>9. Definir el umbral máximo de emisiones de gases efecto invernadero (GEI) para que el hidrógeno sea considerado de bajas emisiones.</p> <p>10. Establecer mecanismos y condiciones para promover el hidrógeno de bajas emisiones.</p> <p>11. Podrán en conjunto con MINMINAS adoptar un mecanismo público de certificación de origen del hidrógeno producido en el país, con el que se permita asegurar la unicidad y la trazabilidad de los insumos utilizados para la producción del hidrógeno y su intensidad de emisiones asociadas, así como cualquier otro atributo que se considere relevante monitorear.</p> <p>12. Establecer lineamientos, requisitos y metodologías para el uso de formaciones geológicas para el almacenamiento de hidrógeno.</p>	<p>3. Artículo 135 Decreto 948 de 1995.</p> <p>4. Artículo 114 Decreto 948 de 1995</p> <p>5. Artículo 110 Decreto 948 de 1995</p> <p>6. Artículo 109 Decreto 948 de 1995</p> <p>7. Artículo 102 Decreto 948 de 1995</p> <p>8. Artículo 92 Decreto 948 de 1995</p> <p>9. Artículo 2.2.7.1.4 del Decreto 1476 de 2022</p> <p>10. Parágrafo del Artículo 2.2.7.1.4 del Decreto 1476 de 2022</p> <p>11. Artículo 2.2.7.1.5 Decreto 1476 de 2022</p> <p>12. Artículo 2.2.7.1.6 de Decreto 1476 de 2022</p>

Entidad	Funciones	Disposición normativa que la faculta
	13. Revisar y actualizar, de ser necesario, junto con MINTRANSPORTE, los requisitos técnicos y de seguridad para el transporte de hidrógeno por carretera, con el fin de prevenir y mitigar los riesgos asociados a su transporte, así como garantizar y proteger la vida y el medio ambiente.	13. Artículo 2.2.7.1.9 del Decreto 1476 de 2022
Ministerio de Transporte	<p>1. Reglamentar las condiciones de carácter técnico u operativo para la prestación del servicio, con base en estudios de demanda potencial y capacidad transportadora.</p> <p>2. Establecer mecanismos y condiciones para promover el hidrógeno de bajas emisiones.</p> <p>3. En coordinación con MINAMBIENTE deberá expedir y actualizar los requisitos, procedimientos, condiciones e incentivos para el uso de hidrógeno en sector transporte.</p> <p>4. Revisar y actualizar, de ser necesario, junto con MINAMBIENTE, los requisitos técnicos y de seguridad para el transporte de hidrógeno por carretera, con el fin de prevenir y mitigar los riesgos asociados a su transporte, así como garantizar y proteger la vida y el medio ambiente.</p>	<p>1. Numeral 6 del artículo 3 de la Ley 105 de 1993</p> <p>2. Parágrafo del Artículo 2.2.7.1.4 del Decreto 1476 de 2022</p> <p>3. Artículo 2.2.7.1.8 del Decreto 1476 de 2022</p> <p>4. Artículo 2.2.7.1.9 del Decreto 1476 de 2022.</p>
Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación	<p>1. Establecer mecanismos y condiciones para promover el hidrógeno de bajas emisiones.</p> <p>2. Establecer en coordinación con MINMINAS, programas de Ciencia, Tecnología e Innovación (CTel) para promover la formación de capacidades científicas, técnicas y tecnológicas para la investigación, desarrollo tecnológico, e innovación, conexas con las tecnologías vinculadas a la cadena de valor de la industria del hidrógeno.</p>	<p>1. Parágrafo del Artículo 2.2.7.1.4 del Decreto 1476 de 2022</p> <p>2. Artículo 2.2.7.1.11 del Decreto 1476 de 2022</p>
Ministerio de Comercio, Industria y Turismo	1. En coordinación con el Ministerio de Minas y Energía, deberá implementar acciones orientadas a impulsar la sustitución de combustibles bajos en emisiones y cambios tecnológicos que mejoren los usos finales de la energía. Igualmente, deberá adoptar acciones que promueven la transición hacia tecnologías, equipos y prácticas más	1. Numeral 1 del artículo 11 de la Ley 2169 de 2021

Entidad	Funciones	Disposición normativa que la faculta
	<p>eficientes, así como aquellas que permitan la transición hacia una economía baja en carbono.</p> <p>2. Podrá establecer condiciones para garantizar la importación de autopartes y repuestos para vehículos propulsados con hidrógeno.</p>	<p>2. Parágrafo del artículo 2.2.7.1.8 del Decreto 1476 de 2022</p>
Superintendencia de Servicios Públicos D.	<p>1. Inspeccionar, vigilar y controlar las actividades relacionadas a la prestación de servicios públicos domiciliarios y que, para el presente caso, aquellas ESP que utilicen como energético el hidrógeno azul.</p>	<p>1. Artículo 3 Ley 142 de 1994.</p>
IDEAM	<p>1. Administrar el Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases Efecto Invernadero- RENARE</p>	<p>1. Artículo 11 Resolución 1447 del 01 de agosto de 2018- MADS</p>
Agencia Nacional de Hidrocarburos- ANH-	<p>1. Diseñar mecanismos y acordar condiciones en contratos vigentes y futuros que incluyan e incentiven la generación de energía a través de Fuentes no Convencionales de Energía -FNCE, el uso de energéticos alternativos, y la captura, almacenamiento y utilización de carbono.</p>	<p>1. Artículo 24 de Ley 2099 del 10 de julio de 2021.</p>
Agencia Nacional de Minería- ANM-	<p>1. Diseñar mecanismos y acordar condiciones en contratos vigentes y futuros que incluyan e incentiven la generación de energía a través de Fuentes no Convencionales de Energía -FNCE, el uso de energéticos alternativos, y la captura, almacenamiento y utilización de carbono.</p>	<p>1. Artículo 24 de Ley 2099 del 10 de julio de 2021.</p>
Autoridad Nacional de Licencias Ambientales- ANLA	<p>1. Evaluar las solicitudes de Licencias Ambientales para los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes con capacidad instalada superior o igual cien (100) MW.</p> <p>2. Evaluar el Diagnóstico Ambiental de Alternativas de los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes que provienen de biomasa para generación de energía con capacidad instalada superior a diez (10) MW, excluyendo los que provienen de fuentes energía solar, eólica, geotermia y mareomotriz.</p>	<p>1. Literal b, numeral 4 del Artículo 2.2.2.3.2.2 Decreto 1076 de 2015.</p> <p>2. Literal 7 del Artículo 2.2.2.3.4.2 del Decreto 1076 de 2015</p>

Entidad	Funciones	Disposición normativa que la faculta
<p align="center">Corporaciones Autónoma Regionales</p>	<p>1. Evaluar las solicitudes de Licencias Ambientales para los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía virtualmente contaminantes con capacidad instalada de igual o mayor a diez (10) MW y menor de cien (100) MW.</p> <p>2. Evaluar el Diagnóstico Ambiental de Alternativas de los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes que provienen de biomasa para generación de energía con capacidad instalada superior a diez (10) MW, excluyendo los que provienen de fuentes energía solar, eólica, geotermia y mareomotriz.</p>	<p>1. Literal b, numeral 4 del Artículo 2.2.2.3.2.3 del Decreto 1076 de 2015.</p> <p>2. Literal 7 del Artículo 2.2.2.3.4.2 del Decreto 1076 de 2015</p>
<p align="center">Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía- FENOGÉ</p>	<p>Con los recursos dirigidos al FENOGÉ se financiará proyectos de autogeneración a pequeña escala, uso eficiente de la energía y cualquier actividad sustentable para suplir las necesidades energéticas para uso residencial de estratos 1,2 y 3.</p>	<p>Artículo 10 Ley 1715 de 2014.</p>
<p align="center">Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas -FAZNI</p>	<p>1. De acuerdo con la Ley y las políticas de energización que para las zonas no interconectadas determine el Ministerio de Minas y Energía conforme con los lineamientos de política establecidos por el Consejo Nacional de Política Económica y Social-Documenro Conpes 3108 de 2001, para financiar planes, programas y proyectos priorizados de inversión para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición o la rehabilitación de la existente, con el propósito de ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las zonas no interconectadas</p>	<p>1. Artículo 3 Decreto 2884 de 2001.</p>

Fuente. Creación propia CQM Consultoría

De acuerdo con la naturaleza de los potenciales agentes público- privados podrían intervenir en el desarrollo de proyectos para producción de hidrógeno verde a partir de tecnologías de PCH y Biomasa, a continuación, se listan los potenciales agentes privados:

Tabla 26 Agentes Potenciales en la cadena de PCH y Biomasa

Pequeñas centrales hidroeléctricas – PCH	
<ul style="list-style-type: none"> • AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P. • AURES BAJO S.A.S. E.S.P. • CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. • CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P. • COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P. • EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P. • ENEL COLOMBIA SA ESP • ESPACIO PRODUCTIVO S.A.S. E.S.P. 	<ul style="list-style-type: none"> • GENERADORA ALEJANDRIA S.A.S. E.S.P. • HIDROENERGÍA DE LA MONTAÑA S.A.S E.S.P • ISAGEN S.A. E.S.P. • PCH SAN BARTOLOME S.A.S. E.S.P. • PROELECTRICA S.A.S E.S.P. • RISARALDA ENERGIA S.A.S. E.S.P. • VATIA S.A. E.S.P.
Biomasa	
<ul style="list-style-type: none"> • NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S. E.S.P. INCAUCA 1 • EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P. INGENIO • RISARALDA 1 • RIOPAILA ENERGÍA S.A.S. E.S.P. - CENTRAL • CASTILLA 1 RIOPAILA ENERGÍA S.A.S. E.S.P. • INGENIO RIOPAILA 1" • UAESP 	

Fuente. Creación propia CQM Consultoría

7.3 Revisión y Descripción de la política y regulación relevante en Colombia.

Para la evaluación jurídica del proceso de producción de hidrógeno a partir de fuentes como la Biomasa y las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (en adelante PCH) y posterior incorporación al mercado, se hace necesario definir el marco institucional y legal actual de las entidades que en desarrollo de sus funciones, tengan competencias para reglamentar, aprobar, regular, supervisar y controlar no solo el proceso productivo del hidrógeno, sino también aquellas actividades y actuaciones que se deban adelantar en relación con la implementación de proyectos de Biomasa y PCH.

Si bien es cierto, con la expedición del Decreto 1476 del 03 de agosto de 2022 se han señalado las principales entidades que estarán a cargo de la regulación, control, reglamentación y demás actuaciones para las actividades asociadas al hidrógeno, es

pertinente señalar la necesaria convergencia intersectorial, así como el trabajo mancomunado que debe existir entre entidades para conseguir armonización en el desarrollo de las competencias legales establecidas para cada actor dentro de la cadena de valor.

Así las cosas, previo a señalar el marco normativo aplicable a las actividades relacionadas para el uso de la Biomasa y las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas- PCH, cabe mencionar que frente a las políticas de fomento de dichas fuentes de generación de hidrógeno, el Consejo Nacional de Política Económica y Social emitió el documento CONPES 4075 de 2022 catalogada como “Política de transición energética” la cual señaló que la Biomasa y los Pequeños aprovechamientos Hidroeléctricos son recursos que no debemos desaprovechar y que, al estar estos inmersos en todas las actividades agrícolas, es posible considerar la generación de energía utilizando potenciales como el hidrógeno que, por un lado, permitan la disminución de las emisiones de CO2 producto de las actividades agrícolas y por otro, fomenta el uso de un energético ambiental y sostenible.

Sumado a ello, el gobierno colombiano en el año 2023, a través de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) asignó 169 MW de 7 proyectos hidroeléctricos y un nuevo proyecto de biomasa, siendo esto un antecedente positivo para la integración de estos nuevos energéticos sostenibles. (UPME 2023)

Vale la pena destacar que, actualmente la Biomasa y las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas se encuentran dentro de la lista emitida por la UPME precisamente en la Resolución 610 de 2023 de los productos y servicios beneficiarios de incentivos tributarios, para lo cual, ante la entidad precitada se hace la correspondiente solicitud y ello puede dar un parte de interés a los inversionistas de este tipo de proyectos.

No es menos importante recordar que, la actividad de generación de energía eléctrica se encuentra contemplada en las disposiciones legales de la Ley 143 de 1994 y la regulación emitida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG desarrollada hasta la fecha, indicando los derechos, obligaciones y aspectos regulatorios a tener en cuenta por los usuarios y/o agentes que pretendan desarrollar esta y prestar el servicio público de energía eléctrica, en este caso a partir de hidrógeno utilizando fuentes sostenibles y aprovechables como es el caso de la Biomasa y los pequeños aprovechamientos hídricos.

Finalmente, es notoriamente visible que la normatividad, legislación, regulación y políticas públicas han venido avanzado en procura de cumplir con objetivos de mitigación de cambio climático y descarbonización, tanto desde el nivel nacional como territorial, muestra de ello es la oportunidad que tienen las alcaldías y gobernaciones para destinar parte de sus recursos a proyectos de generación de energía mediante fuentes sostenibles, tal como lo anota la Ley 2036 del 27 de julio de 2020 por medio del cual se promueve la participación

de las entidades territoriales en los proyectos de generación de energías alternativas renovables; sin embargo, nos encontramos en una etapa inicial de avance en la materia, dejando muchos vacíos sobre los cuales trabajar.

Dicho esto, a continuación, se realiza la recopilación y descripción normativa, especificando las disposiciones legales vigentes en Colombia con las cuales se obtendrá un panorama de la regulación que dirige el camino del hidrógeno:

Tabla 27 Inventario Normativo y regulatorio Hidrógeno

Inventario normativo y regulatorio nacional en materia de hidrógeno en Colombia					
Norma	Fecha de expedición	Síntesis	Organismos y/o instituciones gubernamentales que la expiden	Actores	Clasificación por Tema
Ley 29	28 de diciembre de 1992	Por medio de la cual se aprueba el "Protocolo de Montreal relativo a las sustancias agotadoras de la capa de ozono", suscrito en Montreal el 16 de septiembre de 1987, con sus enmiendas adoptadas en Londres el 29 de junio de 1990 y en Nairobi el 21 de junio de 1991".	Congreso de la República	Estados parte y su Gobierno Nacional.	Norma de carácter Ambiental sobre Cambio Climático
Ley 142	11 de julio de 1994	Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.	Congreso de la República	Usuarios, agentes, y proyectos asociados a la prestación de servicios públicos	Norma de carácter Regulatorio
Ley 143	12 de julio de 1994	Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética	Congreso de la República	Agentes de la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional	Norma de carácter Regulatorio

Inventario normativo y regulatorio nacional en materia de hidrógeno en Colombia					
Norma	Fecha de expedición	Síntesis	Organismos y/o instituciones gubernamentales que la expiden	Actores	Clasificación por Tema
Ley 164	27 de octubre de 1994	Por medio de la cual se aprueba la "Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático", hecha en Nueva York el 9 de mayo de 1992. Dirigida a la estabilización de las concentraciones de gases efecto invernadero (GEI) en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático"	Congreso de la República	Estados parte y su Gobierno Nacional.	Norma de carácter Ambiental sobre Cambio Climático
Decreto 948	05 de junio de 1995	Reglamento de Protección y Control de la Calidad del Aire, mediante el cual se establecen las normas y principios generales para la protección atmosférica, los mecanismos de prevención, control y atención de episodios por contaminación del aire, generada por fuentes contaminantes fijas y móviles.	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	Autoridades ambientales y en general todo servicio o actividad que pueda generar directa o indirectamente afectación ambiental.	Norma de carácter Ambiental
Ley 1715	13 de mayo de 2014	Promueve el desarrollo y la utilización de las FNCE y FNCER, tanto en el SIN como en las ZNI	Congreso de la República.	Inversionistas, proyectos y agentes del mercado eléctrico	Transición Energética-Hidrógeno

Inventario normativo y regulatorio nacional en materia de hidrógeno en Colombia					
Norma	Fecha de expedición	Síntesis	Organismos y/o instituciones gubernamentales que la expiden	Actores	Clasificación por Tema
Decreto 1073	26 de mayo de 2015	Decreto Único reglamentario del sector Administrativo de Minas y Energía	Ministerio de Minas y Energía	Usuarios del sector Minero- Energético	Norma de Carácter Reglamentario para el Sector Minero- Energético
Decreto 1076	26 de mayo de 2015	Decreto único reglamentario del sector Ambiente y Desarrollo Sostenible.	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	Autoridades ambientales y en general todo servicio o actividad que pueda generar directa o indirectamente afectación ambiental.	Norma de Carácter Reglamentario para el Sector Ambiente
Ley 1819	29 de diciembre de 2016	Se establece impuesto al carbono para desincentivar el uso de combustibles fósiles, que generan emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) durante su combustión.	Congreso de la República	Quien adquiera combustibles fósiles, el productor cuando realice retiros para consumo propio, importador cuando realice retiros para consumo propio. Para derivados del petróleo, los productores e importadores independiente de su calidad cuando realicen el hecho generador.	Norma de carácter Ambiental sobre Cambio Climático

Inventario normativo y regulatorio nacional en materia de hidrógeno en Colombia					
Norma	Fecha de expedición	Síntesis	Organismos y/o instituciones gubernamentales que la expiden	Actores	Clasificación por Tema
Ley 1844	14 de julio de 2017	Por medio de la cual se aprueba el “Acuerdo de París”, adoptado el 12 de diciembre de 2015, en París, Francia.	Congreso de la República	Usuarios del sector Minero- Energético	Norma de carácter Ambiental sobre Cambio Climático
Resolución 2254	01 de noviembre de 2017	Por la cual se adopta la norma de calidad de aire o nivel de inmisión y se establecen niveles máximos permisibles de contaminantes criterio.	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	Autoridades ambientales y en general todo servicio o actividad que pueda generar directa o indirectamente afectación ambiental.	Norma de carácter Ambiental
Ley 1931	27 de julio de 2018	Se establecen directrices para la gestión del cambio climático	Congreso de la República	Personas públicas y privadas, la Nación, Departamentos, Municipios, Distritos, Áreas Metropolitanas y Autoridades Ambientales	Norma de carácter Ambiental sobre Cambio Climático
Decreto 2462	28 de diciembre de 2018	Por el cual se modifica el Decreto 1076 de 2015, Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible, en relación con la exigencia del Diagnóstico Ambiental de Alternativas para los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	Autoridades ambientales y en genera persona natural o jurídica que pueda generar directa o indirectamente afectación ambiental con ocasión del avance de proyectos de	Norma de carácter Ambiental

Inventario normativo y regulatorio nacional en materia de hidrógeno en Colombia					
Norma	Fecha de expedición	Síntesis	Organismos y/o instituciones gubernamentales que la expiden	Actores	Clasificación por Tema
		alternativa virtualmente contaminantes y se dictan otras disposiciones.		exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes.	
Ley 1955	25 de mayo de 2019	Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2018-2022.	Congreso de la República	Agentes del mercado eléctrico	Política Pública
Ley 1964	11 de julio de 2019	Por medio de la cual se promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia.	Congreso de la República	Gobierno Nacional en cabeza de sus Ministerios, Superintendencia Financiera de Colombia, Entidades Territoriales, entidades públicas y establecimientos comerciales, Contraloría General de la República	Transición Energética-Hidrógeno
Ley 629	27 de diciembre de 2000	Por medio de la cual se aprueba el "Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático", hecho en Kyoto el 11 de diciembre de 1997. Dirigido al fomento de la eficiencia energética; investigación, promoción, desarrollo y aumento del uso de nuevas y renovables formas de	Congreso de la República	Estados parte y su Gobierno Nacional.	Norma de carácter Ambiental sobre Cambio Climático

Inventario normativo y regulatorio nacional en materia de hidrógeno en Colombia					
Norma	Fecha de expedición	Síntesis	Organismos y/o instituciones gubernamentales que la expiden	Actores	Clasificación por Tema
		energía e impulso de tecnologías de secuestro de CO2.			
Ley 697	03 de octubre de 2001	Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones.	Congreso de la República	Usuarios, agentes, y proyectos asociados a la prestación de servicios públicos	Transición Energética-Hidrógeno
Ley 1665	16 de julio de 2012	Se aprueba el Estatuto de la Agencia Internacional Sostenible de Energías Renovables (IRENA), el cual se promulgó posteriormente mediante el Decreto 332 del 24 de febrero del 2016.	Congreso de la República	Estados parte y su Gobierno Nacional.	Transición Energética-Hidrógeno
Ley 2099	10 de julio de 2021	Transición energética, dinamización del mercado, inclusión del hidrógeno entre otros.	Congreso de la República	Proyectos y agentes del mercado eléctrico.	Transición Energética-Hidrógeno
Ley 2169	22 de diciembre de 2021	Por medio de la cual se impulsa el desarrollo bajo en carbono del país mediante el establecimiento de metas y medidas mínimas en materia de carbono neutralidad y resiliencia climática y se dictan otras disposiciones.	Congreso de la República	Entidades, organismos y entes corporativos públicos del orden nacional, así como las entidades territoriales	Transición Energética-Hidrógeno

Inventario normativo y regulatorio nacional en materia de hidrógeno en Colombia					
Norma	Fecha de expedición	Síntesis	Organismos y/o instituciones gubernamentales que la expiden	Actores	Clasificación por Tema
CONPES 4075 de 2022 – Política de Transición Energética	29 de marzo de 2022	Este CONPES estipula grandes metas para Colombia dentro de ellas la reducción del 51% de emisiones de gases de efecto invernadero a 2030 y a alcanzar el carbono neutralidad en 2050. De igual forma dicho busca que en el país se multipliquen por 100 veces la capacidad instalada de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) respecto al 2018.	Departamento Nacional de Planeación- DNP	Usuarios en general dentro del territorio Nacional, agentes del mercado, entidades públicas y actores privados.	Política Pública
Decreto 895	31 de mayo de 2022	Lineamientos relacionados con los incentivos tributarios a la generación de energía eléctrica con Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE).	Ministerio de Hacienda y Crédito Público	Agentes y proyectos asociados a la generación de energía eléctrica con Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE).	Transición Energética- Hidrógeno
Decreto 1476	03 de agosto de 2022	Se reglamentan los artículos 21 y 23 de la Ley 2099 de 2021 y se adiciona el Título VII a la Parte 2 del Libro 2 del Decreto 1073 de 2015 (innovación, investigación, producción, almacenamiento, distribución y uso del hidrógeno)	Ministerio de Minas y Energía	Prestadores de servicios públicos, inversionistas, agentes del mercado energético	Transición Energética- Hidrógeno
Decreto 1537	04 de agosto de 2022	Se reglamentan los artículos 36 de la Ley 2099 de 2021 y 30 de la	Ministerio de Minas y Energía	Proyectos y agentes del mercado eléctrico	Transición Energética- Hidrógeno

Inventario normativo y regulatorio nacional en materia de hidrógeno en Colombia					
Norma	Fecha de expedición	Síntesis	Organismos y/o instituciones gubernamentales que la expiden	Actores	Clasificación por Tema
		Ley 2169 de 2021 en lo relativo al acto administrativo de declaratoria de utilidad pública e interés social para proyectos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como proyectos y/o ejecución de obras para la producción y almacenamiento de hidrógeno verde.			
Resolución 319	05 de agosto de 2022	Se establecen los requisitos y el procedimiento para la evaluación de las solicitudes de evaluación y emisión de los certificados que permitan acceder a los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014.	Unidad de Planeación Minero-Energética-UPME	Inversionistas, proyectos y agentes del mercado eléctrico	Norma de Carácter Reglamentario-Hidrógeno
Ley 2128	04 de agosto de 2021	Por medio de la cual se promueve el abastecimiento, continuidad, confiabilidad y cobertura del gas combustible en el país	Congreso de la República	Usuarios en general dentro del territorio Nacional, agentes del mercado, entidades públicas y actores privados.	Norma de Carácter Reglamentario
Hoja de Ruta del Hidrógeno	30 de septiembre de 2021	Dentro de la hoja de ruta se busca principalmente contribuir al desarrollo e implantación del	Ministerio de Minas y Energía	Usuarios en general dentro del territorio Nacional, agentes del	Política Pública

Inventario normativo y regulatorio nacional en materia de hidrógeno en Colombia					
Norma	Fecha de expedición	Síntesis	Organismos y/o instituciones gubernamentales que la expiden	Actores	Clasificación por Tema
en Colombia		hidrógeno de bajas emisiones en Colombia reforzando así el compromiso del Gobierno con la reducción de emisiones estipulada en los objetivos del Acuerdo de París del 2015. De igual forma destaca que el hidrógeno es parte fundamental para alcanzar la carbono neutralidad que Colombia espera lograr en el año 2050.		mercado, entidades públicas y actores privados.	
Decreto 895	31 de mayo de 2022	Reglamentó los beneficios tributarios para los proyectos de hidrógeno verde y azul. Con la expedición del decreto, la UPME expedirá los requisitos y procedimientos para la emisión de los certificados que permitan acceder a los beneficios tributarios, con lista de los bienes y servicios que podrán ser objeto de estos.	Ministerio de Hacienda y Crédito Público	Inversionistas, proyectos y agentes del mercado eléctrico	Norma de Carácter Reglamentario-Hidrógeno
Resolución 319	05 de agosto de 2022	Se establecen los requisitos y el procedimiento para la evaluación y emisión de los certificados que permitan acceder a incentivos tributarios.	Unidad de Planeación Minero-Energética-UMPE	Inversionistas, proyectos y agentes del mercado eléctrico	Norma de Carácter Reglamentario-Hidrógeno

Inventario normativo y regulatorio nacional en materia de hidrógeno en Colombia					
Norma	Fecha de expedición	Síntesis	Organismos y/o instituciones gubernamentales que la expiden	Actores	Clasificación por Tema
Ley 2277	13 de diciembre de 2022	Por medio de la cual se adopta una reforma tributaria para la igualdad y la justicia social y se dictan otras disposiciones'	Congreso de la República	Usuarios en general dentro del territorio Nacional, agentes del mercado, entidades públicas y actores privados.	Norma de Carácter Reglamentario-Hidrógeno
Ley 2294	19 de mayo de 2023	Por el cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 "Colombia Potencia Mundial de la Vida"	Congreso de la República	Usuarios en general dentro del territorio Nacional, agentes del mercado, entidades públicas y actores privados.	Política Pública
Ley 1276	31 de julio de 2023	"Por el cual se adoptan medidas para ampliar el acceso al servicio de energía eléctrica y preservar los medios de subsistencia de la población a través del rescate de la transición energética, con la finalidad de superar la crisis humanitaria y el estado de cosas inconstitucionales o evitar la extensión de sus efectos, en el marco del Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica declarado en el departamento de La Guajira"	Ministerio de Minas y Energía	Usuarios en general dentro del territorio Nacional, agentes del mercado, entidades públicas y actores privados.	Transición Energética-Hidrógeno

Fuente. Creación propia CQM Consultoría

A continuación, se dispondrá del marco regulatorio, así como la normativa ambiental que rodea los procesos relacionados con la implementación de PCH y aprovechamiento de Biomasa, con el fin de tener como punto de partida los elementos necesarios que permitan identificar los requisitos y procedimiento necesarios para avanzar en la propuesta de generación de hidrógeno de bajas emisiones a partir de las mencionadas fuentes de energía.

7.4 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Una vez revisadas diferentes fuentes de información, nos acogemos a la definición de Pequeña Central Hidroeléctrica- PCH propuesta por Universidad Distrital Francisco José de Caldas (2020) en su documento denominado *Pequeñas centrales Hidroeléctricas (PCH'S)* como *“Una central de generación hidroeléctrica donde se aprovecha la energía potencial y cinética de pequeños flujos de agua, que al pasar por el conjunto turbogenerador transforma la energía mecánica en eléctrica, generando poco impacto ambiental, ya que en la mayoría de los casos no posee represas y tiene captación de agua de filo”*, no obstante, dentro de la conceptualización legal es posible encontrar la definición de diferentes formas.

Según la Ley 697 de 2001 los pequeños aprovechamientos hidroenergéticos, son aquellos que se destinan para utilizar *“la energía potencial de un caudal hidráulico en un salto determinado que no supere el equivalente a los 10 MW”*, mientras que la Ley 1715 de 2014 menciona a la energía de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, como la *“energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que se basa en los cuerpos de agua a pequeña escala”*. Recientemente, la Ley 2294 de 2023 actual Plan Nacional de Desarrollo 2022- 2026, contempla el concepto de Energía de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos como *“La obtenida a partir de cuerpos de agua de pequeña escala, instalada a filo de agua y de capacidad menor a los 50 MW.”*

Pese a los diferentes conceptos que el ordenamiento jurídico colombiano ofrece, para efectos de esta consultoría tomaremos la descrita en la Ley 2294 de 2023, la cual no solo es la más reciente disposición normativa, también es la que permite dar aplicación de manera amplia a los lineamientos ambientales que más adelante serán abordados.

Ahora bien, dentro del marco regulatorio y normativo general para la construcción y operación de pequeñas centrales hidroeléctricas- PCH en Colombia se encuentran como las más importantes disposiciones las que se mencionan a continuación:

- Ley 2294 de 2023, por el cual se expidió el Plan Nacional de Desarrollo 2022- 2026, se modificó el numeral 10 del artículo 5 de la Ley 1715 de 2014, definiendo el concepto de Energía de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos Energía como la *“obtenida a partir de cuerpos de agua de pequeña escala, instalada a filo de agua y de capacidad menor a los 50 MW.”*

- Ley 2099 de 2021 por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país, y se incluyen los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos como fuentes que definen el hidrógeno verde.
- Resolución CREG 174 de 2021 “por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional”
- Resolución CREG 096 de 2019, “por la cual se extiende la opción de acceso al despacho central, a plantas menores a 20 MW conectadas al Sistema Interconectado Nacional”.
- Resolución 1519 de 2017, expedida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Esta resolución establece los términos de referencia para la elaboración de los estudios de impacto ambiental para proyectos de construcción y operación de centrales generadoras de energía hidroeléctrica. TDR- 014.
- Decreto 1076 de 2015, por el cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible. Este decreto establece los procedimientos para la obtención de licencia ambiental, la cual es un requisito indispensable para la construcción y operación de PCH.
- Ley 1715 de 2014, por la cual se crea el Sistema Nacional de Transición Energética y se dictan otras disposiciones. Esta ley establece que las PCH son una fuente de energía renovable prioritaria para el desarrollo del país.
- Resolución 1255 de 2006. Términos de referencia para la elaboración del Diagnóstico Ambiental de Alternativas para proyectos puntuales. DA-TER-4-01.
- Resolución 181462 de 2004 “Por medio de la cual se modifica el artículo 1° de la resolución 181401 del 29 de octubre de 2004. Que mediante la resolución 181401 del 29 de octubre de 2004 se adoptó el factor de emisión de gases de efecto invernadero para los proyectos de generación de energía con fuentes renovables conectados al sistema nacional cuya capacidad instalada sea igual o menor a 15MW”.
- Ley 373 del 6 de junio de 1997 “Por la cual se establece el programa para el uso eficiente y ahorro del agua”
- Resolución CREG 086 de 1996 “Por la cual se reglamenta la actividad de generación con plantas menores de 20 MW que se encuentra conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN).”

7.5 Autogeneración de energía a gran y pequeña escala

Considerando que uno de los grandes potenciales de recursos naturales en nuestro país es precisamente el recurso hídrico, que puede ser utilizado en la cadena de valor para el fomento generación y autogeneración de energía a gran y pequeña escala mediante pequeñas Centrales Hidroeléctricas – PCH, es necesario señalar que las PCH se encuentran contempladas en la regulación expedida como la CREG (precisamente en la Resolución CREG 086 de 1996 y aquellas que la

modifiquen y/o sustituyan) como plantas menores de 20 MW que gracias a la Resolución CREG 096 de 2019 pueden acceder al despacho central, siendo piezas fundamentales para la necesidad talante de energía en tiempos de racionamiento.

En cuanto a la autogeneración que abarca todos los energéticos, pero que para el objeto mismo de esta consultoría se hace especial referencia a las PCH, es de anotar que estas se encuentran sujetas a determinadas resoluciones y/o normatividad dependiendo de la capacidad de generación de su sistema. En el caso colombiano, se observan dos (2) esquemas: I) Autogeneración a pequeña escala y; II) autogeneración a gran escala.

Para entender cómo identificar cada caso, es necesario señalar que, la UPME mediante Resolución 281 del 05 de junio de 2015 determinó el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala, definiendo el límite máximo para el auto-generador a pequeña escala de un (1) MW correspondiente a la capacidad instalada en el pertinente sistema de generación.

En complemento a lo anterior, la regulación aplicable a cada forma de generación es la siguiente:

1. Autogeneración a pequeña escala: Resolución CREG 174 del 07 de octubre de 2021 “Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional”
2. Autogeneración a gran escala: Resolución CREG 024 del 13 de marzo de 2015 “Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional (SIN) y se dictan otras disposiciones”.

Finalmente, pero no menos importante, es que las precitadas resoluciones aplican a la autogeneración en el Sistema Interconectado Nacional (SIN); sin embargo, gran parte del territorio colombiano hace parte de las Zonas No Interconectadas (ZNI) las cuales, aunque no se encuentren conectadas al SIN, son un escenario interesante para la autogeneración tanto en pequeña como gran escala, para ello, se deberá en ambos casos, aplicar las disposiciones de la Resolución CREG 038 del 09 de abril de 2018, por la cual se regula la actividad de autogeneración en las zonas no interconectadas y se dictan algunas disposiciones sobre la generación distribuida en las zonas no interconectadas.

7.6 Biomasa

A la luz de la revisión del ordenamiento jurídico Colombiano, se encuentra poca información sobre la conceptualización legal del término Biomasa para efectos de su uso en diferentes obras, proyectos o actividades que requieren pensarse al amparo de un instrumento de manejo y control ambiental; no obstante, en los Términos de Referencia para la Elaboración de Estudio de Impacto Ambiental en proyectos de uso de biomasa para la generación de energía TDR-021 acogidos por la Resolución 1060 del 07 de octubre de 2021 emitidos por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible-MADS se define la biomasa como “todo material vegetal utilizado directamente como combustible

o convertido en otras formas, antes de la combustión. Incluye madera, residuos vegetales (entre ellos, residuos de madera y cultivos para producción de energía), materiales o residuos animales, y residuos industriales y urbanos, que se emplean como materias primas para producir bio-productos. En este contexto la biomasa no abarca los productos básicos agrícolas utilizados para producir biocombustibles (como aceites vegetales, azúcar o cereales) (Economics, 2020)

A partir de su concepto, dentro del marco regulatorio y normativo general para la construcción y operación de centrales de generación a base de biomasa se encuentran las siguientes disposiciones normativas como las más importantes en la materia:

- Resolución MADS 1060 del 07 de octubre de 2021. Términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental en proyectos de uso de biomasa para la generación de energía. TDR-021.
- Resolución 1910 del 14 de septiembre de 2017. Términos de referencia para la elaboración del diagnóstico ambiental de alternativas – DAA en proyectos de uso de biomasa para generación de energía- TDR- 016.
- Decreto 1076 de 2015, por el cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible. Este decreto establece los procedimientos para la obtención de licencia ambiental, la cual es un requisito indispensable para la construcción y operación de proyectos de biomasa.
- Ley 1715 de 2014, por la cual se crea el Sistema Nacional de Transición Energética y se dictan otras disposiciones. Esta ley establece que la biomasa es una fuente de energía renovable prioritaria para el desarrollo del país.
- Resolución CREG 240 de 2016 “Por la cual se adoptan las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano.”
- Resolución CREG 038 de 2018 “Por la cual se regula la actividad de autogeneración en las zonas no interconectadas y se dictan algunas disposiciones sobre la generación distribuida en las zonas no interconectadas.”
- Resolución CREG 174 de 2021 “Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional”.
- Ley 2099 de 2021, “por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones”. En esta ley de incluyeron las actividades asociadas a la generación de energía a base de biomasa como uno de los aspectos a promover la transición energética colombiana.
- Resolución CREG 174 de 2021 “*por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional*”.

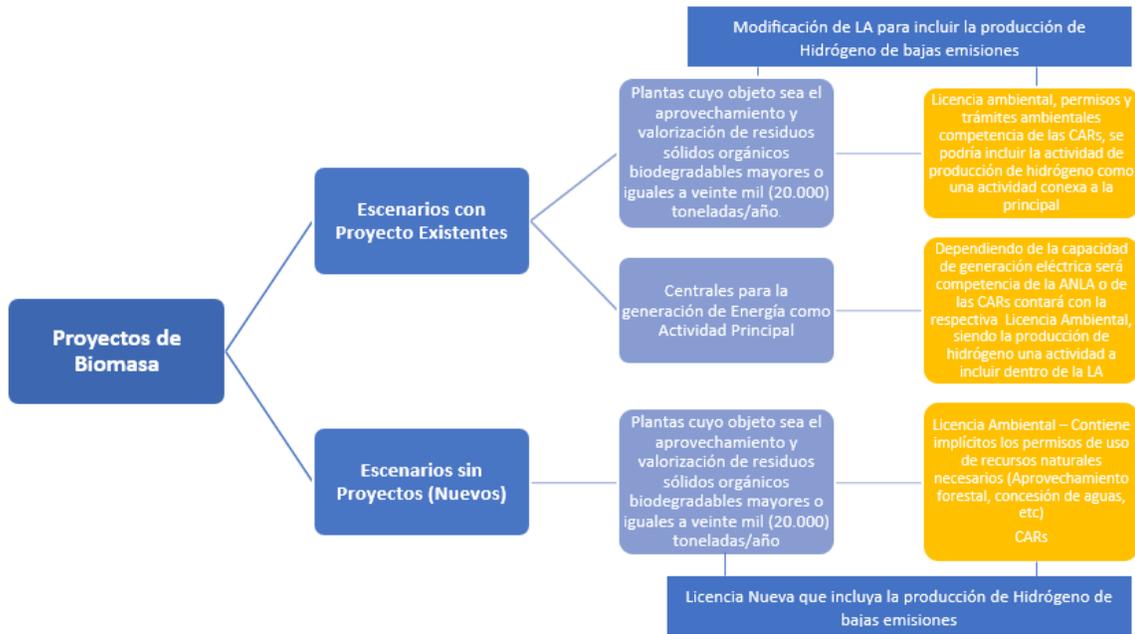
7.7 Permisos y requisitos que obtener para la implementación de proyectos

En Colombia, los proyectos de biomasa y de pequeñas centrales hidroeléctricas PCH, se encuentran sujetos a una serie de requisitos ambientales y sociales establecidos por la legislación nacional y los organismos de control ambiental. Estos requisitos buscan garantizar que los proyectos se desarrollen de manera sostenible propendiendo por la conservación del medio ambiente y la protección de los recursos naturales, en consideración de los impactos que puedan presentarse sobre los medios abiótico, biótico y socioeconómico del área de influencia donde se pretende desarrollar el proyecto.

Es así como bajo las disposiciones ambientales contempladas en el Decreto 1076 de 2015 por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible, es posible identificar varios escenarios bajo los cuales se puede determinar, no solo la competencia de las Autoridades Ambientales que conocerían de los diferentes trámites, sino la obligatoriedad de tramitar y obtener Licencia Ambiental o simplemente los permisos individuales de uso y aprovechamiento de recursos naturales tales como concesiones de agua superficiales y/o subterráneas, aprovechamientos forestales, permisos de vertimientos, ocupaciones de cauce, y permisos de emisiones atmosféricas.

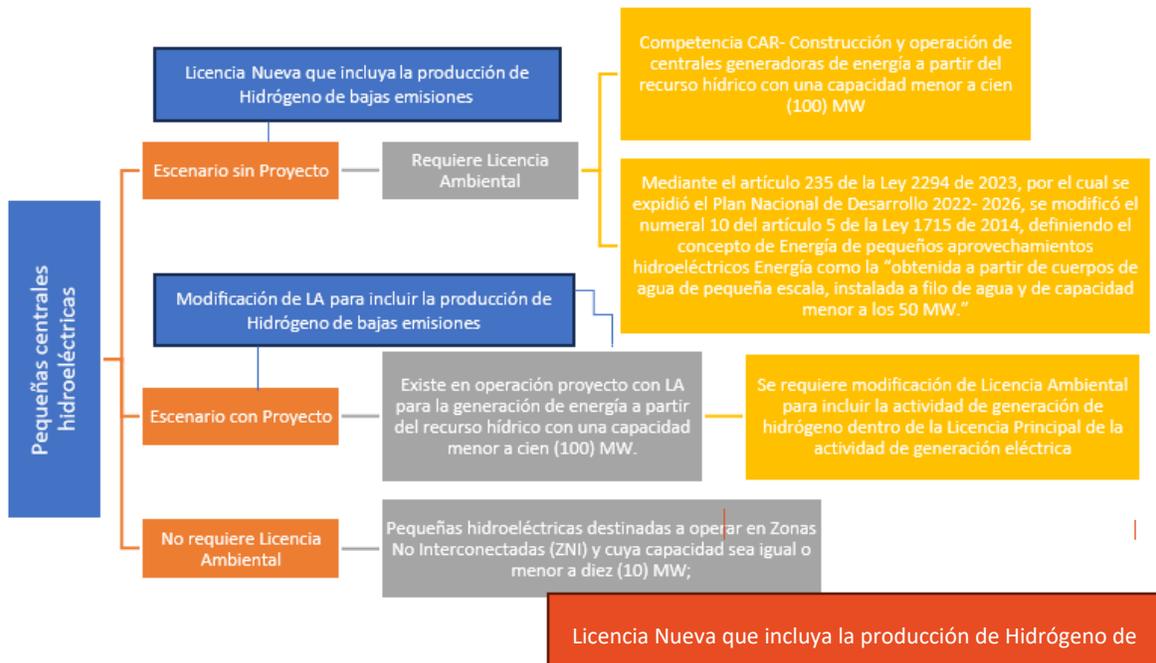
A partir de lo anterior, se plantean escenarios diferentes en los que, por un lado, en virtud de lo establecido en los artículos 2.2.2.3.2.2 y 2.2.2.3.2.3 del Decreto 1076 de 2015, es necesario tramitar y obtener Licencia Ambiental para la construcción y operación de proyectos de Biomasa y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas PCH, y por el otro, bajo proyectos ya existentes que cuentan con su respectivo instrumento de manejo y control ambiental para la utilización de estas fuentes, se podría incluir la producción de hidrógeno como una actividad conexas a la licenciada de forma principal (es decir proyectos de Biomasa y Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos), entendiendo siempre que la actividad conexas sea planteada con una valoración de impactos a generar con una calificación baja de cara a los inicialmente contemplados en el instrumento ambiental.

Figura 7-1 Posibilidades para la producción de Hidrógeno de bajas emisiones en proyectos de Biomasa



Fuente: Creación CQM Consultoría

Figura 7-2 Posibilidades para la producción de Hidrógeno de bajas emisiones en proyectos de PCH



Fuente: Creación CQM Consultoría

Teniendo en cuenta lo anterior, los requisitos en términos generales para adelantar el trámite de licenciamiento ambiental se describen en los siguientes pasos:

- Elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental- EIA con el fin de identificar los impactos que puedan generar los proyectos, así como establecer las medidas de manejo con las que se pretenda prevenir, mitigar, corregir y/o compensar dichos impactos ambientales potenciales a generar con el proyecto. Para el efecto, se deberá atender a los lineamientos suministrados por los Términos de Referencia emitidos por la Autoridad competente y a lo dispuesto en la metodología para la elaboración de estudios ambientales emitida por el MADS.

En caso de que el proyecto planteado cumpla con alguna de las condiciones en que no se requiera licencia ambiental como instrumento de manejo y control ambiental, a partir de la identificación y valoración de impactos y el uso y/o aprovechamiento de recursos naturales en su etapa de construcción y operación, se deberán presentar los estudios y documentos exigidos en el Decreto 1076 de 2015 relacionados con los permisos individuales de captación de agua superficial y/o subterránea, aprovechamiento forestal, permiso de vertimiento, ocupación de cauce, y permiso de emisiones atmosféricas, según se requiera para el avance del proyecto, pueden ser todos o solo unos, esto dependerá del planteamiento técnico del proyecto.

- La obtención de una licencia ambiental para la construcción y operación del proyecto emitida por la Autoridad Ambiental competente sea la Corporación Autónoma Regional de la jurisdicción donde se pretende el proyecto, o la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA.

En caso de que el proyecto planteado cumpla con alguna de las condiciones en que no se requiera licencia ambiental como instrumento de manejo y control ambiental, a partir de la identificación y valoración de impactos y el uso y/o aprovechamiento de recursos naturales en construcción y operación, se deberá tramitar y obtener los permisos individuales de captación de agua superficial y/o subterránea, aprovechamiento forestal, permiso de vertimiento, ocupación de cauce, y permiso de emisiones atmosféricas.

- Previo a la radicación del Estudio de Impacto Ambiental- EIA para la obtención de Licencia Ambiental, se deberá consultar a la Corporación Autónoma Regional competente⁸ o a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales- ANLA, según corresponda, si se requiere la presentación de Diagnóstico Ambiental de Alternativas- DAA.
- Si la respuesta es positiva, previo a la elaboración del EIA y siguiendo los Términos de Referencia emitidos por la Autoridad competente y lo dispuesto en la metodología para la elaboración de estudios ambientales emitida por el MADS para esta fase, se deberá realizar la propuesta de diagnóstico en la que se suministre a la Autoridad Ambiental para su evaluación, diferentes

⁸ Las Corporaciones Autónomas regionales tendrán la competencia privativa para conocer los proyectos de generación de energía a partir de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos dado el límite de MW a generar la cual será de una capacidad menor a 100 MW, según el literal c del numeral 4 del artículo 2.2.2.3.2.3 del Decreto 1076 de 2015.

opciones bajo las cuales sea posible desarrollar el proyecto, teniendo en cuenta el entorno geográfico, las características bióticas, abióticas, socioeconómicas, el análisis comparativo de los efectos y riesgos inherentes al proyecto, así como las posibles soluciones y las medidas de control y mitigación para cada una de las alternativas, con el fin de aportar los elementos necesarios para que la Autoridad pueda seleccionar aquella que en términos de optimización y racionalización del uso de recursos, sea la mejor.

Una vez escogida la alternativa, deberá construirse el Estudio de Impacto Ambiental- EIA.

- Para los proyectos de Biomasa según corresponda, deberán tramitarse y obtenerse los permisos necesarios de construcción y operación emitidos por el Municipio o jurisdicción donde se pretende desarrollar el proyecto, en observancia de los instrumentos de ordenamiento territorial vigentes en el centro urbano o rural y atendiendo a los usos del suelo determinados en ellos.
- En el caso de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas PCH que busquen entregar su energía a la red, se deberán surtir los términos y condiciones particulares de las fases respectivas ante la Unidad de Planeación Minero-Energética- UPME según corresponda.

Si bien es cierto, dentro de los análisis ambientales que se efectúan para la obtención de un instrumento de manejo y control ambiental, se contempla la valoración de los impactos al medio socioeconómico de las comunidades del área de influencia del proyecto que pretende desarrollarse, siendo necesario el establecimiento de medidas que atiendan las afectaciones en que se podría incurrir por la ejecución de este que repercutan en las comunidades, el ordenamiento jurídico establece varios aspectos y requisitos que deben contemplarse y sin distinción al momento de plantear proyectos de Biomasa y Pequeñas Centrales hidroeléctricas en términos generales, ya sea para la producción de hidrógeno u otros fines.

Igualmente, en Colombia existe un régimen específico para la protección y garantía de los derechos de las comunidades de especial atención como las indígenas, afrocolombianas, Raíces y recientemente comunidades campesinas⁹, quienes deben ser consultados y tienen derecho a participar en la toma de decisiones y planificación de proyectos que afecten sus territorios, vida, cultura y derechos humanos.

Dicho esto, será necesario que se tenga en cuenta al momento de plantear un proyecto de Biomasa o de Pequeñas Centrales hidroeléctricas- PCH, las siguientes acciones que deberán ejecutarse desde el componente social:

⁹ Acto Legislativo 1 del 05 de julio 2023 “Por medio del cual se reconoce al campesinado como sujeto de especial protección constitucional”

- La consulta previa con las comunidades indígenas, afrocolombianas, Raíces o campesinas que se encuentren en el área de influencia del proyecto. Esta consulta dependerá de la certificación que emita la Dirección Nacional de Consulta Previa del Ministerio del Interior, donde se acredite la presencia de ellas en el AI del proyecto.
- Dentro de la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental- EIA, particularmente en el desarrollo del medio socioeconómico, se deberán surtir y garantizar las respectivas socializaciones y la participación de las comunidades locales en la construcción del EIA y en las medidas que se propongan para el manejo, mitigación, corrección y/o compensación de los impactos generados a las comunidades en la etapa constructiva y operativa del proyecto.
- El cumplimiento de las normas laborales y de seguridad social vigentes.
- La adopción de medidas para mitigar los impactos sociales del proyecto.

7.8 Propuesta regulatoria

A continuación, de manera preliminar se indicará el resumen de algunos de los puntos claves para tener en cuenta dentro de los aspectos regulatorios a proponer, puntos que previamente han sido abordados desde todos los aspectos requeridos (técnicos, financieros, legales y ambientales) y que serán desarrollados de forma integral dentro del informe final de la presente consultoría:

- Conocimiento técnico y financiero del potencial de recursos naturales (Biomasa y Recurso Hídrico) disponibles para el planteamiento de proyectos.
- Criterios de sostenibilidad y reducción de Gases Efecto Invernadero GEI
- Principales actores y empresas interesados en invertir en la producción de hidrógeno verde a partir de biomasa y PCH en Colombia.
- Análisis de la demanda potencial de hidrógeno verde en diferentes sectores de la economía colombiana, y propuestas de estrategias para fomentar su uso.
- Posibles oportunidades de colaboración con otros países y organizaciones internacionales para impulsar la producción de hidrógeno verde a partir de biomasa y PCH en Colombia.
- Análisis de propuestas que aborden aspectos tales como las medidas para mejorar la eficiencia energética y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de hidrógeno a partir de biomasa y PCH en Colombia.
- Sistemas de certificaciones de Origen
- Participación de las comunidades.

8 Principales barreras identificadas

El hidrógeno juega un papel preponderante en la transición energética, y es por tal razón que se emite la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia en la que concretamente se contempla el hidrógeno verde dentro de los energéticos más favorables a la meta mundial de descarbonización, sin embargo, esta Hoja de Ruta no está pensada ampliamente en la producción de este vector a partir de Biomasa y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas PCH, razón por la cual, es necesario ampliar el marco de acción sobre estas fuentes de energía con el fin de encontrar estrategias que den impulso a proyectos de esta naturaleza, con el fin de lograr el cumplimiento de los objetivos en materia de cambio climático y adaptación territorial.

A continuación, se presentan las principales barreras identificadas para la implementación de proyectos de producción de hidrógeno verde a partir de biomasa residual y procesos de electrólisis empleando energía producida por PCH.

- En primer lugar, se identificaron barreras naturales asociadas con el desarrollo tecnológico de los procesos para producción de hidrógeno a partir del uso de biomasa y mediante procesos de electrólisis, este nivel de desarrollo hace que se presenten los siguientes aspectos: mayores costos que los procesos desarrollados y en uso, más del doble en algunos casos, incertidumbre en la vida económica de los proyectos, así como en los costos de operación.
- Otro elemento asociado con la madurez de la tecnología y el proceso de transformación es la eficiencia energética en la producción de hidrógeno mediante procesos de electrólisis, se tienen eficiencias del orden del 60%.
- El costo de las materias primas: ya que la mayoría de las biomásas mencionadas en las diferentes rutas se encuentran asociadas a residuos del sector industrial. Se tiene en cuenta que estas no son usadas en un proceso industrial circular para la producción de energía u otro tipo de compuestos. Por lo cual, los costos asociados a estas biomásas es un campo inexplorado en el país; con esto el levantamiento de información con cada gremio productor o industria se convertiría en una barrera en búsqueda de la consolidación de información.
- El costo de producción del hidrógeno verde depende de manera importante del costo del energético primario y su disponibilidad:
 - Para producir hidrógeno puro a partir de biomasa residual como se mencionará en los siguientes ítems se necesitan varias etapas productivas dependiendo de la ruta señalada; todas las tecnologías de producción para la obtención de hidrógeno llegan al punto central del gas de síntesis o syngas y todas convergen en purificación y separación para llegar al hidrógeno de alta calidad. En este sentido, este conjunto de tecnologías eleva los costos de producción. A comparación de otros usos que se le puede dar al gas de síntesis ya que este puede ser usado para producción de energía mediante combustión que en cambio a la producción de hidrógeno necesita menos etapas para llegar a un producto final. Con esto, la

- industria en pro de buscar menos costos podría inclinarse a la ruta de producir energía en vez de hidrógeno como energético.
- En el caso de la energía proveniente de las PCH, bajo las condiciones actuales del mercado de electricidad, tanto en precios como en despacho y el fenómeno de la electrificación de la economía que hace prever crecimientos importantes en la demanda de electricidad, entre otros, hace que su costo como insumo para la producción de hidrógeno pueda ser alto y lo convierta en una barrera.
 - Otro aspecto identificado corresponde al elevado costo de transporte de hidrógeno, lo que puede hacer que se limite la ubicación de los proyectos.
 - También se ha identificado una posible barrera de mercado relacionada con el plan de negocios de Ecopetrol, que es actor en varios de los eslabones de la cadena energética y de producción de derivados que pueden emplear hidrógeno en sus procesos. De acuerdo con el estudio modelos de negocio para la producción de hidrógeno azul en Colombia, realizado para el DNP, se identifica una producción en el mediano plazo del orden de 1 millón de toneladas.
 - Falta de investigación específica sobre la viabilidad técnica y económica de producir hidrógeno a partir de biomasa y PCH en Colombia.
 - Ausencia de políticas públicas y regulaciones necesarias para fomentar la producción de hidrógeno verde a partir de biomasa y PCH específicamente, puesto que los esfuerzos han sido enfocados principalmente en producción de hidrógeno a partir de fuentes solares y eólicas.
 - Definición expresa en la normatividad vigente que establezca el umbral de emisiones que permita catalogar el hidrógeno como de bajas o cero emisiones.
 - Dificultad en la obtención de información sobre casos exitosos de producción de hidrógeno a partir de biomasa y PCH en otros países, que permitan identificar lecciones aprendidas y buenas prácticas que puedan ser aplicadas en Colombia, dado que el avance internacional sigue siendo incipiente para estas dos fuentes de energía en particular.
 - No hay un mapeo inicial del impacto ambiental y social de la producción de hidrógeno a partir de biomasa y PCH en Colombia, que proporcione parámetros mínimos con los cuales se puedan establecer medidas para minimizar los posibles efectos negativos, entregando garantías legales y regulatorias a los posibles inversionistas o interesados.
 - Las mayores demandas potenciales de H₂, estimadas por las diferentes entidades, están proyectadas para materializarse en el largo plazo, principalmente por desarrollo tecnológico y necesidades de infraestructura (transporte). En cuanto a los usos tradicionales los actuales consumidores/importadores tienen en marcha proyectos de H₂ a partir de energía solar y eólica, fuentes sobre las que se centran los esfuerzos a nivel internacional.

9 Conclusiones

A continuación, se presentan las principales conclusiones de este informe:

- En la actualidad la producción de hidrógeno es en su mayoría el resultado de procesos de conversión termoquímica, empleando combustibles fósiles como el gas natural, petróleo y carbón.
- La demanda actual de hidrógeno se encuentra alrededor de 100 millones de toneladas anuales y se espera que, en función de las políticas públicas y esfuerzos relacionados con la reducción del calentamiento global, la demanda de hidrógeno pueda alcanzar niveles de 600 millones de toneladas en el 2015 en el escenario de máximo esfuerzo y hasta 150 millones de toneladas en el escenario de esfuerzo mínimo.
- Los escenarios de demanda de hidrógeno a nivel mundial muestran un incremento importante a partir del año 2035, asociado principalmente con la reducción de costos de producción y la puesta en operación de infraestructura necesaria para el transporte del hidrógeno.
- Actualmente el costo de producción de hidrógeno con electrolizadores es del orden del doble del producido con combustibles fósiles. De acuerdo con las referencias consultadas se espera que el costo de producción de hidrógeno empleando biomasa y electrólisis se reduzca en los próximos años, en documento del Consejo mundial de energía se estima que para el año 2032 los costos de producción de hidrógeno a partir electrólisis sea similar al de producción con gas natural y captura de CO₂.
- Se encuentra que la mayoría de los proyectos de producción de hidrógeno mediante electrólisis que se encuentran en desarrollo actualmente, emplean como fuente primaria de energía la solar y la eólica.
- En Colombia hay un potencial hidro energético del orden de 10.000 MW para PCH, la capacidad actual instalada es del orden de 1.000 MW y los proyectos registrados ante la UPME suman una capacidad total del orden de 900 MW, si se emplearan todos los proyectos registrados actualmente para producción de hidrógeno se tendría una producción del orden de 85.000 Toneladas año.
- Con el nivel de precios de la energía eléctrica esperada en el corto plazo, del orden de 500 \$/kWh, el costo del hidrógeno para compensar dicho costo de energía eléctrica sería del orden de 6.8 USD/kg, sin considerar costos del electrolizador.
- Es preciso avanzar en una evaluación de los beneficios económicos y sociales de la producción de hidrógeno verde a partir de biomasa y PCH en Colombia que sirva como insumo para construir propuestas de medidas para maximizar su impacto positivo en la sociedad.

- Es necesario ahondar en el diseño y estructura de estrategias de financiamiento, incentivos y capacitación técnica que establezca un ambiente atractivo para la implementación de nuevos proyectos de PCH y Biomasa que incluyan la producción de hidrógeno de bajas emisiones dentro de su cadena de valor.
- Se debe encontrar la forma, ya sea a través de regulación u otros mecanismos, para facilitar los procedimientos y minimizar los tiempos de los trámites administrativos que den viabilidad a proyectos de Biomasa y PCH que incluyan la producción de Hidrógeno de bajas emisiones, teniendo en cuenta las ventajas dentro del plan de descarbonización y la lucha contra el cambio climático.

10 Referencias

- Ministerio de Hacienda y Crédito Público-Nicaragua. (s.f.). *Metodología de preinversión para proyectos de energía*.
- absl. (5 de Noviembre de 2023). *Swindon Plant*. Obtenido de <https://absl.tech/swindon-plant>
- Acar, C., & Ibrahim, D. (2014). Comparative assessment of hydrogen production methods from renewable and non-renewable sources. *International Journal Hydrogen Energy* , 1-12.
- Ahmed, F., Abdulá, K., & Hilal, N. (2021). Emerging desalination technologies: Current status, challenges and future trends. *Desalination* , 517.
- Air Liquide. (20 de Diciembre de 2023). *Technology Handbook*. Obtenido de <https://engineering.airliquide.com/sites/engineering/files/2022-09/technohandbook11oct.pdf>
- Air Products. (2 de Noviembre de 2023). *Biogas to Hydrogen Upgrading*. Obtenido de Biogas to Hydrogen Upgrading: <https://www.airproducts.com/-/media/files/en/biogastohydrogen-vehiclefuel-whitepaper.pdf>
- Airswift. (7 de Febrero de 2023). *5 US Green hydrogen projects starting in 2023*. Obtenido de Airswift: <https://www.airswift.com/blog/green-hydrogen-projects-usa>
- Akubo Kaltume, A. N. (2019). Pyrolysis-catalytic steam reforming of agricultural biomass wastes and biomass components for production of hydrogen/synga. *Journal of the Energy Institute*, 92(6), 1987-1996.
- Al- Qahtani, A., Parkinson, B., Hellgardt, K., Shaha, N., & Guillén, G. (2021). Descubriendo el verdadero costo de las rutas de producción de hidrógeno mediante la monetización del ciclo de vida. *Energía aplicada*, 281.
- Alarcon, I. (2023). *El hidrógeno verde potenciaría la construcción de hidroeléctricas en Ecuador*. Obtenido de Climate Tracker Latam: <https://climatetrackerlatam.org/historias/el-hidrógeno-verde-potenciaría-a-las-hidroelectricas-en-ecuador/>
- Alarcón, T., Martín, I., & Poch, M. (2012). Los humedales como tecnología emergente para la remoción del arsénico del agua . En *Remoción de Arsénico en agua de consumo humano en latinoamérica* (págs. 1-198). México.
- Alcaldía de Barranquilla. (2022). Obtenido de <https://www.barranquilla.gov.co/mi-barranquilla/distrito-firma-alianza-monomeros-produccion-amoniac-verde>
- Alfano, M., & Cavazza, C. (2018). La reacción de cambio de agua-gas mediada biológicamente: estructura, función y biosíntesis de deshidrogenasas de monóxido de carbono monofuncionales [NiFe]. *Royal Society of Chemistry*, 2, 1653-1670.
- Allison Brittany J., S. C. (2018). Obtaining Multiple Coproducts from Red Grape Pomace via Anthocyanin Extraction and Biogas Production. *Agricultural and Food Chemistry*, 66(30), 8045-8053.
- Amador, A., & Boschini, C. (2000). *Fenología productiva y nutricional de maíz para la producción de forraje*. Alajuela: Agronomía Mesoamericana.

- Andre Nathaniel Chung Han Wee, A. E. (2022). Techno-economic assessment of hydrogen production via steam reforming of palm oil mill effluent. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 53.
- Anniwaer, A., Chaihad, N., Aghietyas, C. A., Kurnia, I., Kasai c, Y., Kongparakul, S., . . . Guan, G. (2023). Utilization of fruit waste for H₂-rich syngas production via steam co-gasification with brown coal. *Carbon Resources Conversion*, 6(4), 315-325.
- Anniwaer, A., Chaihad, N., Mengjuan, Z., Wang, C., Tao Yu a, K. Y., Abudula, A., & Guan, G. (2021). Hydrogen-rich gas production from steam co-gasification of banana peel with agricultural residues and woody biomass. *Waste Management*, 125, 204-214.
- Arguelles, S., & Santos, D. (2017). *Estudio comparativo de factibilidad en procesos de producción de biocombustibles a partir de residuos papeleros en la planta- Familia S.A Cajicá-Cundinamarca*. Bogotá: Universidad de Los Andes.
- Arun, V., Sai, V., Abhishek, A., Abhisek, S., Shazia, R., Pantalón, K., . . . Shao-Yuan, L. (2022). Pirólisis de biomasa: una revisión de los avances recientes y la producción de hidrógeno verde. *Tecnología Bioambiental*, 364.
- Aryal, P., Tanksale, A., & Hoadley, A. (2023). Oxidative catalytic steam gasification of sugarcane bagasse for hydrogen rich syngas production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(40), 15014-15025.
- Asoenergía. (5 de Enero de 2022). *Las energías limpias no superan el 1% en la matriz energética del país*. Recuperado el 31 de Julio de 2023, de <https://www.asoenergia.com/es/prensa/las-energias-limpias-no-superan-el-1-en-la-matriz-energetica-del-pais-asoenergia#:~:text=La%20demanda%20energ%C3%A9tica%20nacional%20es,14%25%20de%20biomasa%20y%20le%C3%B1a>.
- ASTM . (s.f.). *Standard Specification for Reagent Water- ASTM D1193-99e1*. Recuperado el Agosto de 2023, de <https://www.astm.org/d1193-99e01.html>
- Australiana, U. N. (2022). *Sustainability | Free Full-Text | How Green Are the National Hydrogen Strategies?* Obtenido de Sustainability | Free Full-Text | How Green Are the National Hydrogen Strategies? (mdpi.com)
- aveBiom . (Abril de 2023). Recuperado el 11 de Agosto de 2023, de <https://www.avebiom.org/biomasanews/biogas/gasificacion-de-biomasa-solida-en-espana-que-puede-solucionar-esta-tecnologia>
- Bajos, G. d. (s.f.). *Government strategy of hydrogen*. Obtenido de Government: <https://www.government.nl/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen>
- Basu, P. (2018). Biomass Gasification Pyrolysis and Torrefaction. *Academic Press*, 1-27.
- Basu, P. (2018). Características de la biomasa . En *Gasificación, Pirólisis y Torrefacción de Biomasa* (págs. 49-91). Academic Press.
- BBVA. (2023). *Hidrógeno verde, un aliado sostenible para descarbonizar la industria del acero*.

- Benjumea, F. (s.f.). *El uso del agua en la electrólisis*. Recuperado el Agosto de 2023, de <https://felipebenjumeallorete.com/el-uso-del-agua-en-la-electrolisis/#:~:text=No%20obstante%2C%20ha%20de%20tenerse,menos%20pura%20sac%C3%A1ndola%20del%20sistema.>
- Bilhate Chala, H. O. (2028). Biogas Potential of Coffee Processing Waste in Ethiopia. *Sustainability*, 10(8).
- Bioflexgen. (s.f.). Obtenido de Bioflexgen: <https://bioflexgen.eu/>
- Biogas Netzeinspeisung. (4 de Julio de 2014). *Investitionskosten*. Obtenido de <https://www.biogas-netzeinspeisung.at/technische-planung/biogasgestehung/investitionskosten.html>
- Biomass*. (s.f.). Obtenido de Port of Rotterdam: <https://www.portofrotterdam.com/en/logistics/cargo/dry-bulk/biomass>
- Bolado-Rodríguez Silvia, T. C.-J.-E. (2016). Effect of thermal, acid, alkaline and alkaline-peroxide pretreatments on the biochemical methane potential and kinetics of the anaerobic digestion of wheat straw and sugarcane bagasse. *Bioresource Technology*, 201, 182-190.
- Borello Domenico, P. A. (2017). Modeling and Experimental Study of a Small Scale Olive Pomace Gasifier for Cogeneration: Energy and Profitability Analysis. *Energies*, 10(12).
- Brijaldo, M., Castillo, C., & Pérez, G. (2021). Principales Rutas en la Producción de Hidrógeno. *Ingeniería y competitividad*, 23(2).
- Bruñi, M., & Spunler, D. (s.f.). *SSWM*. Recuperado el Agosto de 2023, de <https://sswm.info/es/gass-perspective-es/tecnologias-de-agua-y-saneamiento/tecnologias-de-abastecimiento-de-agua/filtraci%C3%B3n-r%C3%A1pida-de-arena>
- Buffi, M. P., & Scarlat, N. (2022). Evaluación energética y ambiental del hidrógeno procedente de fuentes de biomasa: Retos y perspectivas. *Biomasa y bioenergía*, 165.
- Calise, F., D'Accadia, M., Santarelli, M., Lanzini, A., & Ferrero, D. (2019). Producción de hidrógeno . En *Producción de hidrógeno solar, Procesos, Sistemas y Tecnologías* (págs. 45-83). Londres: Academic Press.
- Carbotecnia. (29 de Noviembre de 2021). *Proceso típico de purificación de agua* . Recuperado el Agosto de 2023, de <https://www.carbotecnia.info/aprendizaje/tratamiento-de-agua/proceso-de-purificacion-de-agua/>
- Carbotecnia. (25 de Marzo de 2023). *Filtros industriales de agua | Tipos y aplicaciones*. Recuperado el Agosto de 2023, de <https://www.carbotecnia.info/aprendizaje/filtracion-de-agua-liquidos/filtros-de-agua-industriales-tipos-y-aplicaciones/#:~:text=Los%20filtros%20industriales%20son%20sistemas,olores%2C%20minerales%20y%20otras%20impurezas.>
- Carbotecnia. (s.f.). *Antracita – medio filtrante para filtro de lecho profundo*. Recuperado el Agosto de 2023, de <https://www.carbotecnia.info/producto/antracita/#:~:text=%C2%BFQu%C3%A9%20es%20la%20antracita%3F,carbono%2C%20hasta%20un%2095%25.>

- Carrasco, J., Gunukula, S., Boateng, A., & Mullen, C. (2017). Pyrolysis of forest residues: An approach to techno-economics for bio-fuel production. *Fuel*, 477-484.
- Castiblanco, O., & Dany, C. (2020). Producción de hidrógeno y su perspectiva. *Gestión y Ambiente*, 23(2).
- Chicas, J., & Guzmán, W. (2021). *Producción de hidrógeno por electrólisis de agua utilizando energía solar y evaluación de su uso como combustible fuente de energía térmica*. San Salvador : UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR.
- CHUNKE. (s.f.). *Sistema de ultrafiltración UF*. Recuperado el Agosto de 2023, de <https://chunkewatertreatment.com/ultrafiltration-uf-system/>
- CHUNKE. (s.f.). *Sistemas de electrododesionización de agua*. Recuperado el Agosto de 2023, de <https://chunkewatertreatment.com/water-electrodeionization-systems/>
- Clean Energy Technology observatory . (2022). *BIOENERGY IN THE EUROPEAN UNION*. Publications Office of the European Union.
- Cloquell, V. A., & Cloquell, V. (2013). *PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA EVALUACIÓN*. Valencia, España.
- CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL CONPES . (s.f.). Obtenido de Colaboracion: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4075.pdf>
- Cooperación Eléctrica del Ecuador. (28 de Mayo de 2022). *Celec analiza cómo almacenar agua de las hidroeléctricas para producir hidrógeno verde a bajo costo*. Obtenido de El Universo: <https://www.eluniverso.com/noticias/economia/celec-analiza-como-almacenar-agua-de-las-hidroelectricas-para-producir-hidrogeno-verde-a-bajo-costo-nota/>
- CQM Consultorías. (2022). *Estudio de modelos de negocio para la producción de hidrógeno azul en Colombia*. Bogotá .
- CSIRO. (2022). *Informe preliminar con la lista de bienes y servicios asociados a los mejores tecnologías de producción, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y reelectrificación de hidrógeno verde y azul*. Chile .
- Cultura Científica . (26 de Agosto de 2018). *Así se distribuye la biomasa de la Tierra*. (Juan Pérez) Recuperado el 31 de Julio de 2023, de <https://culturacientifica.com/2018/08/26/asi-se-distribuye-la-biomasa-de-la-tierra/#:~:text=El%2060%25%20de%20la%20biomasa,la%20superficie%20del%20fondo%20oce%C3%A1nico>
- David Martínez, J. (13 de Julio de 2021). *Mucílago de café en polvo (fuente natural de antioxidantes): Una alternativa de aprovechamiento agroindustrial*. (Universidad Autónoma de Manizales) Recuperado el 10 de Octubre de 2023, de <https://www.autonoma.edu.co/blog/noticias/mucilago-de-cafe-en-polvo-fuente-natural-de-antioxidantes-una-alternativa-de>
- Delgado, O. (5 de Febrero de 2023). *Todo lo que necesitas saber acerca del agua para tu laboratorio*. Recuperado el Agosto de 2023, de <https://sgc-lab.com/todo-lo-que-necesitas-saber-acerca-del-agua-para-tu->

laboratorio/#:~:text=Clasifica%20al%20agua%20grado%20laboratorio%20en%20cuatro%20tipos%3A%20tipo%20I,tipo%20IV%20de%20menor%20pureza

Departamento del cambio climático, e. a. (s.f.). *Australians National Hydrogen strategy*. Obtenido de DCCEEW: <https://www.dcceew.gov.au/energy/publications/australias-national-hydrogen-strategy>

Dhawale, D., Risbud, M., Haque, N., & Giddey, S. (2022). *Informe preliminar con la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de producción, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y reelectrificación de hidrógeno verde y azul*. Australia .

Dhawale, D., Risbud, M., Haque, N., Beath, A., & Kaksonen, A. H. (2022). *Informe de escaneo tecnológico para la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de producción, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y reelectrificación de hidrógeno verde y azul*. Australia .

Drummond, A.-R., & Drummond, I. (1996). Pyrolysis of Sugar Cane Bagasse in a Wire-Mesh Reactor. *Mineral Resources Engineering and Chemical Engineering Departments*, 1263–1268.

Durán Sánchez, P. E. (2016). *Separación y almacenamiento de hidrógeno mediante reacciones redox en lecho fijo*. Zaragoza.

Economics, F. M. (2020). https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

ECOPETROL. (2021). Obtenido de <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/Noticias+2021/el-grupo-ecopetrol-inicia-la-produccion-de-hidrogeno-verde-en-colombia#:~:text=El%20Grupo%20Ecopetrol%20present%C3%B3%20su,el%20hidr%C3%B3geno%20como%20gran%20protagonista>.

El parque tecnológico de Itaipú en Brasil apuesta por la innovación en hidrógeno verde. (29 de Agosto de 2023). Obtenido de Buissnes News: <https://h2businessnews.com/el-parque-tecnologico-de-itaipu-en-brasil-apuesta-por-la-innovacion-en-hidrogeno-verde/>

electricidad, S. (2023). *Para producir hidrógeno verde ¿Cuánta agua y electricidad se requiere*.

ELGA VEOLIA . (s.f.). *Carbón activado* . Recuperado el Agosto de 2023, de <https://es.elgalabwater.com/technologies/activated-carbon>

ELGA VEOLIA. (s.f.). *Electrodesionización (EDI)*. Recuperado el Agosto de 2023, de <https://es.elgalabwater.com/technologies/electrodeionization-edi>

Empresas Públicas de Medellín estrena su Hub de Hidrógeno. (02 de Agosto de 2023). Obtenido de Buissnes News: <https://h2businessnews.com/empresas-publicas-de-medellin-estrena-su-hub-de-hidrogeno/>

EMR. (2022). *Analisis del Mercado de Amoniaco*.

Enaex. (s.f.). *Enaex*. Obtenido de <https://www.enaex.com/cl/es/hyex/>

- Endesa. (s.f.). *Centrales de biomasa y sus tipos*. Recuperado el 31 de Julio de 2023, de <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/centrales-renovables/central-de-biomasa>
- Enel Green Power. (2021). *Hidrógeno verde, comienza una nueva historia para la transición energética en Chile*. Obtenido de Enel Green Power: <https://www.enelgreenpower.com/es/historias/articulos/2021/10/hidrogeno-verde-punta-arenas-chile>
- España, G. d. (s.f.). *El CSIC lidera un proyecto europeo para obtener hidrógeno verde a partir de bacterias*. Obtenido de CSI: <https://www.csic.es/es/actualidad-del-csic/el-csic-lidera-un-proyecto-europeo-para-obtener-hidrogeno-verde-partir-de>
- Estrategia de hidrógeno*. (2015). Obtenido de Meti: https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/suiso_seisaku/pdf/20230606_2.pdf
- European Investment Bank. (2013). *The Economic Appraisal of Investment Projects at the EIB*.
- Evaluación del impacto socioeconómico y ambiental de los procesos de producción de hidrógeno utilizando biorresiduos como recurso energético renovable. (2022). *Reseñas de energías renovables y sostenibles*, 156.
- Fantozzi Francesco, B. C. (2009). Biogas production from different substrates in an experimental Continuously Stirred Tank Reactor anaerobic digester. *Bioresource Technology*, 102(15).
- federal, G. (2020). *The National hydrogen strategy*.
- FENOGE. (2023). Solicitud de Información a Proveedores No. SIP-007-2023-FENOGE. Bogotá.
- Ferraris, G. (Agosto de 2007). *Fertilización nitrogenada*. Recuperado el 12 de Octubre de 2023, de <https://fertilizar.org.ar/wp-content/uploads/2021/02/2009-no-11-Fertilizacio%CC%81n-nitrogenada-de-trigo-y-otros-cereales-de-invierno.pdf>
- Filtración en grava y gravilla*. (Octubre de 2009). Recuperado el Agosto de 2023, de <https://www.oocities.org/edrochac/sanitaria/filtracion.htm>
- Flórez, D. (2016). *Obtención de gas de síntesis a partir de la gasificación de cuesco de palma de aceite paletizado*. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia .
- Fuentes, N. M., & Ariza, C. (2016). Coagulantes naturales en sistemas de flujo continuo, como sustituto del Al₂(SO₄)₃ para clarificación de aguas. *Producción + Limpia*, 11(2), 41-54.
- García, E., & Ruiz, P. (s.f.). *Hidrógeno verde y biomasa, el binomio clave para hacer realidad la transición energética en Europa*. (Interempresas) Recuperado el 11 de Agosto de 2023, de <https://www.interempresas.net/Energia/Articulos/397262-Hidrogeno-verde-biomasa-binomio-clave-hacer-realidad-transicion-energetica-Europa.html>
- Gen+. (2022). *Informe de gestión*.
- Gen+. (2022). *Informe gestión - La cascada*.

- Giwa, T., Akbari, M., & Kumar, A. (2023). Techno-economic assessment of an integrated biorefinery producing bio-oil, ethanol, and hydrogen. *Fuel*.
- giz. (2021). *Posibles modelos de negocio para proyectos de hidrógeno verde: Posibles modelos de negocio para proyectos de hidrógeno verde*.
- Gobierno de Rio Negro. (s.f.). *24 jueves de hidrógeno*. Obtenido de Rio Negro: <https://rionegro.gov.ar/articulo/39593/24-jueves-de-hidrogeno>
- Gomez, G. M. (2021). *Modelo técnico y económico de electrolizador para la producción de hidrógeno como vector energético*.
- Grupo Acura. (21 de Marzo de 2023). *¿Qué es la coagulación y floculación para el tratamiento de aguas residuales?* Recuperado el Agosto de 2023, de <https://grupoacura.com/es/blog/coagulacion-floculacion/#:~:text=La%20coagulaci%C3%B3n%20es%20la%20desestabilizaci%C3%B3n,los%20s%C3%B3lidos%20dispersos%20no%20sedimentables>.
- Guillermo, S. M., & Gutiérrez Martín, F. (2015). *Tecnologías para el uso y transformación de biomasa energética*. Madrid: Ediciones Mundi-Prensa.
- H2 LAC. (s.f.). *Preguntas y respuestas – Introducción a la industria del hidrógeno verde*. Recuperado el Agosto de 2023, de <https://www.unepfi.org/wordpress/wp-content/uploads/2021/07/PREGUN1.pdf>
- Hamedani Rajabi Sara, E. B. (2016). Techno-economic Analysis of Hydrogen Production Using Biomass Gasification-A Small Scale Power Plant Stud. *Energy Procedia*, 101, 806-813.
- Han, L., Wang, Q., Yang, Y., Yu, C., & Fang, M. F. (2011). Hydrogen production via CaO sorption enhanced anaerobic gasification of sawdust in a bubbling fluidized bed. *International Journal of Hydrogen Energy*, 36(8), 4820-4829.
- He, J., Xiong, S., Guo, M., Ran, J., & Zhang, L. (2020). Experimental and thermodynamic study of banana peel non-catalytic gasification characteristics. *Waste Management*, 113, 369-378.
- Henstra, A. e. (2007). Microbiology of synthesis gas fermentation for biofuel production. *Current Opinion in Biotechnology*, 18(3), 200-206.
- Hernández, S. (2010). *Evaluación de las tecnologías implementadas en los sistemas descentralizados de purificación de agua del área rural del departamento del tolima*. Bogotá: Universidad de Los Andes.
- Hosseini, S., & Wahid, M. (2016). Producción de hidrógeno a partir de recursos energéticos renovables y sostenibles: portador de energía verde prometedor para un desarrollo limpio. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 850-866.
- Hu, G., Xu, S. X., Li, h. L., Xiao, C., & Liu, S. (2006). Steam gasification of apricot stones with olivine and dolomite as downstream catalysts. *Fuel Processing Technology*, 87(5), 375-382.
- Hydrogen strategy for Canada*. (2020). Obtenido de NRCAN: https://www.nrcan.gc.ca/sites/nrcan/files/environment/hydrogen/NRCAN_Hydrogen%20Strategy%20for%20Canada%20Dec%202015%202200%20clean_low_accessible.pdf

- Iberdrola instala la mayor planta de hidrógeno verde para uso industrial en Europa.* (s.f.). Obtenido de Iberdrola: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrógeno-verde/puertollano-planta-hidrógeno-verde>
- ICA. (2022). Obtenido de <https://www.ica.gov.co/getdoc/bc02bf1f-68b4-4d82-b776-722e261b4ca8/estadisticas.aspx>
- ICCT. (2022). *Cost of renewable hydrogen produced onsite at hydrogen refueling stations in europe.*
- IEA. (2023). Obtenido de <https://www.iea.org/energy-system/industry/steel>
- IMF. (2022). Obtenido de <https://www.imf.org/es/Publications/fandd/issues/2022/12/hydrogen-decade-vande-graaf>
- Infante, D. (2017). *Carbón activo granular, en la mejora de la calidad de agua potable*. Lima: Universidad privada del norte.
- IRENA. (s.f.).
- IRENA. (2022). *Renewable power_generation costs in 2022.*
- Isha Adya, T. C. (2021). Stabilization of anaerobic digestion of kitchen wastes using protein-rich additives: Study of process performance, kinetic modelling and energy balance. *Bioresource Technology*, 337.
- ITC. (2023). Obtenido de https://www.trademap.org/Country_SelProduct_TS.aspx?nvpm=3%7c%7c%7c%7c%7c2814%7c%7c%7c4%7c1%7c1%7c1%7c2%7c1%7c2%7c2%7c1%7c1
- J, O., E, E., M, T., U, O., A, N., P, O., & B, G. (s.f.). Valorización de residuos de biomasa para la producción de biocombustibles y productos de valor agregado: una revisión exhaustiva de los procesos termoquímicos, biológicos e integrados. *Process Safety and Environmental Protection*, 159, 323-344.
- J. Huesa Water Technology . (13 de Julio de 2022). *Necesidades de agua asociadas a la producción de hidrógeno.* (Interempresas) Recuperado el Agosto de 2023, de <https://www.interempresas.net/Agua/Articulos/394897-Necesidades-de-agua-asociadas-a-la-produccion-de-hidrógeno.html>
- J.F, G., Román, S., Bragado, D., & Calderón, M. (2008). Investigation on the reactions influencing biomass air and air/steam gasification for hydrogen production. *Fuel Processing Technology*, 89(8), 764-772.
- Jeffrey R. Bartels, M. B. (2010). An economic survey of hydrogen production from conventional and alternative energy sources. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35(16), 8371-8384.
- Jiménez Castro María Paula, B. L. (2020). Two-stage anaerobic digestion of orange peel without pre-treatment: Experimental evaluation and application to São Paulo state. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 8(4).
- Jonni Guiller Ferreira Madeira a, E. M. (2021). Hydrogen production from swine manure biogas via steam reforming of methane (SRM) and water gas shift (WGS): A ecological, technical, and economic analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(13), 8961-8971.

- Kalinci, Y., Hepbasli, A., & Dincer, I. (2009). Biomass-base hydrogen production: A review and analysis. *International Journal of Hydrogen Energy* , 8799-8817.
- Khan Academy . (s.f.). *Khan Academy*. Recuperado el 8 de Agosto de 2023, de <https://es.khanacademy.org/science/ap-biology/chemistry-of-life/properties-structure-and-function-of-biological-macromolecules/a/carbohydrates>
- Khojasteh, Y., Saville, B., & MacLean, H. (2018). Tecno-economic analysis and life cycle assessment of hydrogen production from different biomass gasification processes. *International Journal of Hydrogen Energy* , 9514-9528.
- Kumar Varma Anil, M. P. (2017). Pyrolysis of sugarcane bagasse in semi batch reactor: Effects of process parameters on product yields and characterization of products. *Industrial Crops and Products*, 95, 704-717.
- Lampropoulos Athanasios, V. G. (2023). Techno-economic assessment of an autothermal poly-generation process involving pyrolysis, gasification and SOFC for olive kernel valorization. *International Journal of Hydrogen Energy*.
- Largest green hydrogen projects in the world*. (s.f.). Obtenido de LinkedIn: <https://www.linkedin.com/pulse/largest-green-hydrogen-projects-world-futurefuels>
- Lee, S. H., Lee, S.-M., Lee, J.-H., & Lee, H. S. (2020). Biological process for coproduction of hydrogen and thermophilic enzymes during CO fermentation. *Bioresorce Technology* .
- Levin, D., Pitt, L., & Love, M. (2004). Biohydrogen production: prospects and limitations to. *Journal of Hydrogen Energy*, 29(2), 173-185.
- Li, C., Hirabayashi, D., & Suzuki, K. (2009). Desarrollo de un nuevo catalizador a base de níquel para el reformado con vapor de alquitrán de biomasa que produce H₂-rico en gas de síntesis. *Fuel Processing Technology* , 90, 790-796.
- Lisboa, T. (2023). *Análisis técnico económico de la generación de hidrógeno verde solar a partir de aguas residuales en Coquimbo*. Concepción: Universidad de concepción .
- LMI. (s.f.). *Coagulación y Floculación en el tratamiento de agua: Bombas dosificadoras y mezcladoras*. Recuperado el Agosto de 2023, de <https://www.lmipumps.com/es-co/technologies/coagulation-and-flocculation-in-water-treatment>
- Luo, S., Xiao, B., Hu, Z., Lui, S., Guo, X., & Maoyun, H. (2009). Hydrogen-rich gas from catalytic steam gasification of biomass in a fixed bed reactor: Influence of temperature and steam on gasification performance. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34(5), 2191-2194.
- MacCabe, W., Smith, J., & Harriot, P. (2007). Separaciones en lechos fijos. En *Operaciones unitarias en ingeniería química* (págs. 875-922). Mexico : McGraw-Hill Interamericana.
- Martínez-Merino, V., Gil, M., & Alfonso, C. (2013). Biomass Sources for Hydrogen Production . *Renowable Hydrogen Technologies*, 87-110.

- Mazille, F., & Spuhler, D. (s.f.). *Coagulación-Floculación*. Recuperado el Agosto de 2023, de <https://sswm.info/es/gass-perspective-es/tecnologias-de-agua-y-saneamiento/tecnologias-de-abastecimiento-de-agua/coagulaci%C3%B3n-floculaci%C3%B3n-y-separaci%C3%B3n>
- McCabe, W., & Smith, J. (2007). Procesos de separación por membrana . En *Operaciones unitarias en ingeniería química* (págs. 924-970). Ciudad de México : McGraw-Hill Interamericana .
- Melgar, R. (s.f.). *Fertilización del algodón*. Recuperado el 10 de Octubre de 2023, de <https://fertilizar.org.ar/wp-content/uploads/2021/02/2011-no-18-Fertilizacio%CC%81n-del-algado%CC%81n.-Uso-complementario-de-aplicacio%CC%81n-Foliar-de-nutrientes.pdf>
- Meng, X., Wang, Q., Xix, i. Z., afan, C., & Ma, X. (2023). A review of the technologies used for preserving anaerobic digestion inoculum. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 188.
- METSO. (2023). Obtenido de <https://www.metso.com/es/portafolio/reduccion-a-base-de-hidrogeno-circored/>
- MinAgricultura. (s.f.). *AgroNet*. Recuperado el 10 de Octubre de 2023, de <https://www.agronet.gov.co/estadistica/Paginas/home.aspx?cod=2>
- Mishra, K., & Mohanty, K. (2018). Pyrolysis kinetics and thermal behavior of waste sawdust biomass using thermogravimetric analysis. *Bioresource Technology*, 63-74.
- MME. (2021). *MME*. Obtenido de https://www.minenergia.gov.co/documents/5861/Hoja_Ruta_Hidrógeno_Colombia_2810.pdf
- Mohammad Javad Nosratpour, K. K. (2018). Improvement of ethanol and biogas production from sugarcane bagasse using sodium alkaline pretreatments. *Journal of Environmental Management*, 226, 329-339.
- Muñoz, J., & Posada, A. (2009). *Simulación de la producción de hidrógeno y metanol a partir de la gasificación de cascarilla de arroz con vapor*. Medellín .
- NESP. (2023). *Manual de práctica estándar nacional para el análisis de costo-beneficio de los recursos de energía distribuida (NSPM para DER)*.
- New Atlas. (20 de Enero de 2021). *88-megawatt Canadian hydro-to-hydrogen plant to open in 2023*. Obtenido de Newatlas: <https://newatlas.com/energy/canada-hydro-hydrogen-electrolysis-plant/>
- Okolie, J. A., Epelle, e., Tabat, M. E., Orivri, U., Nosakhare, A., Okoye, a. U., & Gunes, B. (2022). Valorización de residuos de biomasa para la producción de biocombustibles y productos de valor agregado: una revisión integral de procesos termoquímicos, biológicos e integrados. *Process Safety and Environmental Protection*, 159, 323-344.
- Ordinola, E. (2019). *Diseño de la Planta de Tratamiento de Agua Potable para tres centros poblados del distrito de Ignacio Escudero*. Piura: Universidad De Piura.
- Orellana, J. (2005). *TRATAMIENTO DE LAS AGUAS*.
- Organización para la cooperación y desarrollo Económico*. (s.f.). Obtenido de <https://www.oecd-ilibrary.org/sites/97635ef3-es/index.html?itemId=/content/component/97635ef3-es>

- Orozco, L., Mejía, J., Cardona, S., & Claudia, P. (2023). Gasificación con aire de hojas y tallo de palma de aceite y determinación de su potencial para la generación de energía eléctrica . *Universidad de Antioquia* .
- OVAKO. (2023). Obtenido de <https://www.ovako.com/en/newsevents/stories/first-in-the-world-to-heat-steel-using-hydrogen/>
- Paratec. (s.f.). Obtenido de paratec: <https://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=lista>
- Patagonia Shale. (s.f.). *Neuquén quiere reconvertir la PIAP para la producción de hidrógeno*. Obtenido de Patagonia Shale: <https://patagoniashale.com.ar/neuquen-quiere-reconvertir-la-piap-para-producir-hidrogeno/>
- Perkins, G., Batalha, N., Kumar, A., Bhaskar, T., & Konarova, M. (2019). Recent advances in liquefaction technologies for production of liquid hydrocarbon fuels from biomass and carbonaceous wastes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 115.
- Peter-varbanets, M., Zurbrügg, C., Swartzb, C., & Pronk, W. (2009). Decentralized systems for potable water and the potential of membrane technology. *Water research*, 43(2), 245-265.
- Porcu, A., Sollai, S., & Morotto, D. (2018). Techno-Economic Analysis of a Small-Scale Biomass-to-Energy BFB Gasification-Based System. *Energies*.
- Portuguese hydrogen strategy*. (s.f.). Obtenido de VDA: https://www.vda.pt/xms/files/05_Publicacoes/2020/Flashes_Newsletters/VdA_-_Guide_to_the_Portuguese_Hydrogen_Strategy.pdf
- project, G. e. (2021). *China Energy Transition status report 2021*. Obtenido de Energy Partnership: https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user_upload/china/media_elements/publications/2021/China_Energy_Transition_Status_Report_2021.pdf
- pwc. (s.f.). *The green hydrogen economy Predicting the decarbonisation agenda of tomorrow*.
- Raheem, A., Zhao, M., Dastyar, W., Abdul, Q., Ji, G., & Zhang, Y. (2019). Parametric gasification process of sugarcane bagasse for syngas production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(31), 16234-16247.
- Raúl, C. (2020). *Purificación de hidrógeno mediante un sistema PSA*. Sevilla.
- Reyes, L., & Nicolás, R. (2018). Flujo a través de lechos empacados: filtración. En *Operaciones unitarias* . Bogotá: Universidad de los Andes .
- Rocas y Minerales* . (s.f.). Recuperado el Agosto de 2023, de <https://www.rocasyminales.net/grava/>
- Sabana, U. d. (2022). *Una estrategia nacional de hidrógeno*. Bogotá.
- Seyed Sajad Hashemi, K. K. (2019). Ethanolic ammonia pretreatment for efficient biogas production from sugarcane bagasse. *Fuel*, 248, 196-204.
- SIAME (Sistema de Información Ambiental Minero Energético). (s.f.). *Atlas del potencial energético de la Biomasa residual en Colombia*. Recuperado el 31 de Julio de 2023, de <https://www1.upme.gov.co/siame/Paginas/atlas-del-potencial-energetico-de-la-biomasa.aspx>

- SIAME (Sistemas de Información Ambiental Minero Energético). (s.f.). *Atlas del potencial energético de la Biomasa residual en Colombia- Anexo A*. Recuperado el 31 de Julio de 2023, de <https://www1.upme.gov.co/siame/Paginas/atlas-del-potencial-energetico-de-la-biomasa.aspx>
- Silva, C. (2021). *Producción y almacenamiento de hidrógeno verde para aplicaciones energéticas en Chile*.
- Skillen, N., Daly, H., Lan, L., Aljohani, M., Murnaghan, C., Fan, X., . . . Robertson, P. (2022). Photocatalytic Reforming of Biomass: What Role Will the technology Play in future Energy Systems . *Current Chemistry*.
- Sun Hongliang, F. D. (2023). Optimization of operating parameters for tar reforming/hydrogen upgrading in corn straw pyrolysis polygeneration. *Renewable Energy*, 214, 1-10.
- Tecnal . (s.f.). *Tratamiento y filtración de agua para análisis de laboratorio*. Recuperado el Agosto de 2023, de https://tecnal.com.br/es/blog/195_tratamiento_y_filtracion_de_agua_para_analisis_de_laboratorio#:~:text=El%20proceso%20de%20destilaci%C3%B3n%20consiste,en%20el%20recipiente%20de%20calentamiento.
- Thibaut, L. M., Quentin, S., & Aurore, r. (2021). Biomasa a hidrógeno: una revisión de las principales rutas de producción, evaluación de procesos y evaluación tecnoeconómica. *Biomass and Bioenergy* , 144.
- Tongyu, L., Jinjun, W., Heng, C., Wenchang, Peiyuan, Lining, W. a., . . . Chen. (2023). Performance analysis of an integrated biomass-to-energy system based on gasification and pyrolysis. *Energy Conversion and Management*, 287.
- Uloa, R., & Guillermo, Z. (2011). *Efecto de la fertilización orgánica y sintética sobre crecimiento y rendimiento de grano de tres variedades de maíz (Zea mays L.)*. El Rincón, Darío-Matagalpa, postreta, 2009. Managua: Universidad Nacional Agraria.
- UNDP. (2022). *Monitor Hidrógeno Verde*.
- Unidos, D. d. (s.f.). Obtenido de Energy: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/07/f76/USDOE_FE_Hydrogen_Strategy_July2020.pdf
- UPME. (2008). *Atlas del Potencial Energetico de la Biomasa Residual de Colombia*. Colombia.
- UPME. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. Bogotá.
- UPME. (2023). Obtenido de https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Actualizacion_PEN_2022-2052_VF.pdf
- UPME. (s.f.). *Registro proyectos de generacion*. Obtenido de UPME: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiMmMyZmM1MGMtNzExZC00NzJlLTk5ODAtNWUyMzYxMGwMwMGYzliwidCI6IjMzZWYwNmM5LTBiNjMtNDg3MC1hNTY1LWlzYzc5NWlxNmE1MyIsImMiOiR9>
- Valdivia, M., Rodes, Y., Váldez, P., Gómez, L., & Maylin. (2010). Agua para uso en laboratorios . *Boletín Científico Técnico INIMET*(1), 3-10.
- Varela, P., & Sanchez, M. (2015). *Socioeconomic Impact of Wind Energy on Peripheral Regions*.

- Vassilev, S., Baxterb, D., Andersenb, L., & Vassilevaa, C. (2010). An overview of the chemical composition of biomass. *Fuel*, *89*, 913-933.
- Villamizar, I. (2020). *Tecnologías para la potabilización y tratamiento de aguas superficiales en Colombia*. Pamplona: Universidad de Pamplona .
- Visionarios Magdalena. (s.f.). Proyectos de biomasa en Colombia y lo que nos enseñan.
- Waheed Qari M.K., W. C. (2016). Pyrolysis/reforming of rice husks with a Ni–dolomite catalyst: Influence of process conditions on syngas and hydrogen yield. *Journal of the Energy Institute*, *89*(4), 657-667.
- Wei-Yin, C., Seiner, J., Suzuki, T., & Lackner, M. (2010). *Handbook of climate change mitigation*. New York : Springer.
- Wu, J., Lv, J., Lin, Y., Wua, W., Xin, H., Zhao, J., . . . Hu, Z. (2022). Effect of Mg in rice husk on promoting reaction and causing agglomeration during chemical looping gasification. *Chemical Engineering Journal*, *437*, 135-392.
- Yan Jingchun, Y. Y. (2023). Co-gasification of municipal sewage sludge and cotton stalk enhanced by metal-enriched texture dyeing sludge additives for syngas production. *Fuel*, *341*.
- Yang Haiping, Y. R. (2006). Pyrolysis of palm oil wastes for enhanced production of hydrogen rich gases. *Fuel Processing Technology*, *87*(10), 935-942.
- Yang Panbo, Z. S. (2021). Synergistic effect of the cotton stalk and high-ash coal on gas production during co-pyrolysis/gasification. *Bioresource Technology*, *336*.
- Yi, W., Wang, X., Zeng, K., Yang, H., Shao, J., Zhang, S., & Chen, H. (2023). Improving the staged gasification of crop straw by choosing a suitable devolatilization temperature. *Journal of the Energy Institute*, *108*, 101-221.
- Yue-gan Liang, L. X. (2020). Attapulgitic enhances methane production from anaerobic digestion of pig slurry by changing enzyme activities and microbial community. *Renewable Energy*, *145*, 222-232.
- Zeng, X., Fang, M., Shan, Y., Lv, T., Cen, J., Wang, Q., & Wang, K. (2023). Enhanced hydrogen production via staged catalytic gasification of rice husk using Ca(OH)₂ adsorbent and Ce–Ni/γAl₂O₃ catalyst in a fluidized bed. *International Journal of Hydrogen Energy*, *48*(44), 16630-16648.
- Zheng Zongming, L. L. (2020). Activating Fe₂O₃ using K₂CO₃-containing ethanol solution for corn stalk chemical looping gasification to produce hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, *45*(41), 21004-21013.
- Balat, M. & Balat, M. (2009). Political, economic and environmental impacts of biomass- based hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, *34*(9), 3589- 3603. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.02.067>
- Cao, L., Iris, K. M., Xiong, X., Tsang, D. C., Zhang, S., Clark, J. H. & Ok, Y. S. (2020). Biorenewable hydrogen production through biomass gasification: A review and future prospects. *Environmental Research*, *186*, 109547.

- Chisholm, G., Zhao, T. & Cronin, L. (2022). Hydrogen from water electrolysis. En T.M. Letcher (ed.), Storing energy: With special reference to renewable energy sources (2.^a ed., pp. 55 <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824510-100015-59-591>). Elsevier.
- Hajjaji, N., Khila, Z., Baccar, I. & Pons, M. N. (2016). A thermo-environmental study of hydrogen production from the steam reforming of bioethanol. *Journal of Energy Storage*, 7, 204-219. <https://doi.org/10.1016/j.est.2016.06.010>
- IEA Bioenergy. (2018). Hydrogen from biomass gasification. https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2019/01/Wasserstoffstudie_IEA-final.pdf
- Jakobsen, D. & Åtland, V. (2016). Concepts for large scale hydrogen production [tesis de maestría, Norwegian University of Science and Technology]. <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2402554>
- Li, G., Cui, P., Wang, Y., Liu, Z., Zhu, Z. & Yang, S. (2020). Life cycle energy consumption and GHG emissions of biomass-to-hydrogen process in comparison with coal-to-hydrogen process. *Energy*, 191, 116588. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116588>
- Sanchez, N., Ruiz, R. Y., Cifuentes, B. & Cobo, M. (2019). Controlling sugarcane press-mud fermentation to increase bioethanol steam reforming for hydrogen production. *Waste Management*, 98, 1-13. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2019.08.006>
- Shahabuddin, M., Krishna, B. B., Bhaskar, T. & Perkins, G. (2020). Advances in the thermo-chemical production of hydrogen from biomass and residual wastes: Summary of recent techno-economic analyses. *Bioresource Technology*, 299, 122557. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2019.122557>
- Quintero, J., Quintero, L., 2015. Perspectivas del potencial energético de la biomasa en el marco global y latinoamericano. *Gest. Ambient.* 18(1), 179-188.
- Kelly, N., 2014. Hydrogen production by water electrolysis. En: Basile, A., Iulianelli, A. (eds.), *Advances in hydrogen production, storage and distribution*. Woodhead Publishing; Elsevier, Amsterdam; Oxford, U
- Bae, J., Lee, S., Kim, S., Oh, J., Choi, S., Bae, M., Kang, I., Katikaneni, S., 2016. Liquid fuel processing for hydrogen production: A review. *Int. J. Hydrog. Energy* 41
- Carvajal-Osorio, H., Babativa, J., Alonso, J., 2010. Estudio sobre producción de H₂ con hidroelectricidad para una economía de hidrógeno en Colombia. *Ingeniería y Competitividad*, vol. 12, núm. 1, 2010, pp. 31-42 Universidad del Valle.
- B. McLellan, E. Shoko, A.L. Dicks, J.C. Diniz da Costa., 2004. Hydrogen production and utilisation opportunities for Australia. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S036031990400248>
- International Renewable Energy Agency. *Perspectiva de la Transición Energética Mundial Camino hacia 1.5°C*. *Perspectivas de la transición energética mundial: camino de 1.5 °C (irena.org)
- Aisikaer Anniwaer a, Nichaboon Chaihad a, Mengjuan Zhang a, Chao Wang a, Tao Yu a, Yutaka Kasai b, Abuliti Abudula a, Guoqing Guan., 2021. Hydrogen-rich gas production from steam co-gasification of banana peel with agricultural residues and woody biomass. *Hydrogen-rich gas production from steam co-gasification of banana peel with agricultural residues and woody biomass*- ScienceDirect
- Mustafa Balat, Mehmet Balat. 2009. Political, economic and environmental impacts of biomass-based hydrogen. *Political, economic and environmental impacts of biomass-based hydrogen*- ScienceDirect
- Cheng W., Lee S., 2022. How Green Are the National Hydrogen Strategies. *Sustainability* | Free Full-Text | How Green Are the National Hydrogen Strategies? (mdpi.com)
- COAG Australia. *Australia's National Hydrogen Strategy*; COAG Australia: Canberra, Australia, 2019. <https://www.dceew.gov.au/energy/publications/australias-national-hydrogen-strategy>
- Natural Resources Canada. *Hydrogen Strategy for Canada: Seizing the Opportunities for Hydrogen: A Call to Action*. 2020.

- https://www.nrcan.gc.ca/sites/nrcan/files/environment/hydrogen/NRCan_Hydrogen%20Strategy%20for%20Canada%20Dec%2015%202200%20clean_low_accessible.pdf
- Ministry of Energy Government of Chile. National Green Hydrogen Strategy: Chile, a Clean Energy Provider for a Carbon Neutral Planet. 2020.
https://energia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf
- Hoja de Ruta para el Hidrógeno en Colombia. 2021. <https://www.minenergia.gov.co/es/micrositios/enlace-ruta-hidrogeno/>
- Ministry of Industry and Trade the Czech Republic. The Czech Republic's Hydrogen Strategy. 2021.
https://www.mpo.cz/assets/cz/prumysl/strategicke-projekty/2021/9/Hydrogen-Strategy_CZ_2021-09-09.pdf
- European Commission. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe: Communication from the commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. 2020, COM (2020) 301 final.
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf
- Laurikko, J.; Ihonen, J.; Kiviaho, J.; Himanen, O.; Weiss, R.; Saarinen, V.; Kärki, J.; Hurskainen, M. National Hydrogen Roadmap for Finland. 2020. https://www.businessfinland.fi/4abb35/globalassets/finnish-customers/02-build-your-network/bioeconomy--cleantech/alykas-energia/bf_national_hydrogen_roadmap_2020.pdf
- France Hydrogène. Trajectoire Pour une Grande Ambition Hydrogène. 2021. https://s3.production.france-hydrogene.org/uploads/sites/4/2021/11/France_20Hydrog_C3_A8ne_trajectoire_20grande_20ambition_20H2_final_web.pdf
- Federal Ministry for Economic Affairs and Energy of Germany. The National Hydrogen Strategy. 2020.
https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- Government of Hungary. Hungary's National Hydrogen Strategy. 2021.
<https://cdn.kormany.hu/uploads/document/a/a2/a2b/a2b2b7ed5179b17694659b8f050ba9648e75a0bf.pdf>
- Priya, L. India's National Hydrogen Mission and Prospects for Cooperation with GCC. 2021.
<https://idsa.in/issuebrief/india-national-hydrogen-mission-n-gcc-lpriya-270821>
- Manna, J.; Jha, P.; Sarkhel, R.; Banerjee, C.; Tripathi, A.K.; Nouni, M.R. Opportunities for green hydrogen production in petroleum refining and ammonia synthesis industries in India. *Int. J. Hydrog. Energy* 2021, 46, 38212–38231.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319921035448>
- Ministry of Economic Development Italy. Strategia Nazionale Idrogeno Linee Guida Preliminari (National Hydrogen Strategy Preliminary Guidelines). 2020.
https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Strategia_Nazionale_Idrogeno_Linee_guida_preliminari_nov20.pdf
- CSIRO. Morocco-HyResource. <https://research.csiro.au/hyresource/policy/international/morocco/>
- Rijksoverheid the Netherlands. Netherlands Government Strategy on Hydrogen. 2020.
<https://www.government.nl/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen>
- Ministry of Business, Innovation & Employment New Zealand. A Vision for Hydrogen in New Zealand: Green Paper. 2019. <https://www.mbie.govt.nz/dmsdocument/6798-a-vision-for-hydrogen-in-new-zealand-green-paper>

Norwegian Ministry of Petroleum and Energy; Norwegian Ministry of Climate and Environment. The Norwegian Government's Hydrogen Strategy: Towards a Low Emission Society. 2020. <https://www.regjeringen.no/contentassets/40026db2148e41eda8e3792d259efb6b/y-0127e.pdf>

Paraguay Government. Towards the Green Hydrogen Route in Paraguay—Conceptual Framework. 2021. https://www.ssme.gov.py/vmme/pdf/H2/DIGITAL_ENG_H2_Marco_Conceptual.pdf

Government of Poland. Polish Hydrogen Strategy until 2030 with an Outlook until 2040. 2021. https://bip.mos.gov.pl/fileadmin/user_upload/bip/dostep_do_informacji/Projekt_PSW.pdf

Presidency of the Council of Ministers Portugal. Council of Ministers Resolution n.o 63/2020—National Plan for Hydrogen Portugal. 2020. <https://dre.pt/dre/detalhe/resolucao-conselho-ministros/63-2020-140346286>

De Sousa, A.L.; Cascão, V. A Simplified Guide to the Portuguese Hydrogen Strategy. https://www.vda.pt/xms/files/05_Publicacoes/2020/Flashes_Newsletters/VdA_-_Guide_to_the_Portuguese_Hydrogen_Strategy.pdf

Government of Korea. Hydrogen Economy: Roadmap of Korea. 2021. <https://www.motie.go.kr/search/search.do?site=main&kwd=%EC%88%98%EC%86%8C&category=c3&reSrchFlag=¤tPage=1&detailSearch=false&srchFd=%24param.srchFd&sort=r&date=%24param.date&start-date=&end-date=&preCondi=%24param.preCondi&rowPerPage=10&fdTot=%24param.fdTot&fdTitle=%24param.fdTTitle&fdContent=%24param.fdContent&fdFile=%24param.fdfFile&fdNotice=%24param.fdfNotice&ppkFlag=weekly&searchOption=allword&searchRange=fdTot&searchOptionAnd=&searchOptionOr=>

Josefson, J.; Rotar, A. Russia Releases Hydrogen Roadmap. <https://www.morganlewis.com/pubs/2020/11/russia-releases-hydrogen-roadmap>

Barlow, I.; Tsafo, N. Russia's Hydrogen Energy Strategy. <https://www.csis.org/analysis/russias-hydrogen-energy-strategy>

Sinay, J.; Jesný, M.; Weiterschütz, J.; Blaškovitš, P.; Sulík, R. Národná vodíková stratégia: Pripravení na budúcnosť (National Hydrogen Strategy of the Slovak "Ready for the Future"). 2021. <https://rokovania.gov.sk/download.dat?id=361F8BABC3FC4DED81622AEAC353040C-7E6A87522DA19835FF227E896470F449>

Ministry for the Ecological Transition and the Demographic Challenge (MITERD) of Spain. Hoja de Ruta del Hidrógeno: Una Apuesta por el Hidrógeno Renovable (Hydrogen Roadmap: A Commitment to Renewable Hydrogen). 2020. https://energia.gob.es/es-es/Novidades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf

UNECE Ukraine. Draft Roadmap for Production and Use of Hydrogen in Ukraine. 2020. https://unece.org/sites/default/files/2021-03/Hydrogen%20Roadmap%20Draft%20Report_ENG%20March%202021_0.pdf

Friedmann, J.; Mills, R. The UAE's Role in the Global Hydrogen Economy. 2021. <https://www.qamarenergy.com/sites/default/files/The%20UAE%27s%20Role%20in%20the%20Global%20Hydrogen%20Economy.pdf>

Ibrahim, L.; Hussein, H. UAE Announces Hydrogen Leadership Roadmap, Reinforcing Nation's Commitment to Driving Economic Opportunity through Decisive Climate Action. <https://www.wam.ae/en/details/1395302988986>

The Secretary of State for Business, Energy & Industrial Strategy UK. UK Hydrogen Strategy. 2021. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1011283/UK-Hydrogen-Strategy_web.pdf

Department of Energy US. Hydrogen Strategy: Enabling A Low-Carbon Economy. 2020.
https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/07/f76/USDOE_FE_Hydrogen_Strategy_July2020.pdf

<https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/us-national-clean-hydrogen-strategy-roadmap.pdf>

IEA (2022). Hidrógeno en América Latina. Informe de la Agencia Internacional de la Energía.

BNamericas (2023). Diez proyectos de hidrógeno que destacarán en Latinoamérica. Artículo de la plataforma colaborativa H2LAC.

IRENA (2022). Hydrogen: A renewable energy perspective. Informe de la Agencia Internacional de las Energías Renovables.

Enel Green Power (2023). Hidrógeno verde: una oportunidad para Ecuador. Comunicado de prensa.

Términos de Referencia ANLA- Proyectos Biomasa y Centrales Hidroeléctricas
https://www.anla.gov.co/01_anla/normatividad/documentos-estrategicos/terminos-dereferencia

Universidad Distrital Francisco José de Caldas (2020). Pequeñas centrales Hidroeléctricas (PCH'S)

Shell Energy of the future? Shell hydrogen study <https://www.studocu.com/row/document/istanbul-universitesi/thermodynamic/shell-h2-study-new-grade-a/11052203>

WEC Hidrógeno en el horizonte: ¿preparados, listos, ya?, demanda de hidrógeno y dinámica de costes, del consejo mundial de energía, 2021, https://www.worldenergy.org/assets/downloads/Working_Paper_-_Hydrogen_Demand_And_Cost_Dynamics_-_September_2021_SPANISH.pdf?v=1658324860

pwc, The green hydrogen economy, Predicting the decarbonisation agenda of tomorrow, https://www.pwc.com/gx/en/industries/energy-utilities-resources/future-energy/green-hydrogen-cost.html?j=374875&sfmc_sub=39086&l=16_HTML&u=6855752&mid=510000034&jb=1

Para producir hidrógeno verde ¿Cuánta agua y electricidad se requiere?
<https://www.sectorelectricidad.com/40736/para-producir-hidrogeno-verde-cuanta-agua-y-electricidad-se-requiere/>

Cancino Silva, Producción y almacenamiento de hidrógeno verde para aplicaciones energéticas en Chile, 2021
<https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/181631/Produccion-y-almacenamiento-hidrogeno-verde-para-aplicaciones-energeticas-en-Chile.pdf?sequence=1>

GIZ, Posibles modelos de negocio para proyectos de hidrógeno verde: Offtakers y aplicaciones del hidrógeno y sus derivados, costos asociados, logística y periodos de construcción, O&M y análisis de casos de éxito de proyectos de hidrógeno verde, 2021.

ICCT, cost of renewable hydrogen produced onsite at hydrogen refueling stations in Europe, 2022,
<https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/02/fuels-eu-cost-renew-H-produced-onsite-H-refueling-stations-europe-feb22.pdf>

Matute Gómez Guillermo, Modelo técnico y económico de electrolizador para la producción de hidrógeno como vector energético, 2021, <https://zaguan.unizar.es/record/117309/files/TESIS-2022-110.pdf>

ANEXO 1

En la siguiente tabla se presentan las referencias bibliográficas relacionadas con los diferentes niveles de madurez de las tecnologías de producción de H₂ empleando Biomasa.

Tecnología	TRL
Pirólisis para biomasa leñosa (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, Informe de escaneo tecnológico para la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de producción, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y reelectrificación de hidrógeno verde y azul, 2022)	8
Pirólisis para residuos sólidos urbanos (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, Informe de escaneo tecnológico para la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de producción, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y reelectrificación de hidrógeno verde y azul, 2022)	5
Pirólisis reformada (Arun, y otros, 2022)	4
Gasificación de biomasa leñosa (Buffi & Scarlat, 2022) (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, Informe de escaneo tecnológico para la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de producción, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y reelectrificación de hidrógeno verde y azul, 2022)	9
Gasificación de biomasa de sólidos urbanos (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, Informe de escaneo tecnológico para la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de producción, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y reelectrificación de hidrógeno verde y azul, 2022)	7
Gasificación de biomasa con CAC (Al- Qahtani, Parkinson, Hellgardt, Shaha, & Guillén, 2021)	5
Gasificación de agua super crítica (Thibaut, Quentin, & Aurore, 2021)	4
Reformado de biogas (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, Informe de escaneo tecnológico para la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de producción, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y reelectrificación de hidrógeno verde y azul, 2022)	8-9
Reformado con vapor (Buffi & Scarlat, 2022)	8
Fermentación oscura convencional (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, Informe de escaneo tecnológico para la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de producción, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y reelectrificación de hidrógeno verde y azul, 2022)	7
Fermentación oscura metabólica (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, Informe de escaneo tecnológico para la lista de bienes y servicios asociados a las	6

Tecnología	TRL
mejores tecnologías de producción, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y reelectrificación de hidrógeno verde y azul, 2022)	
Fermentación híbrida clara y oscura	6
Fermentación oscura seguida de una digestión anaerobia (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, Informe de escaneo tecnológico para la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de producción, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y reelectrificación de hidrógeno verde y azul, 2022)	5
Fotofermentación (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, Informe de escaneo tecnológico para la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de producción, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y reelectrificación de hidrógeno verde y azul, 2022)	6
Biofotólisis (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, Informe de escaneo tecnológico para la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de producción, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y reelectrificación de hidrógeno verde y azul, 2022)	2
Desplazamiento agua-gas (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, Informe de escaneo tecnológico para la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de producción, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y reelectrificación de hidrógeno verde y azul, 2022)	9
Celdas de combustible microbianas asistidas electroquímicamente (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, Informe de escaneo tecnológico para la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de producción, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y reelectrificación de hidrógeno verde y azul, 2022)	4
Fermentación oscura seguida de fotofermentación (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, Informe de escaneo tecnológico para la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de producción, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y reelectrificación de hidrógeno verde y azul, 2022)	6
Fermentación oscura seguida de celda de combustible microbiana asistida electroquímicamente (Dhawale, Risbud, Haque, Beath, & Kaksonen, Informe de escaneo tecnológico para la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de producción, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y reelectrificación de hidrógeno verde y azul, 2022)	5
Biointermedio reformado con vapor (Buffi & Scarlat, 2022)	7
Células de electrólisis microbiana (Buffi & Scarlat, 2022)	6
Electrólisis asistida por carbono e hidrocarburo (CSIRO, 2022)	3
Digestión (Okolie, y otros, 2022)	6

Tecnología	TRL
Esterificación	4
Licuefacción (Perkins, Batalha, Kumar, Bhaskar, & Konarova, 2019)	6
Reformado en fase acuosa (Thibaut, Quentin, & Aurore, 2021)	5
Reformado de vapor de bio-intermedios (Buffi & Scarlat, 2022)	6
Sistemas híbridos biológicos (Evaluación del impacto tecnoeconómico y ambiental de los procesos de producción de hidrógeno utilizando biorresiduos como recurso energético renovable, 2022)	5
Reformado fotocatalítico de biomasa (Skillen, y otros, 2022)	4
Plasma (Evaluación del impacto tecnoeconómico y ambiental de los procesos de producción de hidrógeno utilizando biorresiduos como recurso energético renovable, 2022)	4
Fermentación oscura en estado solido (Evaluación del impacto tecnoeconómico y ambiental de los procesos de producción de hidrógeno utilizando biorresiduos como recurso energético renovable, 2022)	5
Fermentación (Buffi & Scarlat, 2022)	6