

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

Resumen ejecutivo

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

Resumen ejecutivo

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		12/02/2023	Versión Inicial
01			
02			
03			

REVISIÓN Y APROBACIÓN

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

Tabla de Contenido

1	Alcance del documento.....	5
1.1	Contenido informe 1.....	5
1.2	Contenido informe 2.....	6
2	Cadena de valor del Hidrógeno	6
3	Demanda de hidrógeno en Colombia	8
3.1	Proyecciones de demanda de H ₂	8
3.2	Proyecciones por departamento.....	10
4	Análisis de tecnologías disponibles	12
4.1	Biomasa	12
4.1	PCH y electrolizador.....	15
5	Disponibilidad de recursos y eficiencia.....	17
5.1	Capacidad de producción de H ₂ con biomasa	18
5.2	Capacidad de producción de H ₂ con PCH	20
6	Definición de modelos de negocio	21
6.1	Esquema para biomasa	22
6.2	Esquema para PCH.....	23
7	Resultados del estudio.....	24
7.1	Costo nivelado promedio con biomasa.....	24
7.2	Costo nivelado promedio con PCH.....	27
7.3	Aspectos normativos identificados	28
8	Barreras identificadas y factores habilitadores	31
8.1	Barreras y factores jurídicos.....	31
8.2	Barreras y factores habilitadores técnicos y económicos.....	32
9	Ruta de producción H₂ verde con Biomasa y PCH.....	34

1 Alcance del documento

Esta consultoría se enmarca en el proyecto *+H2 COLOMBIA: un futuro energético sostenible*, como una de las actividades para dinamizar el mercado del hidrógeno verde y sus aplicaciones en toda su cadena de valor en Colombia a través de la promoción y generación del conocimiento y la estructuración de diferentes mecanismos de inversión y financiación, en el marco de la hoja de ruta del hidrógeno en Colombia.

El alcance de esta consultoría 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.***

Este documento resume los principales aspectos identificados en el desarrollo de la consultoría, los análisis detallados se encuentran en los dos informes realizados en el marco de la consultoría. En los siguientes cuadros se resumen los análisis incluidos en cada uno de los informes señalados.

1.1 Contenido informe 1

En el informe 1 se presentan los siguientes análisis:

- **Contexto general** de la **demanda actual y esperada** del H₂ a nivel mundial y la evolución esperada de sus costos de producción.
- **Metodología propuesta** para la definición de los posibles modelos de negocio y su evaluación.
- **Usos del hidrogeno en Colombia** en diferentes sectores, fertilizantes, usos industriales, movilidad y uso en refinerías.
- **Revisión de tecnologías de producción de H₂** (electrolización, procesos bioquímicos y procesos termoquímicos) y su **nivel de madurez**.
- **Tipo de biomasa requerida** para las tecnologías disponibles y **potencial de producción** de H₂ según la biomasa producida.
- **Aspectos jurídicos identificados**, incluyendo una revisión de la **experiencia internacional** en temas de producción de hidrogeno, 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.

1.2 Contenido informe 2

A continuación, se resume el contenido del segundo informe de esta consultoría:

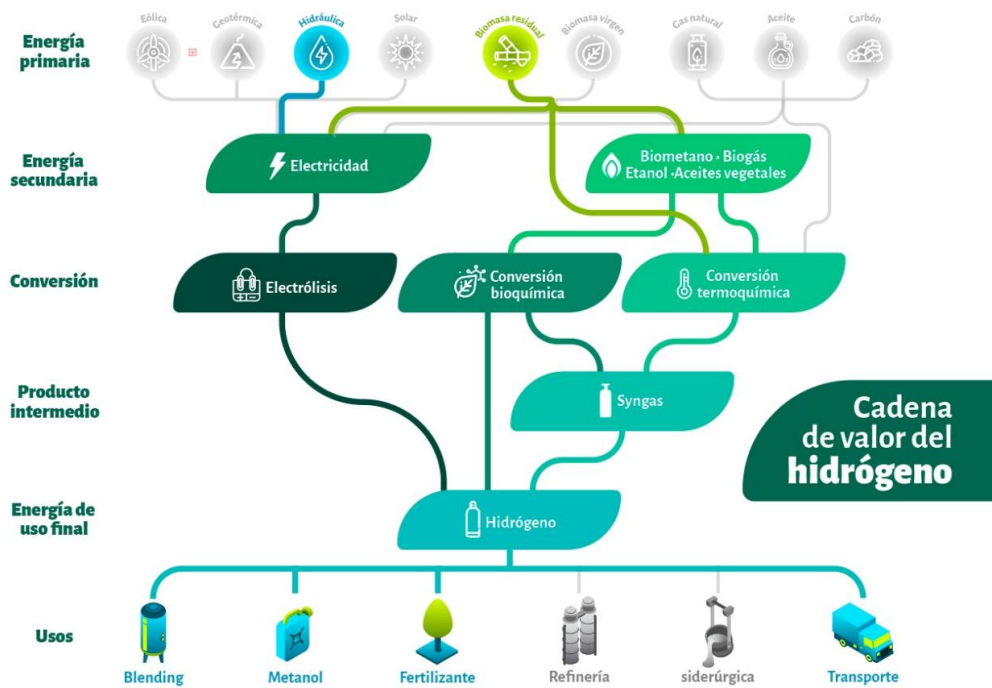
- **Escenarios de demanda potencial** de H₂ a nivel de departamento y para los diferentes usos, incluyendo los volúmenes de biomasa requeridos para su producción. Las estimaciones se hacen para los años 2030, 2040 y 2050.
- **Descripción de los modelos de negocio** para cada uno de los usos identificados, para los departamentos con potencial de producción de H₂.
- **Análisis modelos de negocio**, para cada modelo de negocio se estima el Capex, el Opex, y el **costo nivelado de producción** y se realiza una estimación de indicadores financieros del proyecto.
- **Análisis y evaluación** general de **impactos ambientales y sociales**.
- Finalmente, se presentan el resumen de las **Barreras identificadas**, los **factores habilitadores** para el desarrollo de proyectos de este tipo, así como las **recomendaciones y hoja de ruta** para su implementación.

2 Cadena de valor del Hidrógeno

En función del proceso de producción del H₂ y de la fuente de energía empleada varían las emisiones de CO₂ asociadas, por lo cual, la utilización de energías renovables (sin emisiones o con bajas emisiones) 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.

En la Figura 2-1 se presenta un diagrama general de los procesos de producción de hidrogeno, en todos los casos se parte de una fuente de energía primaria: energía solar, eólica, hidráulica, 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: electrolisis, conversión bioquímica y conversión termoquímica, en los dos últimos casos se produce un gas sintético (syngas) que posteriormente se transforma en hidrógeno.

Figura 2-1 Procesos para la producción de hidrogeno



Actualmente 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 CO₂, 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 hidrogeno mediante la electrólisis, se requiere grandes cantidades de energía eléctrica que tiene un alto costo y un uso cada vez mayor¹, en los últimos años se está avanzando en la eficiencia de estos sistemas y el uso de fuentes no convencionales de energía eléctrica que por sus características de generación puedan ser aprovechadas en el proceso de electrólisis a precios competitivos. Los mayores esfuerzos se enfocan en el uso de plantas solares y eólicas.

En este estudio se abordará la producción de hidrogeno con base en dos fuentes primarias: energía hidráulica y biomasa residual. De acuerdo con los procesos de producción de hidrogeno mostrados, para el caso de la energía hidráulica se requiere su conversión a

¹ Por la creciente electrificación de la economía.

electricidad y luego mediante un proceso de electrólisis se produce el hidrogeno. En el caso de la biomasa, para la producción de hidrogeno se pueden emplear dos métodos de conversión, bioquímica y bio térmica, con o sin producción de gas sintético.

La biomasa es una fuente energética muy útil debido a su gran disponibilidad y su carácter renovable. Esta se considera así, ya que forma parte del ciclo natural de la naturaleza, específicamente del ciclo de las plantas a través de la fotosíntesis y respiración celular. En este estudio se contempla la biomasa residual que enmarca todos aquellos residuos orgánicos de procesos industriales, urbanos, provenientes de la agricultura, entre otros.

Actualmente la biomasa es usada para varios procesos en la obtención de productos como biogás, energía eléctrica, biocombustibles e hidrogeno.

En el caso de la electricidad producida por las PCH se cuenta con la ventaja de tener factores de planta superiores a los de plantas solares o eólicas que se emplean en la mayoría de los proyectos con electrolisis identificados, aunque su costo inicial es mayor. Adicionalmente es un insumo que puede ser inyectado a la red eléctrica teniendo en cuenta la creciente demanda de energía eléctrica y su perfil de generación.

3 Demanda de hidrógeno en Colombia

A continuación, se presenta el resumen de la demanda de actual de H₂ o derivados de este y las proyecciones de crecimiento de la demanda empleadas en este estudio.

3.1 Proyecciones de demanda de H₂

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 y biodiesel (metanol). De esta manera los usos identificados como potenciales mercados para el H₂ de biomasa son fertilizantes, metanol, industria-*Blending* y transporte o movilidad.

En el tema de fertilizantes, en el caso colombiano en el año 2022 se importaron 62 kTon de amoniaco (Trade Map, 2023), representando cerca del 99% del consumo nacional de este insumo, con una producción asociada de 1.3 MMT en fertilizantes para el 2022. Con el fin de estimar las potenciales demandas para los años 2030, 2040 y 2050, se genera la proyección de las importaciones de amoniaco utilizando el porcentaje de crecimiento anual

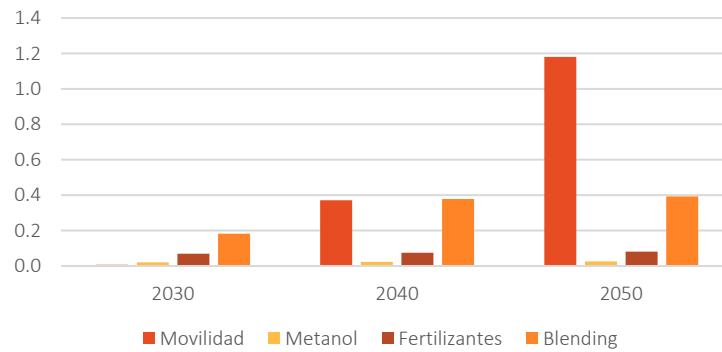
de los últimos 20 años que corresponde a 0,81%, partiendo de 62 kTon. Lo que supone una necesidad de cerca de 66.563 ton de amoníaco en el año 2030, 71.656 en el 2040 y 77.565 en el 2050.

Como en el caso del amoníaco, el país es un importador neto de metanol, con importaciones de 115.858 toneladas importadas en el 2022 (Trade Map, 2023), que han presentado un crecimiento interanual del 1,22% entre el 2013- 2022, con este referente se realizan las estimaciones para los años de interés del estudio.

Dentro de las principales oportunidades que se discuten para el uso de hidrógeno verde, se encuentra su uso en el sector transporte, a pesar de que esta puede considerarse una oportunidad de largo plazo, especialmente debido al nivel de madurez tecnológica, las diferentes propuestas están dirigidas a la entrada progresiva del H₂ para transporte terrestre de pasajeros y carga pesada en el país, para evolucionar, de acuerdo al desarrollo tecnológico a combustibles sintéticos y otros modos de transporte. En este sentido las primeras estimaciones propuestas en la hoja de ruta del hidrógeno en Colombia, proyectaba una penetración progresiva en vehículos a 2030, de ligeros de pila de combustible entre 1.500 y 2.000, pesados entre 1.000 y 1.500 de pila de combustible, lo cual representa unas demandas de hidrógeno en el sector de 7.200 ton a 2030, 371 ton a 2040 y 1,18 Mton de H₂ a 2050. Esto se ajusta a lo propuesto con los 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, para las estimaciones se utilizan los valores propuestos por la Hoja de Ruta del Hidrógeno (MME, 2021).

Finalmente, otro de los usos del H₂ es como energético en mezcla con el gas natural, proceso denominado *Blending*, para estimar las potenciales demandas se realiza una estimación de la cantidad de hidrógeno en función de las proyecciones de demanda de gas natural, publicadas por la UPME en 2022, en su escenario de demanda media (UPME, 2022). Teniendo como referente, el inicio de la aplicación de la mezcla en 2% desde el año 2025, debido a que antes de este año no se ven factible la implementación de este tipo de uso; para los demás años aplicando los porcentajes propuestos en el PEN 2022-2052 en adelante (10% para el periodo 2030-2035, 15% para el periodo 2035-2040 y 20% para el periodo 2040-2050).

Figura 3-1 Demanda estimadas de H₂ por tipo de uso (Millones T)

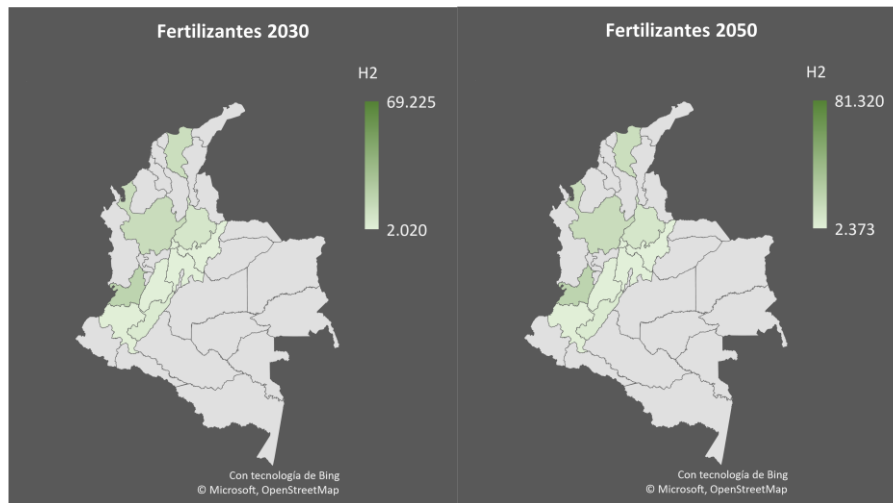


3.2 Proyecciones por departamento

En las siguientes figuras se presenta la demanda de Hidrógeno por departamento en los años 2030 y 2050.

Para el caso de fertilizantes la propuesta para regionalizar las demandas es hacerlo en función de la ubicación de las plantas productoras de fertilizantes, de acuerdo con información del ICA para el año 2022. En este sentido, si se considera el volumen reportado en la producción, los principales departamentos son Valle del Cauca, Atlántico, Magdalena y Antioquia.

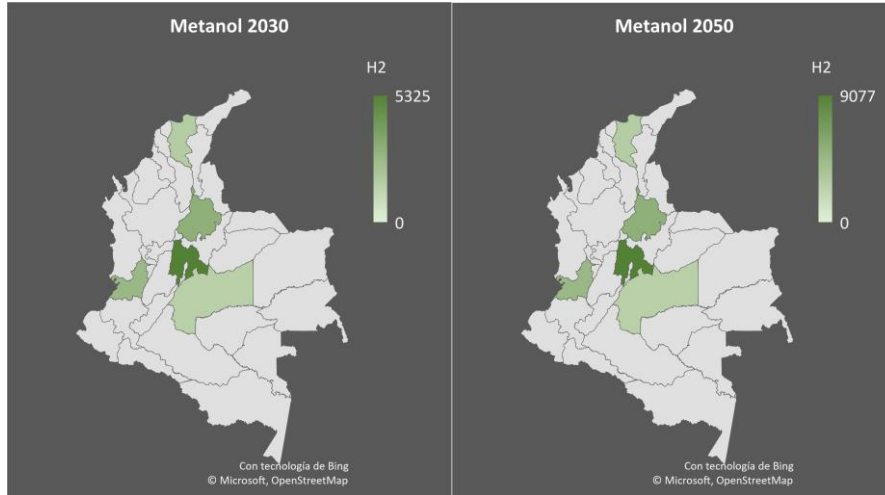
Figura 3-2 Demanda de H₂ por departamento para fertilizantes 2030 - 2025



En lo relacionado con metanol, la propuesta es regionalizar en función de la ubicación de los demandantes directos del metanol importado, en este caso asociados con la producción

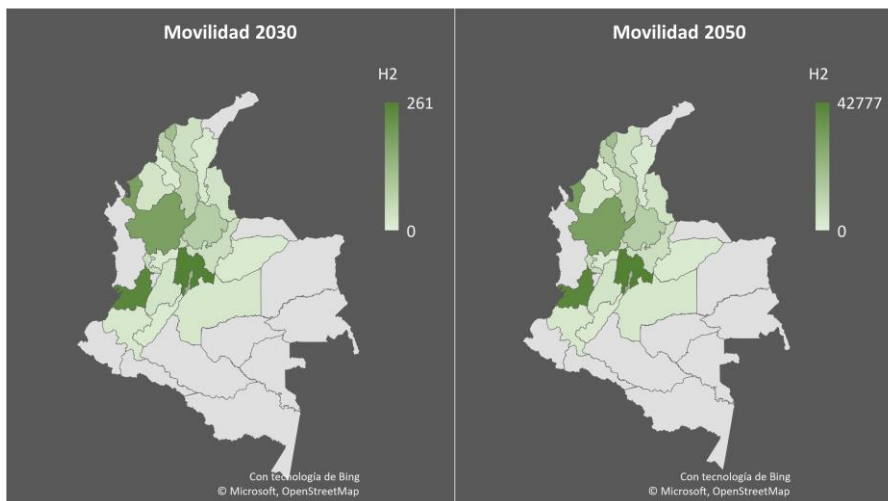
de Biodiesel, identificando potenciales demandas en los departamentos de Valle del Cauca, Cundinamarca, Santander, Magdalena, Meta y Santander

Figura 3-3 Demanda de H2 por departamento para metanol 2030 - 2025



En el caso de movilidad se propone un ejercicio de regionalización en función de los comportamientos de los viajes de carga realizados a nivel nacional, de acuerdo con información reportada por el Ministerio de Transporte y asumiendo un 20% de la demanda total estimada se obtienen los valores anuales de H2 por departamento.

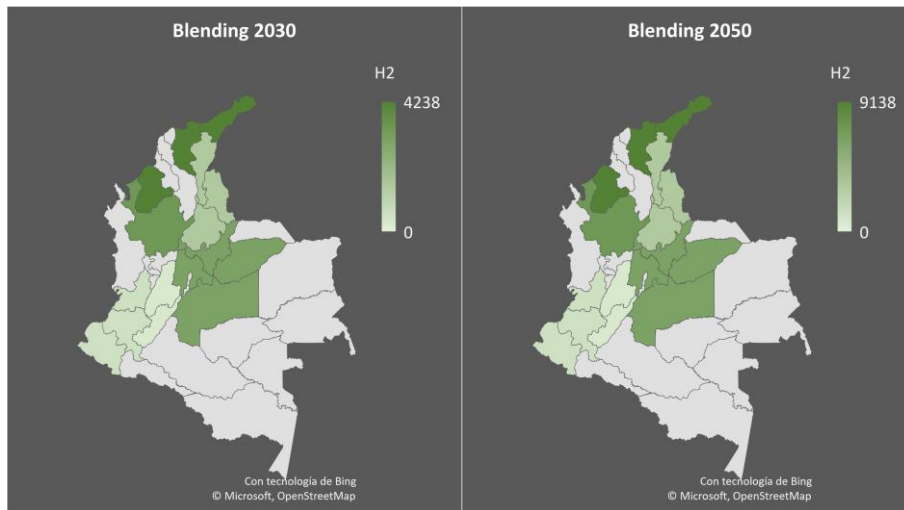
Figura 3-4 Demanda de H2 por departamento para movilidad 2030 - 2025



En el caso de *blending* y atendiendo a la misma fuente de información de las proyecciones de demanda de la UPME, se aplica el porcentaje de la distribución del consumo por regiones

reportado, suponiendo que el porcentaje de la región se distribuye proporcionalmente a nivel departamental. De esta manera se obtienen, para cada departamento la demanda total estimada de H2 a atender con tecnologías de biomasa y PCH para los años 2023, 2030, 2040 y 2050

Figura 3-5 Demanda de H2 por departamento para *blending* 2030 - 2025



4 Análisis de tecnologías disponibles

4.1 Biomasa

Como metodología del estudio. En primera instancia se identificaron las tecnologías que permitían la producción de hidrogeno a partir de biomasa, estas se separan en dos macro rutas bioquímicas y termoquímicas en donde se encontraron 31 diferentes tecnologías de las cuales se identificó su madurez tecnológica dividida de la siguiente manera:

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 entono pertinente

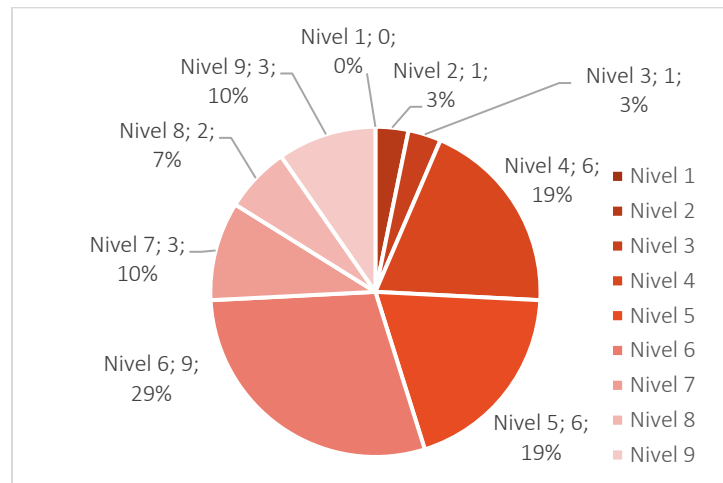
TRL 7: Demostración del prototipo del sistema en un entorno operativo

TRL 8: Sistema completo y cualificado

TRL 9: Sistema real aprobado en un entorno operativo

Estas tecnologías, consultadas de fuentes primarias no mayores a 5 años, se dividen en los siguientes niveles por madurez tecnológica:

Figura 4-1 TRL de las tecnologías



Se evidencia que la mayoría de las tecnologías halladas se encuentran en un nivel de madurez a nivel de entorno pertinente (TRL 6), 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) 19%. De estas tecnologías solo 5 se encuentran en TRL 9 y 8.

Para **TRL 8** son:

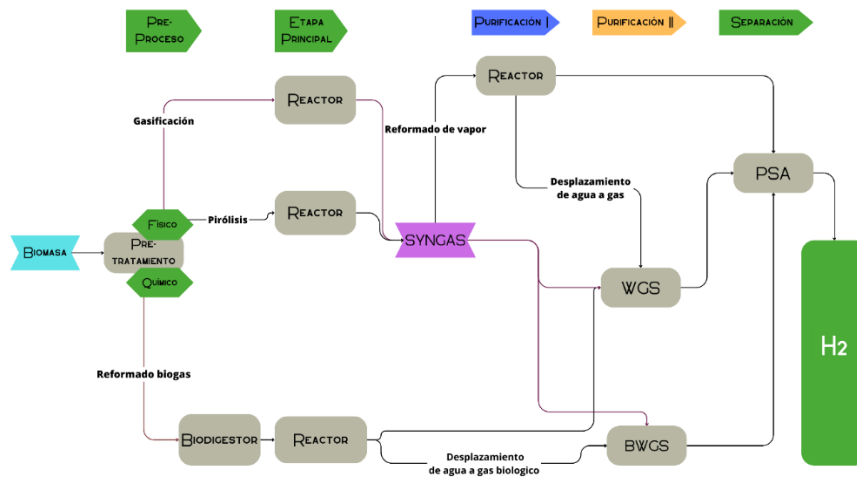
- Pirólisis: Es un proceso de transformación química de un sólido en este caso biomasa residual en un sólido carbonizado, una mezcla de gases combustibles y un bioaceite.
- Reformado de vapor o *Steam Reforming* (SR): Es un proceso de transformación del metano en monóxido de carbono e hidrógeno.

Para **TRL 9** son:

- Desplazamiento agua-Gas biológico o Biological Water Gas Shift, por sus siglas en inglés (BWGS): Mediante microorganismos se trata el gas de síntesis y se produce dióxido de carbono e hidrogeno.
- Gasificación: Proceso de transformación química de un sólido, en este caso de biomasa residual, en un gas combustible que contiene principalmente CO₂, CO, CH₄ y H₂.
- Reformado de biogás: Este proceso contempla un biodigestor y el reformado de vapor.

Con estas tecnologías se procede a obtener la cadena de valor de la producción de hidrogeno a partir de biomasa residual. En complemento con la información presentada también existen tecnologías que permiten obtener mayor cantidad de hidrogeno o la purificación de este, de las tecnologías mencionadas a continuación, por ejemplo, *Water Gas Shift* (WGS) donde el monóxido de carbono se convierte en hidrogeno y dióxido de carbono y Adsorción por Oscilación de Presión (PSA): donde se separa el hidrogeno de los otros gases contenidos en el gas de síntesis mediante cambios de presión.

Figura 4-2 Cadena de valor hidrógeno a partir de biomasa residual



Se observa en la cadena de valor que para cada tecnología existen varias posibilidades de obtención de hidrogeno, estas son catalogadas en subcasos de producción de hidrogeno para cada tecnología. Todos los casos tienen como objetivo obtener mayores cantidades de hidrógeno aprovechando cada componente obtenido en gas de síntesis (metano, monóxido de carbono y metano). Por ejemplo: En gasificación se tienen los siguientes casos con su respectivo código.

Tabla 1 Código de las rutas asociadas a las tecnologías de gasificación

Proceso	Código
Gasificación + PSA	H(G)1
Gasificación + SR + PSA	H(G)2
Gasificación + WGS + PSA	H(G)3
Gasificación + BWGS + PSA	H(G)3.2
Gasificación + SR + WGS + PSA	H(G)4
Gasificación + SR + BWGS + PSA	H(G)4.2

El caso H(G)1 contempla el hidrógeno que se obtiene en el gas de síntesis luego del proceso de gasificación y el PSA que separa el H₂ del resto de componentes presentes en el gas. Para el segundo caso se añade desde el primer caso una etapa de SR que convierte todo el metano en hidrogeno y monóxido de carbono. El tercer ítem se agrega desde H(G)1 un proceso de WGS para convertir el CO en H₂ y CO₂. El caso adyacente es con el uso de BWGS en vez de WGS (H(G)3.2). El caso 4 establece el uso de todas las tecnologías gasificación, SR y WGS y a su vez el caso paralelo de BWGS.

Se establece que la ruta H(G)4 puede producir más hidrogeno con la misma cantidad de biomasa que la ruta H(G)1 ya que aprovecha todos los gases que se obtienen del gas de síntesis para producir hidrógeno. El uso o no de las rutas se verá establecido por las condiciones económicas de cada proyecto.

Seguidamente, se identifican las biomásas residuales que se pueden usar en cada tecnología TRL 8 y 9 y se hace una clasificación de estas con la eficiencia la cual relaciona la biomasa de entrada al proceso con la masa de hidrogeno producida. Cabe acotar que para gasificación el filtro se hizo desde 25 biomásas, en pirolisis de 11 y de 26 para reformado de biogás (biodigestión anaeróbica).

Para los procesos donde se obtuvieron dos estudios o dos biomásas para transformarlas en H₂, se usó el caso más conservador, es decir la biomasa con menor eficiencia.

4.1 PCH y electrolizador

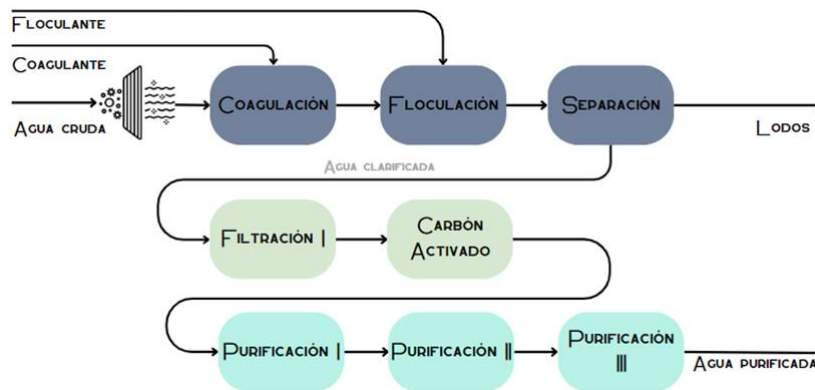
Después de hacer captación de agua del cauce para la producción de energía eléctrica por medio de la PCH, se realiza el desvío del caudal correspondiente para la producción de hidrógeno por medio de electrolizadores. Los electrolizadores se diferencian por los materiales del electrolito y la temperatura a la que funcionan: electrólisis a baja temperatura, incluida electrólisis alcalina (ALK) y electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM). Para ambos casos se debe hacer una purificación de agua, hasta las calidades de agua tipo II y I según la norma de *American Society For Testing and Materials* (ASTM), respectivamente, ya que el recurso hídrico por su ciclo natural contiene diferentes compuestos que se catalogan como impurezas para los sistemas de producción de hidrogeno.

Para que el agua proveniente de cauces llegue a esta calidad de agua es necesario realizar un pre tratamiento donde el agua pasa por un proceso de floculación, coagulación y filtración para retirar todas las partículas sólidas en el medio fluido. Luego, el efluente puede pasar por un proceso de purificación en columnas de carbón activado donde se absorben metales,

olores y color. Resinas aniónicas y catiónicas donde se realiza una desmineralización del agua (retirar cationes y aniones). Tecnología de membranas como ósmosis inversa, nanofiltración, ultrafiltración y microfiltración donde la selección de cada una de estas estará en función del tamaño de elementos a separar. También para purificación se puede hacer uso de electrodesionización, electrodiálisis y destilación.

Con las tecnologías existentes de carácter comercial (TRL 8 y TRL 9), a continuación, se muestra el esquema general de purificación de agua para electrolisis. Se destaca que el tipo de agua que se está contemplando para el análisis es un tipo de efluente con calidad “Mala” según los criterios de las Corporaciones Autónomas Regionales.

Figura 4-3 Ruta tecnológica para la purificación de agua



Se destacan dos casos de purificación de agua para obtener agua tipo II para el electrolizador tipo PEM donde se establecería: Coagulación, floculación, separación para separar los sólidos flotantes, luego un proceso de filtración donde el agua se hace pasar por un lecho filtrante de varias capas. Seguidamente el agua pasa por un proceso de 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.

Para obtener agua tipo I se plantea que, 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. Además, se debe tener en cuenta que los residuos obtenidos en la coagulación y floculación se consideran como peligrosos. Por lo cual necesitan una disposición según las normas medioambientales a terceros.

5 Disponibilidad de recursos y eficiencia

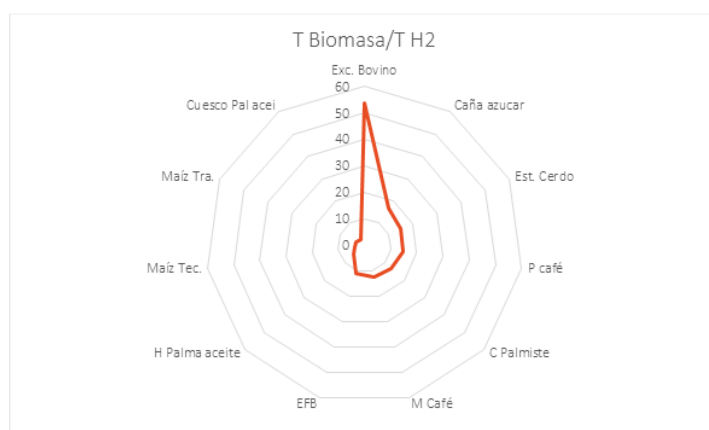
Con la información de las biomásas que se pueden usar para cada tecnología, se hallaron los recursos de biomasa disponibles en el país. Se asoció las toneladas del producto principal con la biomasa residual que se genera y su correspondiente factor; que relaciona la masa del residuo con la masa del producto. Por ejemplo, la producción de arroz se asocia con la biomasa residual de la cascarilla de arroz. Con esto, se hallaron las producciones anuales de los últimos 5 años del producto principal en el Ministerio de Agricultura de Colombia (MinAgricultura, s.f.) y además, se escogieron los 5 departamentos con mayor producción. Así, se usó el factor que relaciona el producto principal con su biomasa residual para obtener la cantidad de esta que se podría disponer en 17 departamentos del país.

En función de las biomásas mostradas anteriormente, se estableció 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 2,7 toneladas, respectivamente.

Las biomásas 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 es baja la disponibilidad real por lo que las biomásas relacionadas con bagazo de caña de azúcar no se evaluaron en las siguientes etapas del estudio. En un caso similar se destaca que el tallo de palma de aceite por las condiciones de tala o disponibilidad de carácter temporal (cerca de 30 años) y las diferentes características de cada plantación no es posible calcular una disponibilidad real de la biomasa.

Una vez identificados los potenciales de biomasa residual por departamento, se determinó la cantidad necesaria de cada una de ellas y su capacidad de producción de hidrógeno, con este referente se lograron determinar las biomásas de mayor eficiencia. Este ejercicio fue aplicado a 19 tipos de biomásas residuales, en la Figura 5-1 se presenta el rendimiento (Toneladas de biomasa requeridas para producir una tonelada de H₂), se encuentra el maíz en su producción tecnificada y tradicional, que permite obtener una tonelada de H₂ empleado cuatro toneladas del residuo, las hojas de palma de aceite, que permiten obtener la misma cantidad de hidrógeno con 5 toneladas de la biomasa y con menores eficiencias los desechos de aceite de palma: cáscara, fibra y racimos de fruta vacíos – EFB, que lo hacen con cerca de 11 toneladas de residuo.

Figura 5-1 Relación entre cantidad de biomasa y toneladas producidas de H₂



En el extremo contrario de la figura se ubica el estiércol de bovino, como la biomasa de menor relación, requiriendo hasta 54 toneladas del residuo para la producción de una tonelada de H₂.

5.1 Capacidad de producción de H₂ con biomasa

En el caso de **fertilizantes**, en el 2023, para los nueve departamentos con este uso se logran atender las demandas estimadas con el uso de hasta once tipos de biomásas y en promedio se requeriría el 18% del uso de los residuos producidos para lograr los niveles necesarios de producción de H₂. Al realizar la estimación con las demandas del año 2050, se observa que el máximo porcentaje de uso aumenta al 97% (Antioquia-Pulpa de Café) con un uso promedio del 22% de las biomásas.

Frente a las demandas estimadas en **metanol**, para el año 2023, se podrían atender las demandas identificadas en metanol para los departamentos de Magdalena, Meta y

Santander con el uso de hojas de palma de aceite e incluso, con las demandas del año 2050 se tendrían usos menores al 1% de la biomasa producida. En comparación, no se contaría con las cantidades o biomazas necesarias para atender la demanda de los departamentos de Valle de Cauca y Cundinamarca.

En los modelos de negocio de **movilidad**, es donde se identifican un mayor número de departamentos de acuerdo con la metodología de estimación empleada. En este caso con la demanda mínima de H₂ se tendría un promedio de uso de residuos del 2%, con un máximo asociado al tallo del algodón en el departamento del Cesar con el 24%. Para el año 2050, con la demanda estimada más alta, se observa un incremento de hasta el 18% promedio de las necesidades de residuos, para este año en el departamento del Huila los procesos asociados podrían representar un promedio de 90% del uso de los residuos. En contraste, residuos como el cuesco y las hojas de palma de aceite cubrirían suficientemente las demandas en los departamentos de Casanare, Cesar, Magdalena, Meta, Santander.

Para el caso de **Blending**, se logra atender las demandas estimadas para el año 2023, con un uso promedio de 11% y un máximo de 75% del uso de cascarilla de arroz en el departamento de Cundinamarca y porcentajes similares en el eje cafetero con mucílago de café, y maíz tradicional en el departamento del Tolima. Para el caso de las demandas identificadas para el año 2050, el porcentaje promedio de uso aumentaría al 16% y los máximos se ubicarían en alrededor el 96% del uso, existen para varios departamentos y biomazas usos que se mantienen en menos del 1% del promedio del uso.

Finalmente, al realizar la comparación frente a la **demanda agregada** por departamento se obtiene que, en los departamentos de Nariño, Norte de Santander y la Guajira no habría cantidad suficiente de ningún tipo de biomasa, incluso con la demanda total del primer año de análisis (2023). En otros departamentos (Tolima, Huila, Cesar) las opciones de biomazas se limitan, en algunos casos quedando una solo alternativa (ej.: Hojas de caña de azúcar en el departamento de Boyacá. En general, de las biomazas disponibles, se tendría un promedio de uso de 18%. Frente a las demandas totales estimadas para el año 2050, se reducen aún más las opciones de biomazas por departamento, alcanzando un promedio de uso de biomasa del 25%, con algunos usos de hasta el 97% del total de residuo teórico disponible. También vale la pena señalar que en algunos departamentos y cierto tipo de biomazas incluso con la demanda más alta, se obtienen promedio de uso menores al 1%, como el cuesco de palma de aceite en el departamento del Santander.

En todos los casos, un siguiente paso oportuno es la verificación de las disponibilidades y cadenas de logística requeridas para el acceso a la biomasa residual, este aspecto será clave para la viabilidad de los modelos de negocio y la elección entre las alternativas.

5.2 Capacidad de producción de H₂ con PCH

Como en el caso de biomasa, para las PCH se compara el potencial de producción de H₂ año, este caso de acuerdo con las fuentes consultadas se cuenta con un potencial desarrollo de proyectos de PCH en los departamentos de Antioquia, Santander, Valle del Cauca, Cauca, Tolima y Cundinamarca; frente a las demandas de H₂ estimadas en cada departamento por tipo de usos, estableciendo el porcentaje que logra ser atendido de la demanda por los proyectos identificados en cada departamento.

En el caso de **fertilizantes**, las cantidades potenciales de producción en los departamentos de Valle de Cauca (230%) y Cundinamarca (113%) no son suficientes para cubrir el total de la demanda de H₂ estimada para el 2023; en los demás departamentos, será suficiente con el recurso asociado a PCH para atender la demanda total de cada departamento, con una cobertura entre el 42% (Antioquia) y el 81% (Santander). Al realizar la misma comparativa con las demandas estimadas para el año 2050, en Antioquia, Cauca y Tolima se suplirían sus demandas con porcentajes de recurso usado entre el 52% y el 71%, mientras que el departamento del Santander tendría un déficit menor con el 102% del uso del potencial recurso.

Para las demandas estimadas en **metanol**, el departamento de Valle del Cauca sería el único con el potencial para atender la demanda definida para metanol tanto en la estimada para el 2023 (31%) como la del 2050 alcanzando el 58% del uso del recurso. En los demás departamentos con PCH no se identifican potenciales demandas de este subproducto y en el departamento de Cundinamarca no se lograría atender el total de la demanda desde el año 2023 (291%).

En el caso de **movilidad**, de las demandas identificadas en el año 2030, se cuenta con disponibilidad en todos los departamentos con proyectos de PCH registrados, logrando uso del recurso menores al 1% y hasta del 16% (Cundinamarca). Frente a las demandas del 2050, únicamente en los departamentos de Cauca (70%) y Antioquia (99%) se lograrían atender, en lo demás casos son requerimientos son sustancialmente mayores.

Por su parte en *Blending*, el único departamento donde no se lograrían atender las demandas es de Cundinamarca. En los demás departamentos en el caso de las demandas estimadas para el 2030, se lograrían con PCH coberturas entre el 3% (Valle del Cauca) y el

18% (Risaralda) y frente a las potenciales demandas del año 2050 entre el 14% en el departamento del Tolima y hasta el 33% de Santander.

Al realizar el balance total por departamento, los resultados muestran que los potenciales proyectos de PCH no tendrían las capacidades necesarias para atender las demandas del año 2023 en los departamentos de Valle del Cauca, Risaralda y Cundinamarca. Con las demandas estimadas al año 2050, el único departamento que lograría cubrir la demanda total con PCH sería el departamento del Cauca, aunque esto implicaría un uso del 99% del recurso.

Estos resultados permiten plantear la tesis en la que las alternativas de producción de H₂ deberían estudiarse como capacidades complementarias entre tipos de recursos y en el caso de departamentos con recursos hídricos disponibles, la producción de H₂ podría viabilizar nuevos proyectos de PCH, de darse las condiciones financieras para ello.

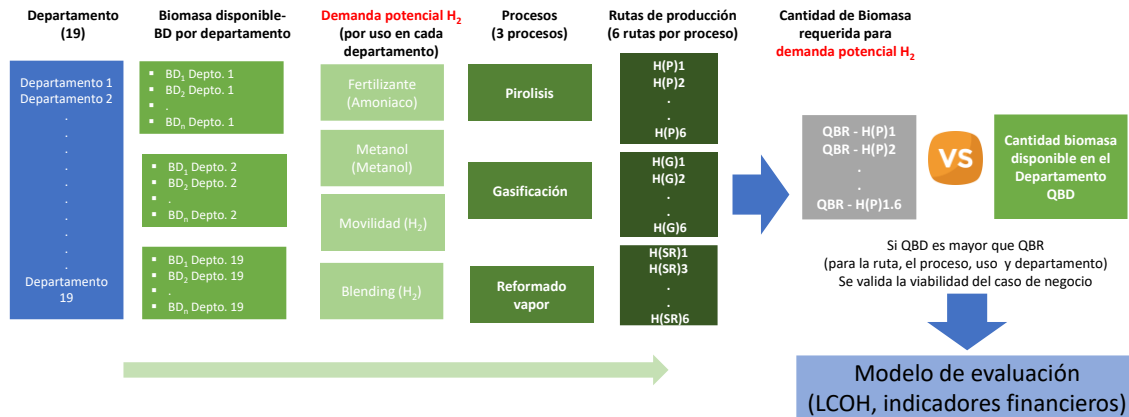
6 Definición de modelos de negocio

En la Figura 6-1 y la Figura 6-2 se presentan los esquemas generales de la metodología de análisis de los modelos de negocio (para producción a partir de biomasa y de PCH respectivamente). Se presentan las diferentes etapas de análisis y la relación entre cada etapa, desde la selección de los departamentos con demanda potencial de H₂ hasta llegar a los casos de negocio, viables a la luz de disponibilidad de recursos primarios para luego realizar la evaluación de cada caso.

Con la valoración de cada caso de negocio viable se obtienen resultados agregados (LCOH e indicadores financieros) por departamento, por uso, por tipo de biomasa o tipo de proceso.

6.1 Esquema para biomasa

Figura 6-1 Esquema general de análisis de los modelos de negocio - Biomasa.



A continuación, se describen las diferentes etapas del proceso de definición de los modelos de negocio.

- El primer paso del proceso del análisis es definir los departamentos en los cuales se tiene una demanda potencial de H₂ representativa para alguno de los usos definidos (fertilizantes, movilidad, *Blending*, metanol). Los análisis arrojan 19 departamentos que al menos tienen un uso potencial de H₂.
- Para cada departamento se establecen los tipos de biomasa disponible, en esta etapa solamente se considera la disponibilidad de biomasa sin emplear la cantidad disponible ya que aún no se conocen los requerimientos de biomasa para cubrir la demanda potencial de H₂.
- En la tercera etapa se define la demanda potencial de H₂ (en toneladas por año) para los diferentes tipos de uso en cada departamento, en algunos departamentos se identifica demanda potencial para los cuatro tipos de uso, mientras que en otros departamentos solamente se identifica demanda potencial de H₂ para dos tipos de uso.
- En el siguiente paso se incorporan los análisis de tecnologías disponibles para la producción de hidrógeno (pirolisis, gasificación y reformado de vapor) en nivel de madurez tecnológica 8 y 9, de acuerdo con la metodología planteada.
- Para cada uno de estos procesos se identifican diferentes rutas de producción asociadas con la inclusión de subprocessos adicionales o complementarios, que permiten obtener diferentes rendimientos en la producción de H₂. Se tienen 6 rutas por proceso, cada ruta de producción conlleva un costo de inversiones y operación diferentes, así como diferentes factores de conversión de biomasa a hidrógeno.

Para cada ruta se estima el CAPEX (*Capital Expenditure*) y el OPEX (*Operational Expenditure*) asociado. Los CAPEX se obtienen de los paramétricos (USD/tonelada H₂) y se obtienen de la correlación de costos de inversión con la producción de hidrógeno, por los diferentes tipos de tecnología. Los paramétricos se multiplican por las toneladas de hidrógeno asociadas a cada caso de negocio para así obtener los costos totales de capital. El OPEX, se calcula con los reactivos y materiales de entrada necesarios para cada proceso industrial sumado a un porcentaje del CAPEX, por las actividades de mantenimiento.

- La siguiente etapa consiste en calcular la cantidad de biomasa requerida en un departamento para suplir la demanda potencial de H₂ (de un tipo determinado, fertilizantes, metanol, etc.), para cada ruta del proceso seleccionado. Como se señaló anteriormente, en cada ruta se requieren diferentes cantidades de biomasa para la producción del hidrógeno objetivo.
- Esta cantidad de biomasa requerida se compara con la cantidad de biomasa disponible identificada² y si la biomasa requerida es inferior a la disponible se da viabilidad al caso de negocio.
- A los casos de negocio viables desde el punto de vista de disponibilidad de recurso primario se les realiza una evaluación para identificar el costo nivelado de producción y algunos indicadores financieros.

Los análisis se realizan a nivel departamento atendiendo en principio un criterio de ubicación geográfica, 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.

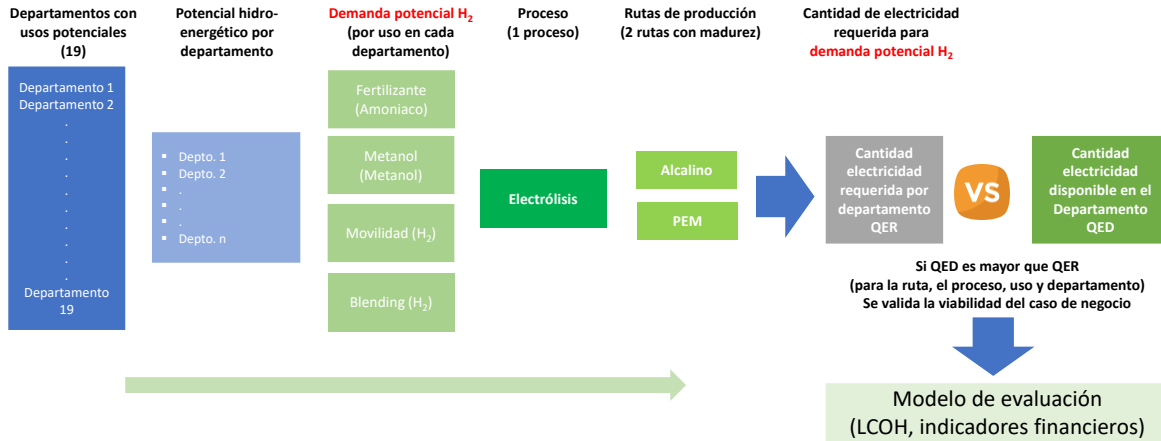
6.2 Esquema para PCH

En el caso de la producción de H₂ mediante electrólisis, se tiene una metodología similar a la presentada en el numeral anterior.

En este caso se combina el potencial hidro energético de cada departamento con los proyectos inscritos ante la UPME para definir el potencial de generación de energía en el departamento.

² En este estudio la biomasa disponible corresponde a la biomasa producida, de acuerdo con las diferentes fuentes de información consultada.

Figura 6-2 Esquema general de análisis de los modelos de negocio - PCH



Los usos por departamento son los mismos que se emplean para biomasa ya que estos son independientes del recurso primario.

En este caso, solo se tiene el proceso de electrólisis del agua, se analizaron dos tecnologías por su nivel de madurez, el alcalino y el PEM, el primero tiene menores costos de instalación, pero mayores costos de operación que el segundo y viceversa.

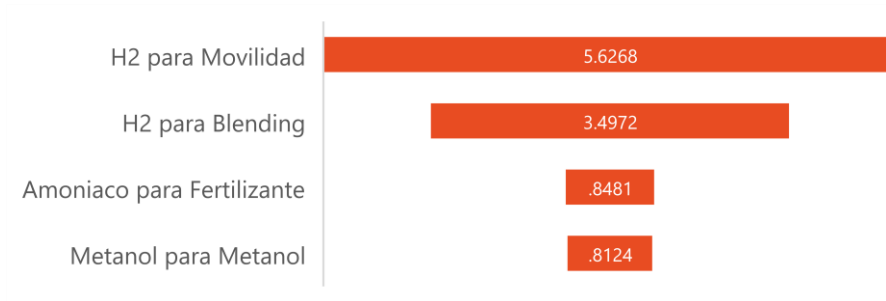
La definición de la viabilidad del modelo de negocio se hace comparando la electricidad requerida para suplir la demanda y la electricidad que se puede producir con las PCH, en este caso todos los departamentos analizados cuentan con el potencial hidro energético suficiente para abastecer la demanda estimada de H₂.

7 Resultados del estudio

7.1 Costo nivelado promedio con biomasa

Con las posibles combinaciones dadas por el tipo de uso, el departamento, el proceso de producción de H₂, la biomasa utilizada y la ruta de producción, se obtuvieron 1.432 casos, (para movilidad se emplearon 603 casos de producción de H₂, en el caso de Blending se utilizaron 577 casos de producción de H₂. En relación con el amoniaco como fertilizante se tiene el costo promedio de producción de amoniaco a partir de 239 casos simulados y para Metanol se obtuvieron 19 casos). a continuación, se presentan los resultados agregados mostrando los valores medios y los rangos obtenidos.

Figura 7-1 Costo nivelado promedio USD/kg



Para movilidad se obtuvo un costo nivelado promedio de 5,6 USD/kg y para *Blending* el costo promedio es de 3,5 USD/kg, esta diferencia obedece principalmente a el uso de diferentes biomazas, procesos, rutas y la escala de producción en cada departamento. En el caso de amoniaco y metanol, el costo nivelado promedio estimado es de 0.85 y 0,81 USD/kg respectivamente.

En las siguientes figuras se presentan los costos nivelados promedio por departamento para los diferentes usos. En el caso del amoniaco, el costo nivelado promedio por departamento se encuentra entre 0,74 y 0,95 USD/kg. Para el metanol el rango de costos se encuentra entre 0.78 y 0.84 USD/kg.

Figura 7-2 Costo nivelado amoniaco y metanol

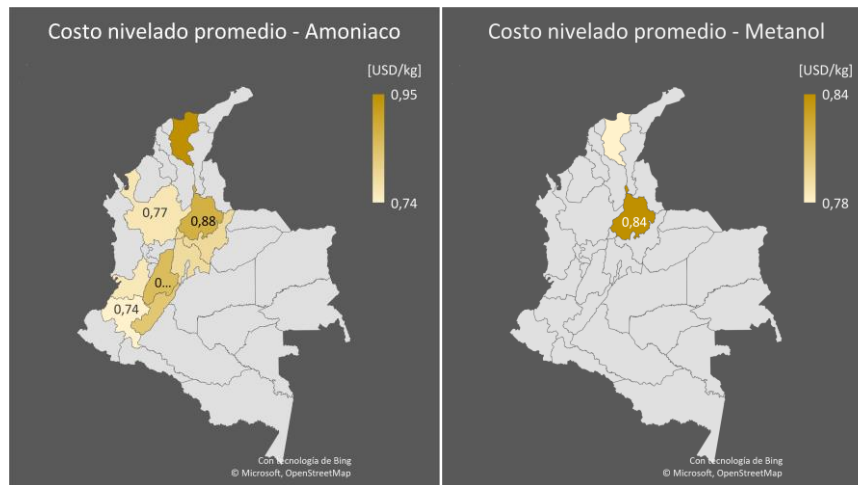
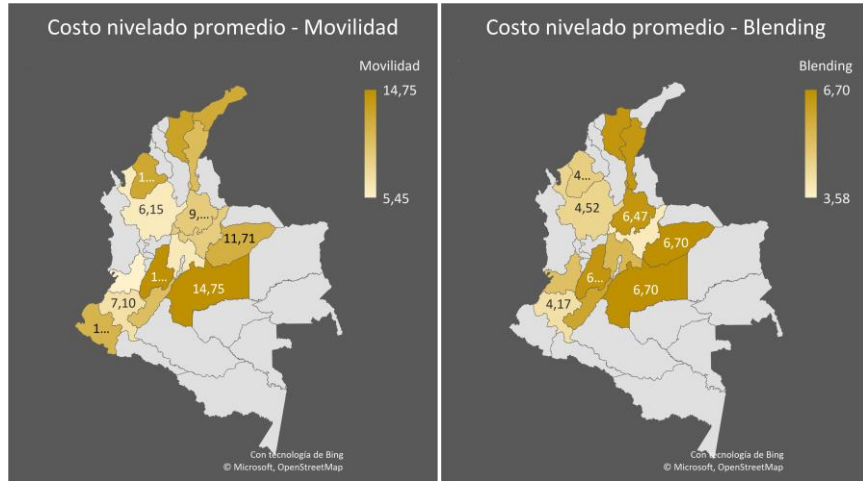


Figura 7-3 Costo nivelado H2 para movilidad y *Blending*



En las siguientes figuras se presenta el costo nivelado promedio obtenido con lo diferentes tipos de biomasa.

Figura 7-4 Costo nivelado de amoniaco por tipo de biomasa USD/kg

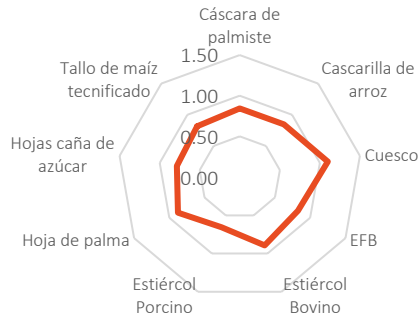


Figura 7-5 Costo nivelado de H2 para movilidad por tipo de biomasa USD/kg

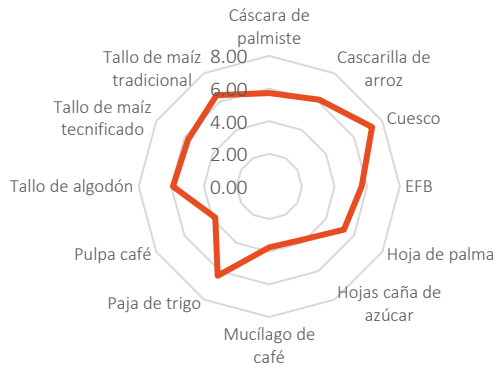
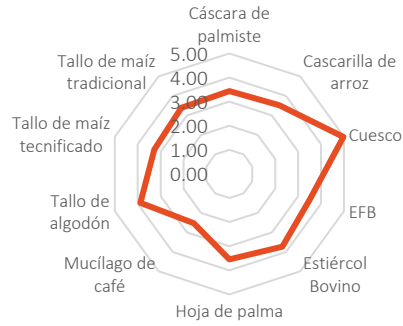


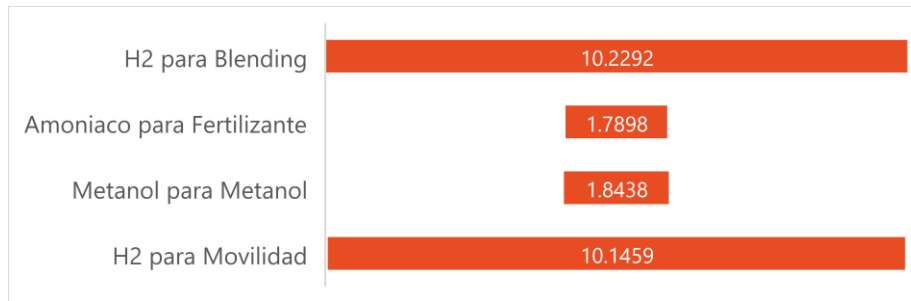
Figura 7-6 Costo nivelado de H2 para *Blending* por tipo de biomasa USD/kg



7.2 Costo nivelado promedio con PCH

En la siguiente figura se muestra el costo nivelado promedio por tipo de uso.

Figura 7-7 Costo nivelado promedio USD/kg



En las siguientes figuras se presenta el costo nivelado estimado por departamento para cada uso.

Figura 7-8 Costo nivelado amoniaco y metanol USD/kg

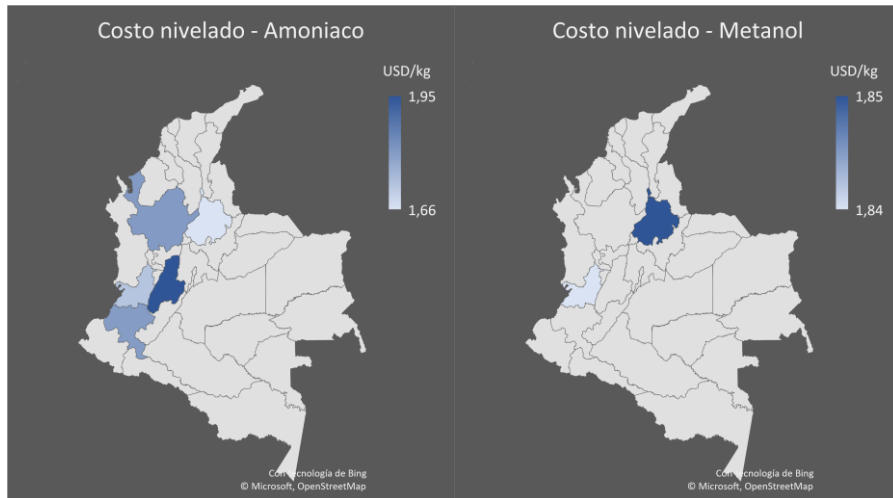
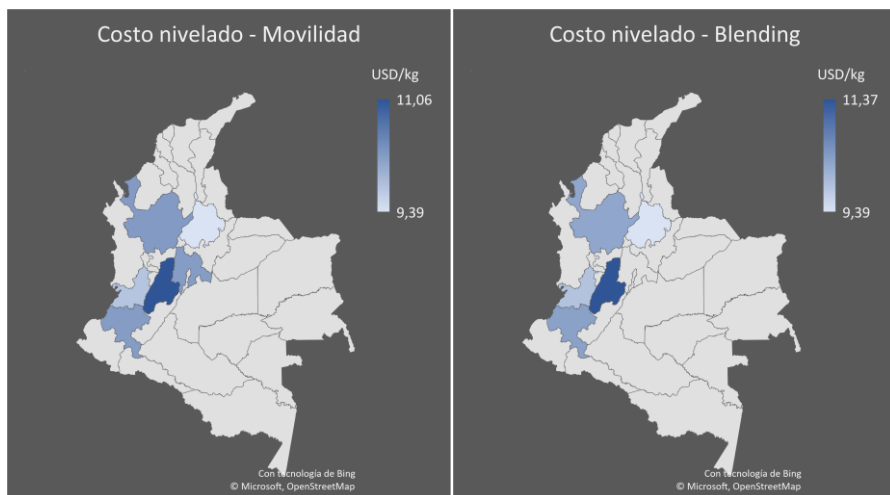


Figura 7-9 Costo nivelado H₂ para movilidad y *Blending* USD/kg



7.3 Aspectos normativos identificados

Teniendo en cuenta los objetivos a mediano y largo plazo planteados por los países del mundo, encaminados a la descarbonización de todos los usos de la energía mediante la firma de diferentes tratados internacionales, se han expedido diversas “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 bioenergía e hidrógeno, incluyendo en este último para su producción, algunas fuentes de energía renovable como la biomasa y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.

Una vez revisadas algunas contribuciones e instrumentos de rutas establecidas por ciertos países, se encuentra dentro de los ejes comunes sobre los cuales se pretende el desarrollo del hidrógeno como potencial vector energético en el marco de la transición, los siguientes determinantes:

- Variedad y cantidad de recursos naturales disponibles en cada país y que puedan ser considerados como fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER).
- Determinación de la demanda que requiere principalmente su descarbonización, como el transporte terrestre, industria química, consumo de calefacción, generación de electricidad.
- Criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero GEI.
- Planteamiento del sistema de certificaciones de origen.
- Marco institucional para el desarrollo del mercado del hidrógeno, particularmente el verde.
- Participación de las comunidades en la implementación de las estrategias de descarbonización que incluye la producción de hidrógeno verde.

En términos generales, es posible concluir que 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 jurídica, el crecimiento económico y el cuidado del medio ambiente.

Colombia por su parte, sigue avanzando en materia de cambio climático y descarbonización, generando normativa y disposiciones reglamentarias y regulatorias que promueven la carbono neutralidad y en este camino 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, considerando la facilidad de acceso a las fuentes requeridas para su producción.

En tal sentido, para la determinación de los modelos de negocio propuestos se realizó la valoración de criterios base que pudiesen mantener la sostenibilidad de los proyectos a desarrollar para cada una de las alternativas. De allí que, desde el punto de vista jurídico se determinan como elementos esenciales para el presente análisis, los requisitos y condiciones habilitantes para su ejecución, así como las restricciones, beneficios e incentivos que pueden generarse a partir de su desarrollo, tomando siempre como punto

de referencia la producción de hidrógeno verde y la aplicación de las disposiciones normativas existentes sobre la materia.

Lo anterior se desarrolla a partir de la revisión y descripción de la política y regulación relevante en Colombia alrededor de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas y la Biomasa, de la identificación de los actores involucrados en la cadena de valor en los posibles modelos de negocio para la producción de hidrógeno, y de los permisos y requisitos para el desarrollo de estos a partir de las referidas fuentes, lo cual es posible verificar al detalle dentro de los informes que hacen parte del presente estudio.

Ahora bien, en cuanto a los permisos y requisitos ambientales a obtener para la producción de hidrógeno a partir de Biomasa Residual y PCHs, fue posible la identificación de 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.

Es de anotar que adicional a los procedimientos y permisos ambientales que deben surtir y obtenerse en función de los proyectos que pretendan desarrollarse a partir de fuentes como la Biomasa y las PCHs, existen actuaciones ordinarias dentro del desarrollo normal de los modelos de negocio planteados que requieren su trámite, ya sea con las entidades territoriales del lugar donde se vayan a emplazar, o ante las Autoridades especiales que por la naturaleza del producto a obtener, regulan la sustancia de manera especial como es el caso del Metanol y el Amoníaco³.

Finalmente, este estudio aborda de manera general los impactos que se consideran relevantes para la producción de hidrógeno a partir de Biomasa Residual y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, de conformidad con los modelos de negocio descritos, y en consideración de las condiciones técnicas aplicables para cada uno, tomando como referencia la información disponible en casos existentes de proyectos con Licencia Ambiental, Estudios de Impacto Ambiental y Términos de Referencia.

³ El Metanol y el Amoníaco son sustancias y productos químicos sujetos a control a partir de las cantidades dispuestas como límites mínimos de control en virtud de lo establecido en el artículo 4 de la Resolución 0001 del 08 de enero de 2015 emitida por el Consejo Nacional de Estupefacientes

8 Barreras identificadas y factores habilitadores

Desde el punto de vista de las barreras se pueden identificar algunas de carácter técnico y económico y otras de carácter jurídico, a continuación, se resumen las barreras y factores habilitadores con esta desagregación:

8.1 Barreras y factores jurídicos

Dentro de las barreras y factores habilitadores jurídicos propuestos, a continuación, se presentan algunos de los más representativas, sin perjuicio de los demás que se desarrollaron en los informes que componen el presente estudio:

Tabla 2 Barreras y factores habilitadores jurídicos

Barreras	Factores Habilitadores
<ul style="list-style-type: none">▪ Falta de investigación específica sobre la viabilidad técnica y económica de producir hidrógeno a partir de biomasa y PCH en Colombia.▪ Poco desarrollo dentro de las políticas públicas y la regulación existente que propenda por el fomento de la producción de hidrógeno verde a partir de biomasa y PCH específicamente.▪ Definición expresa en la normatividad vigente que establezca el umbral de emisiones.▪ No existe identificación inicial del impacto ambiental y social de la producción de hidrógeno a partir de biomasa y PCH en Colombia.▪ 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.	<ul style="list-style-type: none">▪ A la fecha es posible determinar la necesidad de robustecer, ajustar o flexibilizar el marco regulatorio con el propósito de obtener lineamientos jurídicos para el hidrógeno obtenido a partir de fuentes como la Biomasa y las pequeñas Centrales Hidroeléctricas, acuerdos no solo al mercado sino a los fines del Estado en materia de descarbonización, a través de la implementación de mecanismos Sandbox.▪ Es posible establecer instrumentos que incentiven a los principales agentes de la industria de Biomasa y el sector eléctrico, especialmente aquellos interesados en PCH, para que desarrollen planes piloto en busca de atracción y competencia para el mercado del hidrógeno.▪ Es posible establecer medidas que restrinjan la producción de gases efecto invernadero a partir de límites máximos de emisión por ejemplo de CO₂.▪ Revisión y evaluación de los posibles 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.▪ A partir de escenarios Sandbox, es posible el diseño y estructura de estrategias de financiamiento, incentivos y capacitación técnica que promuevan un ambiente atractivo

Barreras	Factores Habilitadores
	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.

Ahora bien, dentro de los informes que componen el presente estudio, se plantea una hoja de Ruta que dentro del componente jurídico describe una serie de recomendaciones que buscan coadyuvar a la promoción, desarrollo e implementación de proyectos de producción de hidrógenos a partir de Biomasa y PCHs, describiendo su objeto, las actividades requeridas para su avance, actores responsables y el tiempo estimado para las recomendaciones señaladas.

Allí podemos encontrar dentro de las más relevantes las siguientes:

- Fortalecimiento del Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero- RENARE. Con el fin de incluir los proyectos de producción de hidrógeno a partir de Biomasa y PCH dentro del sistema de información, para efectos de contabilidad de emisión de Carbono y CO2.
- Umbral Máximo de Emisiones de GEI Definir el umbral máximo de emisiones de Gases de Efecto Invernadero -GEI, incluyendo CO2 para que el hidrógeno sea considerado de bajas emisiones.
- Ajuste en la regulación ambiental en cuanto a la producción de hidrógeno y la competencia de las Autoridades Ambientales. Modificación o mejora regulatoria en cuanto a los procedimientos ambientales específicos y aplicables a la producción de hidrógeno como vector energético.
- Certificados de origen.

8.2 Barreras y factores habilitadores técnicos y económicos

Dentro de las barreras y factores habilitadores técnico-económicos propuestos, a continuación, se presentan algunos de los más representativas, sin perjuicio de los demás que se desarrollan en los informes que componen el presente estudio:

Barreras	Factores Habilitadores
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Desarrollo tecnológico de los procesos para producción de hidrógeno a partir del uso de biomasa y mediante procesos de electrolisis: mayores costos que los procesos desarrollados y en uso, más del doble en algunos casos, 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Desarrollar plataformas de información centralizada que permitan que los actores interesados en el tema cuenten con información de costos de las diferentes tecnologías, proyectos en desarrollo, precios de venta del H₂ y de sus productos derivados,

Barreras	Factores Habilitadores
<p>incertidumbre en la vida económica de los proyectos, así como en los costos de operación.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Eficiencia energética en la producción de hidrógeno ▪ El costo y la disponibilidad de las materias primas, ya que la mayoría de las biomasa mencionadas en las diferentes rutas se encuentran asociadas a residuos del sector industrial ▪ 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. ▪ 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. 	<p>costos de la biomasa de diferentes tipos en diferentes regiones.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Mantenimiento y mejora de las políticas de incentivos para el desarrollo de tecnologías como las definidas en la Ley 1715 de 2014. ▪ Revisar políticas de impuesto a la emisión de carbono. ▪ Fortalecer el uso de bonos de carbono y estandarizar el mercado ▪ Desarrollar estudios para identificar la disponibilidad real de la biomasa residual y los costos asociados con su acopio y procesamiento. ▪ Asegurar la disponibilidad de biomasa, creación de un mercado de biomasa, con información centralizada y disponible, incentivos para el acopio y pretratamiento de biomasa para H₂. ▪ Definición de un régimen especial para las PCH que facilite la producción de H₂ mediante diferentes esquemas de suministro de energía para hacerla más competitiva.

Dentro de los principales aspectos propuestos en la Hoja de Ruta para superar las barreras identificadas y con ello las principales recomendaciones en aspectos técnico-económicos son:

- Fomentar la creación de un gestor del mercado de biomasa: Crear un agente o dar funciones a una entidad para que se encargue de recopilar, actualizar centralizar y hacer pública la información transaccional y operativa relacionada con la biomasa en las diferentes regiones del país. Un Gestor del mercado de Biomasa debe promover el dinamismo y transparencia en las negociaciones y procesos que utilicen biomasa de como materia prima, para facilitar las decisiones de inversión.
- Ajustar la regulación de las PCH en caso de usarse en producción de H₂: Ajustar la regulación para permitir que las PCH que se destinen a producir energía para la producción de H₂ puedan comercializar sus excedentes con condiciones diferenciales.

- Mantener las políticas de incentivos: Mantener los beneficios para Hidrógeno Verde y Azul (Ley 1715 de 2015 y Ley 2099 de 2021: deducción en el impuesto de renta, exclusión de IVA, exención de aranceles y depreciación acelerada establecidos en los artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014) e incentivar la aplicación de acuerdo con lo definido en la Resolución UPME 319 de 2022 y modificatorias en materia procedimental para el acceso efectivo a los incentivos definidos.
- Creación de capacidades técnicas: Creación de programas de formación técnica específica para la correcta operación y mantenimiento de los equipos utilizados para la ejecución de los modelos de negocio en cuanto a la producción de hidrógeno y uso y/o almacenamiento de CO₂ si es del caso, permitiendo la correcta implementación, mantenimiento y seguimiento de este tipo de proyectos.

9 Ruta de producción H₂ verde con Biomasa y PCH

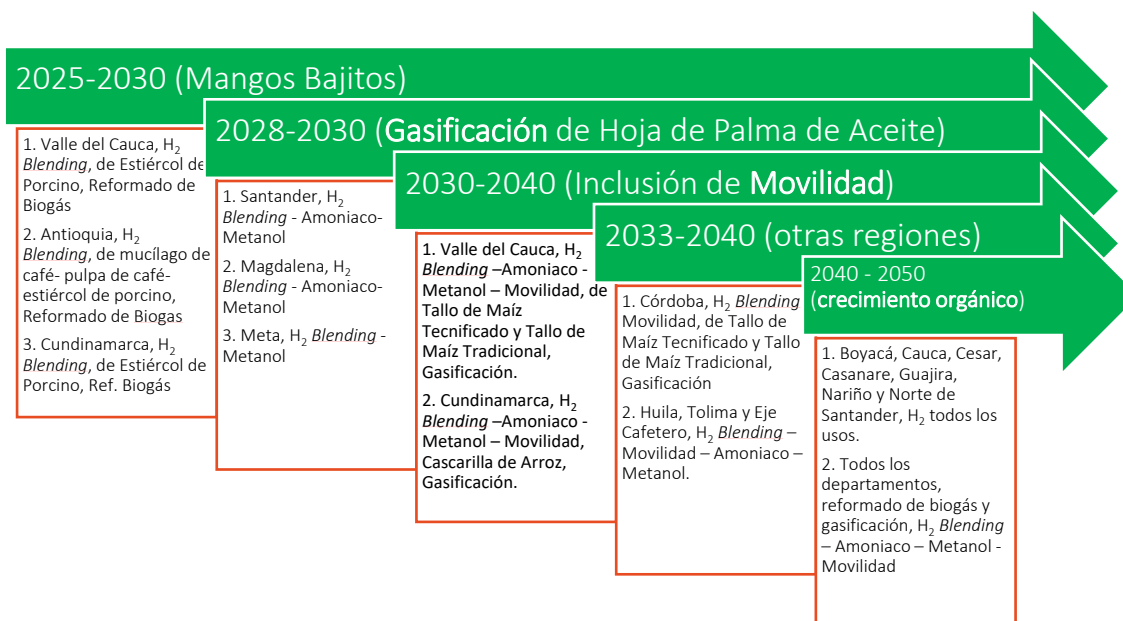
Teniendo en cuenta los costos promedio de producción de H₂ y sus subproductos (Amoníaco y Metanol), desde Biomasa y PCH, se deberán desarrollar inicialmente los proyectos de Biomasa y mantener el seguimiento al desarrollo tecnológico que lleve a la reducción de costos de producción de H₂ desde electrolizadores alimentados por energía eléctrica de PCHs, con el fin de considerar dichos proyectos en etapas futuras y en particular para la de exportación de H₂ y sus subproductos. En cuanto a las tecnologías de producción de H₂ desde Biomasa, se encontró que la Pirólisis genera mayores costos por kg de H₂ (LCOH), razón por la cual no se tiene en cuenta en la hoja de ruta que se explica a continuación.

Puesto que el país importa actualmente el 100% del metanol requerido en sus procesos industriales, siendo la producción de biodiesel la de mayor consumo de Metanol, y también importa todo el requerimiento nacional de Amoníaco, excepto por la producción que hace Yara, se ha definido como estrategia de desarrollo, la sustitución de dichas importaciones, para posteriormente considerar la producción de H₂, Amoníaco y Metanol con destino a exportación.

En cuanto a la disponibilidad de biomasa residual, se identificó a partir de las diferentes fuentes oficiales, aquellas con potencial de utilización en entornos regionales para producción de H₂ y sus derivados. Se anota que en el estudio se hace el supuesto de que no hay restricciones de logística para llevar la biomasa residual hasta el punto de producción de H₂ y sus subproductos, que como ya se explicó, están en el mismo Departamento – Región.

De acuerdo con lo mencionado y los diferentes casos de negocios de H2 Verde desde Biomasa presentados en el documento, se plantea la siguiente ruta:

Figura 9-1 Hoja de ruta - implementación proyectos de H2



1. Las denominadas victorias tempranas o "mangos bajitos", con tecnología de reformado de biogás (2025 - 2030):

- Producción de Hidrógeno en el Valle del Cauca desde Estiércol de Porcino, por proceso de Reformado de Biogás, con el fin de utilizarlo inicialmente en mezcla con el gas natural a través de los gasoductos en el pacífico *blending*, en proporciones inferiores al 10% del volumen, sin requerir modificaciones en los equipos de los usuarios residenciales e industriales de la región, con un crecimiento gradual hasta llegar a 593 Ton de H₂ en 2030.
- Producción de Hidrógeno en Antioquia por Reformado de Biogás de tres fuentes diferentes (mucílago de café, pulpa de café y estiércol de porcino), con el fin de utilizarlo inicialmente en *blending* con gas natural a través de los gasoductos de la región, con un crecimiento gradual hasta llegar a 3393 Ton de H₂ en 2030, sumado a cerca de 14.000 Toneladas adicionales para producción de amoniaco, de manera que se sustituya el importado al país.
- Producción de Hidrógeno en Cundinamarca por Reformado de Biogás desde estiércol de porcino, con el fin de utilizarlo inicialmente en *blending* con gas natural a través de

los gasoductos de la región, con un crecimiento gradual hasta llegar a 3.010 Ton de H₂ en 2030.

2. Producción por Gasificación desde Hoja de Palma de Aceite, biomasa que por su disponibilidad en regiones con alta demanda de H₂ y sus subproductos, sumado a su alta eficiencia, debe ser desarrollada en la segunda fase (2028 - 2030):

- Producción de Hidrógeno en Santander con el fin de utilizarlo en mezcla con el gas natural a través de los gasoductos de la región, *blending*, con un crecimiento gradual hasta llegar a 1.494 Ton de H₂ en 2030. Adicionalmente cerca de 8.300 Ton para Amoniac y 300 Ton para Metanol, también hacia 2030.
- Producción de Hidrógeno en Magdalena para *blending* con gas natural a través de los gasoductos de la región, con un crecimiento gradual hasta llegar a 4238 Ton de H₂ en 2030. Adicionalmente cerca de 12.250 ton para Amoniac y 2.700 Ton para Metanol, también hacia 2030.
- Producción de Hidrógeno en Meta para *blending* con gas natural a través de los gasoductos de la región, con un crecimiento gradual hasta llegar a 3.010 Ton de H₂ en 2030. Adicionalmente aproximadamente 1.600 Ton para Metanol, también hacia 2030.

3. Atención de la demanda creciente de H₂, incluyendo el transporte terrestre de equipo pesado, Movilidad (2030 - 2040):

- Producción de Hidrógeno en el Valle del Cauca, por proceso de Gasificación de Tallo de Maíz Tecnificado y Tallo de Maíz Tradicional, para complementar el requerimiento de *blending* hasta 1.233 Ton en 2040 y satisfacer la demanda de aproximadamente 20.900 Ton de H₂ para Amoniac, 3.300 Ton de H₂ para Metanol y 12.300 Ton de H₂ para Movilidad, también en 2.040.
- Producción de Hidrógeno en Cundinamarca, por proceso de Gasificación de Cascarilla de Arroz, para complementar el requerimiento de *blending* hasta 9.137 Ton en 2040 y satisfacer la demanda de aproximadamente 2200 Ton de H₂ para Amoniac, 6.500 Ton de H₂ para Metanol y 13.500 Ton de H₂ para Movilidad, también en 2040.

4. Producción en otras regiones con menores demandas de H₂ y sus subproductos (2033 - 2040):

- Producción de Hidrógeno en Córdoba, por proceso de Gasificación de Tallo de Maíz Tecnificado y Tallo de Maíz Tradicional, para *blending* hasta 9.137 Ton en 2040 y cerca de 4.600 Ton de H₂ para Movilidad, también en 2040.

- Producción de Hidrógeno en Huila, Tolima y Eje Cafetero, hasta aproximadamente 16.000 Ton de H₂ en todos los usos.

5. Crecimiento Orgánico nacional, hasta alcanzar la demanda de H₂ (2040 - 2050):

- Inicio y crecimiento gradual de la producción en Boyacá, Cauca, Cesar, Casanare, Guajira, Nariño y Norte de Santander.
- Crecimiento de la producción en todos los departamentos, a partir de las tecnologías de reformado de biogás y gasificación, hasta llegar a una producción aproximada de 296 Ton de H₂ para los cuatro usos definidos.