

PROYECTO DE APOYO A LA IMPLEMENTACIÓN DE ODS EN COLOMBIA:

FINANZAS PÚBLICAS, CRECIMIENTO SOSTENIBLE Y ENFOQUE DE GÉNERO

INVEST PACIFIC - ATCP 90

Determinar la viabilidad de
implementación de una planta
de SAF en el Valle del Cauca

PRODUCTO 2

Equipo Consultor:

Johan Martínez
Edgar Castillo

«La presente publicación ha sido elaborada con la asistencia de la Unión Europea. El contenido de la misma es responsabilidad exclusiva de los consultores y en ningún caso debe considerarse que refleja los puntos de vista de la Unión Europea».



UNIÓN EUROPEA

Operado por:



CONTENIDO

1. GENERALIDADES SOBRE SAF	3
1.1. Mercado de SAF en Estados Unidos - USA:	7
1.2. Criterios de elegibilidad para un combustible tipo SAF	8
2. RUTAS TECNOLÓGICAS PARA PRODUCCIÓN DE SAF	10
2.1. Madurez de las tecnologías para producir SAF	12
2.2. El concepto de biorrefinerías y la producción de SAF	14
2.3. Logística y distribución de SAF	20
3. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO ALCOHOL-TO-JET (ATJ)	22
3.1. Etapa de Deshidratación	24
3.2. Etapa de Oligomerización	25
3.3. Etapa de Hidrogenación	26
3.4. Etapa de Refinación y Fraccionamiento	26
4. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA RUTA TECNOLÓGICA GASIFICACIÓN – FISCHER TROPSCH (G-FT)	30
5. DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA PARA PRODUCIR SAF UTILIZANDO ETANOL LIGNOCELULOSICO	38
6. CONCLUSIONES	49
Bibliografía	51

IDENTIFICACIÓN DE 2 PROCESOS TECNOLÓGICOS PARA LA PRODUCCIÓN DE SAF (BIOMASA Y ETANOL)

1. GENERALIDADES SOBRE SAF

La industria de la aviación global tiene varias iniciativas para reducir las emisiones y se espera que los combustibles sostenibles de aviación (SAF) sean un contribuyente significativo para cumplir con estos requisitos y objetivos. En 2016, la Organización de Aviación Civil Internacional (OACI), una agencia especializada de las Naciones Unidas adoptó el Esquema de Compensación y Reducción de Carbono para la Aviación Internacional (CORSIA) para limitar las emisiones netas de CO₂ de la aviación a los niveles de 2020 hasta 2035.

El cumplimiento de este mandato comenzó en 2019 para las aerolíneas que superan las 10.000 toneladas de emisiones anuales, con un requisito de registrar el uso de combustible con el propósito de calcular las emisiones de CO₂¹. Los requisitos de compensación, cumplidos a través de una variedad de actividades, comenzaron en 2021 para vuelos entre países voluntarios, y la implementación completa ocurrirá en 2027.

La Asociación Internacional de Transporte Aéreo (IATA), una asociación comercial que representa a 330 aerolíneas adoptó la iniciativa "Fly Net Zero" en 2021 para lograr emisiones netas de carbono cero para 2050². La Figura 1 muestra la proyección de producción del combustible SAF requerido para alcanzar la meta Net Zero para el año 2050.

Por otra parte, la Organización de Aviación Civil Internacional (OACI) ha establecido el Plan de Compensación y Reducción de Carbono para la Aviación Internacional (CORSIA) para fomentar el uso de SAF de 2027 a 2035. Busca reducir las emisiones de CO₂ en los países participantes, con una línea base de 2019.

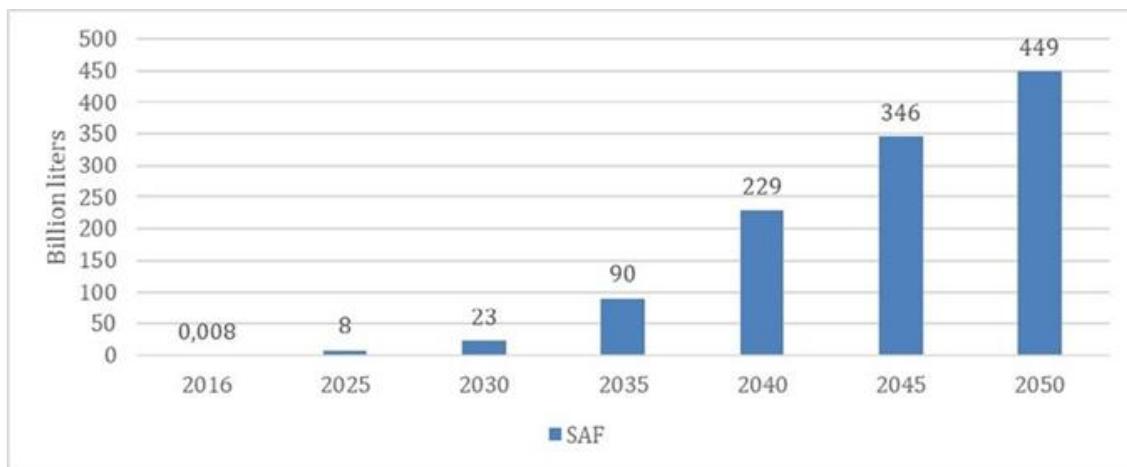
Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), en los últimos años, el sector energético ha sido la principal fuente importante de emisión de dióxido de carbono, generando aproximadamente 14-15 gigatoneladas de CO_{2-eq} al año, lo que representa una contribución de alrededor del 42% de la emisión mundial total³.

¹ IATA 2024a

² IATA 2024c

³ <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-co2-emissions-by-sector-2019-2022>

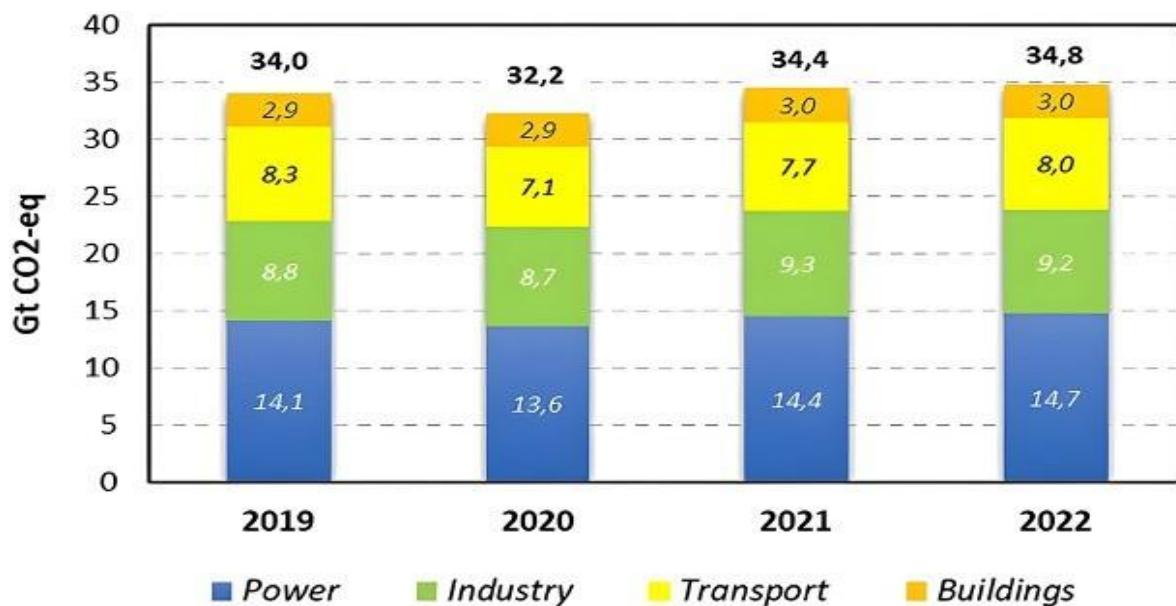
Figura 1: Producción de SAF en 2016 y proyección de demanda a partir de 2025 para alcanzar meta Net Zero en 2050.



Fuente: IATA, 2023. Net Zero 2050: Sustainable Aviation Fuels. www.iata.org/flynetzero

Sin embargo, el sector del transporte representó menores emisiones de CO₂ que los sectores de energía e industria, con 8,0 Gigatoneladas de CO₂-eq emitidas en 2022, lo que llevó a una contribución cercana al 23% de las emisiones globales totales, como se muestra en la Figura 2.

Figura 2: Emisiones globales de CO₂ por sector, 2019–22.

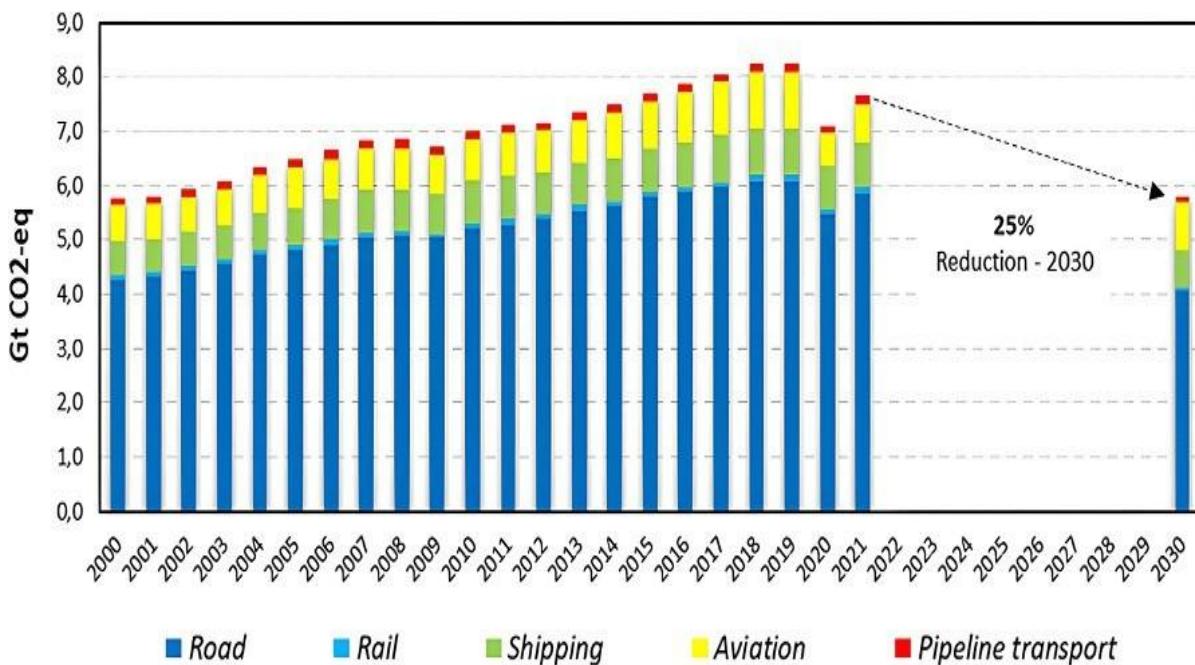


Fuente: International Energy Agency—IEA. Credit: License: CC BY 4.0 https://www.iea.org/t_c/termsandconditions/

Además, para el sector del transporte, durante las últimas dos décadas, el subsector del transporte por carretera ha representado entre 4 y 6 gigatoneladas de CO₂-eq por

año (aproximadamente el 60% de la emisión total del sector del transporte), mientras que las emisiones de CO₂ del subsector del transporte aéreo han variado entre 0.7 y 1.0 gigatoneladas de CO₂-eq por año en el mismo período, como se indica en la Figura 3.

Figura 3: Emisiones globales de CO₂ del transporte según modalidad, 2000–2021.



Fuente: Agencia Internacional de Energía—IEA. Crédito: Licencia: CC BY 4.0 https://www.iea.org/t_c/termsandconditions/

De esta manera, las emisiones de CO₂ del subsector del transporte aéreo en 2022 corresponden al 9,1% y al 2,1% de las emisiones de CO₂-eq del sector del transporte y del escenario global total, respectivamente.

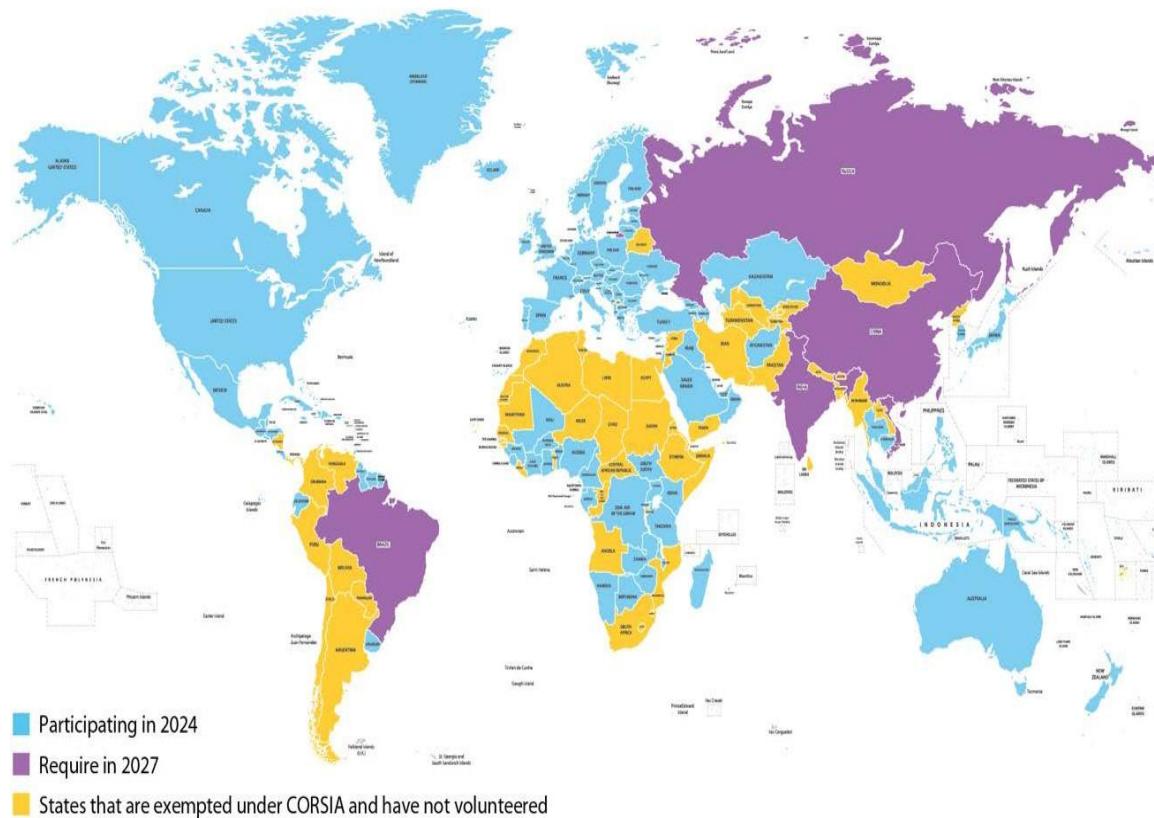
Antes de la pandemia de COVID-19, la IATA anticipaba un aumento en las actividades de aviación, ya que se espera que la demanda de viajes aéreos se duplique para 2040, creciendo a una tasa promedio anual del 3.4%. En general, se proyecta que el número de pasajeros aéreos aumente de alrededor de 4 mil millones en 2019 a más de 8 mil millones en 2040. A pesar de los impactos causados por la pandemia de COVID-19, se prevé que el tráfico global de pasajeros se recupere a niveles de prepandemia en 2024, y a partir de ahí, continuará teniendo un fuerte crecimiento en los próximos 20 años, alcanzando los 19,3 mil millones de pasajeros en 2041⁴.

La figura 4 ilustra el estado de la interconexión aérea entre países que ya utilizan de manera mandatoria o voluntaria el SAF en el año 2024, los países que han comprometido el uso del SAF para el año 2027 y también los países que aún no

⁴ Consejo Internacional de Aeropuertos, 2023

definen su uso. Esta panorámica permite también anticipar cuales son los principales mercados para el SAF en un corto y mediano plazo.

Figura 4: Vuelos internacionales y compromisos nacionales de incorporación del SAF.



Fuente: ICAO 2023.

Note: International flights between participating (green) countries began in 2021 and expand to flights to and from blue countries in 2027. International flights to and from yellow countries are exempt.

La Unión Europea y varios países tienen mandatos para el uso comercial del SAF. Algunos ejemplos son los siguientes:

- **Unión Europea, ReFuel EU:** El mandato de SAF de la Unión Europea, fue aprobado en octubre de 2023. El requisito aumenta con el tiempo comenzando con el 2% en volumen para el 2025, el 6% para 2035, y el 70% para 2050⁵. La regulación permite a la industria de la aviación europea utilizar el sistema de “book and claim” (una práctica de desacoplar el crédito de combustible del lugar en donde se utiliza) hasta 2035, después de lo cual el SAF debe ser suministrado físicamente en los aeropuertos de la Unión Europea. Hay sanciones financieras para los proveedores de combustible que no cumplan con el requisito.

⁵ Administración de Comercio Internacional de EE. UU. 2024

- **Suecia y Francia:** establecieron anteriormente mandatos de SAF del 1% en 2021 y 2022, respectivamente.
- **Reino Unido:** El mandato de SAF requiere el 2% para 2025, el 10% para 2030, y el 22% en 2040⁶. El mandato limita la ruta de producción de ésteres hidroprocesados comunes y ácidos grasos (HEFA) y requiere combustibles tipo energía a líquido (e-fuels).
- **Noruega:** Un mandato de SAF del 0.5% ha estado en vigor desde 2020⁷.
- **Singapur:** Un mandato de SAF del 1% comienza en 2026, con planes de aumentarlo con el tiempo⁸.

1.1. Mercado de SAF en Estados Unidos - USA:

Es importante anotar que la producción de SAF se encuentra en una fase temprana de desarrollo comercial. A manera de ejemplo merece citarse el caso de suministro de SAF en los Estados Unidos. En dicho país existen tres plantas nacionales y un productor internacional que suministra el combustible al mercado (ver Tabla 1). Tres plantas utilizan la ruta tecnológica llamada HEFA y una utiliza la vía de alcohol a queroseno (ATJ). Las cuatro plantas también producen diésel renovable y otros combustibles y productos renovables.

Tabla 1: Plantas que suministran SAF al mercado de USA.

Plant	Location	Feedstocks	Pathway	Renewable Fuels Capacity (million gallons/yr) ^a	Year SAF Supplied
LanzaJet	Soperton, GA	Ethanol	ATJ	10	2024
Montana Renewables	Great Falls, MT	Waste fats, oils, and greases; vegetable oil	HEFA	184	2023
Neste	Singapore	Waste fats, oils, and greases; vegetable oil	HEFA	859	2020
World Energy	Paramount, CA	Waste fats, oils, and greases; vegetable oil	HEFA	42	2016

Fuentes: LanzaJet 2024; EIA 2024h; Neste 2023

En los Estados Unidos, la compañía World Energy fue la primera en realizar la conversión nacional de una refinería de petróleo a una planta de renovables y comenzó a producir SAF en 2016. Inicialmente suministraron a la aerolínea United Airlines en el Aeropuerto Internacional de Los Ángeles, expandiéndose más tarde

⁶ Parlamento del Reino Unido, 2024

⁷ Air BP, 2019

⁸ S&P Global, 2024

para suministrar a KLM, otras aerolíneas, clientes comerciales y aeropuertos. Neste, una compañía petrolera de origen europeo comenzó a suministrar al Aeropuerto Internacional de San Francisco y a Alaska Airlines, American Airlines y JetBlue Airways, y más tarde se expandió para servir a aerolíneas, clientes y aeropuertos adicionales⁹. Neste exporta combustible desde su instalación en Singapur y también ha actualizado un biointermedio a SAF en una refinería de Houston¹⁰.

Igualmente, Montana Renewables, una conversión de refinería de petróleo a planta de combustibles renovables comenzó la producción de SAF en el segundo trimestre de 2023¹¹. LanzaJet inició la producción de SAF en 2024 y es la primera planta ATJ a escala comercial¹². Phillips 66 convirtió su refinería de petróleo en Rodeo, California, para producir combustibles renovables, y la capacidad actual es de 800 millones de galones. Dada la dinámica creciente de consumo de combustible tipo Jet, existen numerosas instalaciones piloto y otras instalaciones comerciales en desarrollo en todo el mundo.

1.2. Criterios de elegibilidad para un combustible tipo SAF

El combustible de aviación debe cumplir con la norma de calidad ASTM D1655, “Especificación Estándar para Combustibles de Turbina de Aviación” (ASTM International 2022). Los fabricantes de aeronaves y motores en todo el mundo utilizan muy comúnmente la norma ASTM D1655 para definir los combustibles que se pueden utilizar en sus productos. Es interesante anotar que el combustible Jet A es el tipo de combustible utilizado en los Estados Unidos y el Jet A-1 corresponde al tipo de combustible de aviación que se utiliza en el resto del mundo. Los dos combustibles son casi idénticos en sus propiedades físicas y químicas, siendo la principal diferencia el punto de congelación: Jet A con un máximo de -40 °C y Jet A-1 con un máximo de -47 °C.

Para ser elegible para los protocolos ICAO - CORSIA, un combustible alternativo debe cumplir con los criterios de sostenibilidad, lo que significa tener emisiones de gases de efecto invernadero a lo largo de su ciclo de vida al menos un 10% más bajas que la línea de base de combustible de aviación basado en fósiles y no ser producido a partir de biomasa obtenida de tierras con un alto stock de carbono¹³.

Desde el 1 de enero de 2024, se requiere cumplir con 14 criterios diferentes para que un combustible pueda ser clasificado y acreditado como un SAF. Los criterios abarcan componentes ambientales, sociales, de equidad, de uso sostenible del suelo, de gobernanza y trazabilidad, entre otros.¹⁴

⁹ Neste, 2020

¹⁰ Neste, 2022

¹¹ Voegele, 2023

¹² LanzaJet, 2024

¹³ Organización de Aviación Civil Internacional, 2022c

¹⁴ Fuente: Secretaría de la OACI 2019, https://www.icao.int/environmental-protection/CORSIA/Documents/CORSIA_Eligible_Fuels/ICAO%20document%2003%20-%20Eligibility%20Framework%20and%20Requirements%20for%20SCSs%20-%20March%202024.pdf

La metodología de Análisis de Ciclo de Vida (Life Cycle Assessment) es la herramienta elegida para evaluar la contribución/reducción de emisiones de gases de efecto invernadero por un combustible alternativo específico, mientras que otros problemas de sostenibilidad como el agua, el suelo, el aire, la conservación, los desechos y los productos químicos, los derechos humanos y laborales, los derechos de uso de la tierra y el uso de la tierra, los derechos de uso del agua, el desarrollo local y social, y la seguridad alimentaria están siendo considerados por el Comité de Protección Ambiental de la Aviación de la OACI (CAEP)¹⁵.

Por lo tanto, los combustibles producidos a partir de materias primas renovables o de desecho que cumplen con los criterios de sostenibilidad de CORSIA se consideran SAF. Teniendo en cuenta varios análisis completos de ciclo completo (tipo Well to Wake, WTW) de la producción de combustible de aviación de petróleo a nivel global, se ha establecido un promedio de referencia de intensidad de huella de carbono (emisión de GEI) de ciclo de vida en 89 g CO₂-eq/MJ por parte del comité de CORSIA. Este valor incluye las principales etapas de la cadena de suministro: producción de petróleo crudo, transporte y refinación de petróleo crudo, transporte de combustible de aviación y combustión del combustible en el avión. En consecuencia, los combustibles que tienen emisiones de GEI de ciclo de vida inferiores a 80.1 g CO₂-eq/MJ y que además no representan un riesgo para la conversión de tierras de altas reservas de carbono, podrían considerarse combustibles elegibles para el esquema CORSIA¹⁶.

Igualmente, se pueden diferenciar dos categorías de combustibles alternativos bajo los estándares de CORSIA: Son los SAF y los combustibles de aviación de menor carbono (LCAF). Mientras que los SAF pueden producirse a partir de renovables o desechos, los LCAF se refieren a combustibles de fuentes fósiles con al menos un 10% menos de emisiones de GEI de ciclo de vida que el combustible de aviación convencional.

Una característica fundamental de los SAF es el cumplimiento de las normas ASTM, principalmente ASTM D7566, que regula las especificaciones para la mezcla de componentes libres de petróleo con combustible de aviación a base de petróleo estándar, que está certificado bajo ASTM D1655. Para ser utilizado en vuelos comerciales, un combustible alternativo puede ser elegible bajo CORSIA siempre que cumpla con ASTM D4054. De esta manera y teniendo en cuenta la validación experimental y ambiental que la ASTM ha efectuado, se pueden caracterizar al menos 12 rutas tecnológicas para la producción de SAF, que se explican en la siguiente sección.

¹⁵ Organización de Aviación Civil Internacional, 2022c

¹⁶ Organización de Aviación Civil Internacional, 2022a

2. RUTAS TECNOLÓGICAS PARA PRODUCCIÓN DE SAF

El SAF se puede producir a partir de lípidos, azúcares, almidón, materiales lignocelulósicos, CO y CO₂, metano, metanol o moléculas de carbono de cadena corta que se encuentran en una amplia gama de materias primas de biomasa o fuentes de carbono residuales tipo desechos orgánicos.

Existen tres categorías principales de tecnologías de conversión para la producción de SAF: oleoquímica, bioquímica y termoquímica¹⁷. Además del SAF, los procesos tecnológicos utilizados para su producción proporcionan simultáneamente otros combustibles hidrocarburados como propano, nafta, diésel y combustible marino, dirigidos parcialmente según los criterios del productor¹⁸. Este factor es muy importante desde el punto de vista económico y financiero, ya que no solo los procesos suministran el SAF, pero también participan de otros mercados importantes como el combustible motor y el mercado de los disolventes.

Los principios fundamentales de las diferentes tecnologías para producción de SAF difieren de manera significativa de acuerdo con el origen y composición de las materias primas utilizadas. Las rutas tecnológicas basadas en oleoquímicos convierten los ácidos grasos en parafinas utilizando métodos fisicoquímicos, tales como la hidrogenación. Los procesos bioquímicos transforman materias primas ricas en carbohidratos (azúcares, por ejemplo) en un producto intermedio (etanol) utilizando microorganismos. Al mismo tiempo, las rutas termoquímicas descomponen macromoléculas (por ejemplo, la celulosa, la hemicelulosa y la lignina) de biomasa sólida utilizando alta temperatura y deficiencia de oxígeno.

La producción de biocombustibles a partir de recursos renovables como la biomasa ha sido ampliamente estudiada, y se han obtenido resultados considerables a nivel mundial que permiten la sustitución parcial o completa de combustibles tradicionales. Sin embargo, para que un biocombustible se considere adecuado, debe cumplir con una serie de características, estándares y calidades similares a las convencionales¹⁹. La Sociedad Americana para la Prueba y Materiales (ASTM) recomienda estas normas y regulaciones (ver Tabla 2).

Tabla 2: Resumen de rutas aprobadas en la norma ASTM D7566 para la producción de SAF

Referencia ASTM	Ruta tecnológica	Porcentaje máximo de mezcla	Materias primas	Madurez tecnológica (TRL)
ASTM D7566 Anexo A1	Fischer-Tropsch (FT)	50%	Residuos sólidos municipales, residuos agrícolas y forestales,	7 - 8

¹⁷ Bauen et al., 2020; Paris et al., 2021

¹⁸ Mawhood et al., 2016; Serrano-Ruiz y Dumesic, 2011; Surgenor, 2019

¹⁹ Heyne et al., 2021; Yilmaz y Atmanli, 2017

Referencia ASTM	Ruta tecnológica	Porcentaje máximo de mezcla	Materias primas	Madurez tecnológica (TRL)
ASTM D7566 Anexo A2	Hydroprocessed esters and fatty acids (HEFA)	50%	Aceites vegetales, grasas animales, residuos de lípidos y aceites usados - UCO	9
ASTM D7566 Anexo A3	Synthesized iso-paraffins from hydroprocessed fermented sugars (SIP)	10%	Biomasa usada para la producción de azúcar	7 -8 para materia prima de azúcar convencional; TRL 5 para materia prima de azúcar lignocelulósica
ASTM D7566 Anexo A4	Synthesized kerosene with aromatics derived by alkylation of light aromatics from non-petroleum sources (FT-SKA)	50%	Residuos sólidos municipales, residuos agrícolas y forestales, cultivos energéticos	6 - 7
ASTM D7566 Anexo A5	Alcohol to jet (ATJ)	50%	Eanol, Residuos agrícolas y forestales, residuos sólidos urbanos, cultivos energéticos	7 -8
ASTM D7566 Anexo A6	Catalytic hydrothermolysis jet fuel (CHJ)	50%	Aceites vegetales, grasas animales, aceites de cocina usados.	6
ASTM D7566 Anexo A7	Synthesized paraffinic kerosene from hydrocarbon - hydroprocessed esters and fatty acids (HC-HEFA)	10%	Algas	-
ASTM D7566 Anexo A8	Synthetic paraffinic kerosene with aromatics (ATJ-SKA)	50%	Alcoholes C2-C5 de biomasa	-
ASTM D1655 Anexo A1	Co-hidroprocesamiento de ésteres y ácidos grasos en una refinería de petróleo convencional	5%	Aceites vegetales, grasas animales, aceites de cocina usados procedentes de biomasa procesada con petróleo.	-
ASTM D1655 Anexo A1	Co-hidroprocesamiento FT	5%	Biocrudo de Fischer-Tropsch (FT)	-

Fuente: From crops and waste to energy. Elsevier, Woodhead series in Bioenergy. Chapter 16. ISBN 978-0-443-16084-4,

2025

En la Tabla 2 se listan las principales rutas tecnológicas para producir combustibles alternativos para aviones que han sido aprobadas y cuyos productos pueden ser elegibles como combustibles de aviación sostenibles, siempre que cumplan los requisitos de CORSIA. Se observa que la ruta tecnológica más madura es HEFA y esto es debido a que existen plantas comerciales en operación. El proceso Alcohol-to-Jet (ATJ), particularmente el "Ethanol-to-Jet", tiene un TRL entre 7 y 8 y actualmente varias empresas están realizando esfuerzos para consolidar su maduración tecnológica.

Aunque las rutas aprobadas por ASTM han probado sus capacidades para suministrar una fracción significativa de la demanda total, el SAF se produce únicamente a través de dos especificaciones en algunas ubicaciones del mundo. La

discrepancia entre las rutas aprobadas para SAF y la producción real puede estar impulsada por las prioridades cambiantes del desarrollador de tecnología o del productor desde la calificación de su sostenibilidad, a descubrimientos técnicos adicionales o las condiciones del mercado y es un reflejo de la dificultad (por ejemplo, costo, esfuerzo, permisos, financiamiento, adquisición de off-take) de producir SAF "económicamente viable"²⁰. Las tecnologías de conversión emergentes que se encuentran en niveles de preparación de prototipo o planta piloto demostrativa (como la hidrolicuefacción, la pirólisis-Fischer Tropsch (FT), la licuefacción hidrotermal y la conversión de metanol a combustible de aviación, aún no han sido certificadas²¹.

El SAF a partir de biomasa se puede producir por medio de rutas de primera generación (1G) y segunda generación (2G). Las rutas de primera generación se basan en biomasas que son alimentos, es decir, se obtienen por ejemplo de materias primas a base de almidón como el grano de maíz, de semillas oleaginosas como la canola, la camelina y la soja, de frutos como el de la palma de aceite y de la caña de azúcar. Las rutas de segunda generación se basan en residuos, es decir, se producen a partir de aceite de cocina usado (UCO), sebo de vacuno y residuos lignocelulósicos forestales, agrícolas o industriales. Sin embargo, la producción de SAF a partir de la mayoría de estas materias primas a escala comercial sigue siendo un desafío debido a los altos costos de producción, la competencia con los recursos alimentarios, los cambios en el uso de la tierra que afectan los ecosistemas y los impactos ambientales de los procesos de producción y conversión de las materias primas. Cada tipo de biomasa varía en composición y requiere procesos de pretratamiento y conversión específicos para producir biocombustibles de manera eficiente.

Es importante señalar que los porcentajes de mezcla reseñados en la Tabla 2 son los máximos permitidos, pero los requisitos de calidad del combustible de acuerdo con la norma ASTM D7566 pueden limitar la mezcla a un nivel inferior para un lote específico de componente sintético de mezcla. Actualmente, se están revisando múltiples rutas tecnológicas adicionales por ASTM. Hay un potencial futuro para un combustible SAF al 100%, pero no se anticipan impactos en la infraestructura, ya que contendrá un mínimo del 8% w/w de aromáticos, que está dentro del rango de contenido de aromáticos del Jet A.

2.1. Madurez de las tecnologías para producir SAF

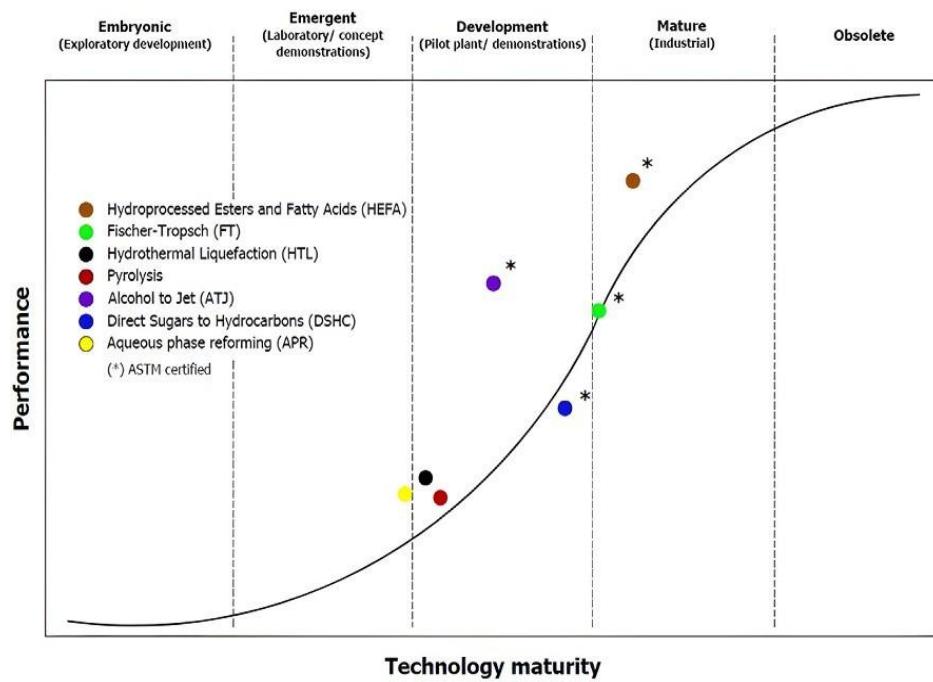
Según sus propiedades de adopción en el entorno económico, las tecnologías pueden clasificarse dependiendo de su grado de madurez. En el caso de la producción de SAF, la Fig. 5 muestra el estado actual de las principales rutas tecnológicas. Como se mencionó anteriormente, las pautas de ASTM para las vías tecnológicas de producción de SAF también pueden clasificarse según su nivel de

²⁰ Csonka et al., 2022

²¹ Bauen et al., 2020; Csonka et al., 2022

madurez. Así, la Tabla 3 muestra el estado conocido de la aplicación industrial de algunas de estas rutas. Los detalles de estas rutas tecnológicas pueden encontrarse en el cuerpo y anexos de las especificaciones ASTM D7566. “*Combustibles de aviación, hidrotratado de aceite vegetal y combustibles drop-in*”.

Figura 5: Clasificación del nivel de madurez de las principales rutas tecnológicas para la producción de SAF.



Fuente: Hydrotreatment of vegetable oils: A review of the technologies and its development for jet biofuel production. Biomass and Bioenergy 105 (2017) 197-206

Tabla 3: Comparación de procesos representativos para la producción de SAF.

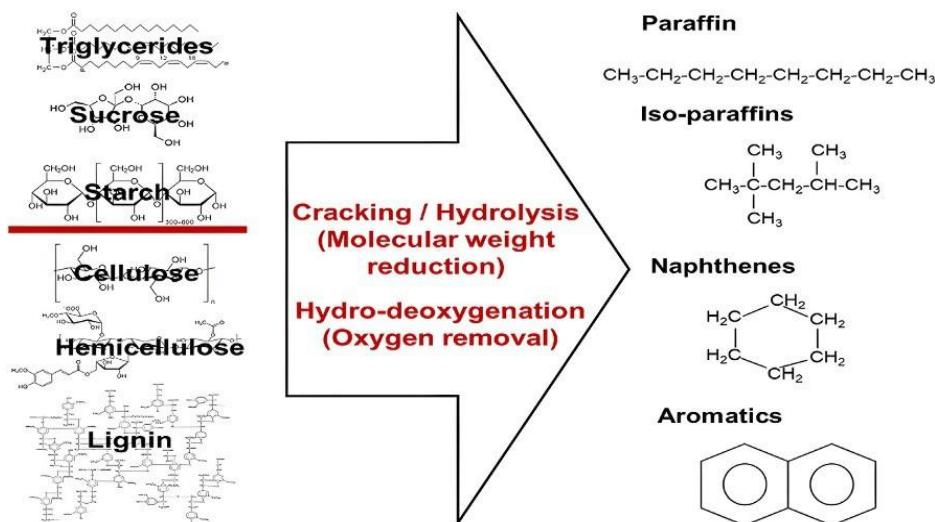
Process	Edible biomass		Non-food biomass	
	HEFA	ATJ	Gasification + FT	PTL
Material	Waste cooking oil Animal and vegetable oils and fats	Fermentation ethanol (Biomass gasification process is being developed)	Biomass	Biomass, Waste DAC
Overview	<p>Hydrocracking from oils and fats</p>	<p>Modification from fermentation ethanol</p>	<p>Gasifier + FT synthesis from woody biomass</p>	<p>H₂ and CO are generated from electrolysis and Water Reverse Shift.</p>
State	Commercialized	Commercialized	Demonstration plant	Demonstration plant
Feature	<ul style="list-style-type: none"> - Low cost - Heat and H₂ are necessary to input 	<ul style="list-style-type: none"> - Low cost about fermentation - Heat and H₂ are necessary to input 	<ul style="list-style-type: none"> - Higher cost - Low LCA due to biomass using for the process 	<ul style="list-style-type: none"> - Depend on electricity cost and carbon resources
LCA result [31]	<p>13.9 – 60.0 gCO₂/MJ Fuel cultivation : 45% Fuel production : 45% Others : 10%</p>	<p>24.0 – 55.8 gCO₂/MJ Fuel cultivation : 45% Fuel production : 45% Others : 10%</p>	<p>5.2 – 12.2 gCO₂/MJ Fuel cultivation : 40% Fuel transportation : 40% Others: 20%</p>	(Not estimated)

Fuente: "An entrained flow biomass gasification technology with the fluidized bed concept for low-carbon fuel production". Keigo Matsumoto. Ecosystems Research Department, Research & Innovation. Center, Mitsubishi Heavy Industries, Ltd. 12, Nishikicho, Naka-ku, Yokohama, Kanagawa, 231-8715, Japan. Applications in Energy and Combustion Science 20 (2024) 10.02.92

2.2 El concepto de biorrefinerías y la producción de SAF

De acuerdo con los criterios de elegibilidad para la certificación de un combustible para aviación como un combustible SAF, el origen de las materias primas que se someterán a los procesos de conversión de las diferentes rutas tecnológicas es fundamental para su acreditación. Sin embargo, cada materia prima puede tener una composición química diferente de otros materiales, razón por la cual la forma como se transforme en hidrocarburos hasta alcanzar la calidad para ser un combustible comercial determinará su viabilidad económica, financiera, ambiental e incluso social. La figura 6, resume gráficamente el reto tecnológico a superar para llegar al SAF.

Figura 6: Principios químicos de las rutas tecnológicas para producir SAF



Fuente: From crops and waste to energy. Elsevier, Woodhead series in Bioenergy. Chapter 16. ISBN 978-0-443-16084-4, 2025

Por ejemplo, si se parte de materiales oleosos (aceites de origen animal o vegetal) que contienen triglicéridos y/o ácidos grasos, la transformación hacia hidrocarburos se asegura mediante la adición de hidrógeno a esas moléculas, hasta alcanzar los niveles de saturación y los números de carbono que conforman un grupo de parafinas e isoparafinas. Sin embargo, la síntesis química de este proceso no se limita a un rango único de moléculas tipo Jet, ya que la hidrogenación y el craqueo ocasional producirán simultáneamente moléculas en el rango de nafta y de diésel, de manera paralela.

La Tabla 4 ilustra acerca de la distribución de moléculas de carbono para los diferentes cortes de destilación de crudos para producir derivados refinados, que en últimas es el propósito de las rutas tecnológicas para producir SAF.

Tabla 4: Caracterización de moléculas presentes en los derivados petroquímicos con base en su número de cadenas de carbono.

Nº de Carbonos	C3-C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	>C20
PEB a 760 mm n-parafina																		
°C	36	69	98	126	151	174	196	216	235	253	270	287	302	316	329	343		
°F	97	156	209	258	303	345	384	421	456	488	519	548	575	601	625	649		
LPG	↔																	
Gasolina	↔																	
Nafta de precipitación	↔																	
Keroseno		↔																
Combustible JET		↔																
Diesel	No. de Carbonos																	
Gasóleos	4	2														↔		
Ceras	8	18													↔			
Residuos, Asfaltos	12	355														↔		
	18	60,523															C_{44}^+	↔

Fuente: Elaboración propia

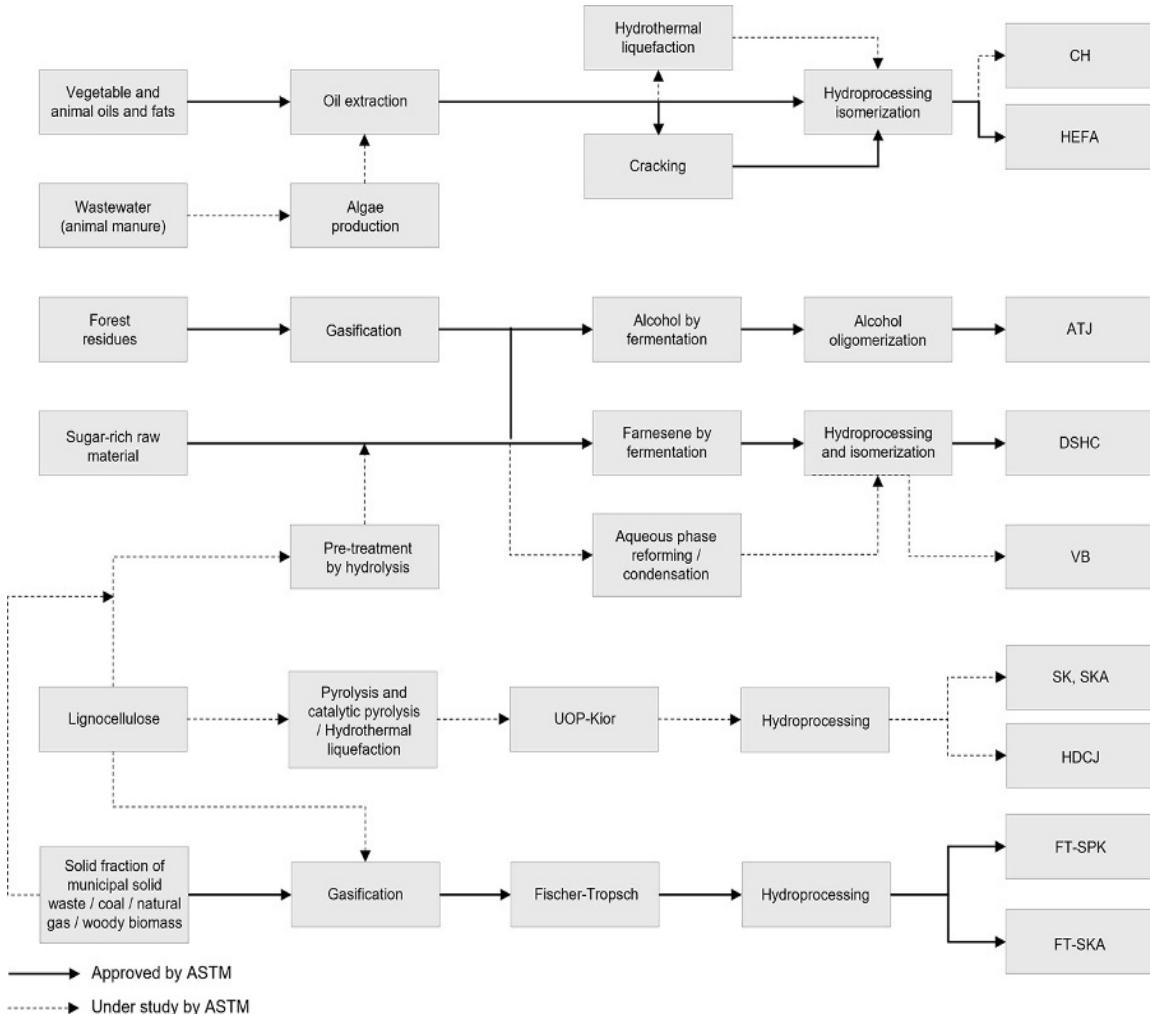
Como se observa, la producción de SAF debe conducir a contar con una mezcla de moléculas hidrocarbonadas, que pueden estar en el rango de C8 a C13. Si se parte de una molécula como el etanol para la ruta ASTM ATJ, dicha molécula está conformada por moléculas tipo C2, que deben repetirse y ligarse hasta conformar cadenas más grandes y pesadas (oligomerización). Por el contrario, si se parte de aceites vegetales, la mayor parte de ellos se encuentran con moléculas en rangos C10 a C18, lo que implica un proceso de hidrogenación y craqueo (rompimiento) para llegar al mismo rango. Estas diferencias en principios químicos de la tecnología conducen a que la complejidad de equipos, el uso de insumos tales como el hidrógeno y la energía, difieran fundamentalmente para cada ruta tecnológica. Determinar cuál es la selección óptima de tecnología dependerá de las condiciones locales de disponibilidad de materias primas, de la logística de acopio de estas, de su valor económico, de la conversión del proceso hacia productos valiosos, entre muchos otros factores.

Por el lado de las biomasas residuales (tales como el bagazo de la caña de azúcar, los residuos agrícolas de cosecha RAC del mismo cultivo, los residuos orgánicos, sólidos municipales, los pastos elefante, el King Grass, los residuos forestales, el aserrín de madera, entre otros) se consideran materias primas válidas para producir SAF, dado su origen biogénico. En términos de su composición, estos materiales son conocidos como lignocelulósicos. Las tecnologías para producir combustibles alternativos para la aviación a partir de compuestos lignocelulósicos suelen tener

una etapa de despolimerización en la que las biomoléculas (celulosa, hemicelulosa y lignina) se convierten en productos intermedios de bajo peso molecular (gas de síntesis, azúcares y aceite pirolítico), que luego se someten a procesos de desoxigenación para producir hidrocarburos (véase la Figura 7).

En este punto es importante anotar que la Figura 7 refleja el potencial que tiene la biomasa (en sus diferentes presentaciones) para convertirse en un complejo tecnológico, muy similar al que ahora se encuentra en el sector de refinación de crudos. Algunos de estos procesos tecnológicos están en la capacidad de admitir mezclas de diferentes tipos de biomasa como corrientes de entrada (lo que aumenta su flexibilidad operativa) mientras que otros de ellos son excluyentes en la calidad y especificidad de la materia prima. En el primer grupo nombrado se puede encontrar la combinación Gasificación-Fischer Tropsch (G-FT) y en el segundo grupo la tecnología Ethanol to Jet (ATJ). Sin embargo, algunos de estos acoplamientos de procesos aún deben demostrar su confiabilidad y estabilidad porque si bien se conocen de tiempos anteriores de manera separada, su operación conjunta demanda condiciones de calidad de las corrientes intermedias que dificultan el diseño de unidades comerciales. Más adelante en la descripción de las tecnologías ATJ y G-FT se describirán en detalle estos desafíos tecnológicos.

Figura 7: Diagrama de las rutas tecnológicas disponibles para la producción de SAF.

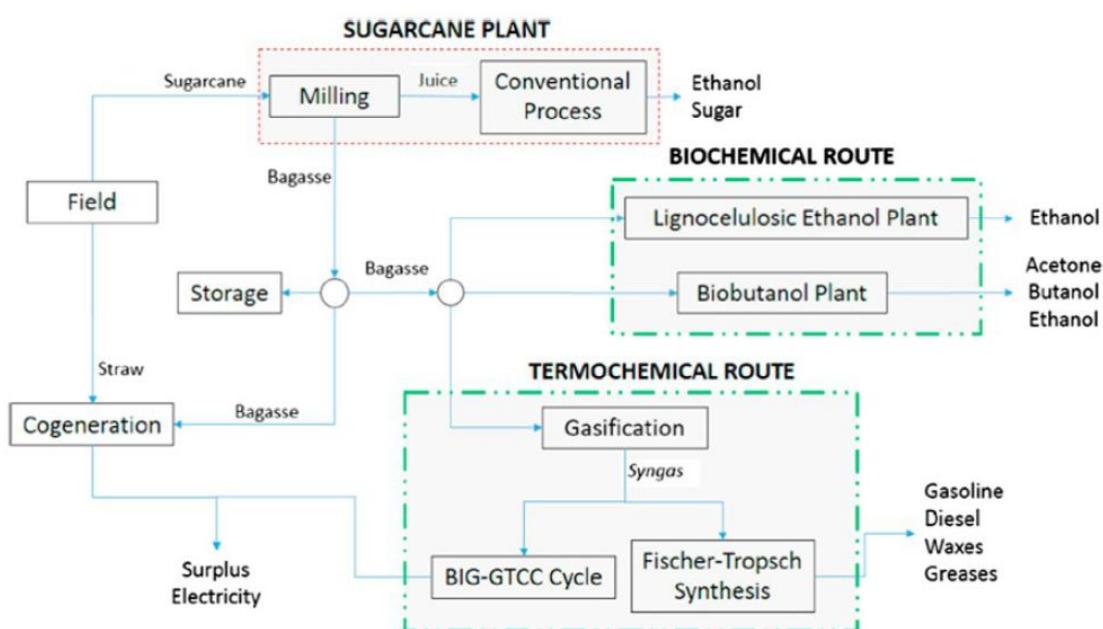


Fuente: Adapted from Morgan, T.J., Youkhana, A., Turn, S.Q., Ogoshi, R., Garcia-Pérez, M., 2019. Review of biomass resources and conversion technologies for alternative jet fuel production in Hawai'i and tropical regions. *Energy Fuels* 33(4), 2699–2762. https://doi.org/10.1021/ACS.ENERGYFUELS.8B03001/ASSET/IMAGES/LARGE/EF-2018-03001P_0025.JPG and Zhang, H., Fang, Y., Wang, M., Appels, L., Deng, Y., 2020. Prospects and perspectives foster enhanced research on bio-aviation fuels. *J. Environ. Manag.* 274, 111214. <https://doi.org/10.1016/J.JENVMAN.2020.111214>.)

Para la tecnología ATJ, es evidente que la etapa de oligomerización se alimenta exclusivamente por el intermedio derivado del proceso de fermentación de azúcares. Ese producto intermedio, que es el alcohol producto de la acción microbiológica sobre los azúcares (que puede ser etanol o butanol) también puede producirse por una ruta que parte de los materiales lignocelulósicos, que se someten a un proceso de pretratamiento y luego de hidrólisis enzimática para llegar a producir azúcares tipo C5 y C6. Estos azúcares también son fermentados y conducen al alcohol intermedio, el cual puede ser introducido junto con el alcohol a partir de azúcares, aumentando la flexibilidad de la ruta ATJ.

Para el caso de un ingenio azucarero, la Figura 8 ilustra las dos rutas posibles para obtener etanol, la convencional (que fermenta los jugos azucarados producto de la molienda) y la lignocelulósica que puede partir del bagazo o de los RAC (o de una mezcla de los dos). De esta manera, la producción de SAF a partir de etanol en un ingenio azucarero se robustece, ya que contaría con dos fuentes potenciales de materia prima. En la misma Figura 8, se señala la ruta termoquímica que también produciría SAF, por medio de la gasificación conjunta de bagazo y RAC, utilizando el proceso Fischer-Tropsch. Sin embargo, esta última ruta no utilizaría el etanol, ya que la tecnología es excluyente en sus materias primas. Por lo anterior, para el Valle del Cauca en especial, sería preferible una combinación de tecnologías para la producción de SAF, que incluya la fermentación convencional y el proceso de etanol 2G (ruta de conversión lignocelulósica).

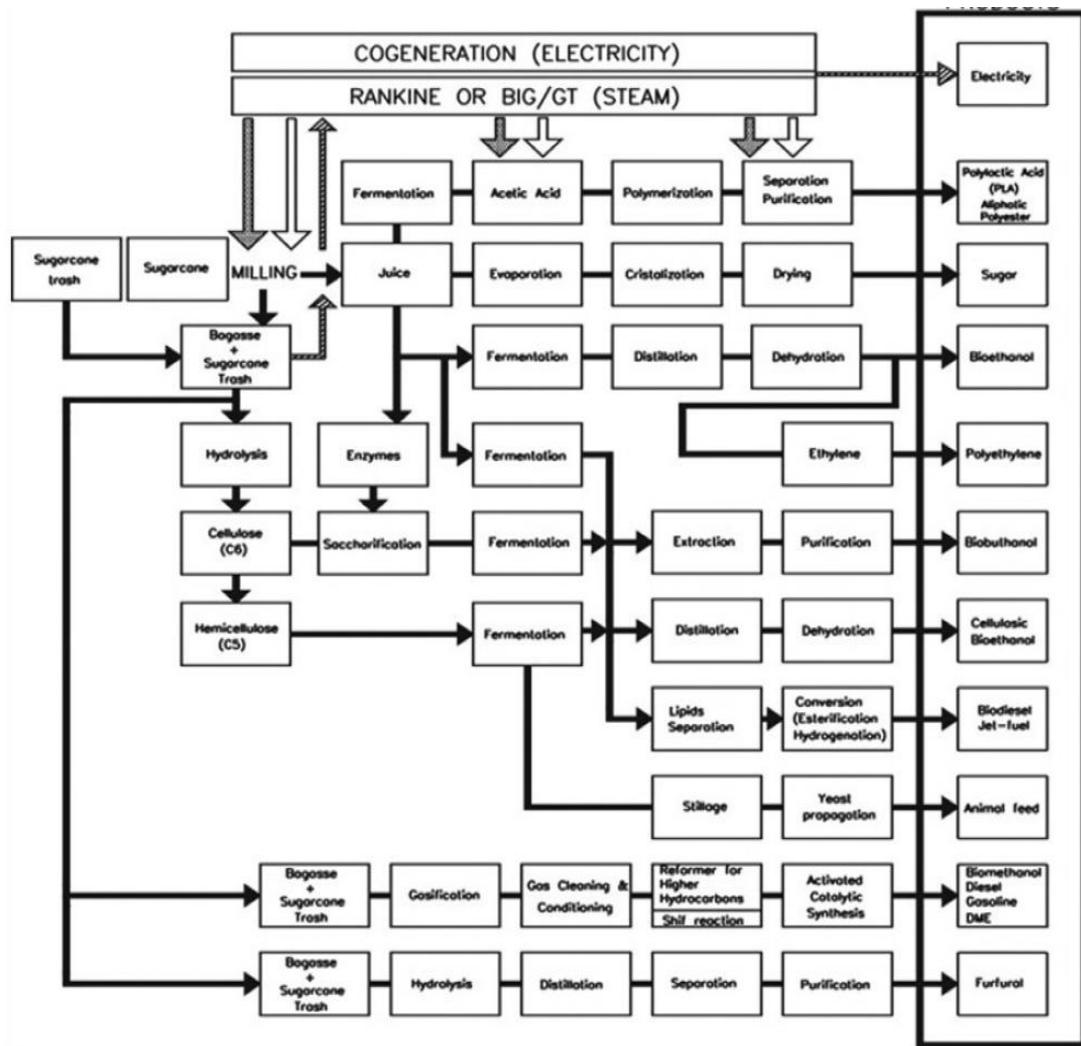
Figura 8: Rutas tecnológicas ATJ y G-FT para un ingenio azucarero



Fuente: "Techno-economic comparison of biojet fuel production from lignocellulose, vegetable oil and sugar cane juice", Diederichs et all. Bioresource Technology, 2016

La Figura 9 muestra en mayor detalle las rutas de conversión de materiales derivados de la biomasa producto del cultivo de caña de azúcar. Desde el punto de vista del presente estudio, es importante resaltar que existen dos rutas paralelas para producción de bioetanol, una a partir de los jugos que se producen en la etapa de molienda y otra que se origina de potenciales mezclas de bagazo y residuos agrícolas de cosecha.

Figura 9: Rutas tecnológicas alternativas para la biorrefinería basada en caña de azúcar

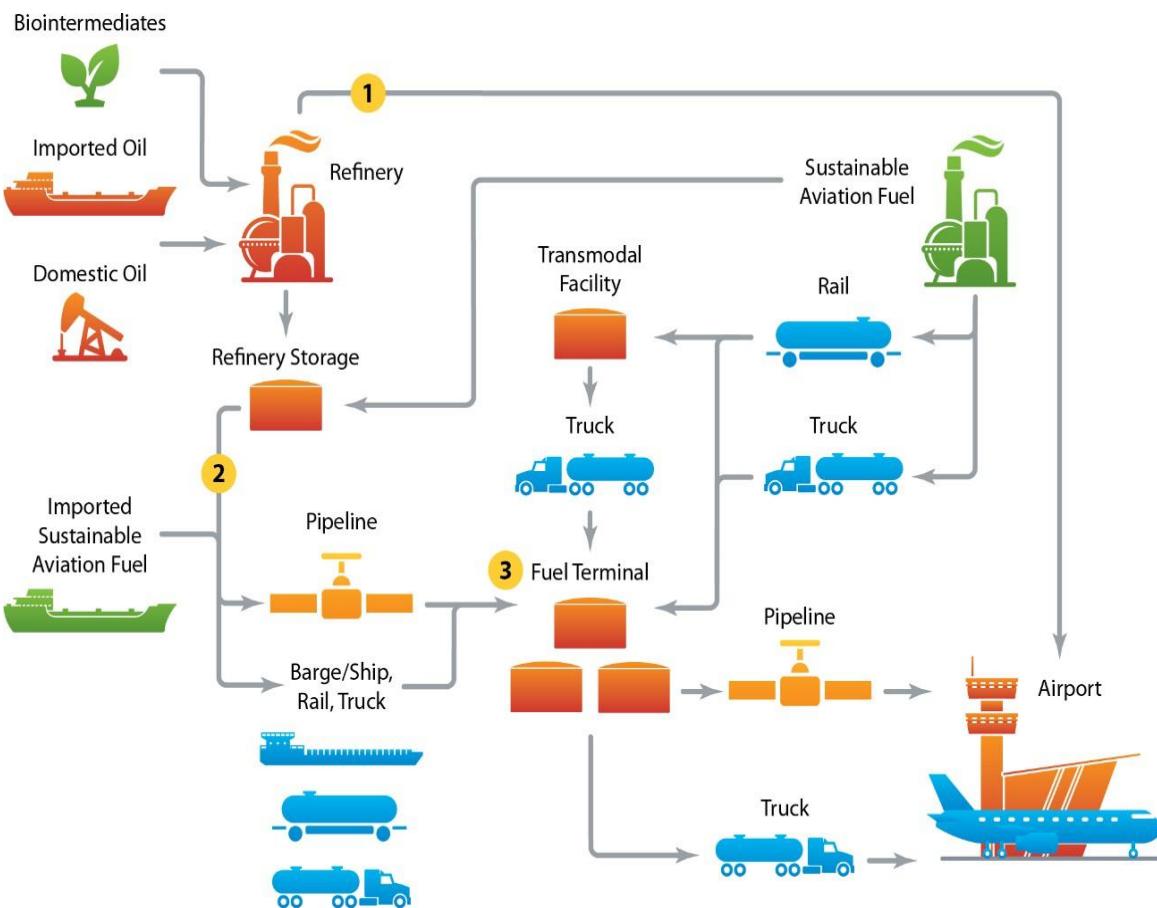


Fuente: Strategic assessment of sustainable aviation fuel production technologies: Yield improvement and cost reduction opportunities. Biomass and Bioenergy 145 (2021) 105942

2.3 Logística y distribución de SAF

Se utilizan múltiples modos de transporte para movilizar un combustible Jet A1 producido nacionalmente y SAF (Figura 7). Los modos de transporte dependen de dónde se produjo o se importó el combustible, de los volúmenes y de la disponibilidad de infraestructura. Es más común que Jet A1 y SAF lleguen a terminales donde se mezclan, se certifican según ASTM D1655 y se entregan a un aeropuerto por medio de tuberías o camiones para aquellos aeropuertos sin tuberías. La Figura 10 ilustra las estrategias más comunes para acometer los procesos de logística y suministro del SAF.

Figura 10: Cadena de suministro para el combustible Jet y su mezcla con el SAF



- 1** A few refineries are directly connected to airports by pipeline.
- 2** In some cases, refineries may receive, blend, and certify third-party SAF.
- 3** SAF and conventional fuel can be blended at a terminal close to the airport or other terminals upstream.

Fuente: Sustainable Aviation fuel blending and logistics. National Renewable Energy Labs, TP-5400-90979- September 2024

3. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO ALCOHOL-TO-JET (ATJ)

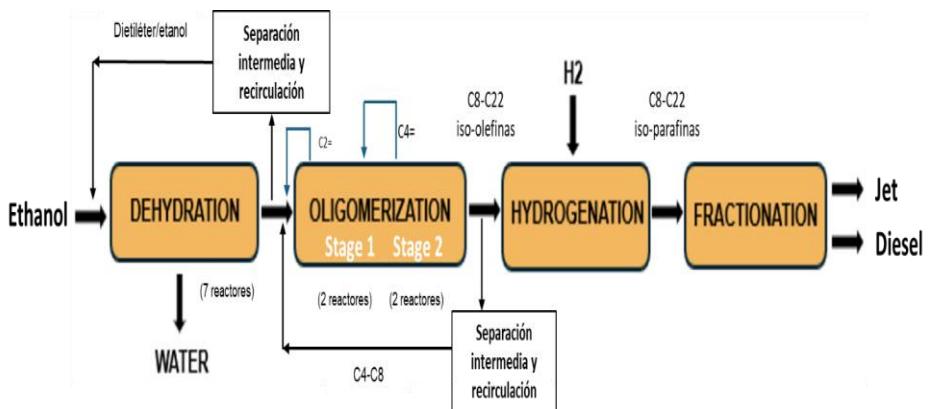
Este proceso se conoce también como la producción de Queroseno parafínico sintético de alcohol a Jet (ATJ-SPK): Esta ruta permite convertir alcoholes como el etanol, el isobutanol, la acetona-butanol-etanol (ABE) o una mezcla de alcoholes en hidrocarburos. El alcohol se deshidrata catalíticamente (provocando la eliminación de agua) y se convierte en olefinas. Posteriormente, mediante reacciones de oligomerización, dichas olefinas se convierten en olefinas de cadena larga y, a continuación, en hidrocarburos saturados mediante desoxigenación e hidrogenación. La destilación es el paso final en este proceso para la producción de combustible para aviones y otros subproductos, como el gasóleo. En la Fig. 11 se presenta un esquema general del proceso de ATJ.

El proceso Etanol a Jet o Ethanol-to-SAF, es un proceso industrial relativamente nuevo para la obtención de SAF, el cual cumple con los requisitos del estándar ASTM D7566 Anexo A5. Este proceso comprende las etapas de:

- i) Deshidratación catalítica del etanol
- ii) Oligomerización de etileno
- iii) Hidrogenación de olefinas
- iv) Fraccionamiento de productos

La etapa de oligomerización de etileno puede realizarse a su vez en dos etapas, una de dimerización de etileno a butenos y otra de oligomerización de butenos a olefinas de mayor longitud de cadena.

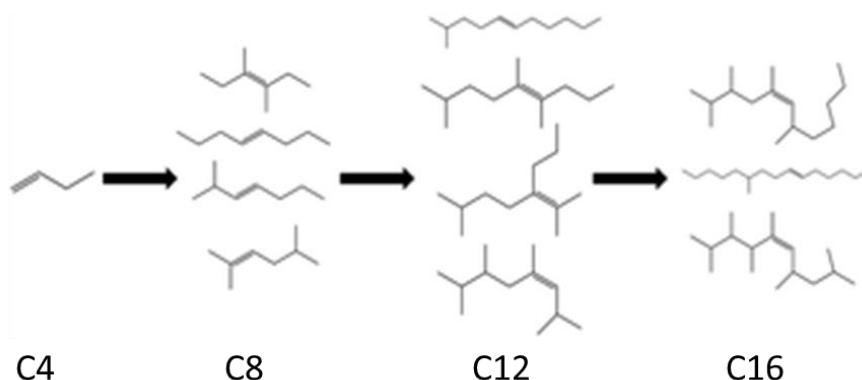
Figura 11: Diagrama de bloques general del proceso Etanol a Jet.



Fuente: The alcohol to jet Conversion pathway for Drop-in biofuels: Techno economic evaluation. <https://doi.org/10.1002/cssc.201801690> Full paper-Wiley-VCH

La **Figura 12** ilustra la forma en que se da el crecimiento de las cadenas de los hidrocarburos en el proceso de oligomerización partiendo de 1-buteno. Se observa que progresivamente se van formando distintos isómeros de iso-olefinas.

Figura 12: Crecimiento de las cadenas de los hidrocarburos en el proceso de oligomerización partiendo de 1- buteno.



Fuente: The alcohol to jet Conversion pathway for Drop-in biofuels: Techno economic evaluation.

<https://doi.org/10.1002/cssc.201801690> Full paper-Wiley-VCH

A excepción de la etapa de fraccionamiento, las otras tres etapas del proceso ATJ involucran reacciones químicas en presencia de catalizadores específicos. Dependiendo de las configuraciones particulares de cada licenciador de tecnología ATJ, además del jet renovable (“SAF”) se obtiene también diésel o nafta renovables como coproductos líquidos. En todos los casos se producen subproductos en fase acuosa y fase gaseosa.

La reacción de deshidratación de etanol es endotérmica (45 kJ/mol) y en ella existe tendencia a la formación de depósitos de coque en los catalizadores. Dependiendo de las condiciones de operación y de las características de los catalizadores de deshidratación del etanol, se pueden llevar a cabo reacciones paralelas o intermedias tales como las de formación de acetaldehído o de dietiléter (DEE). Para la deshidratación de etanol hacia etileno se conoce la tecnología *Hummingbird®* de *Technip Energies* (TRL 6). Technip posee la formulación del catalizador de heteropoliácido (HPA) utilizado para la deshidratación de etanol²².

Por otro lado, la reacción de oligomerización de etileno es altamente exotérmica y en ella también se presenta alta tendencia a la formación de coque en los catalizadores. Por lo tanto, se requieren diseños de procesos específicos para manejar eficientemente el calor liberado y la desactivación de los catalizadores.

En la etapa de hidrogenación los dobles enlaces de los hidrocarburos obtenidos en la oligomerización (iso-olefinas) se saturan mediante hidrotratamiento. La reacción es exotérmica y por lo tanto también se requiere hacer manejo del calor liberado. Los consumos de hidrógeno son relativamente bajos y las condiciones de presión y temperatura son moderadas.

²² <https://www.ten.com/en/case-studies/hummingbird-ethanol-ethylene-technology>

Aunque las etapas individuales del proceso Ethanol-to-Jet (ATJ) son bien conocidas y practicados en la industria del Oil & Gas, el proceso de oligomerización de etileno orientado hacia la producción de productos en el rango del combustible Jet es relativamente nuevo. Más aún la integración de todas las etapas para maximizar la producción de SAF apenas se está realizando recientemente en escala industrial.

El proceso Ethanol-to-Jet presenta los siguientes aspectos ventajosos:

- Los productos se obtienen libres de azufre, nitrógeno y aromáticos.
- Una planta ATJ podría tener sinergia con un complejo petroquímico, dado que parte del etileno de la etapa de deshidratación catalítica o de capacidad excedente, podría emplearse para la producción de polietileno renovable.
- No se da formación de CO₂ inherente en las reacciones, lo cual permite obtener altas eficiencias de aprovechamientos del carbono de la materia prima (etanol).

3.1 Etapa de Deshidratación

La deshidratación catalítica de alcohol se ha utilizado predominantemente como un camino para producir etileno a partir de etanol renovable como una fuente alternativa al etileno derivado petroquímicamente y se remonta a la década de 1960. La deshidratación de etanol se ha explorado extensamente con una variedad de catalizadores, incluidos zeolitas, silicoaluminofosfatos y catalizadores de ácidos heteropolíácidos. Catalizadores heterogéneos especializados para la conversión de etanol a etileno, como el *Syndol*, se han vuelto comercialmente disponibles con alta selectividad y conversión. La deshidratación de alcoholes superiores ha sido menos explorada, aunque se ha informado que la deshidratación de isobutanol es alcanzable utilizando una variedad de catalizadores heterogéneos, incluidas zeolitas, alúmina y catalizadores ácidos, también con conversión relativamente alta. Las reacciones de deshidratación para el isobutanol pueden producir una mezcla de isómeros de buteno e incluso iniciar reacciones de oligomerización, pero se informa que se prefiere una alta selectividad hacia el isobuteno en el paso de deshidratación.

La eliminación del grupo hidroxilo de los alcoholes durante la deshidratación genera agua y resulta en una reducción de masa. En una base de masa total, los alcoholes de mayor peso obtienen un mayor rendimiento de la deshidratación en comparación con los alcoholes de cadena corta, aunque el rendimiento de carbono es idéntico en teoría. La producción de agua dentro del reactor requiere que los catalizadores de deshidratación sean tolerantes al agua, pero el sistema de reacción de oligomerización puede no ser tolerante al agua y debe ser completamente eliminado del producto deshidratado. Dependiendo de las temperaturas, presiones y rendimiento del diseño, puede usarse una combinación de destilación, separación líquido-líquido y tamices moleculares para eliminar el agua. Si hay una baja conversión en el reactor de deshidratación, los alcoholes no reaccionados pueden ser reciclados alimentando esta corriente al separador alcohol-agua.

Se supone que los reactores de deshidratación logran una conversión del 90% en un solo paso del alcohol. El producto de deshidratación se separa, eliminando agua y

alcoholes no reaccionados que se envían de regreso a la separación de agua/alcohol para su reciclaje. La separación de etileno implica presiones más altas que la separación de isobuteno, así como un requisito de refrigerante a muy baja temperatura. Se incluye un tamiz molecular para eliminar aún más agua de la corriente de destilado; la eliminación casi completa de agua es necesaria para evitar la contaminación en el sistema de reactores de oligomerización.

3.2 Etapa de Oligomerización

La oligomerización de alquenos y olefinas de cadena corta para formar cadenas más largas es una reacción bien establecida en la industria petroquímica, con una variedad de formas que datan de la década de 1930 y utilizando una variedad de catalizadores homogéneos o heterogéneos en configuraciones de reactor simples o múltiples. En el contexto de la ruta de conversión de alcohol a keroseno, los alquenos producidos por la deshidratación de alcohol deben ser oligomerizados para lograr la distribución deseada de longitudes de cadena de hidrocarburos; típicamente oscilando entre 8 a 16 carbonos para el rango de keroseno. Es necesario un diseño cuidadoso del proceso de oligomerización para lograr un rendimiento apreciable en el rango deseado y capaz de cumplir con las especificaciones del combustible.

El diseño de la unidad de oligomerización variará entre los diferentes alquenos alimentados al proceso, y diferentes sistemas de catalizadores pueden ser preferibles dependiendo del intermediario de alcohol utilizado. Se han desarrollado varios procesos comerciales de oligomerización de etileno, incluyendo el proceso de un paso de *Chevron-Phillips Zeigler*, el proceso de *dos pasos de Zeigler* y el Proceso de *Olefinas Más Altas de Shell*. La oligomerización de etileno para la conversión ATJ típicamente logra una distribución de longitud de carbono centrado alrededor de C10 y C12 y que abarca desde C4 hasta C20+.

Se prefiere la formación de trímeros C12 y tetrameros C16 para el rango de combustible Jet, con o sin el uso de reciclaje o un reactor secundario para impulsar aún más el crecimiento de C8. Se ha descrito una selectividad molar del 20% de C8, 70% de C12 y 10% de C16 para la oligomerización de isobuteno utilizando un catalizador *Amberlyst-35*. Dependiendo del catalizador, puede ocurrir una mayor isomerización y craqueo durante la oligomerización para generar algunos productos adicionales, incluidos cadenas de carbono de número intermedio (es decir, C9 o C11), olefinas cíclicas e incluso aromáticos. Estas reacciones laterales pueden ser beneficiosas para un esquema de conversión ATJ, ya que mejoran la diversidad de la composición del producto para lograr una curva de destilación más suave o para cumplir con otros requisitos del producto.

El diseño de sistemas de reactores de oligomerización diferirá dependiendo del catalizador seleccionado. Generalmente, un sistema de reactor catalítico heterogéneo se diseña con una configuración de reciclaje para impulsar la reacción hacia el rango de carbono objetivo. Una columna de destilación separa el producto del reactor. Las

olefinas ligeras (principalmente C8 y menores) se recuperan en el destilado con un objetivo de que el 10% de las olefinas C8 se dirigen al producto de fondo. El destilado se recicla a través del reactor de oligomerización donde las olefinas crecen más al reaccionar con la carga fresca. La presencia de una mayor cantidad de olefinas ligeras resulta en una mayor relación de reciclaje y la necesidad de un reactor más grande.

3.3 Etapa de Hidrogenación

La unidad de hidrogenación es otro proceso utilizado frecuentemente en la industria petroquímica, que satura los enlaces dobles restantes de las olefinas tras completar la oligomerización. Un producto suficientemente saturado es crítico para asegurar una baja reactividad del combustible. Al igual que las otras dos etapas de reacción, la hidrogenación puede ocurrir sobre un catalizador sólido. Se alimenta gas hidrógeno a la reacción en exceso para asegurar una conversión casi completa de olefinas a parafinas. Un sistema de reciclaje para el hidrógeno restante en la corriente de producto se puede lograr con una separación gas/líquido y un compresor para devolver el gas reciclado a la presión de la alimentación. Se requiere un suministro de hidrógeno para la hidrogenación y esto contribuirá a una fuente adicional de costo de producción. Dependiendo de la naturaleza de la planta en su conjunto, una instalación puede comprar hidrógeno o producirlo en el lugar a través de varias posibilidades, incluyendo el uso de una materia prima de biomasa.

Una biorrefinería ATJ celulósica podría beneficiarse de uno de estos métodos considerando la disponibilidad de residuos de lignina dejados por la sacarificación y la fermentación, pero dependiendo del precio disponible de otros hidrógenos de fuentes como el gas natural. En el caso de las instalaciones de etanol de maíz existentes adaptadas para ATJ, la producción de biohidrógeno en el sitio es menos atractiva ya que los sólidos residuales ya se utilizan para la producción de granos de destilería.

Se mantiene una alimentación molar de hidrógeno de 3:1 al reactor de hidrogenación. Debido al exceso de alimentación de hidrógeno, se asume una conversión del 100% y se incluye el sistema de reciclaje para reutilizar el hidrógeno. El sistema de reciclaje de gas resulta en un uso de hidrógeno cercano al requerimiento teórico. Esto incluye equipo para la separación gas/líquido a 50°C y 200 psig, así como un compresor para el gas reciclado. Se incluye un 2% de corriente de purga para eliminar impurezas y puede ser utilizado como combustible para calderas para recuperar su energía.

3.4 Etapa de Refinación y Fraccionamiento

Prácticamente, la producción de SAF incluirá simultáneamente una variedad de combustibles además de combustible para aviones, potencialmente incluyendo nafta, gasolina y diésel, aunque la distribución de productos varía dependiendo del modo de operación de los sistemas catalíticos. En los procesos piloto y a escala demostrativa, se favorece la producción de productos de rango de combustible para aviones, aunque se

asume que una parte del producto de rango de combustible Jet se separa para alcanzar una curva de destilación necesaria para cumplir con las especificaciones del JET A1. El producto de hidrocarburo restante se trata como un coproducto de gasolina o diésel. Para relacionar la venta de estas fracciones con el precio de venta del SAF, ambos coproductos de combustible se correlacionan linealmente con el precio mínimo de venta calculado del Jet de acuerdo con las condiciones locales de mercado.

La Tabla 5 compara la producción de ATJ, considerando la materia prima, los principales productos y los costes asociados de un proceso que utiliza etanol lignocelulósico generado a partir de residuos de la industria de la madera y del cultivo de maíz. Los principales proveedores de esta tecnología son: *Gevo*²³, *LanzaJet*²⁴, *Global Bioenergies*²⁵ y *Swedish Biofuel*²⁶.

Tabla 5: Productos y reactivos del Proceso ATJ, partiendo de biomasa residual

	Raw material	
	Pine chips	Corn stover
Dry biomass (MT/h)	42	39
Water (MT/MT biomass)	3,86	4,15
Hydrogen (MT/MT biomass)	0,0017	0,0018
Generated electricity (kWh/MTh-1)	551,857	594,308
Jet (MTfuel/MT biomass)	0,100	0,108
Diesel (MTfuel/MT biomass)	0,031	0,033
Gasoline (MTfuel/MT biomasa)	0,014	0,015
Costs		
TCI (USD MM\$)	435	417
OPEX (USD MM\$)	90	86

En donde MT = Toneladas Métricas. USD MM\$ = Millones de dólares americanos

Fuente: Tanzil et al., 2021

De la Tabla 5 puede inferirse que típicamente el rendimiento máscico del proceso ATJ partiendo de paja de maíz (que puede asimilarse posiblemente a la composición del bagazo) es de 108 kg de SAF por tonelada de biomasa seca, con una conversión del 10,8%. La relación de consumo de Hidrógeno puede alcanzar un valor de 0,016 ton de H₂/Ton de SAF mientras que el requerimiento de agua para el proceso es cercano a 38,5 ton H₂O/ton de SAF. El rendimiento de subproductos es de 0,3 ton de Diesel/ton de SAF y de 0,14 ton de Gasolina/ton de SAF. El proceso puede ser autosuficiente en energía ya que se pueden generar 595 kWh/ton de biomasa seca utilizada.

Sin embargo, es importante tener en cuenta que los procesos catalíticos involucrados en la ruta ATJ presentan restricciones y limitaciones importantes en cuanto al contenido

²³ <https://gevo.com/>

²⁴ <https://www.lanzajet.com/>

²⁵ <https://www.global-bioenergies.com/?lang=en>

²⁶ <https://swedishbiofuels.se/>

de nitrógeno, cloruros, azufre y metales y que pueden aceptar en algunos casos el procesamiento de cierta cantidad máxima de metanol.

En cuanto al contenido máximo de agua en el etanol que puede procesar esta ruta tecnológica, merece destacarse que, si bien es posible desde el punto de vista termodinámico y cinético que el proceso de deshidratación catalítica pueda operar con etanol hidratado, se debe tener en cuenta que entre más alto sea el contenido de agua en la carga a la unidad, menos rendimiento a etileno se obtiene en la etapa de deshidratación catalítica. Por lo tanto, es necesario asegurar que la sección de deshidratación tenga la capacidad necesaria para producir los flujos de etileno que requiere la etapa de oligomerización y así obtener los rendimientos de SAF esperados.

Dada la flexibilidad en las condiciones de operación que se puede conseguir en los procesos de oligomerización de la ruta ATJ, la tecnología puede dirigirse hacia maximizar el rendimiento hacia SAF mientras que se producen simultáneamente diésel, nafta y gasolinas. Sin embargo, el rendimiento típico se concentra alrededor del 50 y 60% en volumen, mientras que, si la tecnología se dirige hacia Diesel, el rendimiento en SAF cae a niveles entre 30 y 45%.

Los catalizadores utilizados en la ruta ATJ, ya sean los de deshidratación o los de oligomerización o de hidrogenación, pueden sufrir procesos de desactivación muy rápidos, debido principalmente a la formación de coque en sus superficies. Estos depósitos de coque pueden ser removidos mediante procesos de combustión, pero involucran posibles pérdidas de la integridad estructural del material, su sinterización y acortamiento de la vida útil. Por esta razón, es MUY IMPORTANTE, la determinación de la vida útil de los catalizadores, ya que en términos industriales se habla de la “duración de la corrida” como el tiempo en que la planta catalítica puede operar sin perder significativamente el rendimiento. Una duración de corrida típica para estos catalizadores puede comprender al menos un período de 2 años, pero eso dependerá de la correcta operación y mantenimiento de las condiciones operativas y de calidad de la carga que se hayan comprometido en el diseño inicial de la planta. En algunos casos, para aumentar la duración de la corrida, se diseñan desde el inicio una serie de reactores para poder operar algunos de ellos mientras que los restantes están en modo de regeneración o de reemplazo. Sin embargo, esta opción aumenta los niveles necesarios de CAPEX. El número de reactores necesarios para ATJ puede llegar entonces a cifras cercanas a los 10, teniendo en cuenta todas las etapas (deshidratación, oligomerización e hidrogenación)

Debe señalarse además, que las aguas residuales generadas en el proceso ATJ contienen distintos contaminantes (por ejemplo: etanol, metanol, acetaldehído, dietiléter o impurezas de la alimentación), que deben ser tratados en una planta tipo PTAR que pertenece a la categoría OSBL (Outside Battery Limit) razón por la cual al momento de obtener cotizaciones de proveedores de tecnología es posible que este ítem no se incluya, puesto que las propuestas que los proveedores usualmente proporcionan son del tipo cotización ISBL (Inside Battery Limit). En el caso de no contar con la información del costo de la planta PTAR, debe incluirse en la matriz de costos la amortización de dicha unidad dentro del OPEX.

La mayoría de las corrientes gaseosas de purga o venteo que se originan en una planta ATJ, se pueden utilizar como combustible en el mismo proceso, ya sea como elemento calefactor de los reactores endotérmicos o en la sección de servicios industriales para la producción de vapor de agua. La quema de estos flujos reduce la intensidad de carbono de la ruta ATJ dado que se obtienen a partir de etanol renovable. Otro factor importante para el caso de negocio de la tecnología SAF lo constituye la determinación del factor de disponibilidad del proceso industrial. Este factor de disponibilidad proporciona información sobre los tiempos reales de operación que se logran en la unidad con referencia al tiempo total teórico anual, medido en horas. Para lograr la máxima eficiencia posible de las inversiones para producir SAF en la ruta ATJ, el factor de disponibilidad ofrecido por los proveedores no debe ser inferior a 91%, tomando como base 8.760 horas anuales máximas.

Para el caso en que la tecnología ATJ utiliza como carga a la unidad etanol anhidro (como es el caso de las posibilidades en el Valle del Cauca), pueden determinarse los siguientes indicadores de rendimiento Tabla 6.

Tabla 6: Principales indicadores de operación para ATJ utilizando etanol anhidro como carga

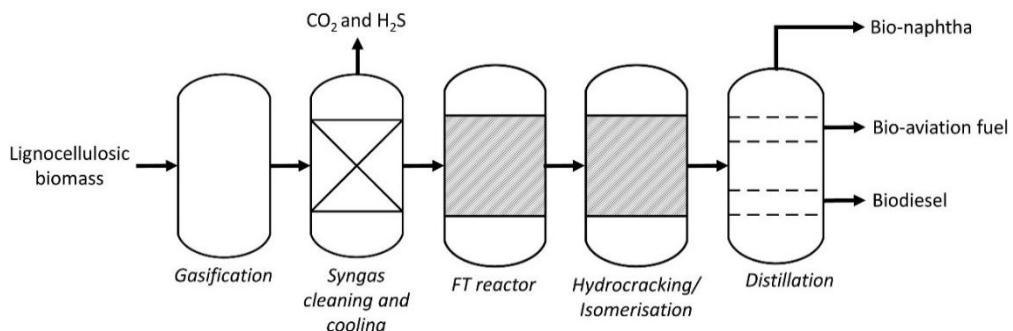
Indicador	Unidad	Rango
Consumo de etanol anhidro	kg EtOH/kg SAF	1,7 – 2,0
Consumo de hidrógeno	kg H ₂ /kg SAF	0,012 – 0,017
Agua producida	litros H ₂ O producida/ton SAF	780 -840
Energía eléctrica requerida	kWh requeridos/ton SAF	200 -290

Fuente: The alcohol to jet Conversion pathway for Drop-in biofuels: Techno economic evaluation. <https://doi.org/10.1002/cssc.201801690> Full paper-Wiley-VCH

4. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA RUTA TECNOLÓGICA GASIFICACIÓN – FISCHER TROPSCH (G-FT)

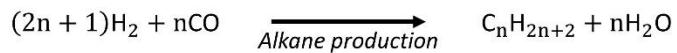
La Figura 13 ilustra las etapas necesarias para la producción de SAF a partir de la biomasa lignocelulósica. Se señala que no solo se produce SAF por esta ruta, porque de manera simultánea se producen hidrocarburos tipo Nafta y Diesel.

Figura 13: Etapas del proceso G-FT para producción de SAF a partir de biomasa lignocelulósica



Fuente: Production of biofuels via Fischer-Tropsch synthesis: Biomass to liquids. Handbook of Biofuels production, <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-91193-1.00013-5>, Elsevier, 2023

En la etapa propiamente dicha de Fischer-Tropsch, se realizan las siguientes conversiones químicas.



Este proceso en realidad es un acople de dos tecnologías maduras (la gasificación y el proceso FT), pero que a la fecha no tiene todavía asegurada su confiabilidad y rendimiento cuando se operen de manera consecutiva. La gasificación está enfocada en la producción de una corriente gaseosa, denominada Syngas la cual está fundamentalmente constituida por Hidrógeno, monóxido de carbono y metano. Dados los exigentes criterios de calidad que exige la etapa FT, el Syngas producido debe surtir etapas de limpieza y purificación para evitar la contaminación de los catalizadores utilizados por el proceso.

En contraste con el uso convencional de biomasa para el proceso de combustión, la gasificación de biomasa tiene una alta eficiencia (alrededor del 30 % de la entrada de calor de la biomasa) incluso en plantas de pequeña escala. Sin embargo, el proceso de gasificación de biomasa es costoso y no se utiliza de manera generalizada. La gasificación de biomasa tiene algunos problemas importantes, que se enumeran a

continuación. En el proceso de gasificación, dado que se trata del gas combustible (gas de síntesis), es necesario sellar toda la planta, incluidos todos los equipos, tuberías y válvulas, para prevenir fugas de gas combustible de la planta o filtraciones de aire hacia la planta desde la atmósfera. Para la limpieza del gas, es esencial eliminar del gas de síntesis la ceniza, el alquitrán, el carbón, el H₂S, el NH₃ y los hidrocarburos. La purificación del gas derivado de la gasificación y el tratamiento de aguas residuales son generalmente costosos. Para reducir costos, la combinación con otras instalaciones existentes es efectiva. Por ejemplo, una instalación de gasificación instalada en una instalación de refinación de petróleo utiliza residuos de la refinación de petróleo como fuente de calor, reduciendo los costos de calentamiento.

Algunas de las limitaciones del proceso de gasificación de biomasa se pueden resumir en:

- Se requiere 10 veces más energía en comparación con el carbón mineral, para pulverizar la biomasa al mismo tamaño de partícula. Esta característica es un factor clave para la eficiencia de la gasificación.
- Tratamiento de cenizas: Las cenizas se funden parcialmente y se adhieren a las superficies metálicas del gasificador cuando la temperatura de gasificación está entre la temperatura de deformación inicial y la temperatura de fusión.
- Limpieza de gases: la ceniza, el alquitrán, H₂S, NH₃ y los hidrocarburos son esenciales para ser eliminados del gas de síntesis. Los procesos de purificación de gas y tratamiento de aguas residuales son costosos.
- La presencia de “tar” o alquitrán, puede provocar problemas de adherencia en las líneas de gas, tuberías, intercambiador de calor, etc. La adherencia grave ocurre con la presencia simultánea de las cenizas y los metales alcalinos precipitantes. Igualmente, la presencia de “tar” o coque en el lecho catalítico puede afectar de manera importante la actividad del reactor, ya que puede cubrir físicamente la superficie del catalizador, disminuyendo su eficiencia.

Dado que la biomasa necesita una gran potencia eléctrica para su trituración debido a su estructura fibrosa, como alternativa se utilizan ampliamente los gasificadores de lecho fijo o de lecho fluidizado para el proceso de gasificación de la biomasa. En este tipo de gasificadores, la limitada temperatura de gasificación (<1.123 K) provoca una elevada concentración de alquitrán. El alquitrán se define como el hidrocarburo aromático generado por la pirólisis de la biomasa. El proceso de pirólisis de los hidrocarburos aromáticos de la biomasa es complicado, y existe una vía para generarlos también por reacción de polimerización a partir del etileno, que tiene un peso molecular más bajo. Sin embargo, en la práctica, la concentración de alquitrán se reduce por pirólisis a mayor temperatura durante más tiempo. El alquitrán causa graves problemas para el funcionamiento estable y continuo de la planta de gasificación de biomasa. Para evitar el problema del alquitrán, se han desarrollado muchas tecnologías de craqueo o absorción del alquitrán. Por lo general, es esencial enfriar el producto gaseoso a

temperatura ambiente para limpiar el gas en profundidad. El alquitrán siempre precipita durante el proceso de enfriamiento, ya que el componente de alquitrán tiene un punto de ebullición entre 473 y 773 K.

Para superar esta limitación de alta concentración de alquitrán, el gasificador de lecho arrastrado parece ser una mejor opción. El punto de fusión de las cenizas de la biomasa leñosa se sitúa entre 1.473 y 1.773 K. Si la temperatura de gasificación es superior a la temperatura de deformación inicial, es esencial que la temperatura de gasificación sea superior a la temperatura del fluido de alquitrán para que la viscosidad de la escoria disminuya lo suficiente para que pueda extraerse del fondo del horno. El gasificador de lecho arrastrado puede alcanzar una temperatura de gasificación más alta (>1.773 K). Sin embargo, la estructura del horno de gasificación se complica y, en la mayoría de los casos, necesita una unidad de separación de aire para obtener oxígeno como agente gasificante para mantener la temperatura alta, lo que supone un coste elevado.

Además, el gasificador de lecho arrastrado necesita que el combustible de biomasa se pulverice por debajo de 1 mm, lo que provoca un aumento desfavorable de la potencia de molienda. Se necesita 10 veces más potencia que el carbón para pulverizar el mismo tamaño de partícula, lo que supone 100 - 200 kWh/t de energía eléctrica [17] y requiere >10 % de la capacidad calorífica de la biomasa, que se convierte en uno de los mayores consumos de energía en el proceso total de gasificación.

Otro pretratamiento de la biomasa que requiere energía es el proceso de secado. El calor necesario para el secado puede obtenerse del calor residual del proceso de gasificación de la biomasa si el contenido de humedad es del orden del 20-30% para la biomasa leñosa ordinaria. Sin embargo, un aumento de la humedad provocará una disminución de la eficiencia de la planta, por lo que debe prestarse atención al método de almacenamiento de la biomasa.

Para producir SAF por la ruta G-FT se necesitan materias primas sostenibles. El proceso de gasificación de la biomasa produce gas de síntesis compuesto por H₂ y CO. Este proceso genera además carbonilla, las cenizas, el alquitrán y los demás hidrocarburos, NH₃, H₂S los cuales deben ser eliminados mediante instalaciones de limpieza de gas. Una mezcla gaseosa de H₂ y CO en una proporción especificada sirve como materia prima para el proceso FT; en el reactor de síntesis FT se produce una amplia variedad de hidrocarburos como nafta, queroseno, aceite ligero y cera. Esta producción se realiza en presencia de catalizadores metálicos como el hierro, el cobalto, principalmente. Sin embargo, la clave de esta ruta tecnológica para SAF, reside en la tecnología de gasificación. El éxito de la etapa de gasificación puede permitir una síntesis FT estable y altamente eficiente.

Para poder utilizarlo como combustible de aviación después de la síntesis FT, los productos de la síntesis FT deben mejorarse y fraccionarse mediante etapas de hidrocraqueo y destilación. El costo del equipo de mejora y fraccionamiento es aproximadamente la mitad que el de la síntesis FT y también se necesita hidrógeno. Por

este motivo, las plantas de producción de SAF deberían situarse cerca de las refinerías de petróleo existentes. Según la actual norma ASTM, cuando se mezcla con combustible JET-A derivado del petróleo, es necesario refinar el SAF crudo sintetizado para satisfacer la norma de combustible JET-A antes de mezclarlo. Sin embargo, esto requiere una doble inversión en equipos y provoca un aumento del costo global. Por ello, se está revisando la norma para que pueda certificarse incluso si se mejora y fracciona después de mezclar las SAF sintéticas FT y el petróleo crudo, con el fin de reducir el costo.

Sin embargo, la gasificación de materias primas de segunda generación seguida de la síntesis Fischer-Tropsch (FT) es una de las rutas más prometedoras para producir combustibles sostenibles de máxima calidad²⁷. Como se ha señalado, la producción de combustibles mediante síntesis FT implica la conversión de la materia prima en gas de síntesis (syngas; monóxido de carbono e hidrógeno) y la posterior síntesis de hidrocarburos mediante la reacción de síntesis FT para dar lugar a un producto formado principalmente por hidrocarburos parafínicos de longitud de cadena variable. Además, a través de la reacción de Boudouard (que describe la reacción del carbono sólido (carbón) con el dióxido de carbono (CO₂) para producir monóxido de carbono (CO)) la cual es altamente endotérmica, pueden producirse reacciones secundarias como las que forman alcoholes y depósitos carbonosos no sedimentados²⁸.

En general, el proceso de FT se lleva a cabo a temperaturas comprendidas entre 150 y 350° C para evitar la formación de subproductos ricos en metano (CH₄). El aumento de la presión conduce a mayores tasas de conversión y también favorece la formación de los alkanos de cadena larga deseados. Las presiones típicas de FT oscilan entre 10 y 50 bares. La reacción de hidrogenación FT está catalizada principalmente por catalizadores de Fe y Co, mientras que el tamaño y la distribución de los productos de hidrocarburo de la reacción se rigen generalmente por el modelo de cinética de polimerización en cadena de Anderson-Schulz-Flory²⁹. Una de las ventajas más importantes de la síntesis FT es su versatilidad tanto en términos de materia prima como de productos. El proceso de FT puede producir hidrocarburos de diferentes longitudes a partir de gas de síntesis derivado de cualquier materia prima que contenga carbono, como carbón, gas natural y biomasa. Dependiendo de la materia prima, el proceso se denomina de carbón a líquido (CTL), de gas a líquido (GTL) o de biomasa a líquido (BTL). Además, los combustibles sintéticos presentan claras ventajas medioambientales frente a los combustibles convencionales refinados con crudo, ya que están prácticamente libres de azufre, nitrógeno y aromáticos. Además, son en gran medida compatibles con los vehículos actuales y totalmente mezclables con los combustibles convencionales, por lo que pueden utilizarse con la infraestructura de combustible existente. ***Sin embargo, la elevada demanda de energía y el considerable coste de capital de las plantas de FT contribuyen al elevado precio de los combustibles***

²⁷ Mahmoudi et al., 2020; Ouadi et al., 2019a

²⁸ Jahangiri et al., 2014

²⁹ Jahangiri et al., 2014; Zijlstra et al., 2020

sintéticos de FT y, en consecuencia, la viabilidad económica del proceso de FT depende en gran medida del precio de los hidrocarburos.

El proceso de FT no es un concepto nuevo. Se desarrolló por primera vez en Alemania en la década de 1930, ya que Alemania era muy pobre en recursos petrolíferos y necesitaba desarrollar una fuente independiente de combustibles para el transporte basada en sus abundantes recursos de carbón durante la Segunda Guerra Mundial (WWII). Después de la Segunda Guerra Mundial, la explotación de las vastas reservas de petróleo de Oriente Medio hizo que el proceso de “Carbon to jet” (CJ) resultara antieconómico, por lo que su interés disminuyó, excepto en Sudáfrica. Sudáfrica posee vastos yacimientos de carbón, y los elevados precios del petróleo, combinados con el embargo petrolífero de los años setenta, condujeron al gran desarrollo del proceso de FT por parte de South African Synthetic Oil Limited (SASOL). En las últimas décadas, los avances técnicos del proceso de FT combinados con el agotamiento de las reservas de crudo han aumentado el interés mundial por esta vía para obtener combustibles de transporte.

El proceso FT ya se ha comercializado a gran escala. SASOL Synfuels opera actualmente la planta Secunda “Carbon to Liquid” (CTL) en Secunda, Sudáfrica, que procesa 45 millones de toneladas métricas (Mt) de carbón al año y satisface aproximadamente el 28% de las necesidades de diésel y gasolina de Sudáfrica³⁰. En China, la planta CTL de Shenhua Ningxia (una planta FT) se puso en marcha en 2017 (proyecto Shenhua- Ningmei). Esta planta está operativa y se centra en el procesamiento de carbón de baja calidad³¹. A continuación, el proyecto Shenhua- Ningmei puso en marcha una planta comercial de CTL para producir 1,08 Mt anuales de gasóleo, nafta y gas licuado de petróleo. En este se utiliza un gasificador de flujo arrastrado (Siemens-GSP) con una capacidad de 4 Mt/año³².

Desde 1993, Shell en Malasia (Bintulu) y PetroSA en Sudáfrica (Mossel Bay) explotan instalaciones industriales de síntesis FT, que producen combustibles líquidos a partir de gas de síntesis derivado del gas natural. En una empresa conjunta con Qatar Petroleum, SASOL explota desde 2007 la planta Oryx GTL en Ras Laffan Industrial City (Qatar). La instalación se abastece de gas pobre rico en CH₄ procedente del yacimiento de gas Qatar North y puede producir 34.000 barriles al día (bpd) de productos líquidos (24.000 barriles de gasóleo “Gas to liquid” (GTL), 9.000 barriles de nafta y 1.000 barriles de gas licuado de petróleo)³³. En 2010, Shell construyó la planta Pearl GTL, también en Ras Laffan. Pearl GTL es ahora la mayor planta de GTL del mundo, con una producción de 140.000 bpd de productos GTL³⁴. La planta también produce 120.000 bpd de líquidos de gas natural y etano.

³⁰ Dry, 2002

³¹ Li y Li, 2019; Xu et al., 2015

³² Ra et al., 2021

³³ Qatar, 2021

³⁴ Shell, 2021

En la actualidad se están proyectando o construyendo otras plantas de GTL³⁵. Escravos GTL (EGTL) es una colaboración entre Chevron (Nigerian National Petroleum Corporation) y SASOL, que se desarrolló para convertir un producto de desecho (metano quemado) en gas de alto valor.

Un proyecto estadounidense reciente es la colaboración entre Haldor Topsoe y SASOL. Estas dos empresas colaboran desde hace tiempo en numerosos proyectos de GTL. Las tecnologías FT de SASOL y SynCOR™ de Topsoe han obtenido licencias para numerosos proyectos de GTL a escala mundial. Los dos líderes mundiales en tecnología GTL firmaron un acuerdo para ofrecer licencias G2L™ de punto único de soluciones GTL aprobadas para producir diésel, nafta y queroseno a partir de gas natural. Con base en este proceso de colaboración, estas dos empresas seguirán ofreciendo estas tecnologías esenciales, además de las tecnologías de hidroprocesamiento e hidrógeno de Topsoe. Esto ofrece a los clientes potenciales acceso a una licencia única que cubre la cadena de valor completa desde el gas hasta los combustibles líquidos³⁶.

El “*Biomass to liquids*” (BTL) mediante gasificación de biomasa y el uso de gas de síntesis derivado de biomasa para la producción de combustible tienen una aplicación comercial limitada en comparación con el CTL y el GTL. *La limpieza del gas entre unidades plantea el principal problema cuando la gasificación de biomasa se integra con la síntesis de FT.* El gas de síntesis generado contiene algunos contaminantes (principalmente alquitrán, NH₃ y H₂S) que deben eliminarse antes de entrar en el reactor de síntesis FT³⁷. Por lo tanto, se está investigando activamente en las etapas del proceso de FT para mejorar la eficiencia global, centrándose en la etapa de gasificación de la biomasa y la posterior fase FT. La Tabla 7 resume algunos de los proyectos principales de la tecnología BTL.

³⁵ SASOL, 2021

³⁶ TOPSOE, 2019

³⁷ Ail y Dasappa, 2016

Tabla 7: Proyectos de aplicación de tecnología BTL

Organización	Gasificación Año	Escala Detalles			
Velocys (Güssing, Austria)	Gasificación en lecho fluidizado doble	Precomercial	2010	• 150 t/d biomasa seca • 1 bpd Productos FT • Catalizador a base de co • Reactor microcanal	
CHOREN, Planta Sigma (Freiberg, Alemania)	Gasificación Carbo-V	Comercial	2010	• 3044 t/d biomasa seca • 5000 bpd de combustible líquido • Catalizador a base de co	
Solena Fuels, Green Sky (Essex, Reino Unido)	Gasificación por plasma Solena	Comercial	2015	• Descatalogado • Residuos municipales y comerciales • 1157 bpd de combustible aviación	
Sierra Biofuels, Fulcrum Bio-energy (Nevada, EE.UU.)	Gasificación por reformado con vapor	Comercial	2016	• Velocys reactor de microcanales • Catalizador a base de co • Residuos sólidos urbanos • 400 t/d de alimentación de residuos sólidos urbanos	
Red Rock Biofuels (Oregón, EE.UU.)	Gasificación por reformado con vapor	Comercial	2017	• Reactor Velocys • Catalizador a base de co • Residuos forestales y de aserraderos • 460 t/d de alimentación de biomasa • Reactor Velocys • Catalizador a base de co	

Reproducido de Ail, S. S., Dasappa, S., 2016. Biomass to liquid transportation fuel via Fischer Tropsch synthesis-Technology review and current scenario. Renew. Sustain. Energy Rev. 58, 267- 286.

En resumen, actualmente se dispone de dos sistemas catalizadores (catalizadores basados en Co y catalizadores basados en Fe) y dos modos de funcionamiento del proceso de FT (baja y alta temperatura) para plantas comerciales a gran escala. El catalizador de Fe produce productos gaseosos y de la gama de la gasolina cuando funciona a alta temperatura, normalmente en reactores de lecho fluidizado. En el intervalo de baja temperatura, tanto los catalizadores de Fe como los de Co producen una gran cantidad de productos cerosos de alto punto de ebullición, así como gasóleo y nafta. A continuación, los productos cerosos se mejoran a productos de menor punto de ebullición y normalmente se destilan para obtener combustibles diésel destilados medios altamente parafínicos, sin azufre y sin aromáticos, con nafta como coproducto. La distribución típica del número de carbonos de los productos HTFT y LTFT se muestra en la Tabla 8³⁸.

³⁸ De Klerk, 2008

Tabla 8: Distribución del número de carbonos de los productos Fischer-Tropsch de alta temperatura (HTFT) y Fischer-Tropsch de baja temperatura (LTFT), excluidos los hidrocarburos C(1) – C2.

Descripción	HTFT (Synthol)	LTFT (Arge)
Distribución del número de carbonos (% en masa)		
C ₍₃₎ -C4, GLP	30	10
C ₍₅₎ -C10, nafta	40	19
C ₍₁₁₎ -C22, destilado	16	22
C ₂₂ y más pesado	6	46
Productos acuosos	8	3
<i>Clases compuestas</i>		
Parafinas	>10%	Producto principal
Olefinas	Producto principal	>10%
Aromáticos	5%-10%	<1%
Oxígeno	5%-15%	5%-15%
Especies S y N	Ninguno	Ninguno
Agua	Subproducto principal	Subproducto principal

Fuente: Reproducido de De Klerk, A., 2008. Hydroprocessing peculiarities

5. DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA PARA PRODUCIR SAF UTILIZANDO ETANOL LIGNOCELULÓSICO.

Dado el interés que la valorización de la biomasa residual ha despertado en el campo de la transición energética, pueden distinguirse dos grandes rutas tecnológicas para los residuos de la industria de la caña de azúcar:

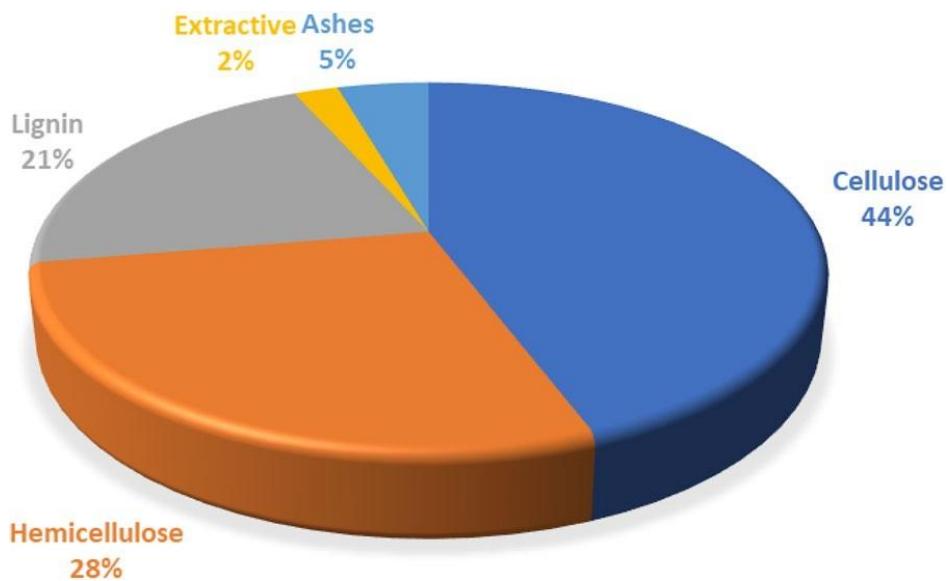
- i) La gasificación que está enfocada a producir Syngas con el objeto de utilizar esta corriente como insumo para síntesis de combustibles y el
- ii) tratamiento enzimático acuoso con el objeto de desdoblar los polímeros naturales presentes en la biomasa (celulosa, hemicelulosa y lignina) hasta llegar a azúcares simples (glucosa y xilosa). Estos azúcares pueden ser utilizados mediante procesos biológicos para producir alcoholes, tales como el etanol o el butanol. En ocasiones también pueden dar lugar a la producción de acetonas (un poderoso solvente) o ácidos polilácticos, de gran uso ahora como biopolímero.

El bagazo de caña de azúcar (*Saccharum officinarum*) es una biomasa de residuos agrícolas obtenida del procesamiento de la caña de azúcar que se encuentra en abundancia en todo el mundo. Debido a su abundancia en la naturaleza, los investigadores han aprovechado esta biomasa para numerosas aplicaciones, como la energía y la sostenibilidad medioambiental. Sin embargo, antes de poder utilizarla de forma óptima, es necesario pretratarla con los métodos disponibles. Existen diferentes métodos de pretratamiento para la SCB (sugar cane biomass). Como ejemplo de lo anterior, se señalan tanto el proceso alcalino como el alcalino-ácido. Los dos procesos son diferentes, pero revelan enfoques eficientes y exitosos para la obtención de una mayor producción de glucosa a partir de la hidrólisis.

La SCB es una materia prima potencial para numerosas aplicaciones debido a su composición química. Normalmente es rica en celulosa (44%) y hemicelulosa (28%), lignina (21%), cenizas (5%) y extractivos (2%) (Karp et al. 2013). En la bibliografía hay información más amplia sobre la composición química y la morfología de esta biomasa³⁹. Ver Figura 14.

³⁹ Sanjuan et al. 2001; Maryana et al. 2014

Figura 14: Composición típica de la biomasa residual del cultivo de la caña de azúcar.



Fuente: Sugarcane bagasse: a biomass sufficiently applied for improving global energy, environment and economic sustainability. *Bioresources and Bioprocessing*. (2021) 8:87 <https://doi.org/10.1186/s40643-021-00440-z>

La celulosa, la hemicelulosa, la lignina y pequeñas cantidades de extractivos y sales minerales de la SCB están unidas entre sí, física y químicamente con enlaces entre la lignina y los polisacáridos de la pared celular. Esto impide la fácil descomposición del complejo compuesto en azúcares simples⁴⁰. Además de lo anterior, este factor influye sobre la velocidad de la reacción de deslignificación y a la calidad de los productos finales. De ahí la necesidad de utilizar métodos de pretratamiento que sean rápidos, no destructivos y sencillos para aislar la lignina de las paredes celulares de la SCB⁴¹. Los métodos de pretratamiento fraccionarían la SCB en sus componentes principales de alta calidad, lo que es necesario para que esta materia prima renovable pueda transformarse en productos de valor añadido. El objetivo es interrumpir el complejo de celulosa-hemicelulosa-lignina, una fase tecnológica importante en la bio-refinación de materiales lignocelulósicos⁴². Por lo tanto, el pretratamiento es esencial para transformar la SCB en azúcares fermentables de alta calidad. Dado que la cristalinidad de la celulosa, el grado de polimerización, el contenido de humedad, el área superficial y el contenido de lignina son barreras a la hidrólisis, se ha evidenciado que pueden superarse mediante el pretratamiento⁴³

Las evaluaciones de los procesos de hidrólisis indican que la SCB pretratada era susceptible a la hidrólisis ácida y enzimática, ya que en ambos casos se obtuvo un rendimiento de glucosa superior al 80%. La SCB podía alcanzar un rendimiento de bioetanol (un biocombustible) de > 0,2 g/g en condiciones óptimas y de xilitol (un bioproducto) de > 0,4 g/g en la mayoría de los casos. El procesamiento termoquímico de la SCB también dio excelentes rendimientos de biocombustible. La Figura 15 ilustra

⁴⁰ Sun et al. 2003

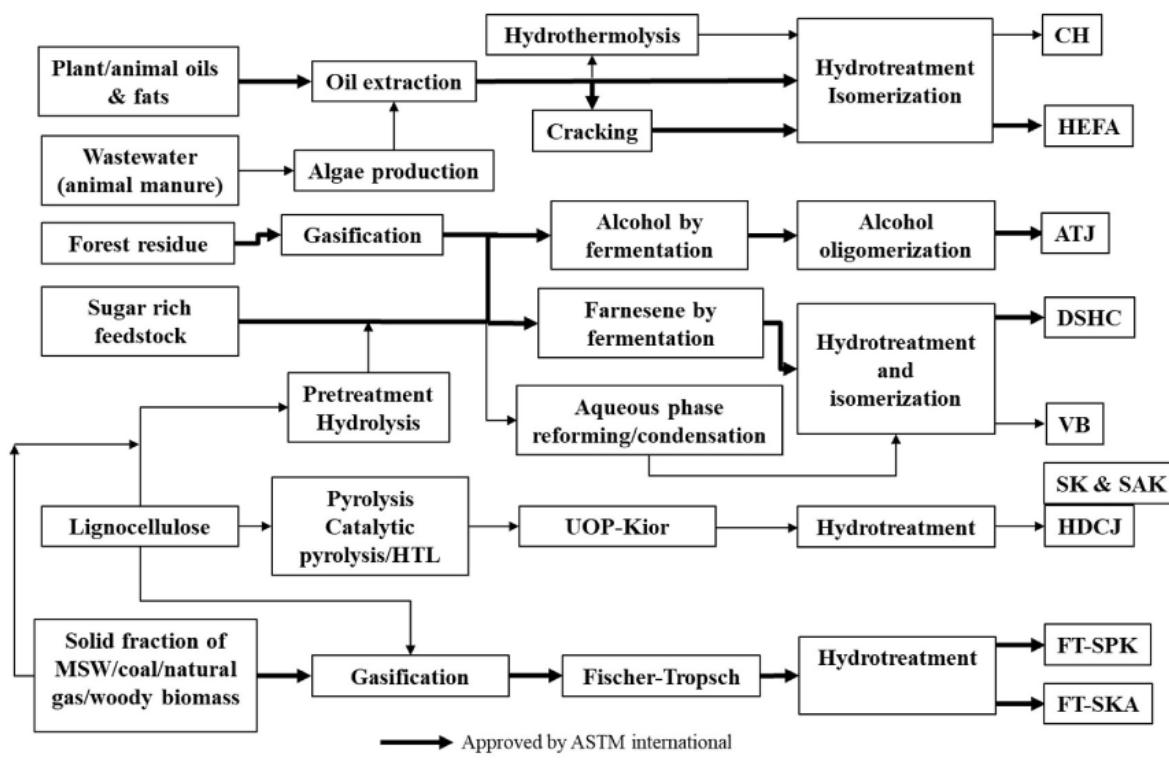
⁴¹ Sun et al. 2003

⁴² De Moraes Rocha et al. 2015

⁴³ Karp et al. 2013

sobre las diferentes opciones para la valorización de la SCB, destacándose la opción “lignocelulosa-pretratamiento hidrólisis – alcohol por fermentación – oligomerización de alcohol- ATJ”, ruta que se considera en esta consultoría como la opción más recomendable para complementar una planta para producir SAF en el Valle del Cauca.

Figura 15: Rutas tecnológicas para la producción de SAF a partir de la biomasa residual. Se destaca la ruta “lignocelulosa-pretratamiento hidrólisis – alcohol por fermentación – oligomerización de alcohol- ATJ” como la opción para SCB en el Valle del Cauca.

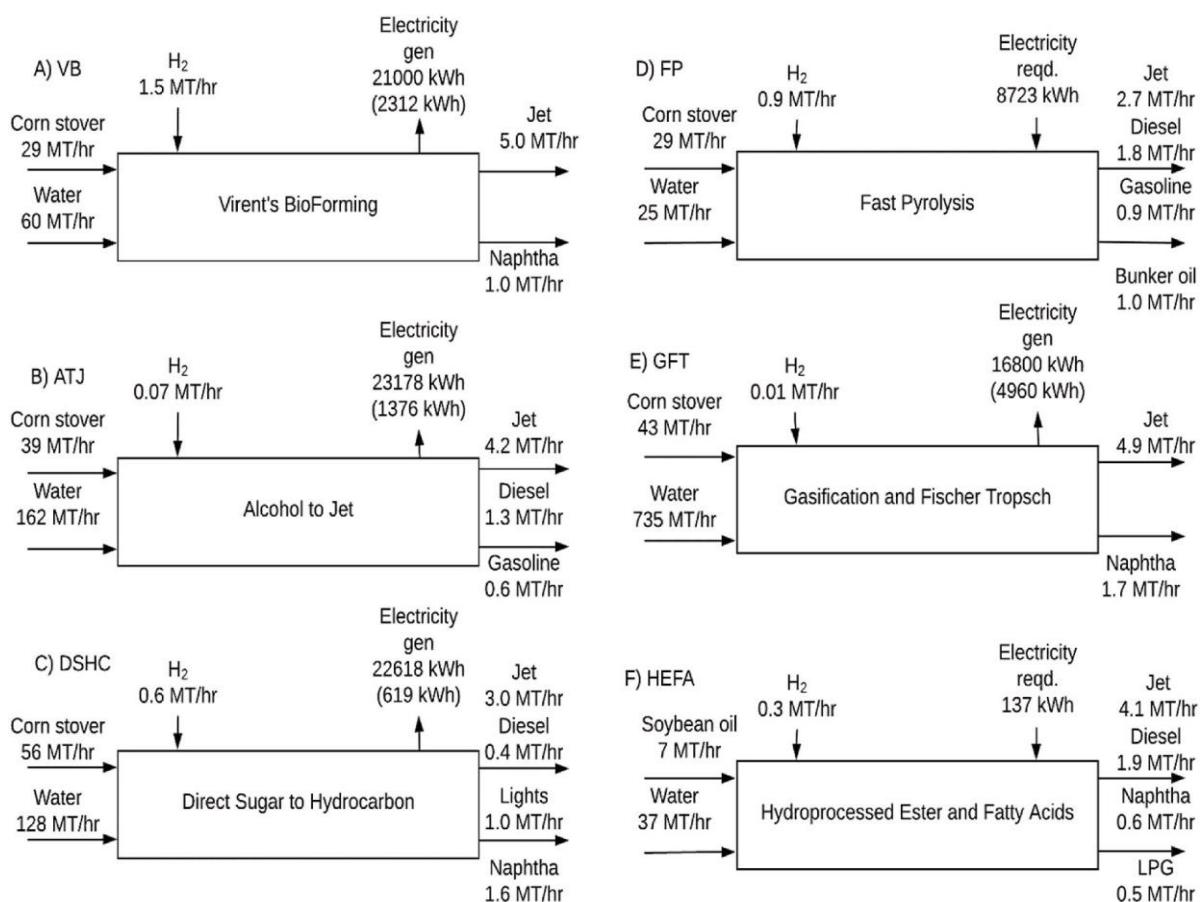


Fuente: Independent Assessment of Technology Characterizations to support the Biomass Program Annual State-of-Technology Assessments. April 2010—October 2010. National Renewable Energy LBS, March 2011

La biomasa residual lignocelulósica que ha contado con los mayores y más completos estudios y proyectos se denomina “corn stover”, que es un derivado de la industria del maíz. El rastrojo de maíz (corn stover en inglés), está compuesto por los tallos, las hojas y las hojas que quedan tras la cosecha del cereal. Se compone principalmente de celulosa, hemicelulosa y lignina. Normalmente, contiene alrededor de un 35% de celulosa, un 20% de hemicelulosa y un 12% de lignina. Otros componentes son la ceniza, los sólidos totales y la proteína cruda. Esta composición no es única e invariable, ya que puede depender de numerosos factores tales como la edad de la planta, la variedad genética de los individuos, la humedad, entre otros. Sin embargo, en esta consultoría es importante asociar los indicadores de proceso para corn stover y su producción de alcohol, ya que es muy semejante a la composición promedio del bagazo de caña y de los residuos agrícolas de cosecha. Estas composiciones no son exactamente iguales, pero se encuentran dentro de rangos típicos que sirven como referencia para extraer los rendimientos de la tecnología.

De acuerdo con lo anterior, la Figura 16 resume los principales indicadores de conversión para el corn stover que conducen a la producción de SAF. En esa información se establecen claras diferencias en cuanto a rendimiento del producto principal, consumos de agua, consumo de hidrógeno, generación de energía eléctrica, entre otros.

Figura 16: Indicadores globales para producción de SAF mediante 6 rutas tecnológicas diferentes.



Fuente: Biomass and Bioenergy 145 (2021) 105942

A partir de dicha información, la Tabla 9 permite la comparación de dos tecnologías principales para la valorización del corn stover y su uso como materia prima para producir SAF: Alcohol to jet ATJ y Gasificación Fischer- Tropsch GFT.

Tabla 9: Principales indicadores de desempeño de dos tecnologías para producir SAF a partir de biomasa residual.

Indicador	Unidad	ATJ	GFT
Rendimiento	Ton SAF/Ton biomasa	0,1076	0,114
Consumo de agua	Ton H2O/ton SAF	38,57	150,0
Consumo de energía eléctrica	kWh/ton SAF	327,6	1.012,24
Energía eléctrica excedente	kWh/ton SAF	5.190,9	2.416,3
Producción de Diesel	Ton Diesel/ton SAF	0,31	-----
Producción de nafta	Ton Nafta/ton SAF	0,143	0,34
Consumo de Hidrógeno	Ton Hidrógeno/Ton SAF	0,016	0,002

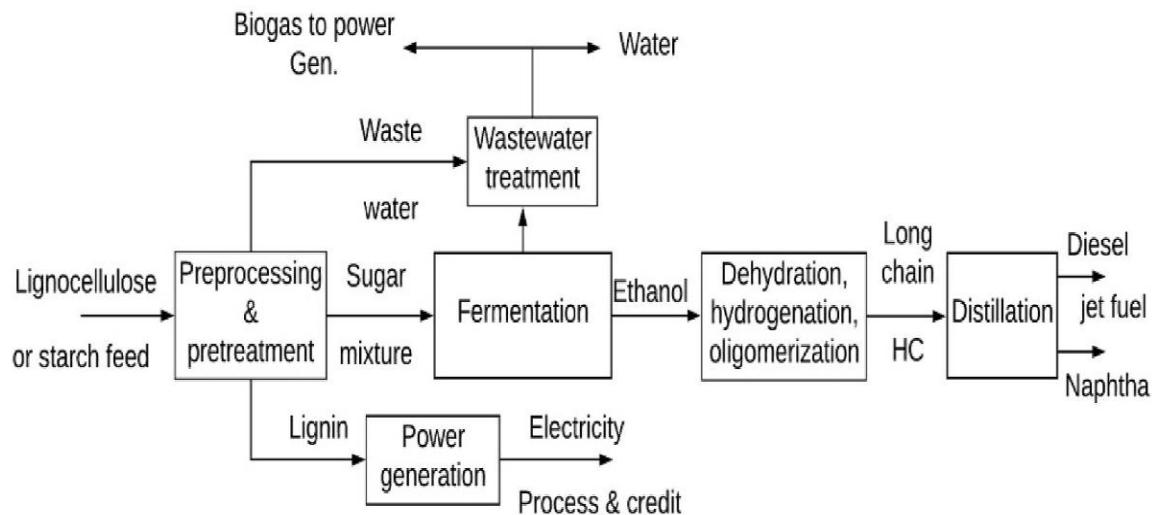
Fuente: Techno-economic comparison of biojet fuel production from lignocellulose, vegetable oil and sugar cane juice.
 Bioresource Technology 216 (2016) 331-339

Es evidente que la tecnología ATJ requiere una cantidad de agua menor, tiene un menor consumo eléctrico, puede ofertar mayor cantidad de energía excedentaria para vender en la red, aunque demanda una mayor cantidad de Hidrógeno, produciría una menor cantidad de hidrocarburos ligeros y tendría un rendimiento másico ligeramente inferior.

La Figura 17 establece las etapas y corrientes de proceso que se derivan de la tecnología ATJ utilizando biomasa residual. Esta es la ruta propuesta para la biomasa residual de la caña de azúcar en el Valle del Cauca. Se observa como una fracción importante de la biomasa (el componente de lignina) no se utiliza como insumo para el producto principal (SAF a partir de oligomerización de etanol) pero si cumple un importante papel para la autosuficiencia energética del proceso ya que esta corriente puede utilizarse como combustible para los sistemas de generación de electricidad y calor requeridos por la tecnología.

Figura 17: Etapas de proceso y corrientes para el proceso ATJ a partir de biomasa residual lignocelulósica.

ATJ



Fuente: Techno-economic comparison of biojet fuel production from lignocellulose, vegetable oil and sugar cane juice. *Bioresource Technology* 216 (2016) 331-339

Un estudio comparativo reseñado en esta consultoría⁴⁴ muestra los rendimientos calculados para la producción de combustibles hidrocarbonados a partir de corn stover, también por las rutas ATJ y G-FT. Ver Tabla 10.

Tabla 10: Rendimientos en hidrocarburos de diferentes tecnologías para producir SAF a partir de biomasa lignocelulósica

Process	Intermediate product	Intermediate product (% Mg dry feedstock)	Fuel yield (L Mg ⁻¹ intermediate)	Fuel type: Jet (J), Diesel (D), Gasoline (G), LPG (L), Propane (P); Naphtha (N)		References
				Fuel	Distribution (% Vol.)	
VB_Stover	Sugar mixture	60	437	J; N	82; 18 ^a	[16]
VB_Pine	Sugar mixture	45	437	J; N	82; 18	[16,68]
ATJ_Stover	Ethanol	26,3	749	J; D; G	70; 20; 10	[29]
ATJ_Pine	Ethanol	24,4	749	J; D; G	70; 20; 10	[29,67]
DSHC_Stover	Farnesene	10,2 ^b	2.552	J; D; L; N	45; 6; 23; 26	[15,35]
DSHC_Pine	Farnesene	7,7 ^c	2.552	J; D; L; N	45; 6; 23; 26	[15,68]
FP_Stover	Bio-oil	54,3	414	D; G	52; 48	[30,31]
FP_Pine	Bio-oil	64	414	D; G	52; 48	[31]
GFT_Stover	Syngas	78	11	J; N	73; 27	[32]
GFT_Pine	Syngas	136	11	J; N	73; 27	[33]
HEFA_YG	—	—	1.214	J; D; G; P	67; 0.3; 32; 0.7	[28]
HEFA_SO	—	—	1.109 ^d	J; D; L; N	56; 25; 11; 8	[12]

Fuente: Biomass and Bioenergy 145, 2021

^a Sugar yield (from corn stover) of 60% of Mg dry feedstock is multiplied by Farnesene yield of 16% of sugar.

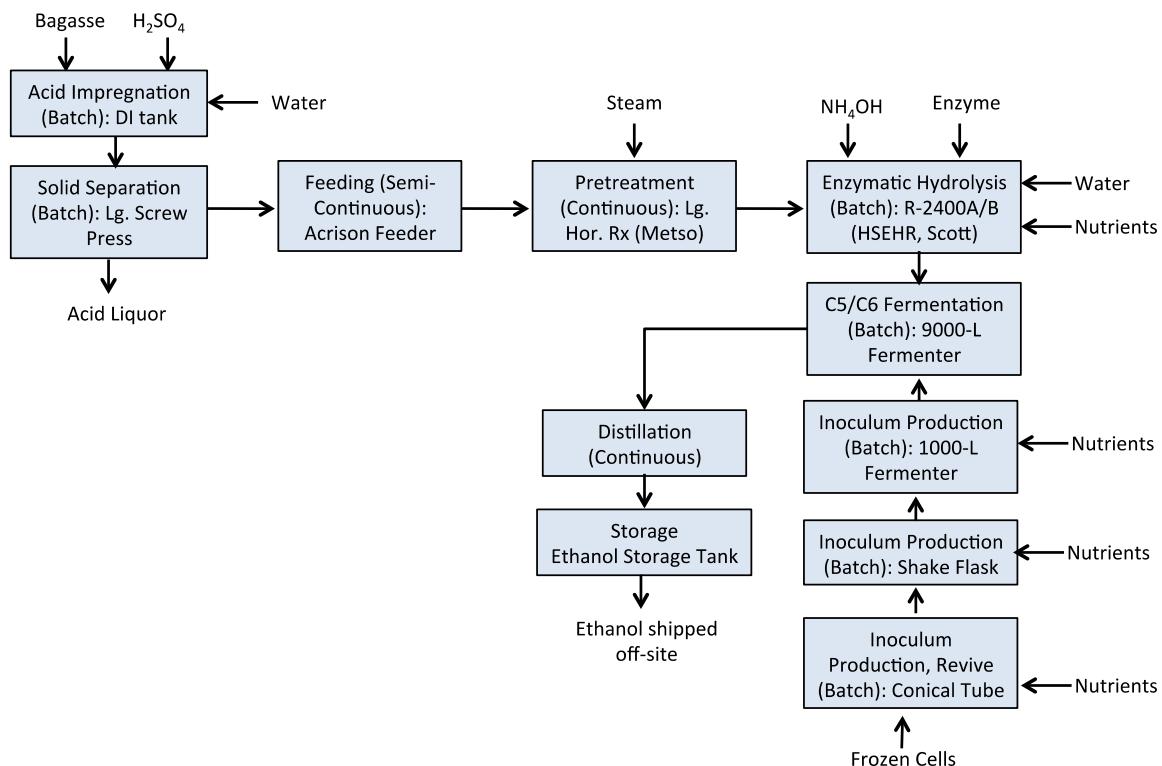
^c Sugar yield (from pine) of 45% of Mg dry feedstock is multiplied by Farnesene yield of 16% of sugar.

^d The yield value is based on extracted oil.

⁴⁴ Biomass and Bioenergy 145, 2021, 105942

De igual manera la Figura 18 comprende los principales insumos, materiales y etapas que se requieren para la producción de etanol a partir de bagazo. Es importante señalar que luego de la obtención de etanol por medio de este proceso, los productos finales se pueden integrar al proceso de deshidratación, oligomerización, destilación que se requiere para producir SAF a partir del etanol producido a partir de azúcares. En otras palabras, esta tecnología de valorización de la biomasa residual de la caña de azúcar sirve como complemento y soporte al establecimiento de una planta para producir SAF que utiliza directamente el etanol carburante ya existente en este sector industrial. Igualmente, las etapas de fermentación, destilación y deshidratación del etanol son muy conocidas por el sector azucarero, ya que corresponden a operaciones convencionales utilizadas hace más de 10 años para la producción de este biocarburante. Es decir, solo las etapas de pretratamiento, hidrolisis enzimática y una parte de la fermentación (la correspondiente a xilosas) serían operaciones novedosas en las destilerías de alcohol en el Valle del Cauca.

Figura 18: Etapas y Corrientes de proceso para la obtención de etanol a partir de bagazo de caña de azúcar



Fuente: Techno-economic analysis for upgrading the biomass-derived ethanol-to-jet blend stocks. Green Chemistry, Royal Society of Chemistry. Paper DOI:10.1039/c6gc02800d, 2016

Se reconocen diversas aproximaciones para determinar la viabilidad de la producción del etanol lignocelulósico (también conocido como etanol 2G), entre las que podemos citar:

1. ***Techno-Economic Analysis of Biochemical Scenarios for Production of Cellulosic Ethanol, Technical Report NREL/TP-6A2-46588 June 2010.*** En dicho estudio se estimaron los rendimientos en etanol a partir de corn stover (paja de maíz) para una planta que utiliza 2000 toneladas/día de biomasa seca, con un factor de planta del 96%. La Tabla 11 resume los principales resultados del modelo técnico económico desarrollado para este caso. Los mejores resultados se encuentran con el uso de la tecnología de pretratamiento de ácido sulfúrico diluido. Para esta tecnología, se proyecta un costo de USD\$3,40/galón, siendo la conversión mísica de etanol/biomasa cercana al 0,288 y una inversión cercana a 376 MMUSD.

Tabla 11: Evaluación de indicadores de desempeño para la tecnología etanol 2G para una planta para 2000 ton/día basada en Corn Stover.

Process Variations	Total Capital Investment (\$MM)	Total Installed Equipment Cost (\$MM)	Ethanol Yield (Gal/MT) ^a	Ethanol Production (MM Gal/Yr) ^b	Electricity Export (\$MM/Yr)	Product Value (\$/Gal) ^c
Dilute Acid Pretreatment (base case)	376	164	76.3 (288.8)	53.4 (202.2)	11.7	3.40 (0.90)
Dilute Acid Pretreatment (high solids)	389	169	72.5 (274.5)	50.8 (192.1)	12.6	3.60 (0.95)
Two-Stage Dilute Acid Pretreatment	391	173	46.8 (177.5)	32.8 (124.2)	16.8	4.38 (1.16)
Hot Water Pretreatment	361	156	55.8 (211.0)	39.0 (147.7)	11.3	4.44 (1.21)
AFEX Pretreatment	386	167	65.9 (249.7)	46.2 (174.8)	16.9	3.69 (0.97)
Pervaporation-Distillation	501	209	76.9 (291.3)	53.9 (203.9)	13.6	3.75 (0.99)
Separate C5 and C6 Fermentation	386	168	79.3 (300)	55.5 (210.1)	6.5	3.67 (0.97)
On-site Enzyme Production	434	188	67.7 (256.3)	47.4 (179.4)	-0.8	3.54 (0.94)

^a Values in parentheses are in liter/MT. ^b Values in parentheses are in MM liter/year. ^c Values in parentheses are in \$/liter.

Fuente: NREL 2010

2. ***Techno-Economic Analysis of cellulosic ethanol in India using agricultural residues. www.theicct.org, The international Council on Clean Transport. June 2021.*** Este documento plantea los escenarios tecnológicos y económicos para la producción de etanol a partir de varias biomasas residuales, incluyendo el bagazo de caña de azúcar. Incluye la

valoración del impacto de los incentivos gubernamentales sobre los costos nivelados del etanol e incluye dos escalas diferentes de la planta industrial. La Tabla 12 incluye la estimación del costo nivelado de producción del etanol lignocelulósico para dos tamaños diferentes de planta (36,5 y 70 Millones de litros/año). En paréntesis se encuentran las cifras expresadas en USD/litro. Igualmente se calcula el impacto de los incentivos (VGF) fiscales que India plantea para promover la producción de etanol 2G.

Tabla 12: Costo nivelado para dos tamaños de planta de etanol 2G en la India, con y sin incentivos fiscales.

Scenario	36,5M capacity (US\$ per liter)	70M capacity (US\$ per liter)	Range from other studies. (US\$ per liter)
With VGF support	(1,1)	(1,0)	(India's highest fixed ethanol price is US\$0,85 per liter)
Without VGF support	(1,26)	(1,08)	(US\$0,5 – 2,1 per liter)

Fuente: Techno-Economic Analysis of cellulosic ethanol in India using agricultural residues. www.theicct.org, The international Council on Clean Transport. June 2021.

En resumen, el estudio del ICCT⁴⁵ realizado para la India muestra que el costo nivelado del etanol se acerca al intervalo entre 4,08 y 4,76 USD/galón. Es importante mencionar que la India es uno de los mayores productores de azúcar del mundo (cerca de 330 Millones de toneladas/año), lo que lo convierte a su vez en uno de los mayores productores mundiales de bagazo, factor a su favor cuando se trata de establecer una ruta tecnológica para la valorización de esa biomasa residual. En términos comparativos, la producción de azúcar en Colombia es menor a 2 Millones de toneladas/año.

Tabla 13: Costo de la biomasa, rendimiento en etanol y contenido de humedad utilizados

Feedstock	Price range across states (US\$/ton)	Average price (US\$/ton)	Ethanol yield (g ethanol/g dry biomass)	Moisture content
Rice straw	(44,2 – 53,5)	(47,7)	0,38	15%
Wheat straw	(44,2 – 53,5)	(47,7)	0,34	14%
Sugarcane bagasse	(25,3 – 36,1)	(30)	0,36	40%

Fuente: Saini and Saini, 2015; Purohit and Dhar, 2018; Vikash and Shastri, 2018; Adhanom, 2019; Argonne National Laboratory, 2020

⁴⁵ International Council on Clean Transportation

La Tabla 13 incluye las variaciones de precio de la biomasa y los rendimientos en etanol cuando se utilizan tres biomasa diferentes disponibles en la India. La Tabla 14 incluye los estimativos de inversión tanto en CAPEX como OPEX para los dos tamaños de planta considerados en el referido estudio.

Tabla 14: Costos de capital, costos fijos operacionales, costos operacionales variables para dos tamaños de planta de etanol 2G

		36.5M capacity	70M capacity	Range of other studies
CAPEX	Total capital investment (million US\$)	(118)	(187)	—
	(US\$) per liter capacity	(3,24)	(2,67)	(1,5 – 5,8)
Fixed OPEX	Total annual cost (million US\$)	(2,6)	(4,1)	—
	(US\$) per liter ethanol	(0,07)	(0,06)	(0,03 – 0,37)
Variable OPEX	Total annual cost (million US\$)	(11,3 – 11,5)	(21,6 – 22,8)	
	(US\$) per liter ethanol	(0,31 – 0,33)		(0,02 – 0,95)

Fuente: Gnansounou and Dauriat, 2010; Humbird et al., 2011; Webb, 2013; Peters, Alberici, and Passmore, 2015; Zhao et al., 2015; Gandhan, 2018; Ganguli et al., 2018; Purohit and Dhar, 2018; Adhanom, 2019; Cheng et al., 2019; Brown et al., 2020; Zhou et al., 2020b

3. **Techno-economic analysis for upgrading the biomass-derived ethanol-to-jet blendstocks. Green Chemistry, Issue 4, 2017.** Este estudio resume el análisis técnico-económico detallado del proceso de etanol a combustible de aviación (ATJ) basado en dos materias primas diferentes (grano de maíz y residuos de maíz, corn stover) a una escala de planta de 2.000 toneladas métricas secas por día. El etanol derivado biológicamente de la biomasa se mejora catalíticamente a componentes para combustible de aviación a través de la deshidratación de alcohol, la oligomerización de olefinas y el hidrotratamiento. En ambas rutas, el etanol derivado de grano de maíz a combustible de aviación (ATJ de grano de maíz) y etanol derivado de residuos de maíz a combustible de aviación (ATJ de residuos de maíz), se producen gasolina y diésel como subproductos. Se utilizan dos bases de costo en este estudio: los precios mínimos de venta de combustible de aviación (MJSP) para componentes de rango de combustible de aviación y

los precios mínimos de venta de combustible (MFSP) para todos los hidrocarburos (gasolina, combustible de aviación y diésel) producidos utilizando una base de galón equivalente de gasolina (GGE). Se estiman los MJSP de una planta comercial para las dos rutas en \$4,20 por galón para el grano de maíz y \$6,14 por galón para los residuos de maíz, mientras que los MFSP son \$3,91 por GGE para el grano de maíz y \$5,37 por GGE para la paja de maíz. Si todos los productos hidrocarburos (gasolina, queroseno y diésel) pueden ser considerados como componentes para la mezcla de combustibles utilizando una base de GGE, el rendimiento total de hidrocarburos para el componente de mezcla de combustible es de 49,6 GGE por tonelada seca de biomasa para la paja de maíz (corn stover) y 71,0 GGE por tonelada seca de biomasa para el grano de maíz. El resultado de este estudio muestra que el combustible renovable para aviación SAF podría ser competitivo en precio con referencia al combustible para aviación derivado de fósiles, si se logran cambios tecnológicos para aumentar los rendimientos del proceso (particularmente los rendimientos de azúcares, de azúcar a etanol y de etanol a hidrocarburos), la investigación y el desarrollo de materias primas sostenibles, y cinéticas de reacción catalíticas más efectivas. También se realiza un análisis económico para el caso de una planta pionera (early adopter plant), que considera la mayor inversión de capital y el menor rendimiento de la planta con referencia a una planta industrial madura, proyectando un aumento potencial en costos en un rango del 69%–471% para la planta pionera.

6. CONCLUSIONES

A partir del estudio y análisis de numerosas fuentes bibliográficas, combinadas con el conocimiento derivado de la actividad profesional en los temas de producción de biocombustibles, esta consultoría sugiere las siguientes conclusiones de tipo global sobre las tecnologías más apropiadas para producir SAF en el Valle del Cauca.

1. **La principal materia prima para producir SAF en el Valle del Cauca es el etanol anhidro no desnaturalizado**, que se produce actualmente por las destilerías asociadas a los ingenios azucareros.
2. **Como materia prima complementaria, se tendrían el bagazo residual** producto de la molienda de los tallos de la caña de azúcar (los cuales se generan en las fábricas de los ingenios azucareros) y los residuos agrícolas de cosecha que se generan en los campos de cultivo. Podrían ser bagazo únicamente, RAC únicamente o una mezcla de los dos.
3. **Las tecnologías más apropiadas para el propósito de implementar una planta productora de SAF en el Valle del Cauca serían la ATJ y la Hidrólisis enzimática de lignocelulosas**, dada su complementariedad y compatibilidad para integrar procesos en común.
4. **La tecnología de Gasificación-Fischer Tropsch**, si bien permite cargar como insumo mezclas de biomasas de diferentes tipos y composiciones, consume una mayor cantidad de energía, requiere una mayor cantidad de agua, **produce menos energía excedente para ofrecer al mercado y requiere inversiones más cuantiosas**.
5. **La tecnología G-FT todavía se encuentra en etapa de planta demostrativa**, dadas las dificultades para acoplar un Syngas muy limpio (libre de alquitrán, cenizas, H₂S) que se pueda alimentar eficientemente a los reactores catalíticos del proceso FT.
6. **La tecnología G-FT es excluyente en cuanto al uso del etanol** ya que no se encuentran referencias al uso de etanol para producir Syngas, dado que la composición del etanol no es apropiada para este fin.

7. **Cualquiera de las rutas tecnológicas señaladas previamente requiere el uso de reactores catalíticos**, los cuales demandan un control estricto operacional para minimizar los riesgos de desactivación del catalizador por la formación de coque o el envenamiento del mismo por la presencia de metales. Este tipo de reactores no se manejan actualmente por el sector azucarero del Valle del Cauca, lo que necesariamente exige que se construya una ruta de apropiación del conocimiento científico, técnico y tecnológico en la región, de manera tal que se asegure la sostenibilidad de los proyectos a un largo plazo. Merece destacarse que este tipo de operaciones son muy comunes en la industria petrolera colombiana, un factor que permitiría la transferencia de conocimientos de una manera más ágil.

Bibliografía

- Guidance on SAF policies – Version 3. International Civil Aviation Organization ICAO- October 2024.
- CORSIA eligibility framework and Requirements for sustainability Certification Schemes. ICAO Document. March 2024
- Techno-economic and Ecological Assessment. Large-scale economic production of sustainable aviation fuels in Europe. Adv. ESCC 2024, September 26-27, 2024, Barcelona, Spain. DLR
- Production of biofuels via Fisher-Tropsch synthesis: Biomass to liquids. Handbook of Biofuels Production. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-91193-1.00013-5>. 2023.
- Independent Assessment of Technology Characterizations to support the Biomass Program Annual State-of-Technology Assessments. April 2010-October 2010. National Renewable Energy Laboratory, NREL, March 2011
- An entrained flow biomass gasification technology with the fluidized bed concept for low-carbon production. Applications in Energy and Combustion Science. 20 (2024) 100292
- Techno-economic analysis for upgrading the biomass-derived ethanol-to-jet blendstocks. Green chemistry, Royal Society of Chemistry, doi.org/10.1039/c6gc02800d. 2016
- Techno-economic comparison of biojet production from lignocellulose, vegetable oil and sugar cane juice. Bioresource Technology 216 (2016) 331-339.
- The Alcohol-to-jet Conversion pathway for Drop-in Biofuels: Techno-economic Evaluation. <https://doi.org/10.1002/cssc.201801690>. 2018
- Sustainable Aviation Fuel Blending and Logistics. NREL/TP-5400-90979. September 2024
- Strategic assessment of sustainable aviation fuel production technologies. Yield improvement and cost reduction opportunities. Biomass and Bioenergy 145 (2021) 105942.
- Hydrotreatment of vegetable oils: A review of the technologies and their development for jet biofuel production. Biomass and Bioenergy 105 (2017) 197-206