



UNIVERSIDAD
DE LA REPÚBLICA
URUGUAY



FACULTAD DE
INGENIERÍA
UDELAR

Análisis del ciclo de vida del Gasoil obtenido en refinería de petróleo mediante el co-procesamiento de aceites vegetales y sebo vacuno

Consumo de energía fósil y emisión de gases de efecto invernadero

Autor: Gabriela María Ceballe Hernández

Programa de Posgrado en Ingeniería de la Energía

Facultad de Ingeniería

Universidad de la República

Montevideo – Uruguay

Noviembre 2024



UNIVERSIDAD
DE LA REPÚBLICA
URUGUAY



FACULTAD DE
INGENIERÍA
UDELAR

Análisis del ciclo de vida del Gasoil obtenido en refinería de petróleo mediante el co-procesamiento de aceites vegetales y sebo vacuno

Consumo de energía fósil y emisión de gases de efecto invernadero

Autor: Gabriela María Ceballe Hernández

Tesis de Maestría presentada al Programa de Posgrado en Ingeniería de la Energía,
Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República, como parte de los requisitos
necesarios para la obtención del título de Magíster en Ingeniería de la Energía.

Directora de tesis: Dra. Valeria Larnaudie.

Director académico y Co-director de tesis: MSc. Mario Daniel Ferrari.

Facultad de Ingeniería

Universidad de la República

Montevideo – Uruguay

Noviembre 2024

Ceballe Hernández, Gabriela María

Análisis del ciclo de vida del Gasoil obtenido en refinería de petróleo mediante el co-procesamiento de aceites vegetales y sebo vacuno

Directora de tesis: Dra. Valeria Larnaudie.

Director académico y Co-director de tesis: MSc. Mario Daniel Ferrari.

Tesis de Maestría – Universidad de la República, Programa en Ingeniería de la Energía, 2024.

Referencias Bibliográficas: p. 155 - 172

Biocombustibles, *Green Diesel*, Co-procesamiento, Refinerías existentes,

Análisis de Ciclo de Vida.

- I. Larnaudie, Valeria. Ferrari, Mario Daniel, et al.
- II. Universidad de la República. Programa de posgrado en Ingeniería de la Energía.
- III. Análisis del ciclo de vida del Gasoil obtenido en refinería de petróleo mediante el co-procesamiento de aceites vegetales y sebo vacuno

INTEGRANTES DEL TRIBUNAL DE DEFENSA DE TESIS

Dra. Carolina Ramirez

Dr. Gabriel Pena

Dra. Jimena Ferreira

Montevideo – Uruguay

Noviembre 2024

*A mis hijos, Mili y Leo, quienes son mi fuente de amor y felicidad,
quienes han tenido la paciencia de ser mi compañía, les dedico
esta tesis esperando sea de inspiración para alcanzar sus metas y
la esperanza de que sigan siempre sus sueños*

Agradecimientos

Me gustaría en esta oportunidad agradecer a personas e instituciones que me han permitido, contribuido y acompañado durante la realización de este trabajo. Dar gracias:

- A Valeria Larnaudie por ser guía continua durante la realización de este trabajo, por dedicarse a que aprendiera cosas nuevas y ser soporte frente a cualquier duda e inconveniente que surgiera.
- A Daniel Ferrari quien me acompañó desde los primeros tiempos de este posgrado, que me alentó a continuar mientras pasaban los años y me esperó cuando venía caminando despacio.
- A ANCAP, la empresa donde me he desarrollado profesionalmente, y me ha permitido acceder a la información para realizar este trabajo.
- A Alejandro Pedezert, colega y compañero de ANCAP, quien me presentó y me acercó a la refinería desde un rol diferente, compartió información y conocimiento y me extendió palabras de aliento, necesarias en el momento justo.
- Al Departamento de Ingeniería Bioquímica y Bioprocesos, Instituto de Ingeniería Química, por haberme recibido y compartido el espacio en tantos momentos de forma tan grata.
- A Marcelo Neerman e Ignacio Pérez de ALUR, por ponerse a total disposición cuando les escribí, sin conocerme, y brindarme información sobre los aceites vegetales y sebo vacuno en Uruguay.
- A Valeria Botta, compañera de ANCAP quien me aportó información respecto a emisiones de gases de la refinería, y me proporcionó material de su tesis de maestría.
- A la Universidad de la República y a la Facultad de Ingeniería por darme la oportunidad de formarme en esta temática, que tanto me gusta.
- A mi esposo y mis hijos, por todo ese amor y esa espera, respaldándome y acompañándome durante tanto tiempo, ya ansiosos de que llegara el fin.
- A mi madre, a quien, sin su apoyo y colaboración de tantos años, esto no hubiera llegado a culminarse.
- A mi padre, quien con esa pequeña palabra me daba impulso para seguir.
- Gracias a todos los que estuvieron en mi camino durante tanto tiempo de estudio y seguirán allí.

-Transitar para dejar atrás los combustibles fósiles -

COP28, Dubái 2023.

Lista de Abreviaciones y Acrónimos

ACV: Análisis de ciclo de vida

AGO: Gasoil Atmosférico

AIE: Agencia Internacional de Energía

ALV: Aceite liviano de vacío

APS: Escenario de Promesas Anunciadas

APV: Aceite pesado de vacío

CED: *Cumulative Energy Demand* - Demanda Acumulada de Energía

COP 21/ COP 28: Conferencia de las Partes, es el órgano supremo de toma de decisiones de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). Es la edición N°21 y N°28 respectivamente. <https://unfccc.int/es/cop28>

DO: Diésel Oil

DSF: Desulfurizadora

EICV: Evaluación del impacto del ciclo de vida

EPD: Declaración Ambiental de Producto

EROI: Tasa de retorno energético

EICV: Evaluación del impacto del ciclo de vida

FAME: *Fatty Acid Methyl Esters*; Ésteres metílicos de ácidos grasos

FO: Fueloil

FG: Fuelgas

G. Cracking: Gasolina de *cracking*

GEI: Gases de efecto invernadero

GN: Gas Natural

GO: Gasoil

GOM: Gasoil marino

HCN: Gasolina pesada de hidrotratamiento

HDCn: descarbonilación o hidrodescarbonilación

HDCx: descarboxilación o hidrodescarboxilación

HDO: hidroxigenación

HDS: Hidrodesulfurización

HDT: Hidrotratamiento

HVGO: Gasoil de Vacío pesado

HVO: Aceite Vegetal hidrogenado

ICV: Inventario de ciclo de vida

IEA: *International Energy Agency*

IFO: Fueloil intermedio

IPCC: Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático

Jet A1: Combustible de aviación de turbina

LCA: *Life Cycle Assessment*

LCN: Gasolina liviana de hidrotratamiento

LCO: *Light cycle oil* – Aceite liviano de *cracking*

LVGO: Gasoil de Vacío liviano

NZE: Escenario de Emisiones Netas Cero para 2050

PCA o PCG: potencial de calentamiento atmosférico o potencial de calentamiento global (GWP: *global warming potential*)

SIN: Sistema interconectado Nacional

SRU: Planta de recuperación de azufre

STEPS: Escenario de Políticas Declaradas

WTI: *West Texas Intermediate*

Resumen

La energía proveniente de combustibles fósiles es la principal fuente de energía del mundo. Su quema genera Gases de Efecto Invernadero (GEI) impactando fuertemente en el Cambio Climático. Se prevé que para el año 2050, el petróleo continúe participando de la matriz energética mundial, pese a esfuerzos de diferentes países para frenar el impacto que genera (International Energy Agency, World Energy Outlook, 2021).

Los biocombustibles directos más utilizados al momento son producidos por grasas animales y aceites vegetales comestibles. Avances tecnológicos permiten utilizar aceites comestibles residuales y cultivos energéticos no comestibles para evitar el conflicto con la industria alimenticia.

Una de las tecnologías emergentes, es el co-procesamiento de biomasa lipídica con destilados de petróleo en refinerías existentes. La unidad de hidrotratamiento, donde su principal objetivo es la eliminación de azufre del combustible fósil, es capaz de adaptar y transformar el componente lipídico en combustible renovable con características similares al gasoil (GO) (diésel).

En el presente trabajo se realiza un Análisis del Ciclo de Vida *Well-to-Tank* de gasoil 50S (GO50S) co-procesado con aceites vegetales, nuevos y usados, y sebo vacuno, tomando como referencia la refinería La Teja de ANCAP en Uruguay. Se evalúa el impacto del producto en términos de Potencial de Calentamiento Global (como emisiones de GEI) y consumo de energía fósil no renovable.

Siguiendo las normas ISO, se realizó una extensa revisión bibliográfica, así como consultas y entrevistas a expertos. Se utilizó la herramienta informática SimaPro y sus bases de datos internacionales asociadas, modelando el proceso con datos de la refinería de referencia.

Se concluye que una refinería con las características estudiadas puede co-procesar gasoil 50S con lípidos de la industria nacional con emisiones y consumo de energía fósil no superior a las reportadas por el resto del mundo. Las posibles mejoras en el ciclo de vida del producto podrían disminuir el impacto sobre el medio ambiente entre ellas la diversificación de la matriz energética, la incorporación de biomasa residual y la adquisición del petróleo a menor distancia.

Palabras claves: Biocombustibles, Diésel verde, Co-procesamiento, Refinerías existentes, Análisis de Ciclo de Vida.

Abstract

Energy from fossil fuels, is the world's main source of energy. Its burning generates Greenhouse Gases (GHG) with a strong impact on Climate Change. It is expected that by 2050, oil will continue to participate in the world's energy matrix, despite the efforts of different countries to curb the impact that this energy generates (International Energy Agency, World Energy Outlook 2021).

The most widely used direct biofuels now are produced from animal fats and edible vegetable oils. Technological advances allow the use of residual edible oils and non-edible energy crops to avoid conflict with the food industry.

One of the emerging technologies is the co-processing of lipid biomass with petroleum distillates in existing refineries. The hydrotreatment unit, whose main objective is the elimination of sulfur from fossil fuel, is capable of adapting and transforming the lipid component into renewable fuel with characteristics similar to gasoil (GO) (diésel).

In this present work, a Well-to-Tank Life Cycle Analysis of Gasoil 50S (GO50S) co-processed with new and used vegetable oils and bovine tallow is carried out, taking as a reference the ANCAP La Teja refinery in Uruguay. The impact of this product is evaluated in terms of Global Warming Potential (as GHG emissions) and non-renewable fossil energy consumption.

Following the ISO standards, an extensive bibliographic review was carried out, as well as consultations and interviews with experts. The SimaPro computer tool and its associated international databases were used, modeling the process with data from the reference refinery.

It is concluded that a refinery with the characteristics studied is capable of co-processing 50S diesel oil with lipids from the national industry with emissions and fossil energy consumption no higher than those reported for the rest of the world. Potential improvements in the product life cycle could reduce the impact on the environment, including diversification of the energy matrix, the incorporation of residual biomass and acquiring oil at a shorter distance.

Keywords: Biofuels, Green Diesel, Co-processing, Existing refineries, Life cycle assessment.

Contenido

Lista de Abreviaciones y Acrónimos.....	9
Resumen.....	11
Abstract	12
Capítulo 1: Estado del Arte.....	16
1.1. Introducción.....	17
1.1.1 Pico de la demanda	18
1.1.2 Sector Transporte en el mundo.....	23
1.1.3 Matriz energética uruguaya rumbo a una segunda transición	25
1.2. Diésel como combustible en la nueva transición: tipos de biocombustible y materias primas	28
1.2.1. Biocombustibles tradicionales/ Procesos tradicionales.....	29
1.2.2. Biocombustibles tradicionales/ Procesos alternativos	35
1.2.3. Biocombustibles de segunda generación	38
1.2.4. Biocombustibles directos	41
Capítulo 2: Objetivo	44
2.1. Objetivo general	45
2.2. Objetivos particulares.....	45
Capítulo 3: Metodología.....	46
3.1. Procesos de refinación potenciales para el co-procesamiento	47
3.1.1. Co-procesamiento aplicado en Hidrotratamiento Catalítico	49
3.1.2. Co-procesamiento aplicado en <i>Cracking</i> Catalítico	52
3.1.3. Resumen de procesos disponibles (más usados).....	53
3.2. Selección y descripción del sistema a estudiar.....	55
3.2.1. Hidrotratamiento Catalítico	55
3.2.2. Co-procesamiento en HDS	57
3.2.3. Comentarios del proceso seleccionado	72
3.3. Análisis del Ciclo de Vida.....	73
3.3.1. Introducción al Análisis del Ciclo de Vida.....	73
3.3.2. Definición y procedimiento del Análisis del Ciclo de Vida (ACV o LCA)	74
4.3.3. Herramientas computacionales para ACV	82
4.3.4. Marco regulatorio para la evaluación ambiental de los biocombustibles.....	85
Capítulo 4: Análisis de Ciclo de Vida del gasoil 50S co-procesado.....	87
4.1. Definición de Objetivo y Alcance del estudio de ACV.....	88
5.1.1. Unidad Funcional	88

5.1.2.	Límites del sistema	88
5.1.3.	Tipos de impacto analizados	90
4.2.	Análisis de inventario.....	93
4.2.1.	Sub-sistema 1: Extracción y transporte de petróleo crudo	94
4.2.2.	Sub-sistema 2: Mezcla de Lípidos	98
4.2.3.	Sub-sistema 3: Refinación/ HDS.....	103
4.2.4.	Sub-sistema 4: Distribución	111
4.2.5.	Casos de estudio	112
4.2.6.	Análisis Monte Carlo	118
Capítulo 5: Resultados y discusión		119
5.1.	Evaluación de impacto e interpretación de resultados	120
5.1.1.	Co-procesamiento “Escenario 5 %” y Co-procesamiento “Escenario 7 % extra” 120	
5.1.2.	Análisis de sensibilidad aplicado sobre el “escenario 5 %”	131
5.1.3.	Incertidumbre asociada al sistema	146
5.2.	Conclusiones del capítulo	150
Capítulo 6: Conclusiones		153
Capítulo 7: Referencias bibliográficas		155
Anexo 1: Glosario		173
Anexo 2: Introducción a los procesos de Refinería		192
A2.1	Área 1: <i>Topping</i>	194
A2.2	Área 2: <i>Cracking</i>	197
A2.3	Área 3: Complejo de Gasolinas	201
A2.4	Área 4: Utilidades y Tratamientos	204
A2.5	Área 5: Sala de Bombas.....	206
Anexo 3: Descripción de las propiedades básicas del Diésel/ Gasoil		207
Anexo 4: Disponibilidad de materia grasa para biocombustibles en Uruguay		210
A4.1	Disponibilidad aceite vegetal Soja y Canola.....	210
A4.2	Aceite usado en Uruguay	210
Anexo 5: Caracterización del IPCC.....		212

Capítulo 1: Estado del Arte

1.1. Introducción

La energía consumida en el mundo proviene principalmente de la quema de combustibles fósiles, estos son carbón, petróleo y gas natural. El petróleo es una de las materias primas más importante, con un consumo creciente desde fines del siglo XIX. Los combustibles obtenidos de su procesamiento abastecen centrales térmicas, industrias y el transporte, entre otros usos. (Energía sostenible, Ministerio de Industria, Energía y Minería, acceso 18/01/2024).

Según la ONU, *“Un dato revelador: en un año el ser humano consume lo que la naturaleza ha tardado un millón de años en producir. Las reservas de combustible fósiles no son ilimitadas, se consume a un ritmo mucho mayor del que se produce”* (Ambientum, 2018).

Con el rápido desarrollo de la economía global, la demanda de energía se ha incrementado notablemente a nivel mundial (Kumar Dhar et al., 2018). Al aumentar la población aumenta la demanda de energía, sin embargo, el aumento en la demanda no se debe solamente a este aumento en población. La mejora en la calidad de vida, el ritmo de vida del mundo globalizado, el transporte, las comunicaciones, el mayor consumo, el confort, entre otras, son los motivos de un mayor consumo de energía per cápita (O'Neill-Carrillo et al., 2008; Pasquevich, 2016). En la Figura 1.1 se puede observar que aproximadamente hasta 1950 las curvas de consumo energético mantuvieron un crecimiento similar, y el mayor consumo de energía se debía principalmente al aumento de población. En cambio, en las últimas décadas del siglo XX el consumo energético aumenta más rápido que la población mundial.

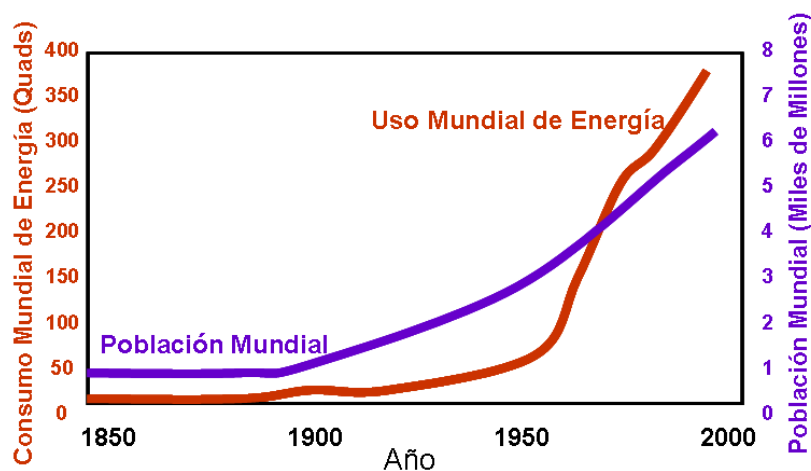


Figura 1.1: Evolución del consumo mundial de energía (azul) y aumento de la población mundial (rojo).
Fuente: O'Neill-Carrillo et al. (2008).

Los principales yacimientos de petróleo están concentrados en algunos lugares del planeta y poco distribuidos. El control, la explotación y la mala gestión del recurso son causa de conflictos,

guerras y desacuerdos sociales (Ambientum, 2018). Los precios de este bien necesario se rigen en función de los países dominantes (Brecha, 26/08/2022).

Los GEI forman una manta alrededor de la Tierra, impidiendo que se disipe el calor producido por sol, lo que provoca aumento de temperatura. Quemar combustibles fósiles emite este tipo de gases haciendo que su efecto se vea potenciado (ONU, acceso 19/01/2024). A nivel mundial, el sector energético es el mayor contribuyente al cambio climático con alrededor del 60% del total de emisiones de GEI (Energía sostenible, MIEM, acceso 18/01/2024).

Se identifica a las refinerías de petróleo como uno de los principales emisores de GEI y de compuestos orgánicos volátiles (COVs) los cuales resultan precursores para la formación de GEI (Botta, 2024).

Mitigar los efectos ambientales adversos por la utilización de combustibles fósiles, la volatilidad de los precios de los combustibles y la mejora en la calidad de vida, han impulsado un importante crecimiento en la generación de la energía renovable en todo el mundo, ganando independencia energética con un recurso autóctono accesible (Manual biorrefinerías España, 2017; Guchin, 2023).

Aún hoy el consumo de combustibles fósiles sigue siendo parte importante de la matriz energética mundial, aproximadamente el 80% de la energía primaria proviene de ese recurso¹, y esta situación se mantiene hace décadas (International Energy Agency, 2022).

1.1.1 Pico de la demanda

Años atrás se hablaba del pico del petróleo (o pico de oferta, “*peak oil*”), que según la teoría de Hubbert², desarrollada en el año 1956, se llegaría a un máximo de producción mundial de petróleo para los años 1965-1970, después del cual, con la disminución de las reservas mundiales comenzaría una disminución irreversible. Nuevos descubrimientos y avances tecnológicos han permitido la explotación de recursos que en principio se consideraban no accesibles, como lo que ha ocurrido a través del desarrollo de nuevas técnicas como la

¹ Determinado a partir de informe de IEA World Energy Balances, 2021.

² Marion King Hubbert, geofísico que trabajó en los laboratorios de investigación de la Shell Oil Company (subsidiaria de la petrolera Royal Dutch Shell, de origen angloholandés) en Houston, Texas y realizó varios aportes en geología y geofísica. Fuente: Naime, A.; Líder de Investigación y Optimización en PDVSA Petróleos de Venezuela S.A. 19/04/2019. Disponible en: <https://www.linkedin.com/pulse/marion-king-hubbert-y-el-pico-petrolero-alfredo-naime/>. Consulta: 11/08/2024.

fracturación hidráulica, o *fracking*³, y con ello, la noción misma de *peak oil* prácticamente desapareció, Figura 1.2 (Santillana y Salinas, julio 2018; Brecha, 26/08/2022, González, 2023).

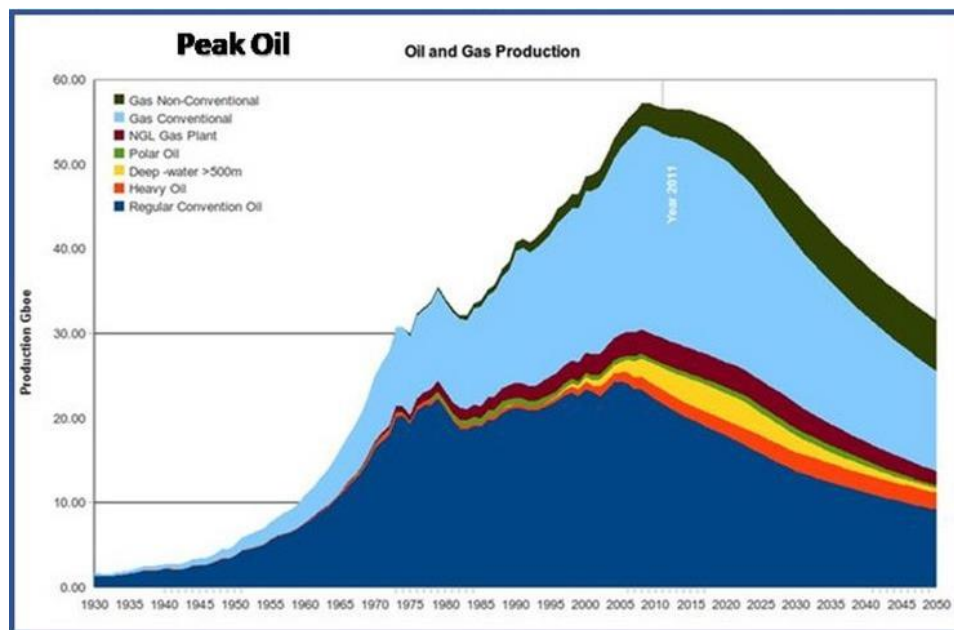


Figura 1.2: Pico de oferta o producción del petróleo. Fuente: Santillana y Salinas (2018).

Actualmente, las empresas internacionales están fijando un bajo precio al petróleo a largo plazo, e incluso desechando nuevas áreas de exploración, centrándose en proyectos de muy bajo costo y rápida tasa de retorno (Croce, 2020). Luego de una pandemia que deja inestabilidad económica, financiera y social, la crisis energética global provocada en los últimos años por la guerra entre Ucrania y Rusia, el compromiso creciente con reducir las emisiones en la lucha contra el cambio climático, incluyendo la expansión de los vehículos eléctricos, el aumento de los biocombustibles, junto a la baja de los precios en las tecnologías limpias, impiden la ampliación de la oferta del petróleo (El economista.es (a), 2023; El economista.es (b), 2023; OECD et al., 2023).

Según Birol, director ejecutivo de la IEA⁴ *"Los productores de petróleo deben prestar mucha atención al ritmo creciente del cambio y calibrar sus decisiones de inversión para garantizar una transición ordenada"* (El economista.es (b), 2023).

³ *Fracking*: A diferencia de la extracción en "reservorios convencionales", donde el petróleo es extraído de rocas que están en el subsuelo y poseen poros que permiten que el petróleo fluya y se extraiga con facilidad, el desarrollo tecnológico permite mediante la fracturación hidráulica, con la inyección de fluidos a alta presión, obtener petróleo de yacimientos "no convencionales" por fractura de la roca. MIEM, 2021.

⁴ La Agencia Internacional de la energía (IEA) es una organización intergubernamental que actúa como asesor en política energética para sus 28 países miembros en su esfuerzo de asegurar una energía responsable, asequible y limpia para sus ciudadanos. Disponible en: <https://www.greenfacts.org/es/glosario/abc/agencia-internacional->

En el año 2020 la Ingeniera Química uruguaya Ventura Croce⁵ mencionaba que para el 2040 la demanda de petróleo presentaría un máximo y a partir de allí una disminución (Croce, 2020), esto se respalda en las proyecciones de diversas fuentes especializadas que señalan que la demanda de combustibles fósiles alcanzará su cenit en torno a los 100 millones de barriles diarios para ese año. El pico de la demanda entonces se produce por el cruce entre el avance de las energías renovables y el declive de los combustibles fósiles, como se muestra a continuación en la Figura 1.3 (González, 2023).

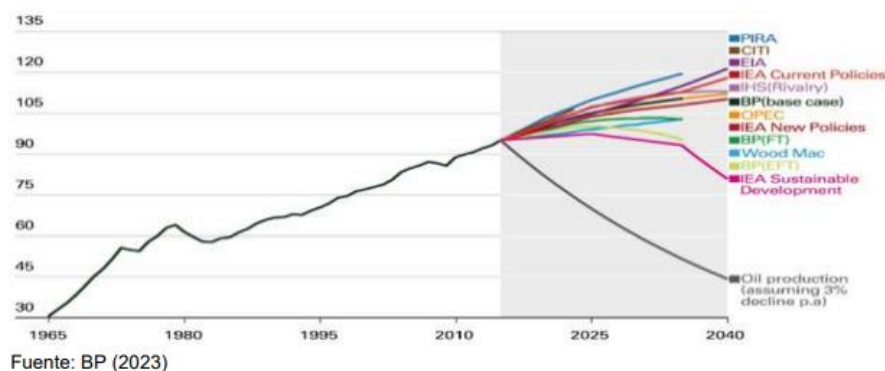


Figura 1.3: Pico de la demanda mundial del petróleo (millones de barriles/día). Fuente: González (2023).

Según la EIA, *"El cambio hacia una economía de energía limpia está acelerando, con un pico en la demanda mundial de petróleo (peak oil demand) a la vista antes del final de esta década a medida que avanzan los vehículos eléctricos, la eficiencia energética y otras tecnologías"* (El economista.es (b), 2023).

El Escenario de Políticas Declaradas (Stated Policies Scenario o STEPS), se diseña basado en medidas existentes y que se encuentran en desarrollo (Agencia Internacional de Energía, 2022), reflejando la configuración de políticas actuales sin asumir que se cumplan todos los objetivos anunciados (Juárez, 2023). En este escenario, cada uno de los combustibles fósiles exhibe en su demanda un pico o meseta para luego caer; esto puede observarse en la Figura 1.4 (la demanda de carbón alcanza su punto máximo en los próximos años (gráfico marrón), la demanda de gas natural alcanza una meseta a fines de la década (gráfico violeta) y la demanda de petróleo alcanza un punto alto a mediados de la década del 2030 (gráfico rojo)). Como resultado total, la demanda de combustibles fósiles disminuye desde mediados de los años 20, en promedio 2 exajulios (EJ) aproximadamente cada año (equivalente a 1 millón de barriles de petróleo

energia.htm#:~:text=%E2%80%99La%20Agencia%20Internacional%20de%20la,y%20limpia%20para%20os us%20ciudadanos. Acceso 17/01/2024.

⁵ Gerente de Planificación y Control de ANCAP desde el año 2020 a la fecha.

equivalente por día [mboe/d]), hasta 2050 (línea amarilla en la Figura 1.4) (Agencia Internacional de Energía, 2022).

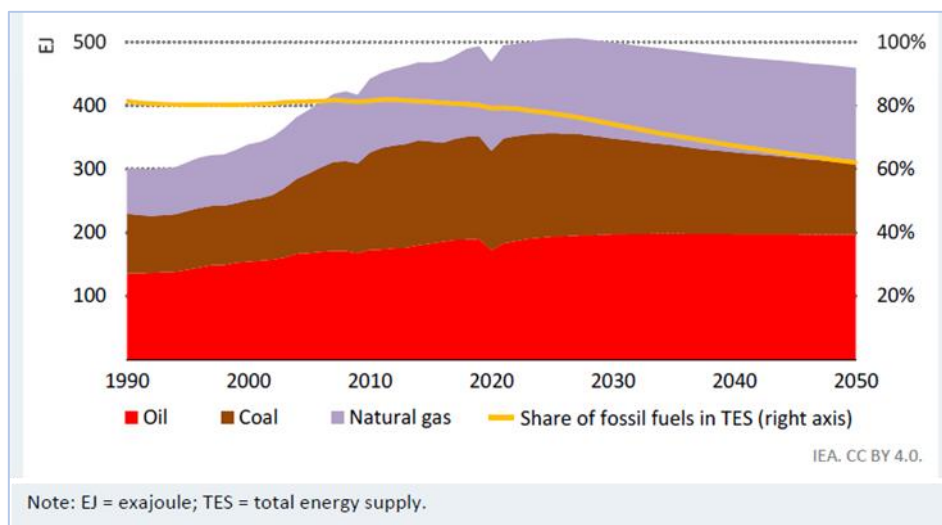


Figura 1.4: Demanda de combustible fósil en el escenario de Políticas declaradas (STEPS), 1990-2050.
Fuente: International Energy Agency, World Energy Outlook (2022).

Se prevé que la participación de los combustibles fósiles en la matriz energética mundial baje al 60% en 2050 en el escenario de políticas declaradas, mostrando una clara ruptura con las tendencias pasadas; sin embargo, todas las proyecciones, incluso escenarios más exigentes que el mencionado anteriormente, incluyen consumo de combustibles fósiles para ese mismo año, donde, si bien la participación de éstos en la matriz de energía primaria cae y las energías renovables crecen rápidamente, no es en el grado que el mundo necesita (International Energy Agency, World Energy Outlook 2021 – Presentación Stipanovic, AUDER, 2022).

En la Figura 1.5 se puede ver diferentes escenarios de proyección utilizados por la Agencia Internacional de Energía (IEA), que muestran la decadencia del fósil, el aumento en la demanda de renovables, pero la persistencia de la energía no renovable. Sin “*políticas de apoyo adecuadas*” entre la planificación actual y en desarrollo (STEPS) y los compromisos o promesas anunciadas (APS⁶) se genera una “*brecha de implementación*” (International Energy Agency, World Energy Outlook 2021; Juárez, 2023). Se proyecta para 2030 una diferencia de 2,6Gt de CO₂ (Dióxido de Carbono⁷), donde el 90 % de esas emisiones se encuentran centradas en países más desarrollados y con mayores compromisos de reducción establecidos (International Energy Agency, World Energy Outlook 2021). Cerrar la “*brecha de implementación*” para 2030, cubriría

⁶ Se plantea un escenario que asume que todos los compromisos climáticos anunciados por los gobiernos del mundo se cumplirán en su totalidad y a tiempo (Fuente: https://funseam.com/wp-content/uploads/2022/02/SeminarioFunseam_WEO2021_Mariano-Marzo.pdf. Acceso 25/04/2024).

⁷ Las emisiones de GEI son evaluadas como equivalentes de emisiones de CO₂.

menos del 20 % de la diferencia de emisiones entre el camino STEPS y el Escenario de Emisiones Netas Cero en 2050 (NZE⁸), siendo este último un escenario que establece para 2050 un camino de descarbonización del sistema energético global (Juárez, 2023).

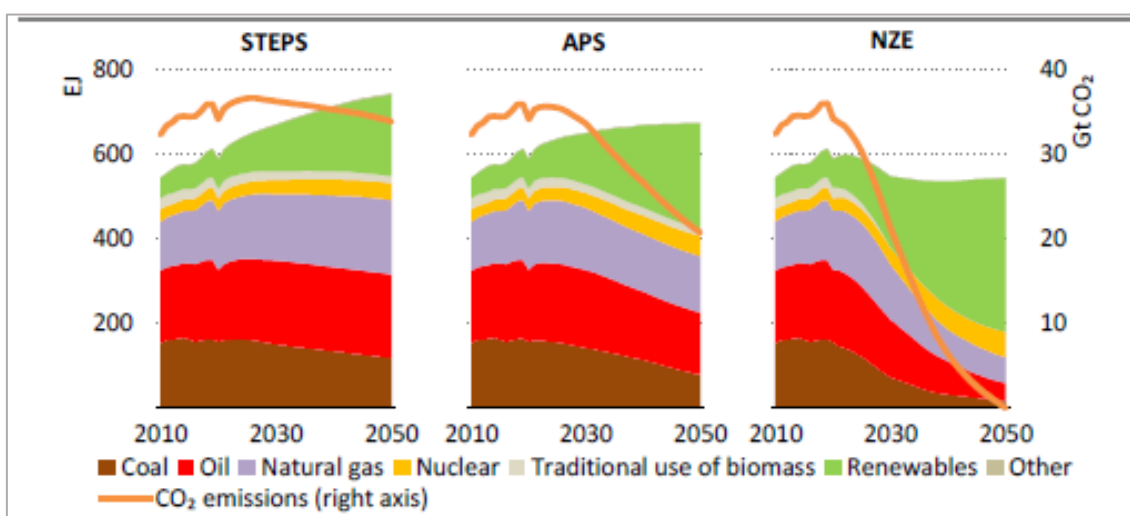


Figura 1.5: Proyecciones de demanda de energía por fuente y escenario. Fuente: International Energy Agency, World Energy Outlook (2021) – Presentación Stipanovic, AUDER (2022).

El escenario ambiental con mayor exigencia para 2050, planteado por la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), describe una trayectoria para frenar el ritmo del cambio climático transformando el panorama energético global; presenta opciones para limitar el aumento de la temperatura global a 1,5°C y llevar las emisiones de CO₂ a cero neto para 2050. De todas formas, “1,5 °C Pathway” o Ruta de 1,5 °C contiene una previsión de 17,5 % de participación de combustibles fósiles en el mundo (Presentación Stipanovic, AUDER, 2022). En la Figura 1.6 se puede observar la necesidad de reducir la utilización de combustibles fósiles para alcanzar este exigente escenario, IRENA considera que esto puede lograrse mediante la combinación de tecnologías de energía renovable a gran escala y altos niveles de electrificación, buscando una oferta de energía primaria de mayor eficiencia energética. La energía primaria en el mundo, suministrado a partir de energías renovables, debería crecer del 14 % en 2018 al 74 % en 2050 según el escenario de 1,5 °C, lo que requiere que el crecimiento anual se multiplique por ocho (IRENA, 2021).

⁸ Trata de un escenario que define una trayectoria tal que para el año 2050 las emisiones netas de CO₂ del sector energético mundial sean cero (Fuente: https://funseam.com/wp-content/uploads/2022/02/SeminarioFunseam_WEO2021_Mariano-Marzo.pdf. Acceso 25/04/2024).

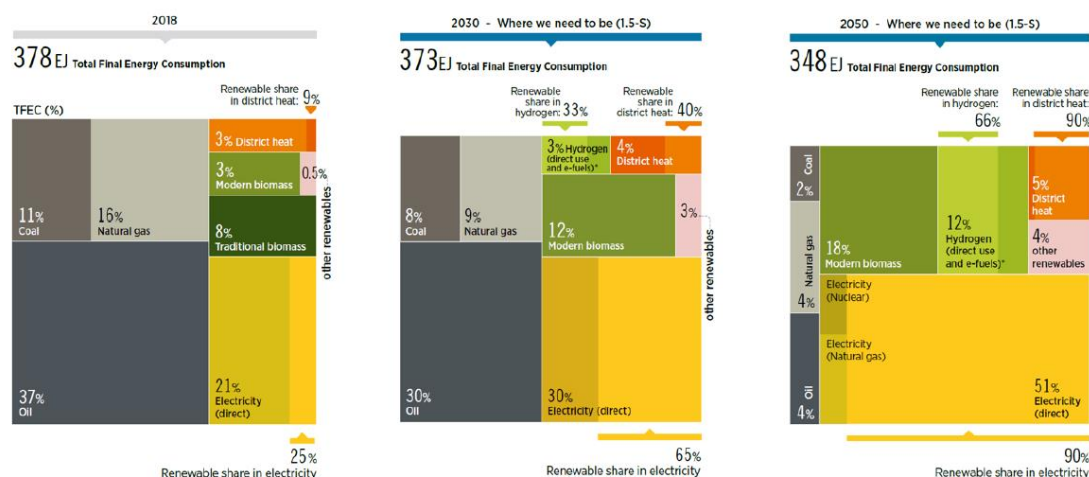


Figura 1.6: Desglose del consumo total de energía final por vector energético en 2018, 2030 y 2050 (EJ) en el Escenario 1,5 °C. Fuente: IRENA World Energy Transitions Outlook: 1.5 °C Pathway – Presentación Stipanivic, AUDER (2022).

Con esto podemos decir que se mantiene en uso el combustible fósil en el futuro, en un porcentaje significativo, bajo una curva de consumo neto de energéticos en constante aumento a nivel mundial (Presentación Stipanivic, AUDER, 2022).

1.1.2 Sector Transporte en el mundo

El transporte carretero, desde décadas atrás, es el sector de mayor consumo en combustibles fósiles, tal como se observa en la gráfica siguiente (Figura 1.7) (Key World Energy Statistics, International Energy Agency, 2021).

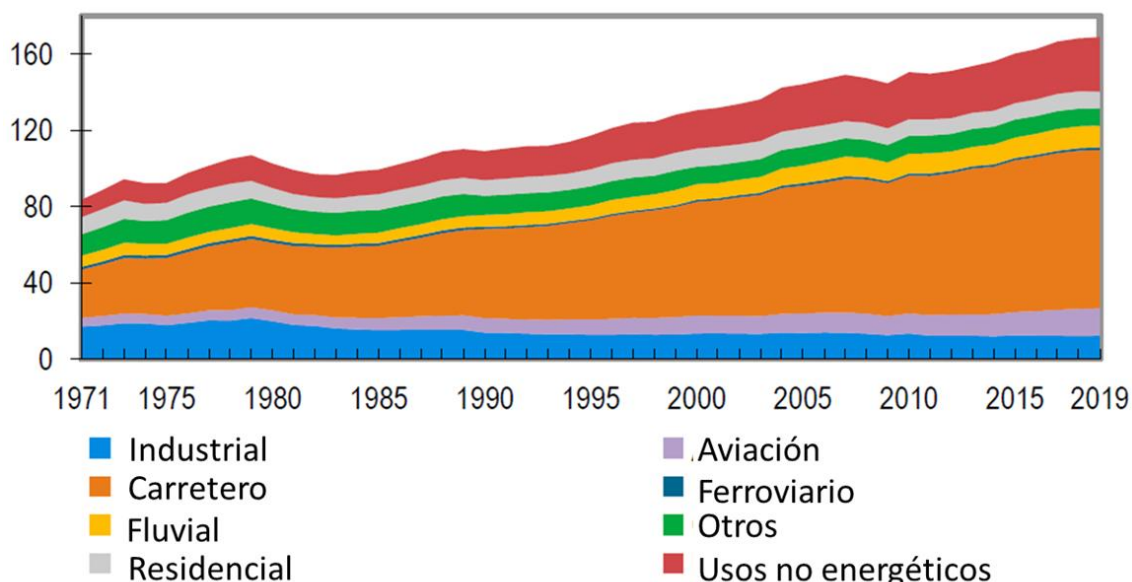


Figura 1.7: Consumo de combustible fósil por sector (EJ). Fuente: International Energy Agency, Key World Energy Statistics (2021).

El sector transporte, presenta una demanda de petróleo a nivel mundial que alcanza su punto máximo en cada escenario de estudio propuesto por la Agencia Internacional de Energía y luego disminuye más o menos suavemente hasta 2050 según puede verse en la Figura 1.8. Para el caso de la gasolina, a corto plazo se da su máximo y cae con la implementación de vehículos eléctricos. En economías avanzadas y bajo el escenario actual (STEPS) la demanda energética para el transporte se reduce hasta 2030 (3 mboe/d)⁹, principalmente debido al transporte carretero, sin embargo, ésta se ve compensada por mayores requerimientos de nuevos mercados que surgen y se desarrollan (8 mboe/d) (International Energy Agency, World Energy Outlook 2022).

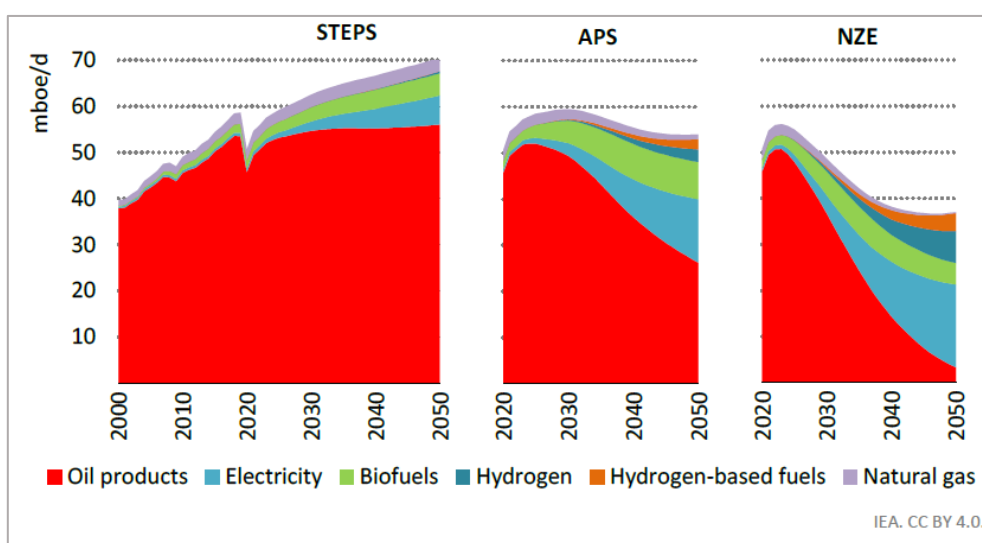


Figura 1.8: Energético utilizado en el transporte por escenario entre los años 2000-2050. Fuente: International Energy Agency, World Energy Outlook (2022).

Los principales sectores del transporte que aumentan el consumo de petróleo son la aviación y el transporte marítimo, productos petroquímicos (que utilizan petróleo como materia prima) y camiones pesados, donde sustituir por baterías eléctricas no es posible (International Energy Agency, World Energy Outlook 2022).

Las refinerías que continúen en operación, se espera que inviertan para reducir emisiones en las operaciones de refinación, a través de hidrógeno con bajas emisiones, biocombustibles líquidos, captura de carbono y optimización en eficiencia energética (International Energy Agency, World Energy Outlook 2022). En este sentido, como alternativa posible, los biocombustibles líquidos permitirían de forma sencilla adaptarse al transporte “pesado”, contribuyendo a los objetivos globales de ahorro de emisiones de GEI sin requerir una transformación significativa de la infraestructura existente y flotas de vehículos (Cruz et al., 2019; Su et al., 2021).

⁹ mboe/d: millones de barriles equivalentes de petróleo por día.

1.1.3 Matriz energética uruguaya rumbo a una segunda transición

Por Decreto del Poder Ejecutivo en 2008, y tras acuerdo interpartidario, Uruguay presenta una Política Energética 2005-2030 con acciones pioneras en la incorporación de fuentes de energía renovable. Esta política integra aspectos económicos, tecnológicos, ambientales, geopolíticos, éticos, sociales y culturales. A partir de los resultados obtenidos, se observa disminución de la dependencia internacional, menor incertidumbre a nivel de precios y menores efectos causados al ambiente (Vorga Leite, 2019; Dirección Nacional de Energía, 2012).

Gracias a esta política, como se aprecia en los gráficos de la Figura 1.9, la primera transformación de la matriz energética uruguaya atacó fuertemente el uso de recursos fósiles en lo que refiere a la generación de energía eléctrica, la matriz energética primaria en 2019 estuvo compuesta por 62 % de fuentes renovables, y si miramos solamente la generación de electricidad, el 97 % de los insumos para dicha generación fue de origen renovable (BEN19, Ministerio de Industria, Energía y Minería, 2019).

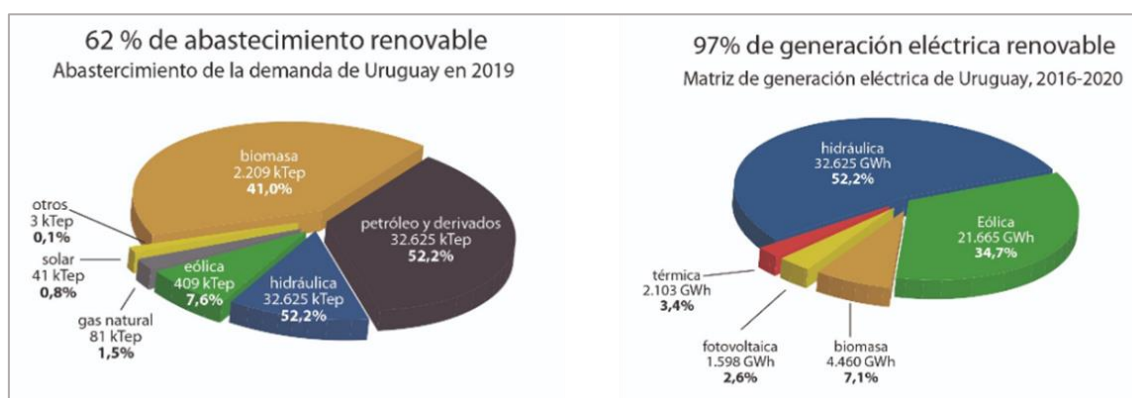


Figura 1.9: (a) Abastecimiento de la demanda de energía primaria en Uruguay (Matriz energética Nacional)/ (b) Matriz de generación eléctrica. Fuente: SEG ingeniería en base a datos de “Balance Energético Nacional 2019”, Ministerio de Industria, Energía y Minería, mayo 2021 e “Histórico de la composición Energética por Fuente”, UTE (mayo 2021).

A partir de 1990 existen publicaciones de los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) del sector energético del país. Las emisiones de CO₂ son estimadas según las Directrices del IPCC (Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático¹⁰) (Ver Anexo 5), versión 2006, y presentan al sector transporte como el principal emisor de GEI como puede observarse en el gráfico de la Figura 1.10, particularmente para el año 2021

¹⁰ Creado en 1988 para facilitar evaluaciones integrales del estado de los conocimientos científicos, técnicos y socioeconómicos sobre el cambio climático, sus causas, posibles repercusiones y estrategias de respuesta. Disponible en: <https://www.ipcc.ch/languages-2/spanish/>. Acceso 23/01/2024.

corresponde al 51 % de las emisiones de CO₂ (BEN2021, Ministerio de Industria, Energía y Minería, 2021).

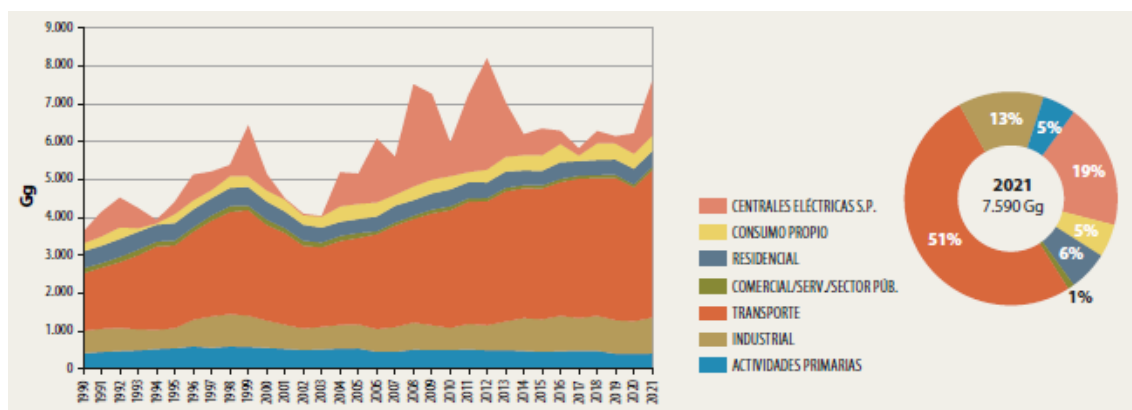


Figura 1.10: Emisiones de CO₂ por sector; donde 1 Gg (mil millones de gramos) corresponde a 1kton (mil toneladas). Fuente: BEN2021, Ministerio de Industria, Energía y Minería (2021).

En los últimos 20 años, la producción promedio mensual de combustibles líquidos en Uruguay tiene al gasoil como el producto mayoritario, lo que se puede observar en la Figura 1.11 (Ministerio de Industria, Energía y Minería, noviembre 2024).

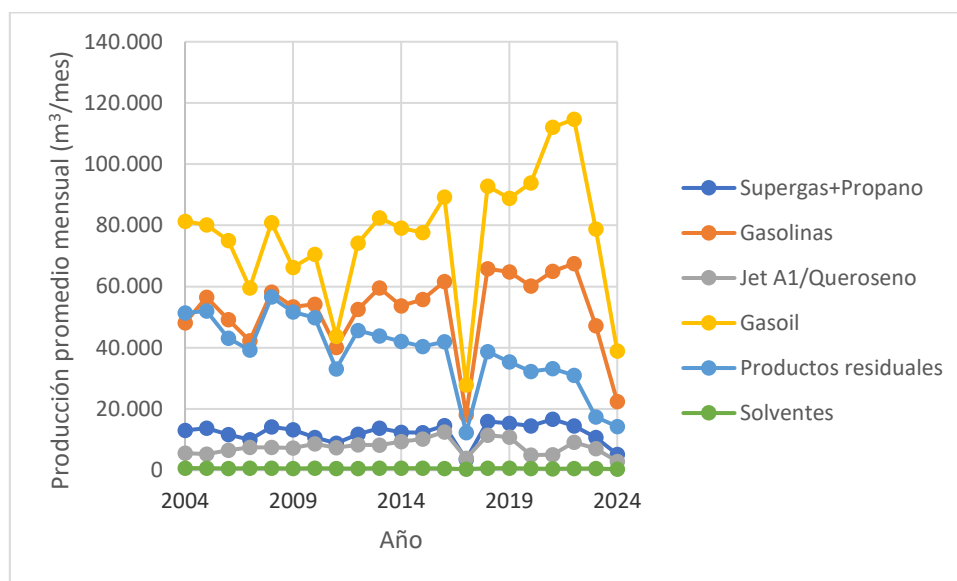


Figura 1.11: Producción promedio mensual por año de refinería¹¹ (Adaptado a partir de producción mensual de la refinería, noviembre 2024). Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Minería.

¹¹ Combustibles líquidos producidos y comercializados por ANCAP: Gasoil, hidrocarburo destilado de petróleo para uso en motores de ciclo diésel; Jet A1, hidrocarburo destilado de petróleo cuyo rango ebullición es de 150 a 260°C, compuesto principalmente por moléculas de hidrocarburos de 10 a 14 átomos de Carbono, destinado para turbinas del avión; Super 95/Premium 97, mezcla de hidrocarburos destilados de petróleo que satisface requerimientos de los motores de combustión interna con exigencias antidetonantes medias y elevadas, categorizándose por su número de octano, siendo 95 y 97 octanos respectivamente. Disponible en: <https://www.ancap.com.uy/92/1/combustibles.html>. Acceso 23/01/2024.

Esta producción de refinería se ve reflejada en las emisiones de CO₂ según la fuente, el gasoil se encuentra como el principal combustible fósil aportando al impacto ambiental, lo que puede verse en la Figura 1.12, (BEN2021, Ministerio de Industria, Energía y Minería, 2021).

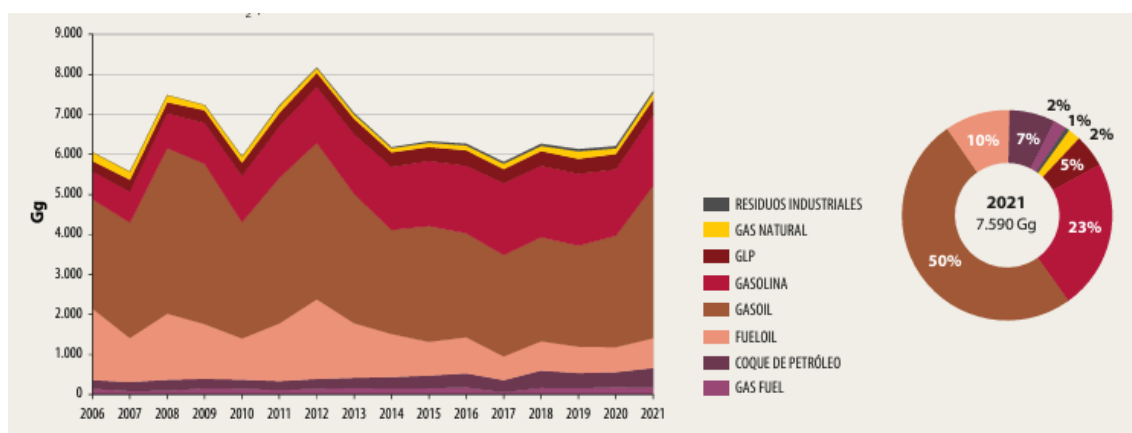


Figura 1.12: Emisiones de CO₂ por fuente. Fuente: BEN2021, Ministerio de Industria, Energía y Minería (2021).

No todo el gasoil es utilizado para transporte, como ejemplo, en el año 2021, se exportó energía eléctrica de origen fósil asociado a la baja hidráulidad, lo cual tuvo su impacto asociado a este sector, sin embargo, el transporte fue la principal categoría de emisiones de CO₂ (BEN2021, Ministerio de Industria, Energía y Minería, 2021).

Para seguir en el camino de la descarbonización del país, es necesario un segundo cambio en la matriz energética, poniendo al transporte como eje central, promoviendo políticas que incentiven la transición del sector (Verri, 2023).

El Gobierno uruguayo se basa en tres pilares fundamentales para lograr el cambio: *“la eficiencia energética, la movilidad eléctrica (rumbo a la descarbonización) y el desarrollo del hidrógeno verde y sus derivados”*, según menciona W. Verri, subsecretario del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), en un evento organizado por el BID¹² en 2023. Uruguay se encuentra con la puesta en marcha del proyecto ‘H2U’, financiado por el Fondo Sectorial de Hidrógeno Verde¹³, con una inversión de US\$ 10 millones, siendo un proyecto piloto con mirada hacia el transporte de carga pesada, sector que representa una demanda energética uruguaya del 28% (H2LAC, 2023). Sin embargo, la nueva “era energética” requiere fomentar cambios a corto plazo, en lo que habrá gran espacio para las “tecnologías de sustitución”, que puedan paulatinamente

¹² BID: Banco Interamericano de Desarrollo.

¹³ La Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII), el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) y el Laboratorio Tecnológico Uruguayo (LATU) crearon el Fondo Sectorial de Hidrógeno Verde, con el objetivo de financiar proyectos de investigación, innovación y formación en esta temática.

sustituir al petróleo y sus derivados, y los biocombustibles podrían ser una de las respuestas tecnológicas a ese futuro cercano (Guchin, 2023).

Los mencionados biocombustibles, derivados de biomasa, son materiales biológicos, de ciclo corto, en contraste con los fósiles, obtenidos de forma sustentable y sostenible, con emisiones de CO₂ neutras o próximas a la neutralidad (Guchin, 2023), debido a que este CO₂ puede ser procesado por las plantas a través de la fotosíntesis (CO₂ biogénico) (Dimitriadis et al., 2021), producidos de forma distribuida en el territorio como cultivos energéticos, y que permiten el uso de las mismas instalaciones que las usadas con el recurso fósil (Guchin, 2023).

“El desarrollo sustentable es hacer un uso correcto de los recursos actuales sin comprometer los de las generaciones futuras”, esto es que los “procesos sustentables preservan, protegen y conservan los recursos naturales actuales y futuros” (Reyna, acceso 23/01/2024). El cuidado del recurso suelo es tradición para Uruguay, presenta gran conocimiento del tipo de suelo y de las leyes asociadas con su protección para el uso (Guchin, 2023).

La sostenibilidad busca contribuir al desarrollo social de las personas apuntando a su calidad de vida, su salud, su educación y la cultura en general (Reyna, acceso 23/01/2024). Está demostrado que la biomasa es de las energías renovables que generan más empleo, en zonas donde existe la materia prima siendo posible generar desarrollo (Guchin, 2023).

La realización de un concepto completo de conversión de biomasa en combustible está todavía lejos debido a la gran demanda de combustibles, la madurez relativamente baja de las tecnologías involucradas, y los altos costos de capital y operación. A corto y mediano plazo, un escenario realista podría ser el co-procesamiento, especialmente para la producción de combustibles de uso directo, refiriéndose principalmente a la introducción de materias primas derivadas de la biomasa junto a las convencionales operando en unidades de refinería existentes (Cruz et al., 2019; Zhang et al., 2022).

1.2. Diésel como combustible en la nueva transición: tipos de biocombustible y materias primas

El gasoil o combustible diésel ha dominado el sector del transporte desde la fabricación del primer motor de combustión interna por compresión, creado en el año 1897 por Rudolph Diesel. Desde entonces, presenta una importante contribución a las emisiones de GEI que causan contaminación ambiental y efectos negativos sobre el cambio climático (Douvartzides et al., 2019).

El gasoil (o diésel oil en otras partes del mundo) es un “corte” del petróleo crudo obtenido por destilación fraccionada a presión atmosférica, principalmente y en un rango de temperaturas de

entre 250 °C y 360 °C. Se compone mayoritariamente de hidrocarburos saturados (denominados parafinas o alcanos) con un contenido de entre 8 a 21 átomos de carbono por molécula (C8 a C21). También lo conforman, en menor cantidad, naftenos o nafténicos (cicloparafinas) y aromáticos (Douvartzides et al., 2019).

Se define como biocombustible al combustible obtenido a partir de biomasa en estado sólido, líquido o gaseoso (Manual biorrefinerías España, 2017). La biomasa, como principal materia prima se refiere a la fracción biodegradable de una amplia gama de materiales como materia vegetal (incluidos cultivos y residuos agrícolas), desechos animales, desechos municipales y efluentes industriales. Además de las ventajas mencionadas en el final del capítulo anterior, los biocombustibles son materiales biológicos, renovables, producidos localmente y que permiten utilizar instalaciones ya construidas y en uso con fósiles (Guchin, 2023), se suma también, que la biomasa se caracteriza por un muy bajo contenido de azufre, generando menores emisiones de dióxido de azufre (SO₂) comparando con los combustibles convencionales de origen fósil (Dimitriadis et al., 2021).

Los biocombustibles por si solos y el procesamiento de la biomasa en conjunto con el fósil, van a jugar un papel destacado en el sector del transporte a corto plazo (Dimitriadis et al., 2021) a nivel internacional, ya que pueden mitigar los niveles de emisiones a la atmósfera y sustituir los combustibles líquidos fósiles en el futuro energético (Douvartzides et al., 2019).

Si bien los biocombustibles no se encuentran en la escala de sustituir al 100% el combustible fósil, si puede ser de forma parcial, esto lleva a tener en cuenta el concepto de biorrefinería (Guchin, 2023), es decir, una instalación donde la integración de procesos y tecnologías en una misma instalación, dan lugar a la transformación de la biomasa a través de diferentes procesos permite generar calor, electricidad y biocombustibles, además de un amplio espectro de bioproductos, como materiales variados, productos químicos, alimentos y ración animal (Manual biorrefinerías España, 2017).

1.2.1. Biocombustibles tradicionales/ Procesos tradicionales

Los biocombustibles denominados de primera generación biodiésel y bioetanol, aunque no hay una definición estricta para estas denominaciones (Machado, 2010), se basan en cultivos energéticos tradicionales (alimentarios) y/o grasa animal recuperada (ANCAP (a), acceso 2024), los cuales podrían ver limitados o discutidos sus beneficios ambientales según su producción y obtención, al tiempo que presentan inconvenientes de compatibilidad en los sistemas de combustión a los que se aplicarían sus semejantes de origen fósil (Bezergianni et al., 2018). Este tipo de biocombustibles son mezclados en diferentes proporciones con los de origen fósil,

debido a algunas restricciones técnicas que se aprecian particularmente en el uso de biodiesel, lo que impide aumentar su agregado en el gasoil (Sánchez et al., 2017; Bezergianni et al., 2018).

La materia prima vegetal utilizada como biocombustible tradicional es aquella que también constituye alimentos, semillas o plantas con alto contenido de aceite, almidón y azúcares, como el aceite de girasol, aceite de palma, aceite de ricino, aceite de coco, aceite de soja, aceite de maíz, aceite de canola, caña de azúcar, remolacha azucarera, etc., depende de la parte del mundo cual produzca y utilice. La tecnología utilizada usualmente para estos biocombustibles se define como convencional o tradicional utilizando la fermentación, la transesterificación o la digestión anaerobia (De Paz Carmona, 2015).

El principal biocombustible derivado de grasas y aceites comestibles justamente es el mencionado biodiésel, producido mediante el proceso de transesterificación de un aceite vegetal o grasa animal con un alcohol de cadena corta, usualmente metanol, en presencia de un catalizador, usualmente básico como NaOH o KOH, generando ésteres de alquilo (o en el caso del metanol, ésteres metílicos) de los ácidos grasos presentes en la materia prima de entrada (FAME = *Fatty Acid Metil Ester*) y, como subproducto se obtiene glicerol o también conocido como glicerina (Volonterio et al., 2017); puede observarse en la Figura 1.13. Si bien el metanol es el alcohol más utilizado por su menor precio, el etanol o, mejor dicho, el bioetanol, es el preferido, debido a la posibilidad de su obtención a partir de biomasa renovable y con ello su menor nivel de toxicidad (Bezergianni (a) et al., 2014).

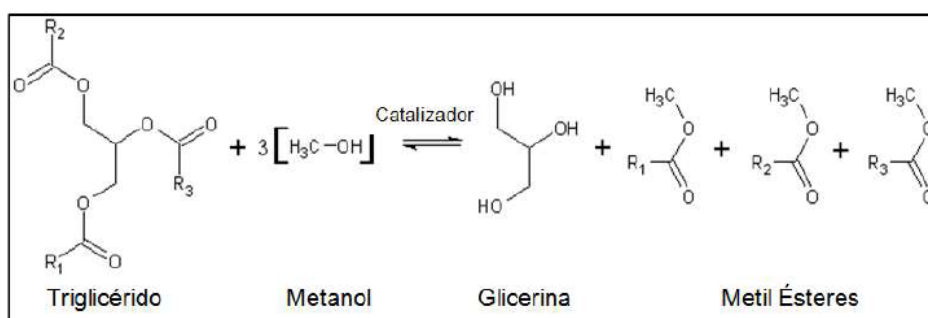


Figura 1.13: Producción de biodiésel, reacción de transesterificación. Fuente: De Paz Carmona (2015).

El proceso de transesterificación comienza con los triglicéridos presentes en la materia prima lipídica, liberación de los ácidos grasos y la consecuente ruptura de éstos hasta alcanzar los ésteres, con el objetivo de reducir la viscosidad y la volatilidad (Bezergianni (a) et al., 2014).

El costo de la producción se ve determinado por el precio de la materia prima, que implica hasta el 88% del costo total. Los aceites vegetales de semillas como soja, canola, girasol, etc., son la materia prima básica para producir biodiesel en el mundo, trayendo consigo el debate "*alimento*

versus combustible", lo que genera implicaciones económicas, pero también sociales (Bezergianni (a) et al., 2014).

La discrepancia para la producción de biocombustibles a gran escala a partir de biomasa tradicional se centra particularmente en el disponer la agricultura para la producción de energéticos en vez de producir alimentos, especialmente en los países que se encuentran en desarrollo. Considerar la posibilidad de generar escasez de alimentos y el encarecimiento de los precios toma como principal argumento la competencia entre los tipos de cultivos cuando se trata de inversiones rurales y agrícolas, infraestructura, agua, uso de fertilizantes, mano de obra cualificada, entre otros puntos, aunque su contribución es controvertida debido a la complejidad e incertidumbre que presenta su modelado (Tomei, J. y Helliwell, R; 2016).

Sin embargo, este pensamiento debería observar la realidad en el mundo del juego de la oferta y la demanda de alimentos, donde países industrializados generan excedente de comida, alimentan al ganado en vez de a los humanos, la producción agrícola no se utiliza al máximo de sus posibilidades dejando de lado las ventajas y desventajas de los biocombustibles (Tomei, J. y Helliwell, R; 2016). La definición de "alimento" podría ser cuestionable, la mayoría de los cultivos para biocombustibles no son alimentos básicos, por ejemplo, el aceite de palma es utilizado para cocinar en Asia y África, sin embargo, es más probable su uso en productos de lujo como productos de confitería. En EE. UU., principal productor de aceite de maíz, no sólo utilizan este aceite como alimento básico, sino que la mayor parte de la producción se destina a alimento de ganado (Tomei, J. y Helliwell, R; 2016). La clave está en la sostenibilidad (Vilela, 2022) y en los múltiples usos y mercados donde introducir estos cultivos "*flexibles*" que permitirá a los proveedores de materia prima cubrir riesgos por su producción (Tomei, J. y Helliwell, R; 2016; Manual biorrefinerías España, 2017).

Tanto el costo como la discusión podrían reducirse con el uso de alternativas más económicas, centradas en materias primas de biomasa, pero con la característica de ser residuales o de desecho (Bezergianni (a) et al., 2014; Bezergianni et al., 2018). Aceites de cocina usados, grasas animales recuperadas, son materias primas consideradas en este punto, sin embargo, podrían reducir las características de calidad del biocombustible, por ejemplo, la cantidad de ácidos grasos libres¹⁴ podría ser mayor, afectando la acidez del producto (Bezergianni (a) et al., 2014; Dyk et al., 2019), así como también el contenido de agua, por lo que podrían requerir un pretratamiento (Bezergianni et al., 2018).

¹⁴ Definición de "Ácidos grasos libres" y otras palabras en el Anexo 1.

El aceite de cocina usado es una materia prima alternativa a la tradicional, con una disponibilidad satisfactoria en cuanto a cantidad y costo, sin embargo, una de las principales desventajas es la recolección. Los puntos de generación son muy variados por lo que el acceso al mismo presenta dificultad (Bezergianni et al., 2018; comunicación ALUR, 06/08/2024). La diferencia en composición inicial y luego del uso del aceite vegetal (ya declarado no comestible) parece ser insignificante. Hay estudios que demuestran que aplicar un pretratamiento de filtración al aceite de cocina usado, en una única etapa (filtro Whatman N°41), lo habilita a ser usado en la producción del biocombustible (Rana et al., 2013), mientras tanto, otros estudios detectan la necesidad de mayor inversión en el proceso de fabricación del biodiésel para obtener un producto de calidad estándar (Estevez et al., 2022).

El debate “comida vs combustible” aceleró el surgimiento de aceites no comestibles como una alternativa preferible en la generación de combustibles renovables, lo que se ha definido como “*Biocombustibles 1.5*”, donde se incluyen aquellos producidos de forma convencional, pero con materias primas diferentes, alternativas a las anteriores (Machado, 2010). Las plantas oleaginosas no comestibles como la *Jatropha* (jatrofa, piñon), el mango marino o el árbol del caucho se adaptan a condiciones áridas y semiáridas, sin necesidad de tierras con alto contenido de humedad y fertilización, por lo que son aptas para tierras agotadas. Se reduce entre un 20 y un 40% el costo de producción de biodiésel basado en este aceite alternativo, por lo que parecen ser una buena alternativa para reducir los costos de producción del biocombustible (Bezergianni et al., 2018).

El verdadero inconveniente tras la producción de biodiésel a escala industrial en el mundo, con consecuencias apreciables en las últimas tres décadas, es la enorme cantidad de residuos, teniendo al glicerol como principal componente. Gestionar este producto secundario se ha vuelto un problema ya que no existen procesos en la industria que puedan captar la enorme producción. Se suma la desventaja, que el glicerol obtenido por este medio presenta muy baja calidad, debido a la mezcla con otros componentes secundarios como son el metanol, agua, presencia de sales y en baja proporción, monoglicéridos (Estevez et al., 2022).

Las características de los ésteres de ácidos grasos son más parecidas a las del gasoil que las de su materia prima lipídica precursora sin modificar (para conocer la descripción de las propiedades del gasoil ver Anexo 3). El índice/número de cetano del biodiésel es superior al del gasoil, lo que indica buena capacidad de autoignición del combustible. El poder calorífico y la densidad presentan valores acordes con los del gasoil. El contenido de azufre, debido a su

procedencia, es muy bajo. El punto de inflamación del biodiésel presenta valores superiores al del fósil, variando en el entorno de 96 a 188 °C, mientras que el valor de punto de saturación de filtro en frío (POFF) o taponamiento de filtro es satisfactorio (Bezergianni y Dimitriadis, 2013) aunque dependerá de la materia prima utilizada y el punto de fusión de los componentes (Volonterio et al., 2017). El biodiésel también presenta buena propiedad lubricante, esto permite mejorar la vida útil del motor evitando el rozamiento y desgaste de piezas, sumado que, por sus características renovables, podría llegar a reducir las emisiones de dióxido de carbono en un 78% en comparación con su homólogo fósil (Estévez et al., 2022).

Como desventajas de este combustible renovable, el biodiésel presenta varios inconvenientes relacionados con la presencia de dobles enlaces en la constitución de su cadena hidrocarbonada, estos dobles enlaces le confieren al biocombustible baja estabilidad oxidativa respecto del gasoil fósil, que no sólo acorta su vida útil causando problemas de almacenamiento, sino que también, puede generar polímeros, que producen depósitos en los filtros y boquillas de los motores resultando en un combustible menos eficiente¹⁵. Cuanto mayor sea el grado de saturación de la materia prima, como grasas animales, aceites de palmas tropicales, etc., mejor será la estabilidad oxidativa, sin embargo, empeora las propiedades de flujo del producto por ser componentes con temperaturas de fusión más elevadas (Volonterio et al., 2017).

También se presenta como problema, el alto contenido de agua, que acorta la vida útil de los filtros de combustible del vehículo e incrementa problemas de corrosión (Bezergianni y Dimitriadis, 2013). Comparado con el diésel, se considera que las emisiones de óxido de nitrógeno (NOx) son superiores (Estévez et al., 2022). Otra característica desfavorable para el biodiésel, entre el 80,4 % y el 91,2 % del producto se degrada después de los 30 días, mientras que, para el gasoil, la biodegradabilidad es sólo del 24,5 % (Estévez et al., 2022), esto tiene aparejado el crecimiento microbiano que, debido a la presencia de agua se hace probable y con ello la desestabilización del producto (Estévez et al., 2022).

Si bien se encuentra en desarrollo avances tecnológicos para nuevos biocombustibles líquidos, hoy el biodiésel es el producido en mayor cantidad, dada la sencillez de su producción y a sus propiedades reológicas¹⁶ (pueden verse sus propiedades y su comparación con el diésel fósil en la Tabla 1.1) (Estevez et al., 2022).

¹⁵ Estos inconvenientes suelen contemplarse en normas sobre calidad de biodiésel. En Uruguay, Norma UNIT 1100, Instituto Uruguayo de Normas Técnicas.

¹⁶ Estudian el comportamiento de los fluidos sometidos a carga mecánica. Disponible en: <https://www.infinitiaresearch.com/noticias/reologia-y-propiedades-reologicas-de-los->

1.2.1.1. Biodiésel en Uruguay

La “Ley de Agrocombustibles” (Ley N° 18.195) promulgada en 2007, *“tiene por objeto el fomento y la regulación de la producción, la comercialización y la utilización de agrocombustibles”* (Ministerio de Industria, Energía y Minería, consulta 30/10/2023) a partir de la cual se introduce a la matriz energética nacional los biocombustibles. ALUR es una sociedad anónima, que tiene a ANCAP como accionista mayoritario (algo más del 90%), operando desde 2006, y tiene como misión producir biocombustibles, gestionar la cadena agroindustrial de manera sostenible y dar valor agregado a dicha producción. ALUR, es único como proveedor de biodiésel para ANCAP (Lado, 2017).

ANCAP mezcla biodiésel en el gasoil desde fines del 2009. Según la Ley mencionada en el párrafo anterior, se autorizó a incorporar hasta un 2 % de biodiésel al gasoil de uso automotivo hasta el 2008. En el periodo del 2009 – 2011, la incorporación del 2 % se establece obligatoria y a partir del 2012 es obligatoria la incorporación de 5 % de biodiésel en la mezcla (ANCAP (c), acceso 2024).

Según un artículo 156 votado en la Rendición de Cuentas de 2021 (Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático, 2022), se elimina la obligatoriedad del agregado del 5 % de biodiésel al gasoil a partir del 1° de enero de 2022. De todas formas, se mantiene la producción a la espera de opciones comerciales para colocar la producción de ALUR y mantener la sustentabilidad del biocombustible (Oyhenard, 2021).

Como característica, Uruguay produce exclusivamente biodiésel de primera generación, teniendo en cuenta que es producido con materias primas alimentarias. Éstas deben ser de producción agropecuaria nacional, y se distribuyen entre soja (cerca de una 47,5 %), canola (25 %), sebo vacuno (25 %) y aceite usado de fritura (cerca de un 2,5 %). Los co-productos obtenidos son principalmente harinas proteicas para alimento animal y glicerol que es comercializado con diversos usos (ANCAP (a), acceso 2024).

Respecto al sebo vacuno, se trata de un subproducto de la *“industria frigorífica nacional”*, el cual hasta el momento tenía usos irrelevantes en la industria alimentaria, ración animal y de jabones y detergentes, que hace sea destacable su incorporación en la generación de combustible renovable (Lado, 2017).

Con relación a la utilización de aceites usados de fritura como materia prima, el criterio de considerarlo como la gestión y el aprovechamiento energético de un residuo contaminante, más

materiales/#:~:text=Las%20propiedades%20reol%C3%B3gicas%20estudian%20el,se%20deforma%20y%20se%20tensiona. Acceso: 07/02/2024.

que como producción de biodiésel en sí, sería lo correcto. Los volúmenes que hoy se tratan son bajos, esto se debe a la *“dificultad intrínseca que es la logística, la recolección, el transporte, el procesamiento, el mezclar aceites de diferentes orígenes que requieren todo un tratamiento previo para lograr un biodiésel de calidad”* (Lado, 2017).

El modelo productivo de nuestro país permitiría implementar biocombustibles para sustituir de forma parcial el hidrocarburo fósil, y de esta forma evitar la discusión de la relación del combustible con los alimentos. Uruguay tiene 2 millones de hectáreas (ha) agrícolas, otros 2 millones forestales, ocupamos menos del 2,5 % de áreas disponibles para plantar con zonas destinadas a biocombustibles. Además de que Uruguay produce alimento para 30 millones de personas siendo casi la décima parte de sus habitantes (Guchin, 2023). Avanzar en cultivos energéticos desplazando cosas más importantes es donde hay que ser cuidadoso, en el desplazamiento del uso de suelos. Para eso Uruguay cuenta con la Ley de Planes de uso y manejo responsable del suelo (N° 19.355), entre otras varias leyes y resoluciones que lo involucran, presentando tradición en usar correctamente el recurso (Guchin, 2023).

Hoy en día ALUR, se encuentra trabajando en un proyecto de generación de biocombustibles con capacidad de materia prima superior a la requerida por este trabajo de estudio, es de esperar entonces que pueda ser proveedora de la materia necesaria. La disponibilidad de materia prima nueva y usada, así como de sebo vacuno en nuestro país, se describe con más detalle en el Anexo 4.

1.2.2. Biocombustibles tradicionales/ Procesos alternativos

Si bien la utilización del biodiésel en motores de ignición por compresión ha sido una herramienta muy eficaz y conveniente para nuestro país y el mundo, sustituyendo al menos parcialmente el uso de derivados del petróleo, este presenta algunos inconvenientes como fue mencionado anteriormente.

Resulta entonces conveniente, encontrar alternativas que transformen los triglicéridos de los ácidos grasos de la materia grasa a utilizar, para generar un biocombustible con estructura química diferente y mejoradas propiedades, de forma que se asemeje más a las del diésel de petróleo (Kovacs et al., 2011).

1.2.2.1. Green Diésel

Como una alternativa posible, los triglicéridos pueden ser hidrogenados en alcanos lineales en una unidad de hidrotratamiento, mediante el uso de catalizadores habituales para la unidad, bajo condiciones similares a las típicas para el gasoil, de alta temperatura y presión de hidrógeno (Volonterio et al., 2017). La eliminación del oxígeno del triglicérido es a través de reacciones

químicas en presencia de hidrógeno, resultando los hidrocarburos respectivos de los ácidos grasos del lípido y como sub-productos agua, monóxido de carbono (CO) y/o dióxido de carbono (Sánchez et al., 2017). En la Figura 1.14 se puede ver un ejemplo de reacción de triglicéridos para la obtención del diésel renovable.

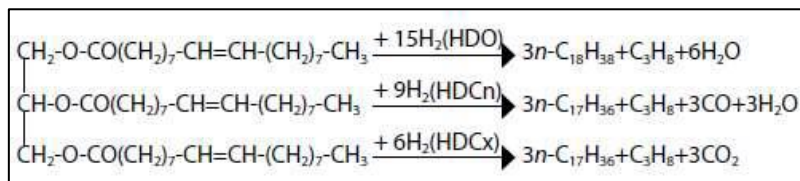


Figura 1.14: Esquema de las tres principales funciones que pueden darse en la conversión de un triglicérido en presencia de hidrógeno. Fuente: Volonterio et al. (2017).

El combustible “tipo diésel” obtenido de este proceso recibe el nombre de diésel renovable, diésel verde (“*Green diesel*”) o aceite vegetal hidrogenado (HVO). Una ventaja de este proceso se centra en que se trata de una tecnología ampliamente desarrollada en la industria del petróleo (Sánchez et al., 2017).

Otra ventaja es que el hidroprocesamiento catalítico no genera subproductos difíciles de tratar, a diferencia del biodiésel que va acompañado del glicerol (Estévez et al., 2022).

Si bien el diésel verde es un nuevo biocombustible, ya se produce a escala industrial. La primera planta se puso en marcha en 2007 en una refinería de Finlandia con una capacidad de 170.000 toneladas anuales (Estévez et al., 2022).

El diésel renovable o “*Green Diesel*”, puede ser empleado en motores diésel sin ninguna modificación previa, ya que no presenta restricción en los porcentajes de mezcla con gasoil (Sánchez et al., 2017). Contiene una mezcla de alcanos lineales o ramificados y, si la hidrogenación de las cadenas carbonadas es completa, puede tener excelente estabilidad termo-oxidativa y elevado número de cetano (Kochetkova et al., 2016; Estévez et al., 2022), permitiendo una mejora en el desempeño térmico en los cilindros de combustión interna (Castillo, 2016). Además, el valor de poder calorífico es más alto en comparación con el biodiésel (Estévez et al., 2022).

Como el proceso de hidroprocesamiento incluye reacciones de desulfuración, el diésel verde es un combustible bajo en azufre (< 10 ppm en peso), no sólo por la reacción en la que participa sino también por la procedencia de la materia prima generando muy bajas emisiones de GEI (Bezergianni y Dimitriadis, 2013).

El número de cetano del diésel verde oscila entre 75 y 99, siendo un resultado mucho más alto comparado con valores de referencia del diésel fósil, lo que demuestra ser un sustituto

competitivo. El rango de densidad del diésel verde es 0,77–0,83 g/mL, que también cumple con el estándar diésel-biodiésel. Su valor de poder calorífico neto está entre 42 y 44 MJ/kg, lo que es similar al del diésel convencional, mientras que el bajo contenido de aromáticos (< 0,1 % en peso) conduce a una combustión más limpia. En cuanto a sus propiedades de flujo en frío, su punto de escurrimiento oscila entre -3 y 29 °C, mientras que su punto de enturbiamiento es de -25 a 30 °C. Finalmente, el diésel verde tiene un punto de inflamación de 68 a 120 °C, por lo tanto, es seguro para su manipulación y almacenamiento (Ver propiedades en Tabla 1.1 y Anexo 3) (Bezergianni y Dimitriadis, 2013; Estevez et al., 2022).

Tabla 1.1: Resumen de propiedades de Combustible Renovable lipídico versus Diésel fósil. Fuente: Elaboración propia a partir de Bezergianni y Dimitriadis (2013); Estevez et al. (2022).

Propiedad	Diésel Fósil (Valor especificación ANCAP ¹⁷)	Biodiésel (EN 14214)	Green Diesel
Número de cetano	40-55 (≥48)	45-72,7	75-99
Poder calorífico inferior (MJ/kg)	43	37,1-40,4	42-44
Densidad (g/mL)	0,83-0,85 (0,82-0,86)	0,855-0,9	0,77-0,83
Punto de inflamación (°C)	52-136 (≥45)	96-188	68-120
POFF (°C)	-6 (≤-3, -1, 0, depende de la época del año))	Entre -13 y 15	>20
Punto de enturbiamiento (°C)	-5	Entre -3 y 17	Entre -25 y 30
Punto de escurrimiento (°C)	-21 (≤-5)	Entre -15 y 16	Entre -3 y 29
Lubricidad (μm)	226-354 (≤460)	--	>700
Contenido energético (BTU/gal)	129	118K	1233K
Azufre (ppm)	<10 o <50 (≤50)	<5	<10
Agua (mg/kg)	<200 (≤200)	28,5-500	45-95
Emisiones NOx (Porcentaje en comparación con el diésel fósil)	Línea de base	+10	-10 a 0
Viscosidad a 40° (mm ² /s)	1,0-4,1 (2,0-4,7)	2,9-11	2,5-4,15
Aromáticos HPLC (%masa)	<11		<0,1
Destilación 90%vol. (°C)	<360 (≤360)		298-342
Calentamiento global (gCO ₂ eq/MJ)	79,93	61,35	-7,32
Acidificación (gSO ₂ eq/MJ)	0,547	0,7	0,396
Agotamiento de la capa de ozono (mgCFC-11eq/MJ)	0,012	0,006	0,003

¹⁷ Especificación ANCAP: Es competencia de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) la regulación en materia de calidad, seguridad y defensa del consumidor y fiscalización de las actividades referidas la importación, refinación, transporte, almacenamiento y distribución de petróleo, combustibles y otros derivados de hidrocarburos. También es responsable de la importación, exportación, producción y comercialización de agrocombustibles. Disponible: <https://www.gub.uy/unidad-reguladora-servicios-energia-agua/hidrocarburos>. Consulta 31/10/2024

Hoy, la producción de diésel verde se trata de una tecnología ampliamente utilizada en el mundo, varias compañías están incorporando esta tecnología en la generación de combustibles. Los siguientes párrafos muestran algunos ejemplos de ello:

- *“Suecia tiene previsto reducir el impacto climático del sector transporte en un 70% (excluyendo la aviación) y contar con una flota de vehículos libres de combustibles fósiles para 2030. Finlandia se convertirá en un país neutral en cuanto a emisiones de carbono para 2035”.* Ambos países han invertido en el desarrollo de una industria renovable en biocombustibles líquidos con apoyo del sector público y privado (Diamante (a), 2020).
- Neste, es la compañía finlandesa con mayor producción mundial de diésel renovable. Es una de las refinerías de petróleo más importantes de Europa, representando *“la transición de una industria basada en el petróleo crudo a proveedores de combustibles renovables para vehículos”.* En enero de 2017, se dio el primer bombeo realizado por una estación de Neste, *“MY Renewable Diesel”*, un diésel renovable a partir de materia lipídica que permitió reducir las emisiones de GEI hasta en un 90 % (Diamante (b), 2020).
- Eni, una empresa energética de Italia produce combustibles renovables en su refinería en Gela, a partir de *“tecnología Ecofining™ desarrollada conjuntamente por Eni y UOP”*¹⁸. En Venecia se dio el primer ejemplo mundial de convertir una refinería convencional en una biorrefinería. La producción de biocombustibles en estas refinerías permite o ayuda a Eni a satisfacer a Europa la alta demanda de combustibles alternativos. *“Eni actualmente convierte alrededor del 25 % del aceite de cocina usado recuperado de Italia en biocombustibles (HVO)”.* (Honeywell, 2021).
- *“El proceso UOP Ecofining de Honeywell, desarrollado junto con Eni SpA, convierte aceites naturales no comestibles, grasas animales y otras materias primas residuales en diésel renovable y SAF¹⁹, y puede reducir las emisiones de gases de efecto invernadero hasta en un 80 % en comparación con las emisiones de combustibles fósiles”* (El periódico de la energía, 2023).

1.2.3. Biocombustibles de segunda generación

Los biocombustibles de segunda generación, conocidos también biocombustibles celulósicos, no son producidos con materias primas alimentarias, sino que, por el contrario, se trata de

¹⁸ UOP: Honeywell UOP, es una empresa multinacional estadounidense que desarrolla y suministra tecnología para la refinación de petróleo, el procesamiento de gas, la producción petroquímica y las principales industrias manufactureras. Disponible en: <https://uop.honeywell.com/>. Consulta 26/03/2024.

¹⁹ SAF: Combustible sostenible de aviación.

residuos agroindustriales y gramíneas forrajeras los cuales permiten obtener gran producción de biomasa (Machado, 2010), es una materia prima alternativa altamente prometedora (Dimitriadis et al., 2021). Si comparamos su producción con la de los biocombustibles de primera generación, esta resulta significativamente más compleja, de todas formas, se trata de una tecnología existente, pero que aún no se encuentra aplicada para la producción a gran escala (Machado, 2010).

Nueva generación de biocombustibles basada en la utilización de biomasa lignocelulósica, de origen vegetal, compuesta principalmente de celulosa, hemicelulosa y lignina, para dar origen a un bioaceite que puede ser utilizado como intermediario en la producción de dichos biocombustibles líquidos (Bagnato et al., 2021).

La pirólisis es una tecnología que consta de la descomposición térmica de la biomasa, mediante aplicación de calor en ausencia de oxígeno y, en algunos casos, en presencia de un catalizador, lo que da como resultado la producción de productos combustibles sólidos, líquidos y gaseosos (Dimitriadis et al., 2021). El principal producto líquido de la pirólisis de biomasa es el bioaceite, también denominado aceite de pirólisis, líquido de pirólisis, aceite pirolítico, madera líquida, humo líquido, etc. Es un líquido oscuro, color marrón rojizo, de olor característico a humo. Esta biomasa lignocelulósica, se somete al calentamiento rápido a temperaturas alrededor de 400-500 °C en ausencia de oxígeno (pirólisis rápida o *flash*), alcanzando un rendimiento en el proceso de entre 70 % y 80 % en peso (Bezergianni et al., 2018). De todas formas, la calidad final del bioaceite producido depende en gran medida de la calidad inicial de la materia prima que ingresa, cuanto mayor sea el contenido de lignina mejor será la calidad y rendimiento del bioaceite (Panchasara y Ashwath, 2021).

Los principales compuestos presentes en el bioaceite (Figura 1.15) son una solución acuosa de varios productos derivados de la fragmentación de celulosa y hemicelulosa y de la despolimerización de lignina. La mezcla consta de varios compuestos orgánicos (20-30 % en peso), agua (19-20 % en peso), oligómeros solubles en agua (WS, también conocida como humina pirolítica) y oligómeros (WIS, también conocido como lignina pirolítica) (43-59 % en peso) que pueden ser eficientemente utilizado para varias aplicaciones, como combustible directo, producción de productos químicos y otras (Bagnato et al., 2021).

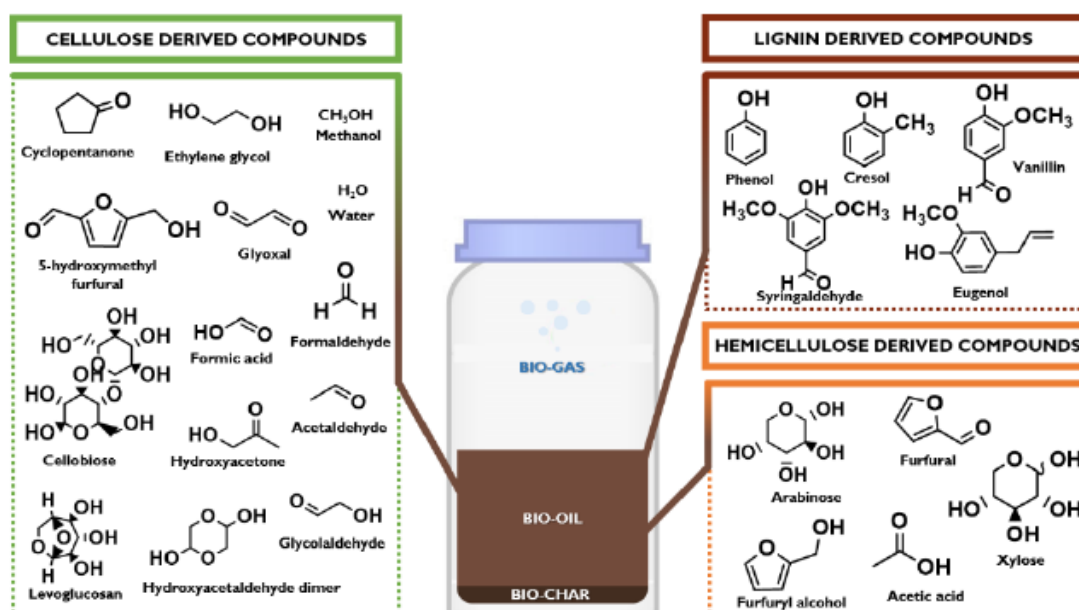


Figura 1.15: Composición química simplificada del bioaceite: principales compuestos derivados de la lignocelulosa. Fuente: Bagnato et al. (2021).

Sin embargo, el bioaceite tal cual se obtiene del proceso de pirólisis no es adecuado para ser usado como combustible directo, debido a su bajo poder calorífico, alto retardo de ignición, alta acidez, baja estabilidad térmica, alta viscosidad, mala lubricación y formación de depósitos en el motor, atribuidos al elevado contenido de oxígeno, el que genera una compleja mezcla de compuestos oxigenados y agua (desde compuestos orgánicos de cadena corta hasta polímeros) (Dimitriadis et al., 2021; Bagnato et al., 2021).

Dentro de los problemas que el bioaceite presenta está la miscibilidad con las posibles corrientes de refinería con las cuales co-procesar, la composición del aceite de pirólisis contiene altas cantidades de ácidos, fenoles, éteres, cetonas, aldehídos y ésteres, lo hace inmiscible con los hidrocarburos no polares del diésel (parafinas, nafténicos y aromáticos), afectando la combustión en la mezcla final. Otro de los problemas que enfrenta es su atomización, provocado por el valor de viscosidad superior al del diésel convencional, teniendo en cuenta que la formación de un rocío efectivo es de vital importancia en el sistema de combustión (Dimitriadis et al., 2021).

Por lo tanto, se considera importante un paso de mejora previo, según estudios de miscibilidad, los cuales son pocos, se ha observado que mediante el proceso de hidrotratamiento catalítico (HDT)²⁰ previo, se logra que la mezcla con cortes de refinería intermedios mejore (Dimitriadis et al., 2021), y de esta forma junto a la eliminación del oxígeno estamos frente a una materia prima

²⁰ Tratamiento con H₂ según reacción catalítica descrita en apartado 2.2.1.

prometedora para la generación de biocombustibles (Bagnato et al., 2021). En la Figura 1.16 a continuación, se puede observar el aspecto del bioaceite antes y después de aplicar el hidrotratamiento y su correspondiente separación de fases.

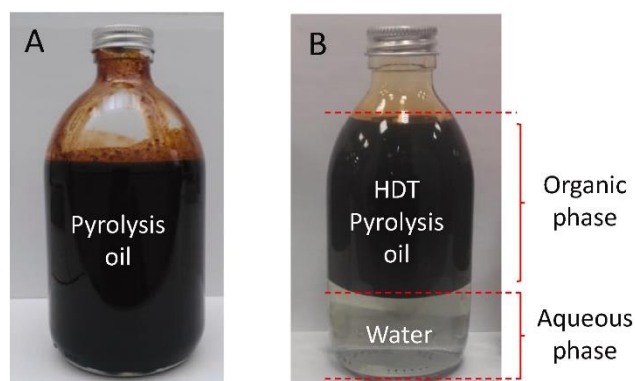


Figura 1.16: Bioaceite para alimentación – A con pirólisis; B con pirolisis e hidrotratamiento. Fuente: Dimitriadis et al. (2021).

1.2.4. Biocombustibles directos

Con todas las materias primas mencionadas anteriormente (aceites vegetales tradicionales nuevos o usados, grasa animal, aceites no comestibles, biomasa celulósica), es posible realizar co-procesamiento con corrientes de la transformación del petróleo y unidades convencionales de refinería para obtener un diésel híbrido, mezclado o co-procesado, sin embargo, los aceites vegetales son los utilizados predominantemente, ya que están disponibles en volúmenes mayores que las demás materias primas, tienen una densidad de energía relativamente alta y se pueden transportar fácilmente en grandes cantidades. El aceite de cocina usado y el sebo vacuno también han sido utilizados por empresas²¹ en sus instalaciones de diésel renovable a gran escala (Dyk et al., 2019, Estévez et al., 2022). De todas formas, es de conocimiento que se requerirán tecnologías emergentes basadas en materia prima lignocelulósica para satisfacer las demandas del mercado de los biocombustibles directos, ya que el suministro de materias primas a partir de materia grasa lipídica es limitado en relación con las demandas de los sectores de transporte de larga distancia del mundo (Dyk et al., 2019).

Los biocombustibles directos se han definido como “biohidrocarburos líquidos que son funcionalmente equivalentes a los combustibles derivados del petróleo (“combustibles directos”) y son totalmente compatibles con la infraestructura petrolera existente, incluida la infraestructura que incluye motores y turbinas” (Karatzos et al., 2017; Dyk et al., 2019). “Funcionalmente equivalentes, no químicamente idénticos”, esta forma de equivalencia es

²¹ Por ejemplo, Neste en Róterdam, Finlandia y Singapur: Neste es la más importante empresa de refinación de petróleo que está produciendo una cantidad significativa de diésel renovable, aunque algunas otras empresas de petróleo y gas, como ENI y Total. Fuente: Estévez et al., 2022.

medida verificando las propiedades del combustible frente a especificaciones²², dichas propiedades se evalúan en función de normas de referencia, para el tipo de combustible en comparación (Karatzos et al., 2017). Los biocombustibles directos serán esenciales en sectores como la aviación para alcanzar los objetivos de reducir emisiones de GEI y mitigar el cambio climático (Dyk et al., 2019).

Salvo el bioetanol, los biocombustibles directos consisten en una mezcla de hidrocarburos, que serán definidos por sus características funcionales, como es el perfil de destilación, la viscosidad de la mezcla, el punto de inflamación, la acidez, etc. El número de carbonos de las moléculas componentes y el rango de punto de ebullición de estas, son los parámetros que se utilizan más comúnmente para distinguir entre gasolina (destilados livianos), gasoil-diésel y combustibles para aviones (destilados medios), etc. (Figura 1.17). La gasolina se utiliza normalmente en motores de encendido por chispa y se compone de una mezcla de hidrocarburos C_4 - C_{12} con un contenido aromático del 20 al 40 % (Karatzos et al., 2017). El diésel se utiliza principalmente en motores de compresión y contiene hidrocarburos C_{10} - C_{22} con un 25 % de contenido aromático (Karatzos et al., 2017; Savvas Douvartzides et al., 2019). El combustible de aviación es una mezcla de ambos de C_8 - C_{16} con un máximo de 25 % de contenido aromático (Karatzos et al., 2017).

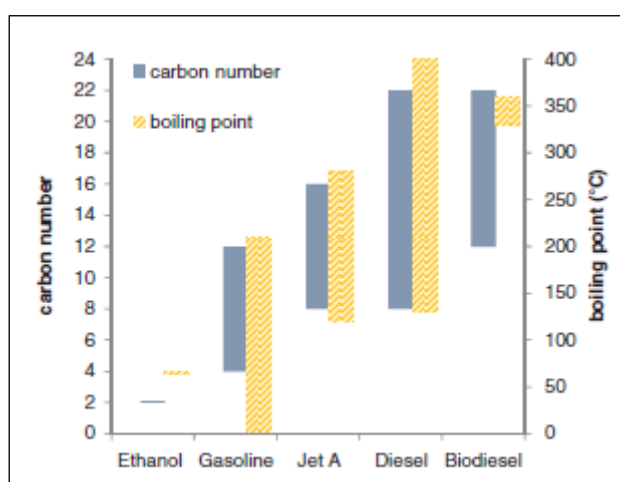


Figura 1.17: Número de carbonos y rango de ebullición de combustibles para transporte comercial²³.

Fuente: Karatzos et al. (2017).

En resumen, en los últimos años el hidroprocesamiento catalítico se ha empleado como tecnología avanzada para biocombustibles en una amplia gama de materias primas de origen biológico, principalmente dedicada a los lípidos. En general, la tecnología está disponible a

²² Especificaciones: Manual ANCAP de Especificaciones de los Combustibles, Disolventes y Asfaltos derivados del petróleo, 2024.

²³ Tener presente que el combustible “Diésel” es equivalente al Gasoil en Uruguay por valores del rango de ebullición. Fuente: Ficha técnica Gasoil 50S. Disponible www.ancap.com.uy. acceso 31/01/2024.

escala industrial, lo que convierte los aceites vegetales hidrotratados (HVO), el “diésel verde” producido a partir de lípidos comestibles y sebo vacuno o lo que se denomina “diésel blanco” producido a partir de aceites de cocina usados como biocombustibles “*de uso inmediato*” para el transporte carretero y de aviación (Bezergianni et al., 2018).

Capítulo 2: Objetivo

2.1. Objetivo general

El objetivo general de estudio del presente trabajo será evaluar las emisiones de Gases de efecto Invernadero y Consumo de Energía Fósil, aplicando la metodología del Análisis de Ciclo de Vida, al Gasoil 50S obtenido en la refinería de petróleo de ANCAP, considerando el agregado de biomasa lipídica a la unidad de hidrotratamiento de destilados medios. Se compararán las emisiones estimadas del proceso actual con el de co-procesamiento, y distintos escenarios de interés.

2.2. Objetivos particulares

- Evaluar la posibilidad de diversificar la matriz de combustibles para transporte del país poniendo foco en el gasoil por ser el combustible de mayor consumo.
- Evaluar la posibilidad de introducir agrocombustibles al proceso de refinación en la refinería de ANCAP.
- Modelar el proceso de obtención de gasoil 50S de una refinería con las características de la refinería de ANCAP La teja a partir de una herramienta informática (SimaPro) tal que sea posible realizar el análisis del ciclo de vida del producto de interés.
- Definir posibles mejoras al proceso de producción del gasoil 50S co-procesado con materia prima grasa o sin co-procesamiento a lo largo del ciclo de vida del producto de interés.

Capítulo 3:

Metodología

3.1. Procesos de refinación potenciales para el co-procesamiento

Dos características son importantes en una refinería que integre intermediarios de base biológica, procesos que conviertan moléculas grandes en moléculas más pequeñas, y procesos que eliminen oxígeno (Dyk, et al. 2019). Es así como se determinan dos potenciales unidades de refinería para implementar co-procesamiento de biocombustibles: La Unidad de Hidroprocesamiento Catalítico y la Unidad de Craqueo Fluido Catalítico (FCC). Ambos procesos están presentes en la mayoría de las refinerías (Bezergianni et al., 2018). El diagrama de los procesos que se llevan a cabo en la Refinería de La Teja de ANCAP y las unidades potenciales de co-procesamiento se pueden observar en la Figura 3.1. Los procesos de operación de la refinería se describen en detalle en el Anexo 2.

Dentro del hidroprocesamiento catalítico hay 2 tipos de procesos: El hidrotratamiento catalítico (HDT/HDS) y el hidrocrqueo catalítico (HDC).

El hidrotratamiento catalítico, es el proceso cuyo principal objetivo es aumentar la relación hidrógeno/carbono y así eliminar heteroátomos como azufre, nitrógeno y oxígeno, (este último de gran interés al procesar materias primas biológicas); así como también metales. El hidrotratamiento catalítico permite la reducción parcial de aromáticos (hidrogenación), la conversión de olefinas a parafinas, y otros procesos para mejorar la calidad de las fracciones, en presencia de catalizadores y cantidades significativas de hidrógeno (Bezergianni et al., 2018).

El hidrocrqueo catalítico es un proceso de conversión severo, en el cual se requiere adición de hidrógeno a alta presión y es utilizado para reducir el punto de ebullición de las fracciones de petróleo. Se alimenta generalmente de corrientes de destilados medios pesados como por ejemplo gasoil pesado atmosférico y aceite pesado de vacío. Se trata de un proceso costoso y no es adecuado para materias primas con alto contenido de oxígeno (Dyk et al., 2019). Este proceso no se tendrá en cuenta en la discusión dado que en la refinería de ANCAP La Teja no se cuenta con esta unidad.

En cuanto al craqueo catalítico fluido (FCC) es el proceso más ampliamente usado en la refinería para la conversión de fracciones pesadas como el aceite pesado de vacío. Primero se rompen las moléculas, se forman las olefinas y luego se cortan las cadenas de alquilo unidas a los anillos aromáticos si tienen tres o más carbonos (Dyk et al., 2019), para al final obtener gasolina y gas propano como productos claves (Murzin, Dmitry Yu., 2015; Dyk et al., 2019).

Teniendo en cuenta los requerimientos para trabajar el co-procesamiento, el carbono renovable derivado de la biomasa se puede agregar al FCC y al HDS, generando gasolina y diésel como

[illegible]

La materia prima fósil que utilizar en el co-procesamiento dependerá de la unidad de refinería a la cual ingrese. En el caso de operar en la unidad de HDS, las posibles fracciones o cortes de crudo son del tipo destilado medio, gasoil atmosférico (AGO) proveniente de la destilación atmosférica, Aceite de ciclo liviano (LCO) proveniente de *cracking*, y aceite liviano de la destilación a vacío. Si se co-procesara en la unidad de FCC, la materia prima fósil proviene de la unidad de destilación a vacío, se trata de un aceite más pesado que el que ingresa en HDS. Las propiedades de las fracciones fósiles utilizadas como materia prima para co-procesar se mencionan en la Tabla 3.1, Figura 3.2:

Tabla 3.1: Fracciones de petróleo candidatas para co-procesar. Fuente: Elaborado propia a partir de Bezergianni et al. (2018) y Dimitriadis et al. (2021).

Propiedad	Unidad	AGO (Gasoil atmosférico)	LCO (Aceite de ciclo liviano)	ALV o LVGO (Gasoil de Vacío liviano o Aceite liviano de vacío)	APV o HVGO (Gasoil de Vacío pesado o Aceite pesado de vacío)
Origen	--	Destilación atmosférica	Cracking catalítico	Destilación a vacío	Destilación a vacío
Densidad a 15°C	g/mL	0,85-0,86	0,95-0,96	0,84-0,92	0,91-0,97
Viscosidad Cinemática a 40 °C	cSt	2,4-16,1	2,2-2,7	8,9-17,5	
C	%m/m	85,87	88,95	85,91	
H	%m/m	13,50	9,82	12,99	
N	%m/m	0,25	0,11	0,20	0,10
S	%m/m	0,35	0,9	0,46	
O	%m/m	0-0,50	0,22	0-0,44	0,37
Aromáticos	%m/m	27-43	76-87	23	59
Agua	mg/kg	55	105	45	
Estabilidad a la Oxidación	min	1011,2	239,0	1028,2	
Rango de destilación 10 (%m/m)	°C	215-266	227-257	253-400	337-400
Rango de destilación 90 (%m/m)	°C	346-392	313-368	492-550	530-550
Unidad a la que ingresa la corriente	--	HDS	HDS	HDS	FCC



Figura 3.2: Corrientes candidatas para co-procesar. Fuente: Elaborado a partir de Dimitriadis et al. (2021).

3.1.1. Co-procesamiento aplicado en Hidrotratamiento Catalítico

Son muchos los estudios relacionados al hidrotratamiento de materia grasa (Unidad HDS), 100% lípido (HVO), o co-procesando. A continuación, se resumen algunos de ellos en la Tabla 3.2:

Tabla 3.2: Estudios aplicados al hidrotratamiento de materia prima grasa. Fuente: Elaboración propia a partir del estudio de diferentes artículos disponibles.

Lípido o Lípido/Hidrocarburo	Catalizador	Presión	Temperatura (°C)	LHCV (h ⁻¹)	Rendimiento másico (del producto líquido)	Comentarios	Referencia
Aceite de Soja	Ni - CoMoS	2,5 -15 MPa	300 - 440			Se estudia efecto de la T y PH ₂	Kim et al., mayo 2013
Aceite de Higuierilla	Ni- Mo	90 bar	350°C				Sánchez. L, 2017
Aceite de girasol alto oleico	NiMo - Pt - Pd	100 bar	350°C			Se estudian rendimientos y condiciones de reacción	Volonterio et al., 2017
Aceite de piñón con diésel o gasóleo ligero primario	CoMo/Al ₂ O ₃		330, 340 y 350			En relación volumétrica Hidrocarburo/Lípido 4:1, el diésel renovable obtenido en ambos casos (diésel o gasóleo primario) tuvo mejores propiedades físicas y químicas que el diésel y gasóleo procesado en forma pura.	Martínez Romero, 2011
Aceite de fritura con gasoil de carga de HDS	CoMo/Al ₂ O ₃ NiMo/Al ₂ O ₃	70 - 80 kg/cm ²	350 - 400			Relación Hidrocarburo/Lípido 5:10 %v/v	Héctor de Paz Carmona, 2015
Aceite de Higuierilla	NiMo/Al ₂ O ₃ (4.5% NiO y 20% MoO ₃)	90 bar	350		82,90%	Donde se obtuvieron mejores rendimientos. Conc de catalizador 10 %	Sánchez, 2017
Aceite de pirólisis (neumáticos) y aceite vegetal (aceite de canola)	CoMo/Al ₂ O ₃	9,1 MPa	350		90%	Con el aumento del aceite de neumáticos aumenta el rendimiento líquido	Yinglei Han, 2017
Aceite de Soja	Pd, Ni, CoMoSx y NiMoSx	9,2 MPa	400		alrededor del 90%	Se prueban diferentes condiciones de P y T bajo los diferentes catalizadores	Kim et al., diciembre 2013
Ácidos grasos	Pd, Pt y Ni sobre γ-Al ₂ O ₃ ,		300				Hermida, 2014
Aceite de soja	NiMo y CoMo γ-Al ₂ O ₃ Pt, Pd, Ni y Ru	9,2 MPa	400			Se prueba el efecto de los catalizadores	Veriansyah et al., 2011
Aceite de cocina usado	NiMo/ γ-Al ₂ O ₃	1200 psig	330	1		Hidrotratamiento+isomerización Comparaciones LCA	Bezergianni (a) et al., 2014
Aceite de soja usado con gasoil (LAGO)	Ni-W/SiO ₂ -Al ₂ O ₃ NiMo/Al ₂ O ₃	50 bar	340 - 380	2 y 4	80 - 95 %	El rendimiento depende del catalizador y las condiciones	Rana et al., 2013

Lípido o Lípido/Hidrocarburo	Catalizador	Presión	Temperatura (°C)	LHCV (h ⁻¹)	Rendimiento másico (del producto líquido)	Comentarios	Referencia
Aceite de ricino	NiMo/Al ₂ O ₃		270 y 350		Doble etapa de hidroprocesamiento, rendimiento aprox. 80 %		Orozco et al., 2017
Aceite de algodón (10% volumen) y diésel desulfurado (90% volumen)	CoMo/Al ₂ O ₃	3 Mpa	305 a 345	5 - 25		El catalizador se mantuvo estable durante las primeras 100hs de corrida y después de 400hs su actividad se mantuvo constante teniendo un 85 % del valor inicial	Sebos et al., 2009
Aceite de colza	CoMo/Al ₂ O ₃	4 Mpa	320 - 380				Kochetkova et al., 2015
Aceite de girasol	NiMo/Al ₂ O ₃ /F	20 - 40 bar	350 - 370	1			Kovács et al., 2011
Aceite de girasol/HVGO	NiMo/Al ₂ O ₃	50 bar	300 - 450	4,97	aprox. 87 %	El rendimiento aumento con el aumento de aceite vegetal y la T de reacción	Huber et al., 2007
Aceite usado de cocina/HAGO	NiMo/Al ₂ O ₃	56 bar	350	1	92		Bezergianni (b) et al., 2014
Aceite usado de cocina/HAGO	NiMo/Al ₂ O ₃ CoMo/Al ₂ O ₃	56 bar	330 - 370	1		Efectos positivos del Aceite residual para HDS y HDN con catalizador con Ni, y efecto negativo con catalizador con Co	Bezergianni (c) et al., 2014
Aceite de colza (10-20% peso) con gasóleo ligero primario (80-90% peso)	NiMo/Al ₂ O ₃	3 - 5 Mpa	320 - 380			Con un contenido de aceite de entre 10 % y 20 %, se analizan efectos positivos en propiedades por el agregado de aceite al gas oil	Walendziewski et al., 2009
Aceite de colza grado alimenticio compuesto principalmente de ácido oleico, linoleico y linolénico	Ni/Al ₂ O ₃ , Mo/Al ₂ O ₃ y NiMo/Al ₂ O ₃	3,5 Mpa	260 - 280	0,25 - 4		Los catalizadores bimetálicos de NiMo mostraron mayores rendimientos de hidrocarburos que los catalizadores monometálicos en una conversión dada.	Kubicka y Kaluza, 2010

Como se mencionó anteriormente en la tabla se resumen sólo algunos de los estudios realizados a la generación de *green diesel*, es decir, hidrotratamiento de material lipídico (principalmente aceites vegetales comestibles), además de algunos estudios aplicados a co-procesar con cortes refinados de combustible fósil. En ambos casos se presentan buenos rendimientos de combustibles líquidos, trabajando en temperaturas del entorno de los 300-400 °C, presiones variadas en la operación dada por la presencia del hidrógeno necesaria para llevar a cabo las reacciones buscadas, en presencia de catalizador. La presión de hidrógeno influye en el grado de saturación de los dobles enlaces, es decir, a baja presión de hidrógeno se mantendrá un bajo nivel de saturación de olefinas, por lo que este parámetro dependerá de la carga que se esté procesando (Kubicka et al., 2009). En los casos analizados se destaca que es posible utilizar catalizadores de diferentes tipos, sin embargo, se debe de tener en cuenta la composición de los productos líquidos que se quiere obtener, ya que esto se encuentra fuertemente influenciado por el tipo de catalizador (Veriansyah, et al. 2011). Los catalizadores bimetálicos de NiMo muestran mayores rendimientos de hidrocarburos (producto deseado) que los catalizadores monometálicos para una conversión dada (Kubicka y Kaluza, 2010). También es de destacar que, varios estudios han obtenido que el diésel co-procesado con lípidos presenta algunas propiedades físicas y químicas con mejores resultados que el diésel fósil procesado en forma pura por lo que, la adición de materia grasa a la corriente de hidrocarburo tiene un efecto positivo durante la reacción (Martínez Romero, 2011).

3.1.2. Co-procesamiento aplicado en *Cracking* Catalítico

Ahora si nos centramos en la otra opción de co-procesamiento, el punto de inserción de FCC se presenta económicamente atractivo ya que no requiere hidrógeno externo y los catalizadores son más tolerantes a las materias primas biológicas con mayor contenido de oxígeno que los catalizadores de hidroprocesamiento. Los catalizadores de FCC generalmente son conformados por zeolita en matriz de sílice o alúmina, se regeneran de forma continua en el proceso quemando los depósitos de coque (carbón) en un regenerador conectado a la unidad FCC antes de recircular. La regeneración y combustión del carbón son reacciones exotérmicas, el calor liberado es utilizado en la propia refinería. Sin embargo, el exceso de producción de coque resultante de suministrar materia prima de base biológica a la unidad podría causar aumentos excesivos de temperatura que dañando el catalizador FCC, lo que plantea un desafío para mantener un equilibrio de calor adecuado (Dik et al., 2019).

Los triglicéridos iniciales presentes en la biomasa grasa son compuestos con alto contenido de oxígeno, mientras que los productos finales deben ser hidrocarburos libres de este, en

consecuencia, el procesamiento de FCC debería promover la desoxigenación eficazmente de las moléculas de entrada. Se considera que las condiciones habituales de la unidad FCC son lo suficientemente severas como para descomponer los hidrocarburos oxigenados pesados y producir una mezcla de diferentes hidrocarburos más cortos, generando principalmente agua y gases carboxílicos (CO y CO₂) a partir del oxígeno, lo que se ha demostrado a través de trabajos experimentales donde se observó que, durante el co-procesamiento se forma aproximadamente 13 veces más agua que dióxido de carbono (Ng et al., 2015; Bezergianni et al., 2018). También se ha observado que el rendimiento total de combustible, es decir, el producto deseado propano+gasolina, disminuyó a medida que el contenido de materia prima grasa aumentó del 0 % al 100 % en la mezcla de entrada al proceso, atribuyéndose esta disminución al contenido de oxígeno de la alimentación (Bezergianni et al., 2018).

Entender el co-procesamiento en la unidad FCC tiene como clave la evaluación experimental previa y su pasaje a condiciones reales. *“Opciones como un reactor de prueba de micro-actividad (MAT²⁴), evaluación avanzada de catalizadores (ACE²⁵), micro-risers²⁶ a escala de laboratorio y la unidad de craqueo catalítico de dos etapas a escala de laboratorio, así como plantas piloto”* (Dik et al., 2019), han sido utilizadas para evaluar el catalizador, el comportamiento del reactor y la formación de productos a partir de las mezclas de entrada, sin embargo, los diferentes estudios relacionados concluyen que si bien las configuraciones de análisis ayudan a comprender mejor lo que sucede en el co-procesamiento de materias primas biológicas, confirman *“el desafío de predecir con precisión la distribución del producto (coque versus productos líquidos)”* (Dik et al., 2019), dado que según la evaluación a diferentes escalas han sido diferentes los resultados obtenidos (Dik et al., 2019; Bezergianni et al., 2018).

3.1.3. Resumen de procesos disponibles (más usados)

En resumen, el mercado mundial de diésel verde está creciendo en grandes volúmenes. En la Tabla 3.3 se listan los principales productores de diésel verde. La mayoría de los productores desarrollan sus propias tecnologías: Neste NExBTL, UOP/Eni EcofiningTM, UPM BioVerno, etc. Algunas refinerías de petróleo han desarrollado métodos para el co-procesamiento simultáneo de materias primas de triglicéridos con intermediarios del petróleo, como destilado medio de primera destilación y/o aceite liviano de vacío, esto resulta económicamente atractivo para las

²⁴ MAT, es un reactor de prueba de microactividad totalmente automático, computarizado y estandarizado (ASTM D3907). Consulta 27/08/2023. Disponible en: <https://www.micromeritics.com/pilot-plants/>

²⁵ ACE, Advanced Cracking Evaluation, Se trata de una microplanta piloto que simula la operación de FCC. Consulta 27/08/2023. Disponible en: <https://libros.uam.es/tfm/catalog/download/1020/1840/1930?inline=1>.

²⁶ Riser, reactor FCC.

refinerías existentes, que pueden combinar el hidrotratamiento de los triglicéridos con la hidrodesulfuración del gasoil en el mismo reactor y sobre los mismos catalizadores sulfurados como CoMo/Al₂O₃ y NiMo/Al₂O₃.

Tabla 3.3: Principales productores de Diésel Verde. Fuente: Savvas Douvartzides et al. (2019).

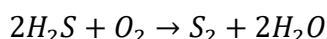
Nombre de la compañía	Ubicación	Materia prima	Capacidad	Tecnología
Neste	Los países bajos	Aceites vegetales y grasas animales de desecho.	1.000.000 ton/año	NExBTL
Neste	Singapur	Aceites vegetales y grasas animales de desecho.	1.000.000 ton/año	NExBTL
Diamond Green diesel	EE. UU.	Aceites vegetales no comestibles y grasa animal.	900.000 ton/año	Ecogining™
UOP/eni	Italia	Aceites vegetales, grasa animal y aceite de cocina usado.	780.000 ton/año	Ecogining™
Neste	Finlandia	Aceites vegetales y grasas animales de desecho.	380.000 ton/año	NExBTL
Renewable Energy Group (REG) Inc.	EE. UU.	Materias primas altas y bajas en ácidos grasos libres.	250.000 ton/año	Dynamic Fuels LLC
AltAir Fuels	EE. UU.	Aceites no comestibles naturales y desechos agrícolas.	130.000 ton/año	Ecogining™
UPM Biofuels	Finlandia	Tall oil crudo (resina obtenida como subproducto del procesamiento de la celulosa en la industria del papel).	100.000 ton/año	UPM BioVerno
NOTA: Además, hay compañías que co-procesan aceites vegetales con destilados de petróleo como Petrobras (Brasil), Cepsa (España), Preem (Suecia), Repsol (España) y Petróleo Británico (Australia).				

El co-procesamiento más utilizado es el hidrotratamiento catalítico que normalmente se lleva a cabo entre 350 y 450 °C y entre 50 y 100 bar mezclando entre un 5 % y un 20 % de aceites vegetales con un 80 % y un 95 % de gasóleo y produce productos en fase gaseosa como hidrocarburos saturados C₁-C₄, propano verde, CO, CO₂, etc., y productos en fase líquida como el diésel verde con alto rendimiento.

debido a la formación de coque, necesitando compensar la actividad con un aumento de la temperatura, que a su vez debe controlarse para evitar un craqueo excesivo de la materia prima que lleve a una desactivación más severa (Delistovich, 2023). Al final del ciclo, aproximadamente 40 meses (Pedezert, comunicación 29/03/2023), la temperatura puede ser entre 380 y 410 °C, requiriendo la regeneración de dicho catalizador. Cumplida la vida útil del catalizador, determinada en función del rendimiento y economía del proceso (tras varios ciclos de regeneración), éste debe reemplazarse (Murzin, Dmitry Yu., 2015).

La presión parcial de hidrógeno depende de la materia prima que trate; alimentaciones más “livianas” requieren una presión menor. La presión de hidrógeno alta es beneficiosa para mantener estable el catalizador al disminuir la desactivación. Se da por esto que, la relación hidrógeno/hidrocarburo debe ser lo suficientemente grande para evitar la desactivación, no sólo evitando la coquización, sino también disminuyendo la presión parcial del gas H₂S generado, que tiene un efecto inhibitor considerable sobre la desulfurización. Sin embargo, no puede ser demasiado alta ya que generaría un reciclo de gas muy elevado (Murzin, Dmitry Yu., 2015; Delistovich, 2023).

Aguas abajo el producto se enfría y luego se separa a través de dos separadores, de alta y baja presión, obteniéndose una fase gaseosa y otra líquida. El gas procedente del separador de alta presión, que contiene hidrógeno, se separa primero del H₂S mediante lavado con amina y luego se recicla. El H₂S debe ser eliminado posteriormente a través del proceso Claus, junto al gas de escape del separador de baja presión:



La corriente líquida del separador de baja presión se depura con vapor dando un producto desulfurado (Murzin, Dmitry Yu., 2015).

3.2.2. Co-procesamiento en HDS

Las grasas y aceites de origen vegetal y animal están compuestos principalmente de triglicéridos, siendo una fuente renovable de energía, capaces de ser transformados a biocombustible con una estructura química y propiedades similares a las del gasoil. Una alternativa es convertir los triglicéridos, mediante el proceso de “hidrotratamiento” el cual consiste en someter la materia grasa a condiciones de alta temperatura y presión de hidrógeno en presencia de un catalizador adecuado. De esta forma se puede remover de forma total el oxígeno de los triglicéridos y así obtener una mezcla de parafinas e isoparafinas de punto de ebullición similar al del combustible fósil, además de propano, “biopropano”, como subproducto (Volonterio et al. 2017).

Según un estudio donde se adiciona en HDS aceite de soja residual a destilados medios fósiles, no se ve disminuida la actividad de desulfurización del fósil con una conversión de triglicéridos del 100 %. Esto indica que la desoxigenación de la materia biológica y la hidrodesulfuración no son reacciones competitivas, ocurriendo ya sea en diferentes sitios catalíticos o el número de sitios activos es lo suficientemente grande para ambas reacciones, demostrando en ese sentido la viabilidad del co-procesamiento, bajo las condiciones estudiadas. Además, se observó, que la energía de activación para la eliminación general de azufre es mucho menor que la de la eliminación de Oxígeno (Rana et al., 2013). De todas formas, otros autores expresan la dependencia de la competitividad de las reacciones con el tipo de catalizador utilizado (Kochetkova et al., 2016).

La eliminación de oxígeno es clave con el ingreso de materia prima biológica a la unidad, cuanto mayor sea el contenido de oxígeno más H_2 será requerido para obtener una relación efectiva de H/C y llevar a cabo esta eliminación, en la Figura 3.4 se presentan las relaciones H/C para diferentes tipos de materia prima. Si bien pueden estar presentes otros heteroátomos como el nitrógeno, el oxígeno se destaca por reducir la densidad energética del combustible. Además, los biocombustibles que contienen oxígeno se limitan a volúmenes de mezcla bajos, dado que, los grupos funcionales que contienen oxígeno atraen agua, aumentando el riesgo de corrosión de las tuberías y los contenedores de almacenamiento (Dyk, et al. 2019).

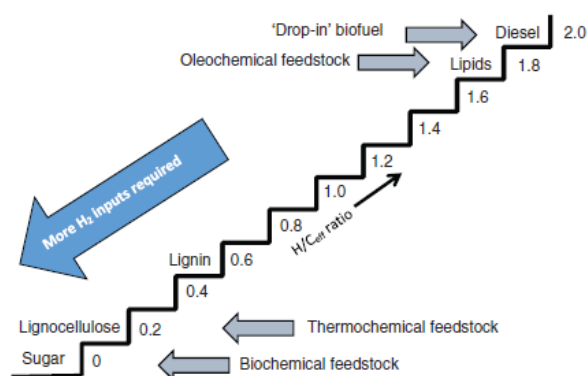


Figura 3.4: Relación efectiva de hidrógeno a carbono en "escalera" para diferentes materias primas.
Fuente: Dyk et al. (2019).

Es por eso que, la etapa más importante de la conversión catalítica es la eliminación de oxígeno que se genera tras la hidrogenación de los dobles enlaces olefínicos. Inicialmente se forman los triglicéridos hidrogenados y los átomos de oxígeno en ellos son eliminados típicamente por tres tipos de reacciones: hidrodeoxigenación (HDO), descarbonilación o hidrodescarbonilación (HDCn), decarboxilación o hidrodecarboxilación (HDCx). Las tres reacciones producen hidrocarburos y convierten al glicerol (constituyente del triacilglicerol) en propano, pero con

características que las diferencian: Diferente consumo de hidrógeno, diferentes largos de cadena, diferentes co-productos (Volonterio et al., 2017; Bezergianni et al., 2018; Veriansyah et al., 2012); Hermida et al., 2015; Kochetkova et al., 2016; Kim et al., 2013; Dyk, 2019). Las reacciones de las que participa la biomasa lipídica en la unidad de HDS son las que se presentan en la Figura 3.4.

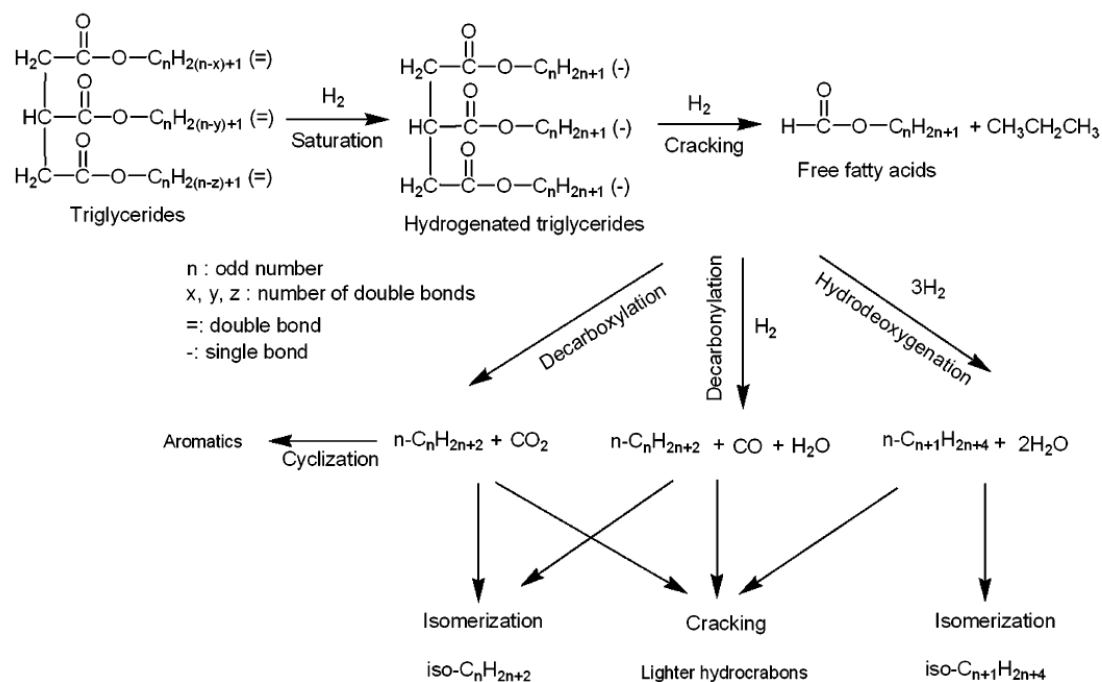


Figura 3.4: Posibles vías de reacción de los triglicéridos sobre el catalizador de hidrotratamiento. Fuente: Veriansyah et al. (2012)

Seleccionar las condiciones adecuadas para aumentar el rendimiento de los hidrocarburos deseados (C_{15} a C_{18}), dependerá del conocimiento sobre el proceso que se tenga (Rana et al., 2013).

La HDO mantiene el largo de la cadena de los ácidos grasos del material de partida formando alcanos con un número par de átomos de carbono y el oxígeno se elimina en forma de agua, mientras que las otras dos reacciones reducen en una unidad el largo de cadena generando alcanos con número impar de átomos de carbono. En la reacción de HDC_n , el oxígeno se elimina en forma de agua y CO ; y en la reacción de HDC_x , el oxígeno se elimina en forma de CO_2 (Veriansyah et al., 2012; Kochetkova et al., 2016; Volonterio et al., 2017).

Como se muestra en la Tabla 3.4, los ácidos grasos que forman mayoritariamente las materias primas lipídicas posibles de usar en el co-procesamiento en refinería, contienen 18 carbonos (C_{18}) llevando a mantener cadenas de 18 carbonos si se da la reacción de HDO, o pasar

principalmente a cadenas de 17 carbonos (C_{17}) al darse las reacciones de HDC_n y HDC_x (Volonterio et al., 2017).

Tabla 3.4: Ácidos grasos de la materia lipídica a co-procesar y porcentaje de aceite en las semillas oleaginosas. Fuente: Elaboración propia a partir Plascencia et al. (2006); Moreira Santos (2012); Castillo Fernández (2018).

Ácido graso	Palmítico	Esteárico	Oleico	Linoleico	Linolénico		
Lípidos (N° de carbonos:N° de dobles enlaces)	16:0 (%)	18:0 (%)	18:1 (%)	18:2 (%)	18:3 (%)	Otros (%)	%Óleo
Soja	11,0	4,0	24,0	54,0	7,0	-	15-25
Colza	4,1	1,7	68,8	17,2	7,6	0,6	40,0
Sebo Vacuno	25,2	15,7	42,2	5,3	0,5	11,1	-

Además de las reacciones principales, que son las que contribuyen a obtener el producto de interés, convirtiendo triglicéridos en “biogasoil”, pueden ocurrir reacciones secundarias, dadas las extremas condiciones de reacción. Debido a la presencia de agua en los productos, la hidrólisis podría ser una de ellas, dando la aparición de ácidos grasos libres, diglicéridos y monoglicéridos. Además, la alta temperatura y presión puede desencadenar en fenómenos de craqueo generando una gran diversidad de compuestos con largos de cadena inferiores a los del material de partida. Reacciones de elongación y aromatización (ciclación) no son descartada, así como también deben de tenerse en cuenta reacciones de isomerización que convierte parafinas en iso-parafinas y que generalmente son útiles para mejorar las propiedades en frío (Volonterio et al., 2017; Hermida et al., 2015). Estas reacciones secundarias, presentadas en la Tabla 3.5, dependerán, como se mencionó anteriormente, de las condiciones del proceso, temperatura, presión, características del reactor y naturaleza del catalizador que, ajustando los parámetros, pueden favorecerse unas u otras.

La difusividad del hidrógeno a través de la película líquida sobre las partículas del catalizador es importante para el sistema de reacción (Kochetkova et al., 2016), ya que posteriormente, el CO_2 , CO e hidrógeno pueden reaccionar en la superficie del catalizador para formar CH_4 (reacción de metanación o metanización y CO (reacción inversa de cambio de agua-gas, dependiendo de las condiciones de reacción y del catalizador utilizado (Kochetkova et al., 2016; Hermida et al., 2015; Kim et al., 2013).

Tabla 3.5: Posibles reacciones durante el hidrotratamiento. Fuente: Kim et al. (2013).

	Reacción	Ecuación	AH ₅₇₃ (kJ/mol)
Reacciones en fase líquida	Descarboxilación	$R - COOH \rightarrow R - H + CO_2(g)$	9,2
	Descarbonilación	$R - COOH + H_2 \rightarrow R - H + CO(g) + H_2O(g)$	48,1
	Hidrodesoxigenación	$R - COOH + 3H_2 \rightarrow R - CH_3 + 2H_2O(g)$	-115,0
Reacciones en fase gaseosa	Metanación	$CO + 3H_2 \leftrightarrow CH_4 + H_2O$	-216,4
		$CO_2 + 4H_2 \leftrightarrow CH_4 + 2H_2O$	-177,2
	Cambio de agua-gas	$CO + H_2O \leftrightarrow H_2 + CO_2$	-39,2

3.2.2.1. Consumo de Hidrógeno

Aumentar el caudal de hidrógeno mejora la eficacia de la hidro-desulfurización de los destilados medios (HDS) incluso co-procesando materia grasa, ya que el HDS es proporcional a la presión parcial del hidrógeno. La cantidad de hidrógeno adicional consumida dependerá del tipo de materia prima, es decir, lípidos saturados o insaturados y la ruta de reacción que está relacionada con el mecanismo y la cinética del proceso. El grado de saturación de la materia prima inicial influye dado que cuanto más saturada, como por ejemplo sebo vacuno, permite un menor consumo de hidrógeno cuando el objetivo es el diésel renovable (Bezergianni et al., 2018).

La velocidad relativa entre las reacciones de HDC_x y HDO son en el hidrotratamiento importantes debido a que afectan el consumo de hidrógeno, los rendimientos del producto, la inhibición del catalizador, la composición y el tratamiento del gas del hidrotratamiento, además del balance térmico del proceso (Kochetkova et al., 2016).

Las reacciones de HDC_n y HDC_x son ligeramente endotérmicas. Mientras que HDC_n requiere una molécula de hidrógeno, la HDC_x no consume ninguna. En el caso de la HDO, reacción exotérmica, se requieren tres moléculas de hidrógeno por cada molécula de ácido graso (Kim et al., 2013).

A modo de ejemplo, el cual puede observarse de forma ilustrada en la Figura 3.5, si trabajamos con triglicéridos del aceite de colza/canola con cuatro dobles enlaces por molécula y un mol de triglicéridos se convierte por la vía de hidrodescarboxilación, entonces, se consumirán 7 moles de hidrógeno. Si la conversión del mol de triglicéridos reacciona a través de la ruta de hidrodesoxigenación, se consumirán 16 moles de hidrógeno. Sin embargo, si todo el CO₂ producido por la ruta de hidrodescarboxilación se cambiara a CO, y todo el CO se convirtiera

posteriormente en metano, la ruta consumiría un total de 19 mol de hidrógeno. (Kochetkova et al., 2016).

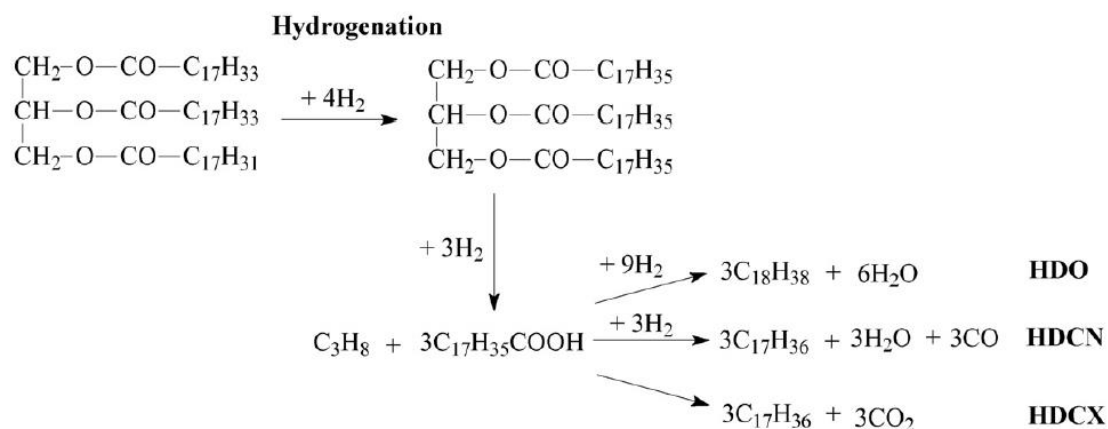


Figura 3.5: Principales reacciones que ocurren durante el hidrotratamiento de triglicéridos, aplicado como ejemplo a una molécula de Aceite de Colza/Canola. Fuente: Kochetkova et al. (2016).

Durante el hidrotratamiento de los aceites vegetales, tanto sólo como co-procesando, el hidrógeno se suministra en exceso, lo que promueve la eliminación de agua del catalizador (subproducto de la HDO), evitando así su desactivación (Kochetkova et al., 2016). Sin embargo, es importante tener en cuenta que las reacciones secundarias en fase gaseosa también tienen consumo de hidrógeno, y en su conjunto todas las reacciones (en fase líquida y gaseosa) tienen diferentes características termodinámicas involucrando hidrógeno como reactivo, es entonces que, la temperatura de reacción y la presión de hidrógeno puede afectar de forma significativa la progresión de la reacción de desoxigenación para un catalizador dado (Kim et al., 2013).

3.2.2.2. Efecto del catalizador

Los catalizadores típicos para el hidrotratamiento de triglicéridos pueden ser clasificados en dos tipos: “(1) metales nobles y sus catalizadores aleados, incluyendo Pd, Ni, Pt y PtSn, como materiales activos, y (2) catalizadores sulfurados a base de molibdeno, soportados sobre alúmina, promovidos con Ni o Co”. Investigaciones aplicadas a aceite de soja demuestran que los catalizadores metálicos mostraron descarboxilación dominante y/o actividad de descarbonilación, mientras que la hidrodeseoxigenación ocurrió competitivamente, principalmente utilizando catalizadores de sulfuro de molibdeno (Veriansyah et al., 2012; Kim et al., 2013; Sánchez et al., 2017). En la Tabla 3.6, puede verse que el orden de la relación n-C₁₇/n-C₁₈ fue Ru/Al₂O₃ (39,6) > Ni/SiO₂-Al₂O₃ (29,3) > Pd/γ-Al₂O₃ (11,9) > NiMo/γ-Al₂O₃ (2,49) > CoMo/γ-Al₂O₃ (2,16) > Pt/γ-Al₂O₃ (0,92), que justamente indica, lo mencionado anteriormente (Veriansyah et al., 2012). Dentro de los catalizadores sulfurados, NiMo presenta mayor cantidad de alcanos del rango de interés n-C₁₇ y n-C₁₈ respecto de CoMo (Veriansyah et al., 2012).

Tabla 3.6: Efecto del catalizador en la composición del producto. Todos los casos fueron evaluados con presión de H₂ de 9,2 MPa, temperatura de reacción de 400 °C. Las evaluaciones realizadas son en relación 0,044 catalizador/aceite en peso. Fuente: Veriansyah et al. (2012).

Catalizador	Ru	Pt	Ni	Pd	CoMo	NiMo
Producto	(%masa)					
contenido n-alcanos	39,3	41	46,3	85,7	43,3	66,4
n-C8	0,1	0,27	0,49	0,71	1,83	0,25
n-C9	0,8	0,35	0,67	0,77	1,47	0,26
n-C10	1	0,43	0,80	0,84	1,42	0,22
n-C11	0,7	0,41	0,88	0,89	1,26	0,21
n-C12	1,2	0,42	0,92	0,90	1,01	0,21
n-C13	1,4	0,43	0,96	0,93	0,90	0,21
n-C14	1,5	0,44	1,01	0,87	0,82	0,18
n-C15	5,4	2,46	5,00	8,49	5,16	4,58
n-C16	2,2	2,93	1,47	1,70	2,89	2,37
n-C17	23,8	15,5	31,6	63,7	17,50	41,0
n-C18	0,6	16,81	1,08	5,37	8,12	16,5
n-C19	0,4	0,3	0,33	0,51	0,55	0,33
n-C20	0,2	0,21	0,97	0,10	0,32	0,14
n-C17/n-C18	39,6	0,9	29,3	11,9	2,16	2,49

Aplicado al aceite de soja, el efecto del tipo de catalizador sobre la eficiencia del hidrotratamiento y la composición del producto final (examinado con una relación de catalizador/aceite en peso de 0,044) muestra que el orden de conversión es NiMo, Pd, CoMo, Ni, Pt y Ru, en orden decreciente (Figura 3.7 (a); conversión barra negra). Este estudio presentado por Veriansyah et al., (2012) muestra que al utilizar Pd y NiMo, la selectividad del diésel fue alta, en el rango del 93,5 % y 97,8 %, produciéndose sólo una pequeña cantidad de hidrocarburos más ligeros, lo que sugiere que la reacción de hidrocraqueo fue insignificante en las condiciones de reacción dadas (Veriansyah et al., 2012).

El aceite de soja destila mayoritariamente en el rango 590-615 °C, mientras que más del 85 % del diésel lo hace entre 183 y 359 °C. Al hidrotratar el aceite de soja con diferentes catalizadores, como son CoMo, NiMo, Pt, Ni y Pd, se observa un cambio en la curva de destilación hacia puntos de ebullición más bajos (Figura 3.7 (b)), lo que demuestra, que son adecuados para el hidroprocesamiento de triglicéridos naturales. Si además se observa la conversión de n-alcanos y la selectividad por el producto de interés, gasoil, pone al NiMo como el más favorable, según se observa en la Figura 3.7 (a) (conversión barra negra, selectividad diésel barra azul),

(Veriansyah et al., 2012). La baja conversión de n-alcenos y la mayor selectividad por el corte de gasolina en el caso del CoMo, sugiere que la reacción de isomerización y reacciones de hidrocrackeo son más relevantes (Figura 3.7 (a); selectividad gasolina barra roja) (Veriansyah et al., 2012; Zhang et al., 2014).

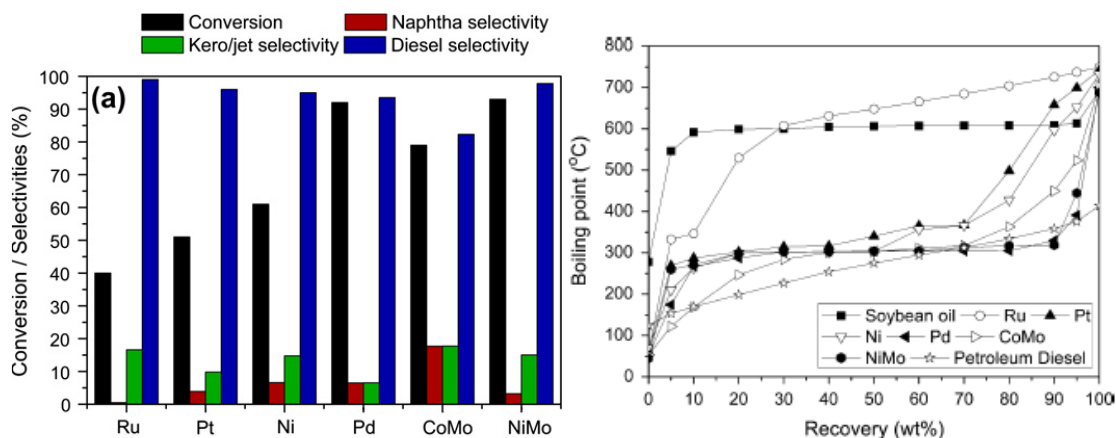


Figura 3.7: (a) Efecto de catalizador sobre la conversión y selectividad; (b) Curvas de destilación simulada para productos hidrotratados bajo diferentes catalizadores. Las evaluaciones realizadas son en relación 0,044 catalizador/aceite en peso. Fuente: Veriansyah et al. (2012).

Para una conversión dada de aceite vegetal en hidrocarburos de interés, en un estudio aplicado sobre aceite de canola, determinaron que los catalizadores bimetálicos de NiMo presentan mayores rendimientos que los catalizadores monometálicos (Kubicka et al., 2010).

Se ha demostrado también que, co-procesando 15 % en peso de aceite de canola en la materia prima de entrada, la actividad de hidrodesulfuración e hidrodesnitrogenación del catalizador de CoMo disminuye de forma significativa, mientras que la actividad bajo las mismas condiciones, pero sobre catalizador NiMo no se vio afectada (Kochetkova et al., 2016). Esto puede deberse a las vías de reacción favorecidas, en el caso de NiMo, la alta relación C_{18}/C_{17} (ver Figura 3.8) sugiere que HDO es la vía principal bajo las condiciones de la prueba (Tabla 3.7), donde el oxígeno se elimina en forma de H_2O . Para CoMo, $HDCx+HDCn$ son las principales, con la formación de CO o CO_2 , generando competencia con la presión de H_2 y su disponibilidad para las otras reacciones. Competencia diferenciada en función del catalizador, del promotor de la reacción (sea Co, Ni, Mo) y de la relación con el soporte (alúmina en este caso) (Zhang et al., 2014).

Otro problema puede ser que los centros activos del catalizador sean ocupados de forma competitiva por adsorción de agua, CO y CO_2 , pudiendo reducir la conversión de compuestos de azufre y nitrógeno contenidos en el destilado de petróleo (reacciones de interés). Las

condiciones de reacción del hidrotratamiento determinarán la posibilidad de esta adsorción competitiva (Kochetkova et al., 2016).

Tabla 3.7: Distribución de producto hidrotratado aplicado a Aceite de Canola, en función del catalizador sin soporte, en reactor discontinuo bajo una presión de 9 MPa de H₂ a 375 °C, en una relación de catalizador/alimentación de aceite de 1:200 en peso. Fuente: Zhang et al. (2014).

Productos (%masa)	Hidrotratamiento sobre NiMoS	Hidrotratamiento sobre CoMoS
Líquido	90,3	86,0
CO	3,4	6,1
CO ₂	1,3	1,6
Metano C ₁	0,1	0,2
C ₂ -C ₆	1,6	2,3
Total	96,7	96,2

Nota: H₂ no fue considerado en el cálculo del balance de masa.

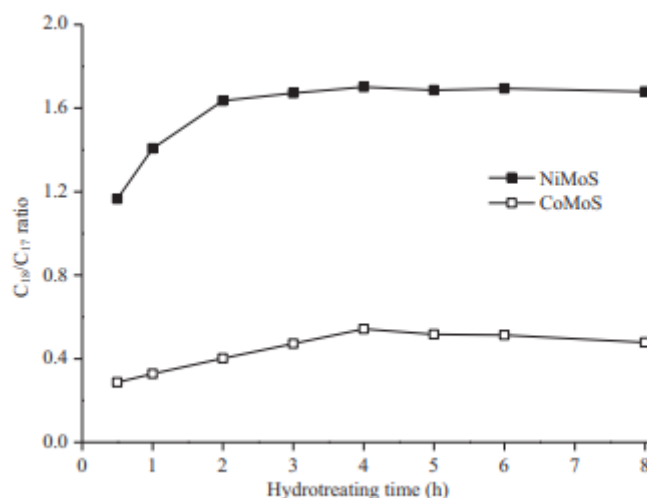


Figura 3.8: Comparación de la relación C₁₈/C₁₇ aplicado a Aceite de Canola, en función del catalizador sin soporte, en reactor discontinuo bajo una presión de 9 MPa de H₂ a 375 °C, en una relación de catalizador/alimentación de aceite de 1:200 en peso. Fuente: Zhang et al. (2014).

La refinería de La Teja actualmente utiliza catalizador CoMo soportado en alúmina en su unidad de HDS (Pedezert, comunicación 07/08/2023). Considerando lo expuesto anteriormente, es recomendable instalar una carga completa de catalizador NiMo para el co-procesamiento en la unidad (Veriansyah et al., 2012; Zhang et al., 2014, Kochetkova et al., 2016) y este es el escenario seleccionado para el estudio.

3.2.2.3. Efecto de la temperatura como parámetro de reacción

Estudios sobre el hidrotratamiento de lípidos revelaron que las reacciones de descarboxilación, descarbonilación e hidrodesoxigenación ocurren de manera competitiva, y que cada vía de reacción tiene diferentes condiciones óptimas (Rana et al., 2013; Kochetkova et al., 2016). La

conversión del hidrotratamiento, el grado de eliminación de oxígeno y los rendimientos de n-parafina deseados, tienden a aumentar con el aumento de la temperatura de reacción (Kim et al., 2013).

A una temperatura menor que 340 ° C se observa una cantidad considerable de aceite vegetal sin reaccionar en el producto, mientras que a una temperatura mayor que 380 ° C se observa un aumento considerable en el rendimiento del producto craqueado (Šimáček et al., 2010; Rana et al., 2013), la mayor cantidad de productos líquidos se obtiene a 360 °C (Šimáček et al., 2010). Otros estudios consideran que, a 320 °C, el producto contiene la mayor proporción de n-alcanos C₁₇ y C₁₈, mientras que a 380 °C el contenido baja (Kochetkova et al., 2016). Esto significa que, con el aumento de la temperatura de reacción, se producen cada vez más reacciones secundarias, no sólo el craqueo como se mencionó anteriormente (se observa por aumento de hidrocarburos C₁₆ y/o C₁₅), sino también reacciones de isomerización (aumento en el contenido de alcanos iso-C₁₇ e iso-C₁₈) (Mikulec et al., 2010; Kochetkova et al., 2016).

A continuación, se presentan dos trabajos realizados sobre aceite de canola, en diferentes proporciones, Tabla 3.8 y Tabla 3.9, donde se aprecian diferencias en la composición según la temperatura de reacción.

Tabla 3.8: Composición de productos líquidos de reacción en función de la temperatura. Estudio realizado sobre hidrocarburo con 20 % de aceite de canola, presión de H₂ de 4 MPa y CoMo como catalizador. Fuente: Kochetkova et al. (2016).

Temperatura	320	340	360	380
Producto	(%masa)			
C ₁₄	0,8	0,9	0,7	1,0
C ₁₅	3,8	4,4	5,4	6,1
C ₁₆	2,5	2,6	3,2	3,8
Iso-C ₁₇	11,2	13,8	16,4	16,9
n-C ₁₇	43,2	41,9	39,5	37,0
Iso-C ₁₈	4,7	8,3	8,9	11,0
n-C ₁₈	29,2	22,4	20,6	17,4
C ₁₉₊	4,7	5,6	5,2	6,7
Total	100,0	100,0	100,0	100,0
C ₁₇ /C ₁₈	1,61	1,81	1,90	1,89
n-C ₁₇ /n-C ₁₈	1,48	1,87	1,92	2,13
Total C ₁₅ a C ₁₈	94,6	93,4	94,0	92,2

Tabla 3.9: Composición de productos líquidos de reacción de hidrotratamiento, en función de la temperatura, en aceite de canola puro, a presión de H₂ de 3 Mpa, LHSV²⁹ de 1,0 h⁻¹ sobre NiMo como catalizador. Fuente: Adaptado a partir de Mikulec et al. (2010).

Temperatura (°C)	330	340	350
Producto	(%masa)		
<n-C ₁₄	0,26	0,31	0,35
n-C ₁₅	2,84	3,09	3,35
n-C ₁₆	2,51	2,43	2,27
n-C ₁₇	49,35	51,16	53,32
n-C ₁₈	35,95	33,4	29,09
>n-C ₁₈	1,51	1,54	1,5
n-C ₁₇ /n-C ₁₈	1,4	1,5	1,8
Isoalcanos, cicloalcanos, olefinas	5,59	6,34	8,31
Aromáticos	1,0	1,3	1,5
Rendimiento del producto líquido	89,6	92,9	90,5

En ambos estudios se observa que el rendimiento en productos líquidos se mantiene en el entorno del 90% en el rango de temperaturas mencionado anteriormente, 320-380 °C, tanto al co-procesar destilados fósiles con aceite de canola como en el caso de aceite de canola pura (Kochetkova et al., 2016; Mikulec et al., 2010). En el caso de co-procesamiento de sebo vacuno o grasa de cerdo junto a componentes fósiles, estudios determinaron que el rendimiento del producto líquido orgánico aumenta hasta una temperatura de 340 °C y luego disminuye con un aumento adicional de la temperatura, debiéndose a reacciones de hidrocraqueo que ocurren en paralelo a las reacciones de hidrogenación (Bezergianni et al., 2018).

A partir de las proporciones de n-alcanos C₁₇ y C₁₈, con valores superiores a 1 podemos concluir que las reacciones de descarbonilación/descarboxilación dominan sobre la reacción de hidredesoxigenación, con agregado del 20 % en masa de lípidos co-procesado con destilados fósiles, así como también sobre lípidos exclusivo (ejemplos de las tablas anteriores). La sobreponderación de la descarbonilación/descarboxilación aumenta con el aumento de la temperatura de reacción (Veriansyah et al., 2012; Kochetkova et al., 2016).

Sin embargo, para concentraciones inferiores a 10 % en masa de lípidos co-procesados, del tipo aceite vegetal usado, al menos un estudio determinó que la relación n-C₁₇/n-C₁₈ para el catalizador NiMo es mayor que 1 y disminuye rápidamente con la temperatura de reacción hasta

²⁹ LHSV: LIQUID HOURLY SPACE VELOCITY, se define como la cantidad de producto procesado con una determinada cantidad de catalizador durante un período de tiempo determinado. Es una indicación del tiempo de residencia de contacto entre los reactivos y el catalizador. Disponible en: <https://www.cheresources.com/invision/topic/8711-lhsv/> Acceso 23/11/2023

alcanzar un valor más bajo de 1, siendo la tendencia similar a la del destilado fósil puro, favoreciendo HDO, pero a mayor concentración de lípidos (en el orden de 25 %) esta relación comienza por debajo de 1, como puede observarse en la Figura 3.9 (Rana et al., 2013).

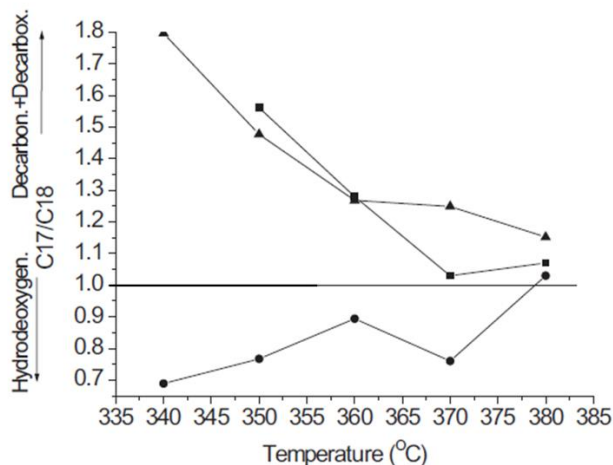


Figura 3.9: Descarboxilación+decarbonilación versus hidrodesoxigenación medida como relación C_{17}/C_{18} en WHSV³⁰ 2 h⁻¹ sobre catalizador de sulfuro NiMo/Al₂O₃ con diésel (▲), 10 % de aceite de soja (■), 25 % de aceite de soja (●). Fuente: Adaptación Rana et al. (2013).

3.2.2.4. Efecto de la presión de H₂ como parámetro de reacción

Las presiones de hidrógeno durante el coprocesamiento varían generalmente entre 2 MPa a 11 MPa, lo que afecta las reacciones de hidro-desulfurización, así como los rendimientos del producto líquido final (Bezergianni et al., 2018).

Según un estudio en reactor discontinuo, las conversiones del hidrotratamiento y la obtención de producto en el rango de destilado medio a partir de lípidos aumentan al aumentar la presión inicial de H₂, ya que, al pasar de 2,5 MPa a 12,0 MPa, la conversión pasó de 52 % a 84 % utilizando CoMo (Kim et al, 2013). En contraste con lo anterior, cuando se trabaja en refinería de forma continua, una presión de H₂ mayor reduce la conversión, debido a que las reacciones de desoxigenación, incluidas las reacciones de descarboxilación y decarbonilación que generan CO₂ y CO, respectivamente, pueden suprimirse a alta presión (Kim et al., 2013), como se muestra en Tabla 3.10, Figura 3.10.

³⁰ WHSV: Weight hourly space velocity, velocidad espacial horaria ponderal, se define como el caudal de alimentación másica por masa de catalizador seco cargado en volumen dentro del reactor. La inversa de la velocidad espacial es el tiempo de contacto (residencia). Fuente: Bezergianni et al., 2018.

Tabla 3.10: Efecto de la presión de H₂ sobre la composición de los productos líquidos utilizando CoMo como catalizador en reactor continuo, aplicado a aceite de soja (exclusivo). Fuente: Adaptado a partir de Kim et al. (2013).

	Presión H ₂ (Mpa)	n-C ₈ -n-C ₁₆ (%masa)	n-C ₁₇ (%masa)	n-C ₁₈ (%masa)	n-C ₁₇ /n-C ₁₈	n-C ₁₇ /n-C ₁₈
1	5,0	8,5	16,93	41,15	0,41	58,08
2	10,0	12,55	15,38	40,45	0,38	55,83
3	15,0	12,85	13,44	39,09	0,34	52,53

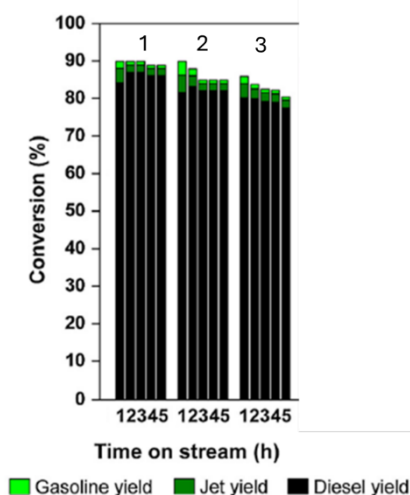


Figura 3.10: Efecto de la presión de H₂ sobre la composición de los productos líquidos utilizando CoMo como catalizador en reactor continuo, aplicado a aceite de soja (exclusivo) (Acompaña la Tabla 3.10, utilizando la misma nomenclatura 1, 2 y 3). Fuente: Adaptado a partir de Kim et al. (2013).

En un rango de presiones menor al anterior y utilizando NiMo como catalizador, la presión parcial de hidrógeno más alta a temperatura constante favorece las reacciones de HDO (disminuye la relación C₁₇/C₁₈), y reduce la formación de olefinas en favor de los alcanos (Kubicka et al., 2010; Mikulec et al., 2010) mientras que la formación de compuestos aromáticos no se ve influenciada significativamente. Muestra un impacto favorable en la transformación de ácidos grasos en hidrocarburos (Mikulec et al., 2010), como puede verse en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11: Composición de productos líquidos de reacción de hidrotratamiento, en función de la presión de H₂, sobre aceite de canola (exclusivo), a temperatura de 340 °C, LHSV de 1,0 h⁻¹ sobre NiMo como catalizador. Fuente: Adaptado de Mikulec et al. (2010).

Presión (MPa)	3,5	4,0	4,5
Producto	(%masa)		
<n-C ₁₄	0,4	0,27	0,37
n-C ₁₅	3,81	2,54	2,86
n-C ₁₆	3,39	2,70	3,00
n-C ₁₇	49,12	49,28	46,26
n-C ₁₈	34,06	37,12	38,94
>n-C ₁₈	0,84	1,8	1,29
n-C ₁₇ /n-C ₁₈	1,4	1,3	1,2
Isoalcanos, cicloalcanos, olefinas	7,02	5,03	5,96
Aromáticos	1,15	1,09	1,2
Rendimiento del producto líquido	90,9	93,0	93,5

De estos estudios se desprende entonces que en un rango moderado el aumento de presión parcial de H₂ en el hidrotratamiento, aplicado a lípidos, favorece el rendimiento de hidrocarburo del rango de destilados medios, pero superando un cierto límite de presión esa conversión disminuye. Esto se puede observar también en un estudio realizado sobre aceite de canola co-procesado en diferentes proporciones sobre cortes de destilados medios fósiles, con NiMo como catalizador, a dos presiones de H₂ diferente, como se muestra en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12: Composición de productos líquidos de reacción de hidrotratamiento, en función de la presión de H₂ y diferente contenido de materia grasa (aceite de canola) a temperatura de 345 °C, WHSV de 1,0 h⁻¹ sobre NiMo como catalizador. Fuente: Adaptado de Blazek et al. (2021).

PH ₂ (Mpa)	Contenido de materia grasa (%)	Rendimiento del producto (%)	<n-C ₁₇ (%masa)	n-C ₁₇	n-C ₁₈	>n-C ₁₈	n-C ₁₇ /n-C ₁₈
4	0	98,8	7,5	1,5	1,6	5,1	0,9
	5	97,9	7,7	3,8	3,3	5,2	1,2
	10	97,5	7,3	6,4	4,8	4,4	1,3
	15	94,0	7,6	10,2	5,4	4,6	1,9
	20	94,9	7,9	13,1	6,4	4,3	2,0
8	0	99,9	7,3	1,6	1,4	5,1	1,1
	5	99,7	7,6	3,6	3,1	5,5	1,1
	10	97,5	7,9	5,6	5,4	5,1	1,0
	15	96,7	8,5	7,7	7,5	4,8	1,0
	20	95,0	7,0	9,3	8,6	5,2	1,1

En este último estudio se observa que el rendimiento en productos líquidos decrece a medida que aumenta el contenido de materia grasa en la composición de la mezcla a co-procesar debido

a la formación de sub-productos gaseosos (CH_4 , CO , CO_2). A 4 MPa, la relación de n-alcános $\text{C}_{17}/\text{C}_{18}$ en los productos aumentó con una cantidad creciente de aceite de canola en la materia prima. Esto sugiere que la reacción de hidrodesoxigenación (HDO) se inhibe, probablemente debido a una mayor concentración de compuestos de oxígeno derivados de la conversión del material lipídico en la mezcla de reacción. A 8 MPa, el efecto inhibitorio de los compuestos de oxígeno no apareció ya que la relación $\text{C}_{17}/\text{C}_{18}$ de n-alcános en los productos no cambió con el aumento de lípidos en la materia prima, y si bien se observa un crecimiento de los dos tipos de n-alcános lo hacen en proporciones similares, por lo que no se ven favorecidas ninguna de las vías de reacción, es decir HDO, $\text{HDC}_x + \text{HDC}_n$ (Blazek et al., 2021).

Durante el co-procesamiento de cortes de destilado medio de petróleo y grasas animales de desecho, un aumento de la presión (de 4 MPa a 7 MPa) promovió la conversión de triglicéridos resultando en mayores rendimientos del producto líquido orgánico (de 92 % a 94 %). Resultados similares también fueron observados por otros autores quienes encontraron que una presión más alta es ventajosa para las reacciones de HDO y HDS, que permitieron obtener productos con contenido de azufre ultra bajo (Bezergianni et al., 2018).

3.2.2.5. Efecto de la velocidad espacial

La velocidad espacial, ya sea en masa (WHSV) o en volumen (LHSV), define el flujo másico o volumétrico respectivamente por volumen de catalizador en el reactor, dando una idea del tiempo de residencia o de contacto de la materia prima en el reactor (Bezergianni et al., 2018). La velocidad espacial aplicada a los procesos de hidrotratamiento catalítico se encuentra entre 1h^{-1} y 4h^{-1} (Rana et al., 2013).

Según un estudio realizado sobre lípidos co-procesado con destilados medios es posible aumentar el rendimiento de hidrocarburos de interés, C_{15} a C_{18} , al aumentar la velocidad espacial de la alimentación, permitiendo convertir todos los triglicéridos completamente en hidrocarburos y a baja temperatura (por debajo de $340\text{ }^\circ\text{C}$) lo que consigue un mínimo de craqueo (Rana et al., 2013).

Varios estudios encontraron que si bien, una reducción de LHSV es favorable para la mejora en la conversión a temperaturas de reacción más bajas, el tiempo de residencia es mayor, favoreciendo la formación de compuestos más ligeros por craqueo, lo que reduce el rendimiento del producto líquido. Una conclusión general es que el LHSV óptimo para el co-procesamiento en el rango de temperatura de reacción de 320 a $360\text{ }^\circ\text{C}$ varía de 1 a 2 h^{-1} (Bezergianni et al., 2018).

3.2.3. Comentarios del proceso seleccionado

En definitiva, se han demostrado ciertas características del hidrotratamiento sobre lípidos mezclados con corte de destilados medios:

Se puede operar co-procesando materia grasa en la unidad de HDS con condiciones similares a las de operación habitual para el combustible fósil. Los resultados evaluados indican que existe una amplia ventana de flexibilidad en términos de temperatura y proporción de mezclas de aceite vegetal/grasa animal residual y cortes de destilado medio de petróleo (Rana et al., 2013).

Las condiciones de reacción para la conversión completa de la materia prima de triglicéridos en alcanos son relativamente suaves (Blažek et al., 2021). Cuando se co-procesan aceites vegetales con fracciones de petróleo, son preferibles las temperaturas más altas (360-380 °C), por otro lado, cuando la biomasa consiste en grasas animales, son preferibles las temperaturas de rango medio (320-340 °C) (Bezergianni et al., 2018).

Es recomendable el cambio de catalizador a NiMo tal que se vea favorecida de cierta manera la reacción de HDO y así evitar las pérdidas de rendimiento de este debido a la aparición de productos secundarios.

El hidrotratamiento requiere H_2 extra respecto de la operación habitual con destilados de petróleo. Es necesario realizar control sobre los gases generados para establecer relaciones de CO/CO_2 , así tener el control de las reacciones que se están llevando a cabo y la necesidad de purga tal que se mantenga el gas de reciclo (reciclo de H_2) con alta pureza sin inhibición de la reacción de HDS, siendo entonces la presión de H_2 un factor limitante (el valor utilizado para el presente trabajo es información confidencial de la empresa).

Como inconveniente respecto del trabajo habitual de la refinería, a tener en cuenta, la posible presencia de ácidos grasos libres dentro de la unidad. Si bien por las diferentes vías de reacción puede darse la conversión de estos ácidos grasos, principalmente con la presencia de agua, estos compuestos podrían quedar allí, por lo tanto, se localiza en la unidad de hidrotratamiento un posible problema de corrosión, siendo un punto crítico, no mencionado en la mayoría de los estudios que se pueden consultar (Rana et al., 2013, Donnis et al., 2009, Sági et al., 2017).

3.3. Análisis del Ciclo de Vida

3.3.1. Introducción al Análisis del Ciclo de Vida

La nueva agenda de desarrollo sostenible incluye una sucesión de objetivos globales, que el 25 de setiembre de 2015, países líderes del mundo asumieron en lo que refiere respecto a erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todos. Cada objetivo tiene metas específicas que deben alcanzarse hacia el año 2030. Referido al impacto ambiental se podrían mencionar metas como “energía asequible y no contaminante”, “industria, innovación e infraestructura” y “acción por el clima”, entre otras. *“Para alcanzar estas metas, todo el mundo tiene que hacer su parte: los gobiernos, el sector privado, la sociedad civil y cada persona”* (ONU, consulta mayo 2024).

Para alcanzar los objetivos propuestos, se vuelve crucial y casi obligatorio, realizar una rigurosa evaluación y verificación de los impactos ambientales asociadas a las rutas de los biocombustibles que se procesen, para lograr las metas y mejorar en el desarrollo industrial sostenible. En las últimas décadas, el análisis del ciclo de vida (ACV) o Life Cycle Assessment (LCA) ha sido utilizado ampliamente *“para identificar soluciones bioenergéticas viables y comprometidas con el futuro”* (Xu et al., 2020) así como para el desarrollo de nuevas tecnologías y políticas ambientales (MacLean & Spatari, 2009).

En un principio, evaluar el ciclo de vida de un producto, actividad o servicio, se trataba de realizar balances de materia y energía a lo largo de sub-proceso de producción y determinar el consumo de energía asociado, con la idea de identificar posibles ahorros energéticos.

Consumir al mínimo los recursos y reducir emisiones contaminantes generadas hizo que el ACV se vuelva una herramienta necesaria de *“gestión ambiental y diseño de procesos”* volviéndose común en la industria, crea *“un modelo simple del sistema de producción y de los impactos ambientales asociados”* (Baumann & Tillman, 2004).

El ACV es una de las herramientas más utilizadas y aceptadas para realizar el estudio de sustentabilidad de un producto. Uno de los motivos es que se trata de una herramienta estandarizada por las Normas ISO 14040 “Gestión ambiental — Análisis del ciclo de vida — Principios y marco de referencia” e ISO 14044 “Gestión ambiental — Evaluación del ciclo de vida — Requisitos y directrices”, lo que permite combinar resultados, y realizar comparaciones (Larnaudie, 2022).

3.3.2. Definición y procedimiento del Análisis del Ciclo de Vida (ACV o LCA)

El ACV se define según la Norma ISO 14040 como: *“una técnica para determinar los aspectos ambientales e impactos potenciales asociados a un producto: compilando un inventario de las entradas y salidas relevantes del sistema, evaluando los impactos ambientales potenciales asociados a esas entradas y salidas, e interpretando los resultados de las fases de inventario e impacto en relación con los objetivos del estudio”*. En la Tabla 3.13 a continuación se presentan las aplicaciones para las cuales se puede emplear un análisis de ciclo de vida.

Tabla 3.13: Aplicaciones de ACV. Fuente: Baumann & Tillman (2004).

Toma de decisiones	- Diseño y desarrollo de productos - Diseño y desarrollo de procesos - Adquisición - Soporte para medidas regulatorias e instrumentos policiales
Aprendizaje/ Exploración	- Sistema de caracterización de productos - Identificación de posibilidades de mejoras - Selección de indicadores medioambientales
Comunicación	- Eco-etiquetado basado en LCA - Declaraciones ambientales de productos - Evaluación comparativa

Como herramienta presenta un enfoque metódico y ordenado, que toma como concepto la necesidad de un estudio integrado de todos los elementos del ciclo con un estudio de la totalidad de las propiedades del sistema, no pueden ser analizadas considerando sus componentes en forma individual (Olivera et al., 2016).

La metodología por seguir consiste en cuatro fases (ISO 14040/14044-2006; Zaror, acceso 2023), que se muestran de forma gráfica en la Figura 3.11 y se describen en las siguientes secciones.

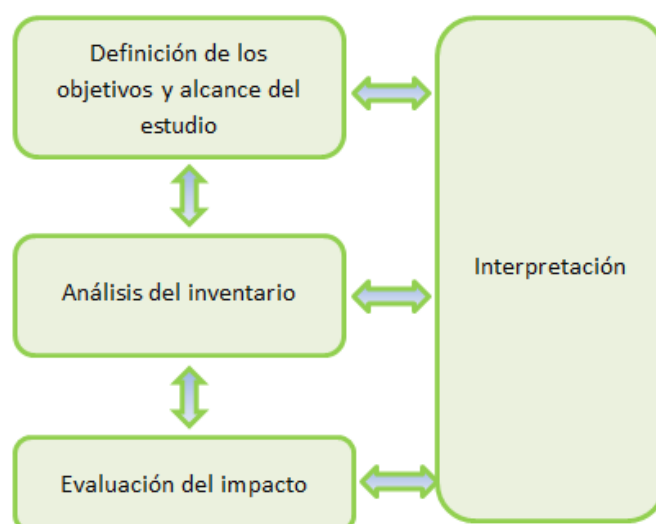


Figura 3.11: Metodología Análisis de Ciclo de Vida.

3.3.2.1. Definición de Objetivos y Alcance

Al definir el objetivo de un ACV, se deben especificar sin ambigüedad los siguientes puntos (ISO 14044):

- la aplicación prevista;
- las razones que motivan para realizar el estudio;
- el público previsto, es decir, las partes interesadas en recibir los resultados del estudio;
- si se pretende utilizar los resultados en aseveraciones comparativas previstas para su divulgación al público.

Al definir el alcance de un ACV, se deben considerar y describir claramente los siguientes puntos:

- el sistema del producto a estudiar;
- las funciones del sistema del producto o, en el caso de estudios comparativos, los sistemas, tratándose esto de las características de desempeño del producto);
- la unidad funcional, siendo esta la referencia para el estudio y todos los impactos que se cuantificarán en relación con ella, con relevancia para el proceso, en coherencia con el objetivo y el alcance;
- Debido a su naturaleza global, un ACV podría ser interminable y debe establecerse límites a su extensión. La definición de los límites del sistema a estudiar es una de las etapas críticas;

3.3.2.1.1. Límites del sistema

Poner límites al sistema define que procesos y etapas se van a incluir en el estudio y su compatibilidad con los objetivos del ACV. Se debe decidir que incluir en el estudio, desde los recursos primarios requeridos, todas las etapas de fabricación y transporte, tanto de la materia prima como del producto y sub-productos, además de cada fase del ciclo de vida del producto terminado (Zaror, acceso 2023).

Límites naturales

Marcan el principio y el final del ACV, determinando qué procesos quedan dentro del estudio y cuáles no. Su definición será en función de cuanto se quiere abarcar y en coherencia con el objetivo del estudio. Se debe identificar y explicar los criterios utilizados para establecer dichos límites y las decisiones tomadas para ello. Sólo se permite la eliminación de etapas del ciclo de vida, procesos, entradas o salidas, si esto no modifica significativamente las conclusiones globales del estudio. Cualquier decisión de omitir etapas del ciclo de vida se debe especificar de forma clara y se deben explicar las razones e implicaciones de su omisión (ISO 14044-2006).

Según las etapas comprendidas en el estudio (Figura 3.12), el ACV se puede definir como un “*Cradle to Grave*” o “de la cuna a la tumba”, donde se analiza todo el proceso, desde la extracción del recurso (“cuna”) hasta su uso final y eliminación (“tumba”). O de lo contrario, definir de forma parcial, “*Cradle to gate*” o “de la cuna a la puerta”, siendo el estudio que va desde la extracción de los recursos hasta la obtención de los productos; “*gate to gate*” o “de la puerta a la puerta”, limitándose a productos dentro de la instalación en que se producen; “*gate to grave*” o “de la puerta a la tumba”, dedicado a estudiar sólo el uso final y la eliminación del producto fuera de las instalaciones (Larnaudie, 2018).

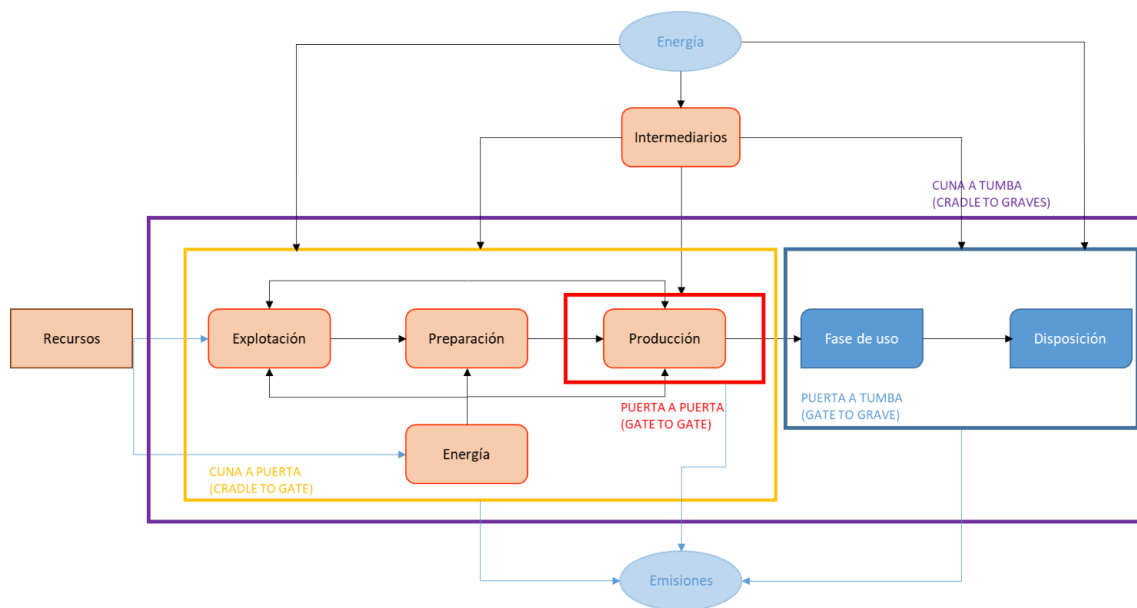


Figura 3.12: Límites del sistema comúnmente utilizados para ACV. Fuente: Elaboración propia a partir de Larnaudie (2022).

En relación con el alcance, y en términos de combustibles, el sistema generalmente es “*Well-to-Tank*” (WtT), es decir, desde la adquisición de las materias primas hasta la salida del combustible hacia plantas de distribución, “de pozo a tanque”; o “*Well-to-Wheel*” (WtW), evalúa todas las etapas de WtT e incluye el uso final del combustible, tal como se observa de forma ilustrada en la Figura 3.13 (Larnaudie, 2022).

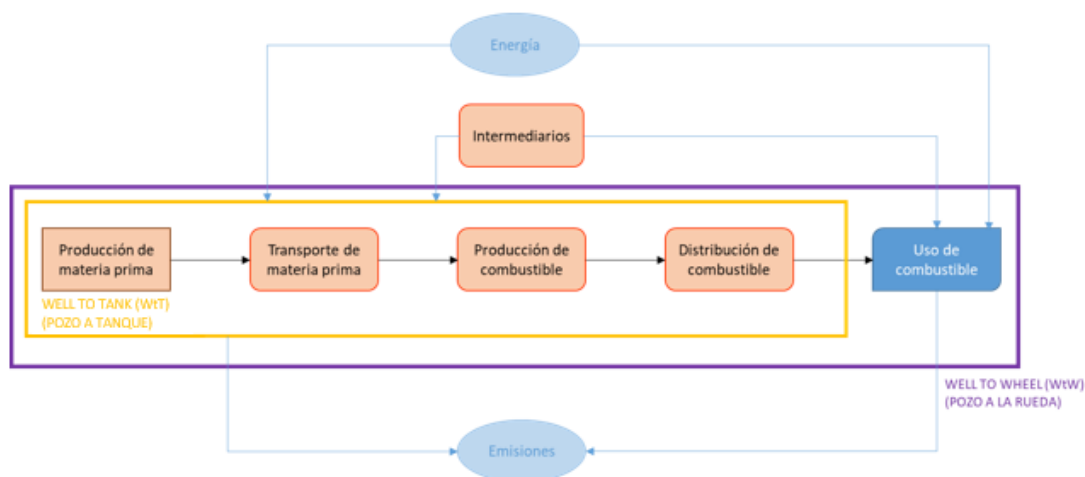


Figura 3.13: Límites del sistema comúnmente utilizados para ACV de combustibles. Fuente: Elaboración propia a partir de Larnaudie (2022).

Límites geográficos

Se toma en cuenta la localización del proceso, y pueden llegarse a establecer criterios geográficos. Al extender los límites geográficos puede perderse la precisión e incrementar la incertidumbre de los resultados. *“En muchos ACV se prefiere fijar los límites en áreas donde se conozca la naturaleza de las actividades incluidas en el estudio; por ejemplo, considerar solamente aquellas que se realizan dentro del país. La selección de tales fronteras de estudio puede afectar significativamente los resultados del ACV”* (Zaror, acceso 2023).

Límites temporales

Define el marco temporal, el ACV se lleva a cabo para evaluar los impactos presentes en un objetivo que ya sucedió, que está sucediendo o para predecir escenarios futuros de lo que podría suceder, sobre lo cual se evalúan sus efectos (Larnaudie, 2022). La información que considerar y los datos a recabar dependen del tiempo definido, teniendo como limitante la tecnología utilizada, la vida de los contaminantes, etc. (ECOIL, consulta 20/10/2023).

Límites de corte para capital y personal

Los edificios, maquinaria, vehículos, etc., utilizados en la producción del producto en estudio son considerados bienes de capital y ha sido un tema de debate la inclusión o no de estos bienes. En la práctica, es raro que se incluyan por razones de la complejidad de recabar esta información. Como criterio se evalúa incorporarlos o no en función de los cambios que se generen durante el ciclo de vida del producto y la forma en que el producto es estudiado o comparado en el proceso, esto es, si el producto estudiado lleva consigo un cambio que implique inversión en bienes de capital se incluiría solo aquellos afectados. Un tema similar es el personal. Los procesos

requieren personal y el personal necesita alimentos, transporte, etc. El impacto ambiental relacionado con el personal generalmente no se incluye en el ACV (Baumann & Tillman, 2004).

3.3.2.1.2. Procedimientos de asignación

Los ciclos de vida de diferentes productos pueden estar vinculados entre sí, formando “redes”, a veces los mismos procesos son compartidos por diferentes productos. Si la carga ambiental de esos procesos debe expresarse en relación con una sola función, entonces es necesario distribuir el impacto que generan (Baumann & Tillman, 2004). Evaluar el sistema que hace al producto en estudio de forma completa, es la primera opción para tener en cuenta, siendo necesario en ocasiones aumentar el nivel de detalle del modelado, sin embargo, no siempre es aplicable e incluso si lo es, se requiere trabajo y datos extras que lo hacen difícil de alcanzar (Larnaudie, 2022). Hay dos métodos adicionales para generar distribución del impacto: expansión del sistema como segunda opción, o asignación por partición como último recurso. La expansión del sistema significa que, cuando el o los productos secundarios tienen valor dentro del mercado y reemplazan a productos conocidos de este, de los cuales se tiene determinado el impacto ambiental que generan por otros medios de producción, entonces nuestro producto de interés impacta menos que la globalidad del sistema. Trabajar el ACV de un producto mediante el estudio global permite ampliar los balances de masa y energía a todo el sistema que lo incluye y restar el aporte o los aportes de los productos secundarios (Baumann & Tillman, 2004; Larnaudie, 2022). Cuando no es posible establecer una relación de causalidad, entre el producto y las cargas ambientales, se debe recurrir a métodos de asignación basados en valor económico, cantidad física (ej. masa, concentración) o una combinación de ambos (Zaror, acceso 2023). Asignar por partición significa que el consumo de recursos y las emisiones, asociado con el proceso múltiple y los procesos aguas arriba, se dividen entre los productos. De todas formas, la norma ISO 14044-2006 recomienda dentro de lo posible, evitar realizar asignación.

3.3.2.1.3. Categorías o tipos de impactos

Se deben determinar qué categorías de impacto, indicadores de categoría y modelos de caracterización se incluyen en el estudio de ACV. Esta selección debe ser coherente con el objetivo y el alcance del estudio (ISO 14044-2006). Se entiende por categoría de impacto, a la clase que representa asuntos ambientales de interés a la cual se pueden asignar los resultados del análisis del inventario del ciclo de vida (Ver apartado 5.1.1.2). La categoría o tipo de impacto define los parámetros para los cuales es necesario recolectar datos y como medirlos. Según la norma ISO 14044 y adoptado además por la mayoría de las metodologías de ACV en uso actual las categorías de impacto se agrupan de acuerdo con 3 áreas de protección ambiental, puede referirse al uso de recursos (uso del agua, uso del suelo, etc.), consecuencias ecológicas (por

ejemplo, toxicidad marina) y salud humana (Zaror, acceso 2023). En la práctica se analizan generalmente como calentamiento global, eutrofización, acidificación, agotamiento de recursos, alteración de hábitats/biodiversidad, etc. En el caso de combustibles, las categorías que se utilizan habitualmente están relacionadas con el calentamiento global y las emisiones de GEI y el balance energético de neto (Wiloso et al., 2016; Xu et al., 2020).

3.3.2.1.4. Sub-división del sistema

Separar el sistema técnico estudiado en un sistema de primer plano (o primario) y un sistema de fondo (o de segundo plano) puede ser útil. Estos sistemas difieren en las consecuencias de las decisiones tomadas, mientras el sistema primario puede verse afectado directamente por la metodología elegida para el ACV, el sistema en segundo plano sólo se ve afectado indirectamente (Baumann & Tillman, 2004).

Si bien hay muchos datos disponibles en bases de datos, siempre hay procesos que no se encuentran detallados o cuyos datos no son representativos del producto/proceso puntual en estudio, y esto va de la mano de la sub-división del sistema, que genera dos clases de datos:

- Primer Plano de Datos: Datos específicos que son requeridos para modelar el sistema específico, y definen aquello considerado principal del estudio (ECOIL, consulta 20/10/2023)
- Datos de fondo o secundarios: Información para materiales genéricos, energía, transporte y sistemas de gestión de residuos. Este tipo de datos se encuentra normalmente en la literatura y bases de datos y son procesos sobre los cuales no se tiene inferencia directa (ECOIL, consulta 20/10/2023; Arena, 2017).

3.3.2.1.5. Calidad de los datos

La calidad de los datos es la característica de éstos que se relaciona con su capacidad para satisfacer los requisitos establecidos, los cuales pueden apreciarse en la Tabla 3.14. La calidad define la representatividad del modelo frente a la realidad, ligado al objetivo y al alcance.

Tabla 3.14: Los requisitos de la calidad de los datos tienen en cuenta. Fuente: Elaboración propia a partir de Norma ISO 14044-2006.

Requisito	Observación
Tiempo	Antigüedad y período de tiempo mínimo en el que se deberían recopilar.
Geografía	Área geográfica en donde se debería recopilar la información de los procesos unitarios.
Tecnología	Tecnología específica o mezcla de tecnologías.
Precisión	Medida de la variabilidad de los valores.
Integridad	Porcentaje del flujo que se ha medido o estimado.
Representatividad	Evaluación cualitativa del grado en el que se refleja la situación real (es decir, cobertura geográfica, período de tiempo y cobertura tecnológica).
Coherencia	Evaluación cualitativa de si la metodología de estudio se aplica de manera uniforme a los distintos componentes del análisis.
Reproducibilidad	Evaluación cualitativa de la extensión en la cual la información sobre la metodología y los valores de los datos podrían permitir a un profesional independiente reproducir los resultados que aparecen en el estudio.
Fuente	Obtención de la información.
Incertidumbre de la información	Incertidumbre de la información (por ejemplo, datos, modelos y suposiciones).

La calidad de datos será evaluada en función de su relevancia, confiabilidad y accesibilidad, teniendo en cuenta que a mayor calidad requerida implica más trabajo para su obtención. Esto hace de alta importancia documentar el tratamiento de los datos (Baumann & Tillman, 2004; ISO 14044-2006).

3.3.2.2. *Análisis de inventario del ciclo de vida*

La fase de análisis del inventario del ciclo de vida (fase ICV), es un inventario de los datos de entrada y salida en relación con el sistema bajo estudio. Implica recopilar los datos necesarios para cumplir los objetivos del estudio definido (ISO 14040-2006). Fundamentalmente se trata de realizar un balance de materia y energía, aunque también podrían incluirse otros parámetros de interés como, por ejemplo, uso de suelo, radiaciones, ruido, vibraciones, biodiversidad afectada, entre otros (Herrera et al, 2016). Parte de los flujos de materiales y energía son recursos de la naturaleza o se destinan a ella, mientras que otros flujos tienen su origen o destino en la tecnósfera³¹ (Zaror, acceso 2023). Se trata de un balance parcial porque se centra sólo en entradas y salidas que son relevantes para los tipos de impacto estudiados (Baumann & Tillman, 2004).

Se relevan los flujos de materiales y energía en relación con la unidad funcional, ambientalmente relevantes, y para ello se siguen las siguientes etapas:

Recopilación de datos, se definen entradas y salidas de las actividades modeladas en el diagrama, mencionando materiales, energía, desecho y emisiones, puede ser necesario también

³¹ **Tecnosfera**, es el conjunto de los medios artificiales que soportan el desarrollo de la sociedad humana y que evoluciona hacia una analogía de la biosfera con la que interactúa. Los seres humanos actúan sobre el ambiente para satisfacer distintos tipos de necesidades y crear o fabricar paisajes agrarios, industriales, viales, urbanos (Zaror, acceso 2023).

transporte y su distancia asociada, tecnología usada en el proceso, costos y precios, cantidades de productos y co-productos (Zaror, acceso 2023; Baumann & Tillman, 2004).

La procedencia de los datos utilizados es un aspecto fundamental en la recopilación de estos. Se utilizan estudios pre-existentes cuando se trata de etapas no consideradas principales o como base del estudio, así como también bibliotecas o bases de datos existentes, introduciendo algunas estimaciones y supuestos para su uso, siendo fundamental el registro y la documentación de cada decisión tomada. Obtener información real o basada en expertos es fundamental cuando tratamos el sistema de primer plano, dado que serían datos de mayor relevancia para el objeto en estudio (Larnaudie, 2018, ISO 14044-2006).

Para todas las etapas involucradas con el ciclo definido a estudiar, se establecen procedimientos de cálculo de las cargas ambientales y la determinación del uso de recursos y/o emisiones de contaminantes. Todas las actividades se expresan en función del producto de interés, es decir, con relación a la unidad funcional (ISO 14044-2006).

3.3.2.3. *Evaluación del impacto del ciclo de vida*

La fase de evaluación del impacto del ciclo de vida (fase EICV) es la tercera fase del ACV: *“El objetivo de la EICV es proporcionar información adicional para ayudar a evaluar los resultados del inventario del ciclo de vida (ICV) de un sistema del producto a fin de comprender mejor su importancia ambiental”* (ISO 14040-2006).

Se definen tres etapas:

Clasificación, se ordenan las contribuciones en función de la categoría a la que aporten. Las más comunes consideradas son acidificación, calentamiento global, eutrofización, consumo de energía fósil, reducción de la capa de ozono, etc. (Larnaudie, 2018). La selección de categorías de impacto debe reflejar un conjunto exhaustivo de asuntos ambientales relacionados con el sistema del producto bajo estudio, teniendo en cuenta el objetivo y el alcance (ISO 14044-2006).

Caracterización, es un paso en el que se evalúa cuantitativamente como contribuye de forma relativa respecto del producto de interés y la unidad funcional seleccionada, cada entrada y salida en la categoría de impacto asignada (Moreno, 2009). Se calcula el impacto fundamentado en el análisis científico de los procesos medioambientales relevantes permitiendo *alcanzar la contribución total del sistema*. (Universitat Politècnica de Catalunya, acceso 2023).

Normalización, agrupación y ponderación, se trata de una etapa o etapas opcionales que será utilizada según sea el objetivo y alcance del estudio (Moreno, 2009), donde se cuantifican los valores obtenidos con respecto a la información de referencia definida por expertos:

- Normalización. Es el cálculo de la magnitud del indicador de la categoría relativa a un valor de referencia, relacionando todos los impactos a dicha situación (Moreno, 2009).
- Agrupación. Se agrupan y jerarquizan los indicadores (Moreno, 2009).
- Ponderación. Tiene el objetivo de priorizar categorías de impacto, tratándose de una etapa cuantitativa (Moreno, 2009).

3.3.2.4. Interpretación

La interpretación del ciclo de vida es la fase final del procedimiento de ACV, en la cual se resumen y discuten los resultados del ICV o del EICV o de ambos como base para las conclusiones, recomendaciones y toma de decisiones de acuerdo con el objetivo y alcance definidos. Los resultados de esta etapa también deben incluir información sobre las limitaciones de las conclusiones del estudio. La interpretación debe ofrecer una lectura completa, comprensible y coherente de los resultados del análisis del ciclo de vida de acuerdo con el objetivo y alcance (ISO 14040-2006), en la Figura 3.14 se puede ver la relación entre la fase de interpretación con otras fases del Análisis del Ciclo de Vida.

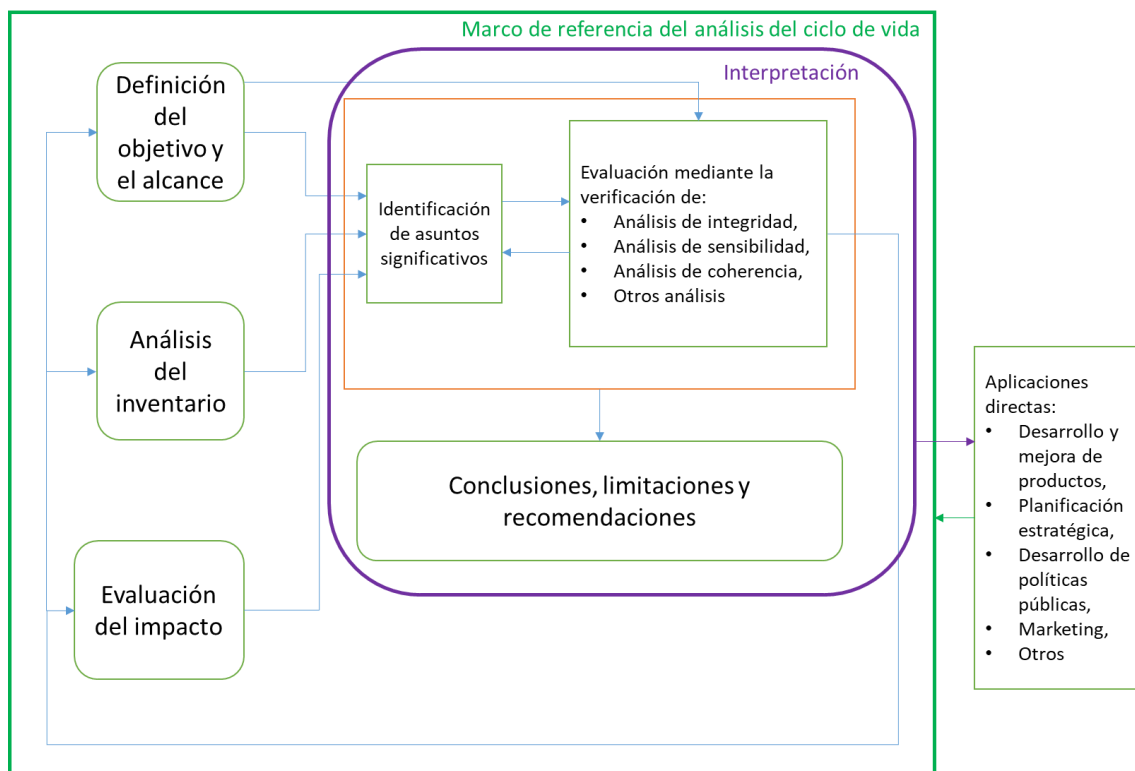


Figura 3.14: Relaciones entre los elementos en la fase de interpretación con otras fases del ACV. Fuente: ISO14044-2006.

4.3.3. Herramientas computacionales para ACV

Existe una amplia variedad de herramientas informáticas que pueden utilizarse en el ACV. La mayoría incluyen bases de datos muy completas que incluyen datos de estudios realizados por centros de investigación, agencias estatales o asociaciones industriales.

Dada la diversidad del origen y metodología que se utiliza en las herramientas informáticas hay que tener en cuenta la cantidad, la calidad y la precisión de la información que se pretende adquirir (Vivancos Bono et al., 2000). Si bien todas las herramientas permiten crear una Evaluación del Ciclo de Vida basada en estándares científicos, Simapro y Sphera facilitan muy bien a quienes son expertos, mientras que el programa Ecochain Mobius permite a los usuarios sin experiencia en ACV comenzar con una evaluación ambiental de sus productos (LCA Software, 2024). Algunas de estas herramientas informáticas son libres, es decir sin costo, mientras que otras requieren pago para habilitar su uso.

Cada vez hay más herramientas de ACV disponibles que pueden ser utilizadas para realizar una evaluación del ciclo de vida, esto hace que sea más fácil encontrar algo que se adapte a las necesidades de cada sistema a estudiar (LCA software, 2024). En la Tabla 3.15 se mencionan seis de los programas utilizados para ACV, considerados como los mejores en el año 2024 según expertos en el tema (LCA software, 2024).

Tabla 3.15: Listado de algunas herramientas del Análisis del Ciclo de Vida. Fuente: LCA Software (2024).

Nombre/página	Logo	Descripción
1. SimaPro/ https://simapro.com/		SimaPro es un programa de ACV elegido por consultores e institutos de investigación dado que ofrece características que los expertos en ACV esperarían de una herramienta profesional. Permite a los usuarios personalizar el modelado de su ACV ajustando parámetros y entradas para reflejar factores industriales o regionales específicos.
2. Sphera Gabi/ https://sphera.com/life-cycle-assessment-lca-software/		El ACV para expertos de Sphera (anteriormente GaBi) combina un programa de generación de informes y modelado de ACV con datos ambientales confiables y consistentes. Con más de 20 bases de datos de sectores específicos, los análisis de Sphera permiten a las organizaciones comprender los impactos ambientales a lo largo de cada ciclo de vida del producto y tomar decisiones basadas en hechos.
3. Ecochain Mobius/ https://ecochain.com/mobius/		Ecochain Mobius es una herramienta informática de ACV popular ampliamente utilizada por empresas y organizaciones para realizar evaluaciones del ciclo de vida. Ecochain Mobius es conocido por su interfaz fácil de usar y funciones avanzadas, que facilitan a los usuarios la recopilación y análisis de datos a lo largo del ciclo de vida de un producto.
4. OneClick LCA/ https://www.oneclicklca.com/		One Click LCA es el programa automatizado de ACV y Declaración Ambiental de Producto (EPD) para la industria de la construcción. Integra todos los estándares, bases de datos y herramientas de <i>software</i> de diseño líderes a nivel mundial. El programa se puede utilizar para edificios, infraestructura, renovaciones, productos y materiales de construcción y carteras.
5. OpenLCA/ https://www.openlca.org/openlca/		OpenLCA es el único programa de ACV gratuito y de código abierto en todo el mundo que se puede utilizar para evaluaciones profesionales del ciclo de vida ecológico, social y económico. Entre otras cosas, OpenLCA se puede utilizar para ACV, huellas hídricas y de carbono, diseño ecológico, declaraciones medioambientales de productos, costes del ciclo de vida y evaluación del ciclo de vida social.
6. Umberto/ https://www.ifu.com/umberto/lca-software/		Umberto es una herramienta informática para realizar evaluaciones del ciclo de vida (LCA), análisis de flujo de materiales (MFA) y otros análisis de sostenibilidad. Está diseñado para ser fácil de usar y flexible, lo que permite a los usuarios realizar una amplia gama de análisis y simulaciones de sostenibilidad.

En el caso de SimaPro, tiene un amplio uso en el sector industrial (ISM, 2015), permitiendo realizar ACV completo con variedad de métodos para evaluar impactos. Los datos se encuentran referenciados con su fuente y con descripciones cualitativas del alcance de estos. El método para calcular el ICV permite calcular los impactos según la metodología recomendada por la norma ISO 14044 (caracterización, normalización y valoración) (Vivancos Bono et al., 2000). Una de las bases de datos que tiene SimaPro es Ecoinvent v3, *“la más utilizada que cuenta con más de 10000 operaciones unitarias y procesos de producción en diferentes ubicaciones basado en información industrial recopilada por institutos de investigación y consultores con experiencia en ACV”*. Esta base de datos que se renueva de forma periódica, actualizando e integrando diferentes inventarios de ciclo de vida (Larnaudie, 2018).

4.3.4. Marco regulatorio para la evaluación ambiental de los biocombustibles

Si bien Uruguay cuenta con leyes que fomentan y regulan la producción, comercialización y utilización de agrocombustibles, así como también leyes que protegen al medio ambiente, no existe un marco regulatorio específico para la regulación ambiental de biocombustibles (Ministerio de Industria Energía y Minería, consulta 30/10/2023).

Se consideran dos marcos regulatorios destacados, Tabla 3.16: La Directiva sobre energías renovables de la Unión Europea (UE) y la Norma sobre combustibles renovables de los Estados Unidos (EE. UU.), donde se establecen valores umbrales y objetivos para determinar cuándo un biocombustible puede considerarse útil y define como combustibles renovables, en función de la reducción de las emisiones de GEI, además de establecer directrices para calcularlos (De Jong et al., 2017).

Estos valores umbrales se originan en objetivos políticos (por ejemplo, reducción de emisiones, requisitos de sostenibilidad, seguridad del suministro) más que en un origen técnico. Mientras que la directiva de energía renovable de la UE tiene valores de reducción cada vez más exigentes con el tiempo, el estándar estadounidense sobre combustibles renovables tiene umbrales de reducción separados según la categoría de biocombustibles que son fijados en el tiempo. Las categorías de biocombustibles en el estándar de combustibles renovables de EE. UU. se basa en la combinación de materia prima y tecnología (De Jong et al., 2017).

Tabla 3.16: Visión general de la regulación de los biocombustibles en la directiva de energía renovable de la UE y el estándar de combustibles renovables de EE. UU. Fuente: Adaptado de De Jong et al. (2017); DIRECTIVA (UE) 2018/2001; Herbstritt et al. (2023).

	Directiva sobre energías renovables de la Unión Europea DIRECTIVA (UE) 2018/2001	Norma sobre combustibles renovables de EE. UU.
Método de asignación de coproducción para productos no fósiles	Asignación de energía	Método de desplazamiento
Umbral de reducción de GEI (en comparación con la base de referencia de combustibles fósiles)	50% para instalaciones en funcionamiento el 5 de octubre de 2015 o con anterioridad a dicha fecha. 60% para instalaciones que hayan entrado en funcionamiento desde el 6 de octubre de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2020. 65% para instalaciones que hayan entrado en funcionamiento a partir del 1 de enero de 2021.	Categoría de biocombustibles: 60% Biocombustibles Celulósicos, a partir de materia prima lignocelulósica 50% Biocombustibles avanzados, a partir de todas las materias primas excepto almidón de maíz 20% Combustibles renovables (biocombustibles convencionales (típicamente etanol de maíz))
Línea de base de combustibles fósiles (biocarburantes) (gCO_{2eq}/MJ)	Promedio combustible fósil: 94	Combustible tipo diésel: 91,8

Se debe de tener en cuenta que ambos marcos regulatorios mencionados consideran el ciclo completo del combustible (*Well-to-Wheel*, WtW), es decir, es necesario considerar los consumos producidos en el transporte y distribución de los combustibles, y los de la combustión de estos. Para el caso de combustible diésel, los valores medios en Europa se encuentran en el entorno de: 1,10 gCO_{2eq}/MJ para el transporte depósito y distribución, y 73,25 gCO_{2eq}/MJ para la combustión (Garraín et al., 2012).

Capítulo 4: Análisis de Ciclo de Vida del gasoil 50S co- procesado

4.1. Definición de Objetivo y Alcance del estudio de ACV

El objetivo es realizar el Análisis del Ciclo de Vida del Gasoil 50S co-procesado con materia prima grasa del tipo aceites vegetales, nuevos y usados, y sebo vacuno en una refinería. Evaluar el impacto de este producto en términos de Potencial de Calentamiento Global (como emisiones de GEI) y Consumo de Energía Fósil no renovable.

Se plantearán diferentes alternativas de interés, propuestas por la empresa o consideradas apropiadas dada la sensibilidad de las variables.

5.1.1. Unidad Funcional

La unidad funcional seleccionada es 1 MJ de combustible producido (combustible mezclado), teniendo en cuenta que se trata de productos de uso energético (Garraín et al., 2012). La información de entradas y salidas será en relación con esta unidad seleccionada.

5.1.2. Límites del sistema

5.1.2.1. Límites Naturales

Se define como alcance del sistema desde la extracción de las materias primas hasta la llegada del combustible co-procesado en la refinería de ANCAP La Teja a la planta La Tablada, principal planta de distribución de combustible automotriz del país, pasando a través de poliductos de 8 km (distribución de gasoil co-procesado), se puede ver en el diagrama de la Figura 4.1. Estos límites permiten realizar comparaciones con otros estudios de ciclo de vida de combustibles y biocombustibles con alcance similar (Garraín et al., 2012; Garraín et al., 2014) como, por ejemplo, el realizado sobre la producción de diésel co-procesado en diferentes proporciones con aceite de soja en una refinería en Cartagena, España, según es mencionado por Garraín et al. en el año 2014, que si bien no son estrictamente equivalentes, debido a suposiciones realizadas sobre cada estudio, permiten tener una noción de los resultados en un alcance WtT.

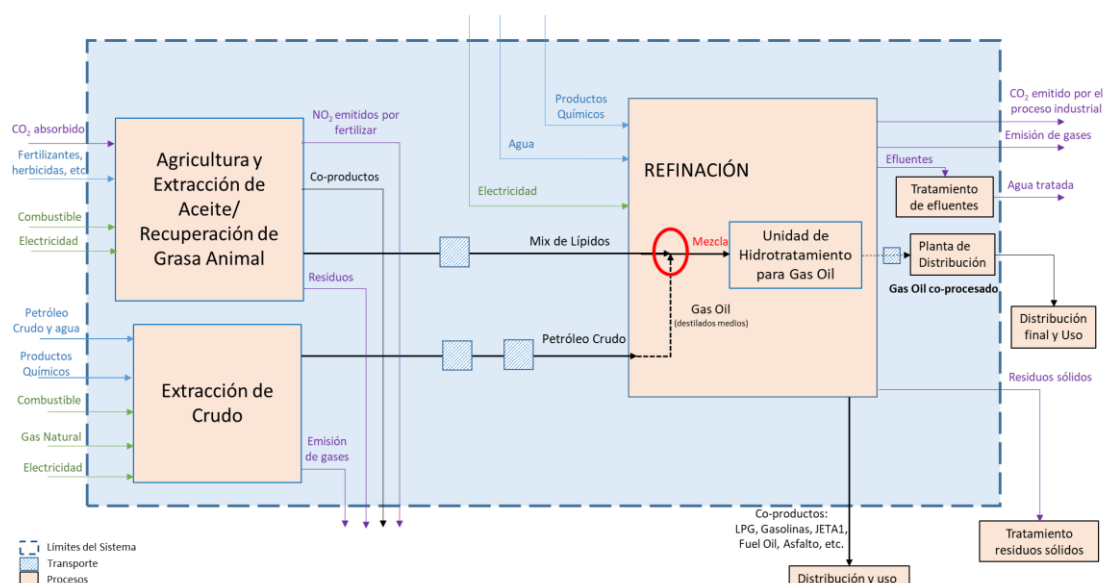


Figura 4.1: Diagrama de flujo del co-procesamiento de gasoil considerado en el Inventario del Ciclo de Vida. Fuente: Elaboración propia, adaptado a partir de Garraín et al. (2014).

5.1.2.2. Límites Geográficos

El ACV abarca la producción de aceite virgen proveniente de la molienda de canola y soja, el procesamiento de grasa animal a partir del sacrificio de ganado vacuno (*“rendering”*) y la recolección y tratamiento del aceite de cocina usado, (Herrera et al., 2016). Además, se tiene en cuenta tanto el origen, extracción y transporte de petróleo crudo, así como el proceso de refinación hasta la obtención del producto final de interés, el gasoil co-procesado (Garraín et al., 2012). Los límites geográficos se establecen expandidos al tener en cuenta insumos necesarios producidos fuera del territorio nacional (Herrera et al., 2016).

Para las operaciones realizadas dentro del país, es posible obtener información local, ya sea por estudios previos o a partir de datos originales aportados por ANCAP (entrevista con expertos, documentación de la empresa, etc.). Estas operaciones locales son cultivo de oleaginosas (soja y canola), extracción de aceites vegetales, recolección de aceite usado, recuperación de grasa animal, mezcla de materia prima grasa; toda información aportada por estudios previos de ALUR (Herrera et al., 2016). También será información de primera mano la llegada del petróleo crudo desde Terminal del Este³², el proceso de refinación del petróleo y del material lipídico a agregar durante el co-procesamiento, y el posterior transporte de producto terminado por medio de poliductos, con información aportada por expertos de ANCAP, entre otros. En el caso de operaciones no controladas por la empresa se utilizan datos medios de la industria, datos a partir de artículos o datos reportados en bases de datos, principalmente disponibles en el propio programa a utilizar.

³² Planta ANCAP ubicado en José Ignacio, Departamento de Maldonado.

5.1.2.3. Límites temporales

Este estudio pretende brindar información para la toma de decisiones a corto plazo en la implementación de co-procesamiento de lípidos con cortes de refinación de petróleo, en la instalación ya existente de la Refinería de ANCAP La Teja. Por esta razón, se utilizarán datos actuales o proyecciones a corto plazo.

5.1.2.4. Etapas excluidas del análisis

Criterios de corte para bienes personales y de capital: Existe debate sobre si los bienes de capital son importantes en las evaluaciones del ciclo de vida y en qué casos es necesario agregarlos, en muchos casos podrían ser despreciados (Frischknecht et al., 2007). Para el presente trabajo, la contribución de cargas ambientales relativas a la producción de la maquinaria e infraestructuras necesarias para el desarrollo de los procesos involucrados con la obtención de los aceites vegetales nuevos y usados y del sebo vacuno, son excluidos del análisis porque su contribución al balance global es muy pequeña, considerada en el entorno del 1 % (Herrera et al., 2016). En cuanto a lo relacionado a producción de combustible líquido renovable, con el fin de poder realizar comparaciones con otros estudios de productos similares, se considera excluir el aporte de construcción y mantenimiento de bienes de capital como infraestructura, maquinaria y equipo (Garraín et al., 2010; Garraín et al., 2012; Garraín et al., 2014). Por estas mismas razones, también se excluyó el impacto del personal (alimentación, respiración, transporte, etc.).

5.1.3. Tipos de impacto analizados

Dado los objetivos planteados en el presente estudio, los impactos a analizar son el consumo de energía fósil no renovable y el potencial de calentamiento global (PCA o GWP: *global warming potential*) definido como, el potencial de aumentar la temperatura global promedio de la atmósfera terrestre y los océanos, siendo las emisiones de gases GEI definidas como indicador del GWP (como CO₂ equivalente).

5.1.3.1. Métodos utilizados para la evaluación del impacto

Utilizando SimaPro en su versión 9.5.0.2 es posible modelar el proceso en estudio y determinar los impactos a considerar en el presente trabajo.

Se analizó la categoría de impacto Cambio Climático, usando como indicador el potencial de calentamiento global, evaluado mediante el método “IPCC 2021”, desarrollado por el Panel Internacional de expertos sobre Cambio Climático (IPCC: *International Panel on Climate Change*, 2021; versión 1.02). Contiene los factores de cambio climático del Potencial de Calentamiento Global (GWP) del IPCC con un marco temporal de 100 años (<http://www.ipcc.ch/contact/contact.htm>).

También se evaluó la categoría de impacto de uso de recurso asociado al uso de energía fósil no renovable se aplicó el método de demanda acumulada de energía (CED: *Cumulative Energy Demand*; versión 1.11). CED se basa en el método publicado por Ecoinvent y ampliado por los desarrolladores de SimaPro para los recursos energéticos disponibles en la base de datos de SimaPro. La energía fósil no renovable fue la única categoría analizada. (<http://www.ecoinvent.org/contact/>).

Los indicadores de desempeño ambiental seleccionados serán asociados a los impactos a evaluar:

Asociado al consumo de energía fósil (balance energético)³³

$$EROI(\text{tasa de retorno energético}) = \frac{\text{Energía GO coproc. (energía obtenida, LHV)}}{\text{Consumo de energía fósil(energía invertida)}} \quad \text{Ec. 5.1}$$

La Tasa de Retorno Energético (TRE, EROI: *Energy Return On energy Invested*) mide la eficiencia en el uso de la energía y aporta información útil para tomar decisiones relativas al funcionamiento energético de las actividades productivas (Guzmán et al., 2015).

Es una métrica popular para evaluar la rentabilidad de los procesos de extracción de energía, donde $EROI > 1$ indica que se entrega a la sociedad más energía de la energía fósil no renovable que se utiliza en el proceso de producción. Durante la última década, el análisis de la EROI en particular se ha vuelto popular, lo que ha resultado en un aumento de las publicaciones referidas a este parámetro en los últimos años. Sin embargo, la falta de coherencia en la metodología entre artículos diferentes que estudian el mismo recurso o producto ha llevado a que se realizan comparaciones inapropiadas (Murphy et al., 2022).

El EROI de los combustibles tradicionales está disminuyendo, gran cantidad de trabajos en donde se ha estudiado el EROI para la extracción de petróleo y gas en distintas regiones del mundo muestran esto, ya que aumenta la dificultad de su obtención y la mayoría de las alternativas energéticas renovables y no convencionales tienen valores de EROI sustancialmente más bajos que los combustibles fósiles, lo que implica que con el tiempo será necesario invertir más energía y recursos para obtener un barril de petróleo (Hall et al., 2014; Flores, 2022).

³³ Se evalúa EROI en función del LHV: *low heating value*, poder calorífico inferior.

En el caso de los combustibles líquidos, ninguno de los productos convencionales obtenidos del petróleo, tiene un EROI superior a 10, y en conjunto las estimaciones para el petróleo tienen un valor medio de EROI de 4,2. (Murphy et al., 2022).

El impacto asociado al Calentamiento Global es evaluado en función de las emisiones de GEI, para comparación entre procesos se puede definir:

$$\begin{aligned} & \text{Porcentaje de Cambio de Emisiones de } CO_2 \\ &= \frac{CO_{2,emitido}(\text{sin mezcla}) - CO_{2,emitido}(\text{mezcla})}{CO_{2,emitido}(\text{sin mezcla})} \times 100 \quad \text{Ec. 5.2} \end{aligned}$$

Se trata de observar la proporción de GEI que se evitan al co-procesar, o lo que es lo mismo, la reducción de impacto al calentamiento global al co-procesar.

5.1.3.2. Distribución de cargas ambientales

Teniendo en cuenta que, las normas ISO 14040/14044 pretenden evitar la utilización del criterio de asignación por partición ampliando los límites del sistema para incluir la producción de co-productos. Se consideran solamente los co-productos mayoritarios del proceso de refinación de petróleo, LPG (o supergas), gasolinas (o naftas), keroseno (lo cual incluye combustible de aviación del tipo JET A1) y FO (ya sea para calefacción, motores o calderas). Los consumos de materiales y energía relevados en el inventario corresponden al proceso de producción de gasoil y de los co-productos mencionados, considerando como crédito (consumo de energía fósil o emisiones GEI negativas, se resta al impacto total) el impacto evitado de producir los co-productos en otra refinería.

5.1.3.2.1. Procesos de la refinación del petróleo considerados sin cambios como consecuencia del co-procesamiento.

No se consideran cambios en el proceso de reformado catalítico, isomerización, ni la mejora adicional del producto, ya que no se ven especialmente afectados por el co-procesamiento de materia prima biológica (Cruz et al., 2019). La unidad de hidrodesulfurización (HDS) favorece la obtención de gasoil de bajo azufre en alrededor del 84% del total de la producción (Pedezerter, comunicación 07/08/2023) por lo tanto, el aporte de materia prima lipídica estará destinado en su mayoría a este producto.

5.1.3.2.2. Emisiones gaseosas consideradas sin cambios como consecuencia del co-procesamiento.

Los compuestos orgánicos volátiles (COVs), precursores de los GEI, particularmente del ozono (O_3), provienen en distintas proporciones de los procesos de producción llevados a cabo en una refinería de petróleo, y de los tanques de almacenamiento, siendo las refinerías una de las principales fuentes de emisión de estos compuestos, principalmente debido a pérdidas en

equipos (Botta, 2024). Hidrocarburos en estado gaseoso a la temperatura ambiente normal o aquellos muy volátiles a dicha temperatura son definidos como COV (Risctox, consulta 2/8/2024). Los principales COVs emitidos por las refinerías son etano, propano, 1-buteno, pentano, ciclopentano, propano, isobutano, ciclohexano, hexano y metil vinil cetona (Botta, 2024).

Las mediciones de COVs realizadas han demostrado que las emisiones de áreas industriales de petróleo y gas pueden variar en respuesta a cambios operacionales y/o meteorológicos (Botta, 2024).

Los compuestos orgánicos volátiles (COV) son contaminantes del aire y cuando se mezclan con óxidos de nitrógeno, reaccionan para formar ozono (a nivel del suelo o troposférico). La presencia de concentraciones elevadas de ozono en el aire que respiramos puede ser muy peligrosa dando problemas para la salud y efectos negativos sobre el medio ambiente como alteración en la fotosíntesis de las plantas y participación en numerosas reacciones en la tropósfera y en la estratósfera que contribuye a la formación del *smog* y el efecto invernadero (Risctox, consulta 2/8/2024).

Recientemente se realizó un trabajo de Maestría en Ingeniería Ambiental para evaluar la huella de carbono de la refinería La Teja de ANCAP (Botta, 2024)), concluyendo que, es necesario mejorar el cálculo de las COVs, especialmente los valores de emisiones fugitivas de componentes de cañerías y tanques de almacenamiento, que varían mucho utilizando distintos factores de emisión.

Considerando la incertidumbre en su determinación, que su valor en términos de gases equivalentes a CO₂ es mucho menor que los valores asociados a la combustión y los otros procesos considerados en este estudio y dado que se trabaja realizando comparaciones para los escenarios planteados en los que no se espera una variación significativa de los COVs, la contribución de estos a las emisiones de GEI no fue considerada. En ese sentido este tipo de emisiones no serán consideradas en el presente trabajo.

4.2. Análisis de inventario

La cadena productiva del gasoil co-procesado con aceites vegetales y sebo vacuno se compone de 4 subsistemas; Sub-sistema 1: Extracción y transporte de petróleo crudo, Sub-sistema 2: Mezcla de lípidos, Sub-sistema 3: Refinación/ HDS, Sub-sistema 4: Distribución. Para cada uno de estos sub-sistemas se realizó un relevamiento extensivo basado en distintas fuentes disponibles y consultas a expertos para elaborar los diagramas y definir posteriormente los flujos

para los que se representan entradas y salidas y a partir de las cuales se definen las cargas ambientales.

Los subsistemas 1, 3 y 4 fueron analizados también para el caso sin co-procesamiento, determinando los flujos para este caso y para los distintos escenarios estudiados siguiendo la misma metodología.

4.2.1. Sub-sistema 1: Extracción y transporte de petróleo crudo

El sub-sistema 1 considera la obtención de la principal materia prima para el proceso de refinación, la obtención del petróleo crudo. El proceso de extracción de este comienza con el relevamiento de los yacimientos de petróleo. La etapa de exploración consiste en la realización de estudios geológicos de superficie y del subsuelo, para después, realizar pozos y confirmar la presencia del petróleo y la magnitud de ese yacimiento. Toda esta etapa también conlleva realizar estudios sísmicos y de otras clases (Lechón et al., 2005; ELADE, acceso 30/03/2023).

Luego de detectado el yacimiento se da la perforación de la roca generando pozos o agujeros mediante un taladro rotativo, broca o trépano. Cuando se trata de pozos convencionales, a medida que se realiza la perforación, se hace transitar un lodo compuesto por agua, arcilla y varios productos químicos para dar consistencia a las paredes del pozo y enfría el equipo de perforación, para luego poder extraer el fluido que llena los pozos mediante una “*tubería de producción*”, “*tubing*” o “*casing*”, que recubre las paredes para evitar que las paredes se derrumben y contaminar las napas de agua (ver Figura 4.2). En el caso de pozos no convencionales (*fracking*), el pozo se protege por completo mediante el *casing*, con varias capas de tubos de acero y cemento, para que una vez alcanzada la formación geológica objetivo (2500-3000 mts de profundidad) se proceda a realizar la estimulación hidráulica que consiste en inyectar por la tubería de producción un fluido compuesto por agua, arena y aditivos. La presión en el interior del reservorio hace subir el petróleo, hasta que finalmente mediante una bomba de extracción se extrae lo más profundo que por si sólo no asciende (YPF, acceso 2023; Ministerio de Industria, Energía y Minería, 2021).

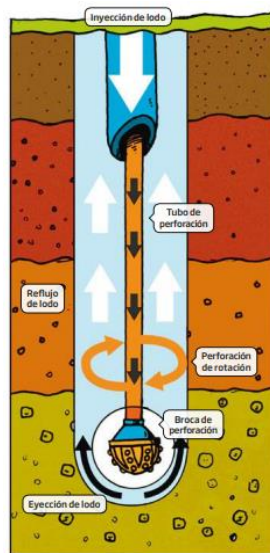


Figura 4.2: Perforación de pozo para extracción de petróleo crudo. Fuente: Ecopetrol.

La extracción del petróleo puede realizarse en tierra continental, o también en plataformas marinas. El fluido obtenido es una mezcla de hidrocarburos líquidos, gases, agua y otras impurezas, que se transportan a través de cañerías hasta la superficie donde serán separados. Parte del gas que acompaña al petróleo es utilizado en la propia operación de extracción como combustible. El resto se puede tratar y canalizar mediante tuberías, quemar, liberar o reinyectar en el pozo, esto dependerá de las condiciones de los yacimientos (Lechón et al., 2005).

Una vez que el crudo llega al depósito portuario, se embarca en los buques tanque. En Uruguay sólo se recibe crudo por vía marítima a través del puerto de Terminal del Este de ANCAP en José Ignacio en el Departamento de Maldonado. Una vez realizada la descarga, se considera que los buques tanque vuelven al puerto de procedencia sin crudo ni otros productos.

Como último recorrido del crudo, llega a Refinería la Teja mediante transporte por oleoducto de 182 km de largo (Pedezert, comunicación 30/03/2023).

En la Figura 4.3 se muestra del diagrama de flujo del sub-sistema descrito de extracción y transporte de petróleo crudo donde se enmarcan los límites que concentra esta etapa del sistema completo.

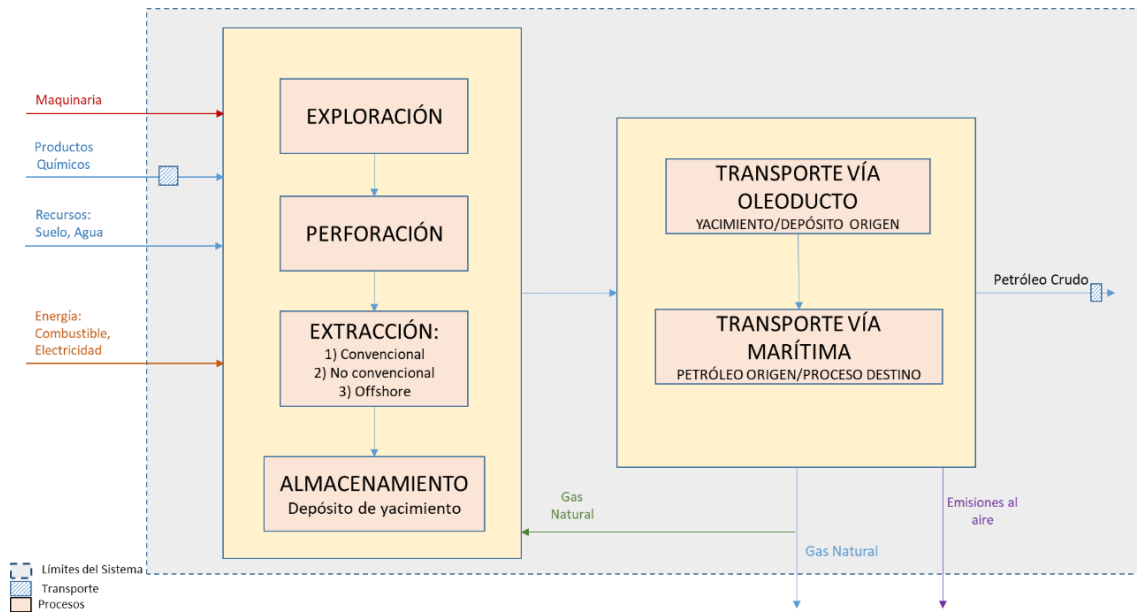


Figura 4.3: Diagrama de flujo del subsistema extracción y transporte del petróleo crudo considerado en el Inventario del Ciclo de Vida. Fuente: Elaboración propia, adaptado a partir de Garraín et al. (2014).

Los procesos de fabricación de la maquinaria utilizada para la extracción y transporte del crudo quedan por fuera de los límites del sistema (Lechón et al., 2005).

Como referencia para seleccionar los datos del proceso de exploración, perforación, extracción y transporte de larga distancia del petróleo se utiliza información de ANCAP de las compras de esta materia prima del año 2022, las cuales se muestran en las Tablas 4.1 y 4.2 (Pedezer, comunicación 30/03/2023). La procedencia, por tratarse de un producto comprado en el exterior, con grandes recorridos para llegar al país, y la forma de extracción, genera cambios en el consumo energético y en el impacto al calentamiento global (Márquez Boy, 2021).

Tabla 4.1: Importaciones de petróleo crudo por ANCAP 2022. Fuente: ANCAP (b), acceso 2024.

IMPORTACIONES 2022	Entrega TdE	Crudo	Procedencia	Extracción	Cantidad (barriles)
1	14/1/2022	BONNY LIGHT	Nigeria	ONSHORE Y OFFSHORE	1.050.812
2	13/2/2022	WTI MIDLAND	EE. UU.	NO CONVENCIONAL	1.037.343
3	4/3/2022	WTI MIDLAND	EE. UU.	NO CONVENCIONAL	870.518
4	1/4/2022	WTI MIDLAND	EE. UU.	NO CONVENCIONAL	1.035.758
5	22/4/2022	WTI MIDLAND	EE. UU.	NO CONVENCIONAL	847.575
6	20/5/2022	ERHA	Nigeria	OFFSHORE	948.362
7	4/6/2022	WTI MIDLAND	EE. UU.	NO CONVENCIONAL	789.456
8	24/6/2022	WTI MIDLAND	EE. UU.	NO CONVENCIONAL	1.043.679
9	10/7/2022	WTI MIDLAND	EE. UU.	NO CONVENCIONAL	1.034.208
10	1/8/2022	WTI MIDLAND	EE. UU.	NO CONVENCIONAL	1.042.710
11	1/9/2022	WTI MIDLAND	EE. UU.	NO CONVENCIONAL	822.572
12	1/10/2022	ERHA	Nigeria	OFFSHORE	946.184
13	19/10/2022	MEDANITO	Argentina	NO CONVENCIONAL	476.362
14	4/11/2022	WTI MIDLAND	EE. UU.	NO CONVENCIONAL	795.487
15	24/11/2022	WTI MIDLAND	EE. UU.	NO CONVENCIONAL	1.039.445
16	17/12/2022	WTI MIDLAND	EE. UU.	NO CONVENCIONAL	1.044.347

Tabla 4.2: Resumen de tipos de crudo. Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de la tabla anterior.

Extracción	Cantidad (barriles)	%
ONSHORE+OFFSHORE convencional	2.945.358	20
NO CONVENCIONAL	11.879.460	80

El 80% del petróleo crudo que procesó ANCAP durante el año 2022 corresponde principalmente a crudo WTI Midland (*West Texas Intermediate*), un crudo liviano, dulce, procedente de EE.UU., extraído principalmente por métodos no convencionales de *fracking* (fracturación hidráulica) sobre terreno (Márquez Boy, 2021), sumado a una pequeña cantidad de crudo Argentino, Medanito, de tecnología similar en la extracción respecto al WTI, y por eso se toma como suposición que el 80% corresponde a crudo WTI Midland. El 20% restante corresponde a crudo nigeriano (NG), de obtención convencional tanto *onshore* como *offshore* también de calidad ligera y con bajo contenido de azufre (Haas Vilaplana, 2022). A continuación, se presenta en la Tabla 4.3, las bases de datos utilizadas para estimar los impactos ambientales en estudio teniendo en cuenta que, no se trata de una materia prima propia del país, y el acceso a este tipo de información es dependiente de personal totalmente externo a la empresa en la que se basa el estudio. Además, en la misma Tabla 4.3 se presentan los recursos seleccionados dentro de la base de datos en función de la proximidad con la materia prima, en este caso, más similar al

crudo en uso en la refinería de ANCAP La Teja, de la misma forma que el tipo de transporte que traslada el recurso a utilizar. Tener en cuenta que en SimaPro, se dispone de una biblioteca con amplia información mundial, con características diferentes para cada tipo de producto, tecnología, procedencia, entre otros. De todas formas, tras conversación con expertos del tema surge la importancia de tener presente el hermetismo del sector energético en cuanto a divulgación de emisiones y aporte a impactos ambientales en general, principalmente en lo que refiere a la extracción del petróleo crudo, que depende de la forma de extracción y manipulación del producto de interés, los co-productos como lo es el Gas Natural, su control y la legislación reinante, lo que podría llevar a que los impactos asociados al petróleo estén subestimados por el sub registro de las emisiones informadas para el cálculo en las bases de datos utilizadas.

Tabla 4.3: Base de datos con información para la extracción y el transporte a larga distancia del petróleo crudo. Fuente: Elaboración propia a partir de librerías de SimaPro versión 9.5.0.2.

Materia prima	Nombre del recurso en la base de datos	Base de datos usada	Unidad/MJ* (*GO50SoGOco-proc.)	Observaciones
EXTRACCIÓN CRUDO 1	Crude Oil, at production/RNA	USLCI	kg	Extracción de crudo 1: Crudo WTI Midland. Procedencia: EE. UU. Extracción principalmente por <i>fracking</i> / No convencional – La base de datos se basa en información de extracción en EE. UU. <i>Onshore</i> y/u <i>offshore</i>
EXTRACCIÓN CRUDO 2	Crude Oil E	Industry data 2.0	kg	Extracción de crudo 2: Procedencia: Nigeria. Extracción <i>Offshore</i> principalmente y/u <i>onshore</i> / Convencional. Base de datos genérica.
TRANSPORTE MARÍTIMO CRUDO	Transport, sea ship, 10000 DWT, 100%LF, long, default {Glo} Economic U	Agri-footprint	kgkm	
TRANSPORTE POR OLEODUCTO CRUDO	Transport, pipeline, unspecified petroleum products/tkm/RNA	USLCI	kgkm	

4.2.2. Sub-sistema 2: Mezcla de Lípidos

El inventario del sub-sistema referido a la mezcla de lípidos se compone de 4 etapas: obtención de aceite de soja y canola, recolección de aceite usado, recuperación de sebo vacuno y la preparación de la mezcla de biomasa lipídica.

4.2.2.1. Etapa de obtención de aceite de soja y canola

La etapa de aceite de soja y canola tiene en cuenta actividades agrícolas y el proceso de extracción de aceite.

Dentro de las actividades agrícolas se destacan “*tareas de alzado y preparación del terreno, tareas de fertilización mediante abonadora, siembra y mantenimiento, aplicación de productos fitosanitarios (herbicidas, insecticidas y otros agentes), cosecha y transporte de insumos (semillas, fertilizantes y fitosanitarios)*” (Herrera et. al, 2016).

En la Figura 4.4 se muestra del diagrama de flujo para obtener aceite de soja y canola, dentro del sub-sistema 2, donde se enmarcan los límites que concentra esta etapa incluyendo como se mencionó más arriba la obtención de la materia prima para producir dichos aceites.

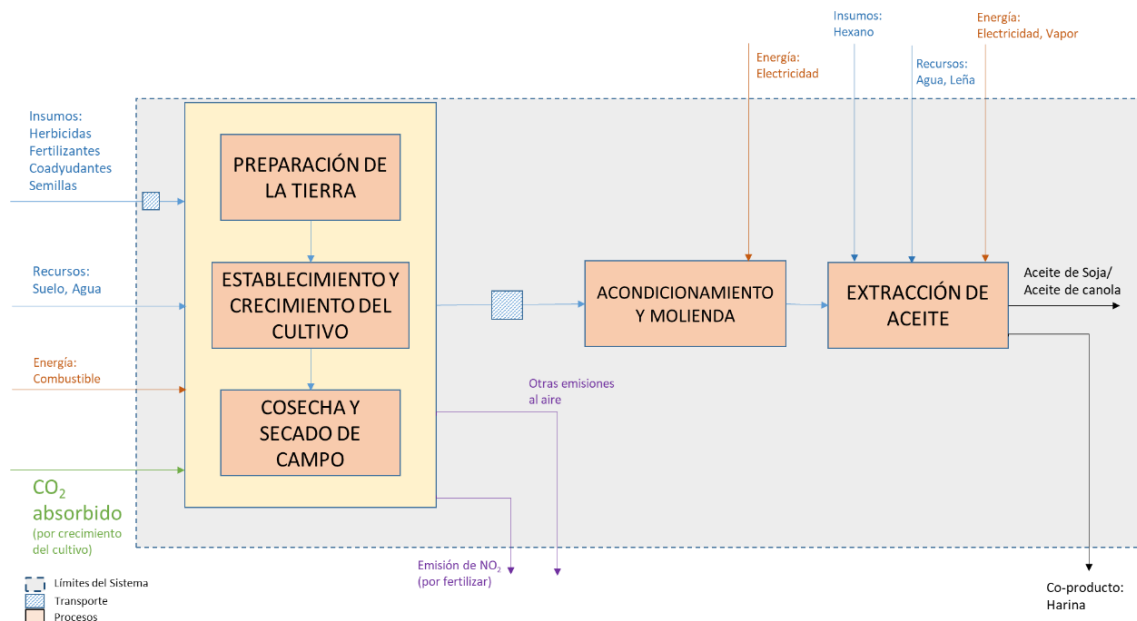


Figura 4.4: Diagrama de flujo de la etapa de obtención de aceite de soja y canola considerado en el Inventario del Ciclo de Vida. Fuente: Elaboración propia a partir de Herrera et al. (2016).

Es importante mencionar que en esta etapa se dan algunos aportes de emisiones al ambiente debido al consumo de combustible y a la aplicación de fertilizantes previo a la cosecha de las semillas de soja y canola. En particular, aplicar fertilizantes implica la producción de emisiones resultantes de la interacción entre los compuestos químicos y el propio suelo, destacando el óxido nitroso al aire (N₂O). Todos los suelos, debido a la actividad bacteriana, emiten N₂O, el cual se ve incrementado debido al agregado de fertilizante, siendo un gas que contribuye de manera significativa al cambio climático, participando también de la destrucción de la capa de ozono.

En lo que refiere al proceso de obtención de aceite, se tiene en cuenta desde la semilla, incluyendo el transporte de estas, ya sea de soja o canola, hasta la producción del aceite teniendo como co-producto harina, destinada a alimento animal. Las cantidades de aceite y harinas producidas en proceso de extracción se han obtenido a partir de los datos de

rendimiento de las semillas, son datos reportados por la empresa ALUR, los cuales se pueden ver en la Tabla 4.4 a continuación.

Tabla 4.4: Factores de rendimiento para el aceite y las harinas, se destacan en negrita los valores requeridos para la obtención de aceite. Fuente: Herrera et al. (2016).

Rendimientos	Soja	Canola
% Materia Grasa	21,0	49,0
Aceite crudo a partir de grano (%m/m)	19,0	42,0
% Harina	78,0	50,0

Los datos asociados al ACV del proceso de obtención de aceite virgen de soja y canola, así como también todo lo que ello implica, se toma del estudio previo realizado al proceso para ALUR (Herrera et al., 2016), suponiendo que esta empresa del Grupo ANCAP, será quien suministre esta materia prima para co-procesar en refinería, según se aprecia en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5: Definición de impactos asociados al cultivo de oleaginosas y extracción de aceite de soja y canola. Fuente: Elaboración propia a partir de Herrera et al. (2016).

Sistema		Impactos sobre el cambio climático		Balance energético	
		Emisiones de gases de efecto invernadero	Unidades (CO ₂ equivalente)	Consumo de energía fósil	Unidades
Cultivo de oleaginosas	Soja	0,307	kgCO ₂ /kg _{soja}	1,52	MJ _{fósil} /kg _{soja}
	Canola	0,666	kgCO ₂ /kg _{canola}	4,87	MJ _{fósil} /kg _{canola}
Extracción de aceite	Soja	0,498	kgCO ₂ /kg _{aceite_soja}	6,18	MJ _{fósil} /kg _{aceite_soja}
	Canola	1,35	kgCO ₂ /kg _{aceite_canola}	10,2	MJ _{fósil} /kg _{aceite_canola}

Por fuera del estudio de ALUR, se encuentra lo que llamamos Carbono Biogénico. El CO₂ biogénico se origina en la materia orgánica vegetal y forma parte del ciclo natural del carbono, en el que las plantas absorben CO₂ mediante la fotosíntesis, luego se descomponen o se queman, liberando el CO₂ a la atmósfera, desde donde podrá ser reabsorbido por nuevas plantas, cerrando así el ciclo del carbono. La diferencia del CO₂ proveniente de las plantas respecto del CO₂ a partir de combustibles fósiles es relevante. *“El carbono de los combustibles fósiles ha estado atrapado durante millones de años y, cuando se libera, aumenta la concentración de CO₂ en la atmósfera”*. Sin embargo, el CO₂ biogénico, se puede considerar en equivalencia el liberado por la materia orgánica vegetal con el absorbido previamente (World economic fórum, 2023).

El Protocolo de Kioto vigente, y varios programas de emisiones de GEI, consideran el uso de biomasa y subproductos de esta como combustibles alternativos que clasifican para la reducción de emisiones de GEI. Las emisiones de GEI proceden de la combustión de biomasa (*“material biológico compuesto de carbono, hidrógeno y oxígeno”*) consideradas neutras respecto del

carbono (SGS, consulta 11/2023). De acuerdo con el IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) y el estándar “*Protocol for the quantification of greenhouse gas emissions from waste management activities*” el CO₂ de esta biomasa debe ser reportado como cero (Ferrovia, consulta 11/2023). Sin embargo, se ha demostrado que la consideración o no del carbono biogénico podría generar sesgos respecto a lo que realmente sucede, debiéndose a que la suposición es cierta sólo si los resultados de incluir (completar inventario) o excluir (asumiendo carbono neutral) el carbono biogénico en el inventario conduce a los mismos resultados, es decir, la desviación es nula (Wiloso et al., 2016).

Por lo tanto, en el presente trabajo, se considera evaluar la presencia o no de un sesgo incluyendo o dejando por fuera el contenido de carbono biogénico en los cultivos de interés para co-procesar.

El carbono fijado por el cultivo tanto de soja como de canola se calculó considerando la composición de la biomasa base la cual se presenta en la Tabla 4.6:

Tabla 4.6: CO₂ biogénico para cultivo de soja y canola. Fuente: Elaboración propia a partir de Ortigón Morales et al. (2009); García y Hémala (2014); Toochi (2018).

Cultivo	Peso seco de la planta (Planta tamaño promedio) (g)	Carbono en la planta (g C/planta)	CO ₂ secuestrado por la planta (g CO ₂ /planta)	CO ₂ secuestrado por gramo de planta (gCO ₂ /g planta)
Soja	49	24,5	89,8	1,8
Canola	62	30,8	113	2,3

4.2.2.2. *Etapas de Recolección de Aceite Usado, Recuperación de Sebo Vacuno y preparación del mezcla de Lípidos*

La información de la carga ambiental asociada a estas tres etapas del sub-sistema 2 es obtenida del informe generado para ALUR de ACV para la obtención de Biodiésel (Herrera et al., 2016). Como se planteó en la etapa anterior, se toma como válido el reporte de estudio generado para ALUR, tomándolo como base. En la Figura 4.5 que se muestra a continuación, se describen gráficamente las estas tres etapas; completan el seguimiento del proceso de obtención de materia prima lipídica, incluyendo la recolección del aceite usado, ya que se trata de un producto de desecho de otros procesos no involucrados en el presente estudio, al igual que la recuperación del sebo vacuno, generado externo a ANCAP.

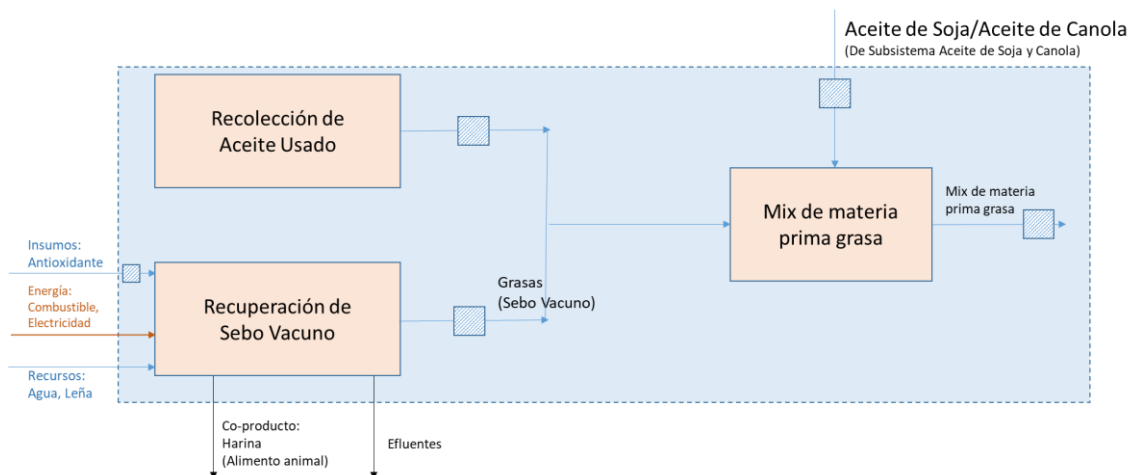


Figura 4.5: Diagrama de flujo de las etapas de recolección de aceite usado, recuperación de sebo vacuno y mezcla de lípidos considerado en el Inventario del Ciclo de Vida. Fuente: Elaboración propia a partir de Herrera et al. (2016).

La materia prima “aceite usado” se considera como residuo hasta el momento de la recolección, y una distancia media de 50 km de transporte para la recolección del insumo. Al considerarlo como residuo el impacto asociado a su producción no es considerado en este estudio (siguiendo el criterio “Escenario *Polluter pays*” descrito en detalle en la sección 4.5.2.7), solamente se considera el impacto del transporte.

La materia grasa animal o sebo vacuno, es obtenido por fusión del tejido adiposo del animal, mediante el aporte de calor en seco o en presencia de agua. El agua ayuda a la transferencia de calor, facilita la extracción y limita la temperatura (Herrera et al., 2016). En lo que refiere al aporte ambiental se tiene en cuenta la asignación en función de la obtención del sebo vacuno y las harinas que se producen para alimento animal mencionadas en el estudio realizado para ALUR (Herrera et al., 2016).

En la Tabla 4.7 que se muestra a continuación, se presentan los aportes a los impactos ambientales en estudio por parte de la Recuperación de aceite usado y Grasa Animal.

Tabla 4.7: Definición de impactos asociados a la Recuperación de aceite usado y Grasa animal. Fuente: Elaboración propia a partir de Herrera et al. (2016).

Sistema	Impactos sobre el cambio climático		Balance energético	
	Emisiones de gases de efecto invernadero	Unidades (CO ₂ equivalente)	Consumo de energía fósil	Unidades
Recuperación de aceite usado	0	Las emisiones consideradas son las de transporte	0	Los consumos considerados son las de transporte
Recuperación de grasa animal	0,081	gCO ₂ /kg _{grasa_animal}	0,892	MJ _{fósil} /kg _{grasa_animal}

La relación de materia prima grasa utilizada como base en el presente estudio surge de lo planteado en el estudio de ALUR (Herrera et al., 2016), es probable que para disponer de esa materia prima a usar en la refinería pueda ser necesario competir con la producción de biodiésel que ALUR actualmente exporta. Como se mencionó anteriormente el estudio supone que ALUR será proveedora de esta materia prima para procesar en refinería.

La mezcla de lípidos corresponde a la preparación de la materia prima grasa destinada al co-procesamiento en refinería, comprende el transporte de los diferentes insumos y la preparación para la generación de 1 kg de mezcla, en la Tabla 4.8, se presentan las relaciones consideradas de cada componente lipídico como caso base para el presente estudio. En la Tabla 4.9 se muestran los aportes relacionados a la generación de la mezcla de materia prima grasa que ingresará a ser co-procesado con el corte de destilado medio de refinería para obtener el producto de interés.

Tabla 4.8: Balance de masa de entradas y salidas de la mezcla de lípidos. Fuente: Herrera et al. (2016).

Productos	Proporción	Unidad
Mezcla de lípidos	1	kg
Materiales y consumibles	Proporción	Unidad
Aceite de soja	0,53	kg
Aceite de canola	0,15	kg
Grasa animal	0,3	kg
Aceite usado	0,02	kg
Transporte	0,0135	ton.km

Tabla 4.9: Definición de impactos asociados al Mezcla de Lípidos. Fuente: Elaboración propia a partir de Herrera et al. (2016).

	Impactos sobre el cambio climático		Balance energético	
Sistema	Emisiones GEI	Unidades (CO ₂ equivalente)	Consumo de energía fósil	Unidades
Mezcla de materia prima	0,711	gCO ₂ /kg _{materia_grasa}	4,57	MJ _{fósil} /kg _{materia_grasa}

4.2.3. Sub-sistema 3: Refinación/ HDS

El presente sub-sistema es considerado el sub-sistema principal, mientras que los otros definidos pueden tomarse como de fondo. La descripción del proceso fue realizada en los capítulos 3 y 4.

La información necesaria para definir entradas y salidas de materia y energía en este punto es a partir de entrevista y material aportado por experto de ANCAP (Pedezert, comunicación

21/04/2023). A sugerencia de este, se toma al año 2022 como año de referencia para el presente estudio.

Se estudia el proceso de refinación considerando las entradas y salidas ya sea tanto en masa como en energía:

ENTRADAS

Como principal insumo de ingreso a la refinería es el petróleo crudo, con una capacidad de 8000 m³/d, lo que equivale a 50000 barriles diarios³⁴.

Además, se tienen en cuenta insumos requeridos en distintas etapas del proceso de refinación, mejora de los productos, y servicios, entre ellos se puede mencionar: aminas, soda cáustica, ácido sulfúrico, hipoclorito de sodio, nitrógeno líquido, aditivos mejoradores de calidad de diferentes propiedades, colorantes, catalizadores. Dentro de estos podríamos destacar al catalizador utilizado en la unidad de hidrodesulfurización, unidad de interés en la obtención del gasoil co-procesado, que además según se describió en el capítulo 4 sería conveniente cambiar del actual CoMo por NiMo al introducir materia prima grasa.

Son requeridos ciertos servicios de entrada para llevar a cabo el proceso en refinería, los cuales son adquiridos de proveedores nacionales:

- Agua, la cual se toma en dos modalidades, agua pública (OSE³⁵) y agua superficial (principalmente para sistemas de emergencia).
- Energía eléctrica, se toma desde la red eléctrica uruguaya (UTE³⁶).
- Gas Natural

Para completar el consumo energético, se tienen entradas de autoconsumo, generadas en la propia refinería, que por ser producidas y utilizadas en el lugar de origen, no son consideradas en el estudio de análisis de ciclo de vida:

- Fuelgas (FG)
- Fueloil (FO)
- Coque

Cuando hablamos de co-procesamiento se introduce una nueva corriente de entrada: la biomasa lipídica. En el presente estudio se considera evaluar el Análisis de Ciclo de Vida al

³⁴ ANCAP, Historia de la Refinería, <https://www.ancap.com.uy/1581/1/historia-de-la-refineria.html>

³⁵ OSE: Obras Sanitarias del estado

³⁶ UTE: Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas

sustituir un 5% de la producción del gasoil 50S existente generado a partir de combustible fósil por producción a partir de la mezcla de lípidos, lo que se denominará **“Escenario 5 %”**, requiriendo aproximadamente 60 mil toneladas de materia grasa al año; esto hace que el consumo de petróleo crudo sea menor para la misma cantidad de gasoil, no así las necesidades de aditivos y agua, los cuales se considera permanecen sin cambios. El ingreso de esta nueva materia prima se hará en la unidad de HDS, necesitando un consumo de hidrógeno extra dadas las reacciones químicas en las que la materia prima grasa participa.

Según experto de ANCAP (Pedezert, comunicación 21/04/2023), con la operación actual se tiene un excedente de hidrógeno generado en la unidad de reformado catalítico suficiente para co-procesar por encima del 5 % de gasoil a partir de lípidos. Ese hidrógeno sobrante hoy forma parte de la combinación de FG que se utiliza en planta como combustible para quemar en hornos y calderas. Dado el consumo extra en la unidad de HDS, será necesario reponer el recurso con otra fuente energética externa, por lo tanto, se dará una necesidad de comprar más Gas Natural. En los casos de co-procesamiento se calculó la cantidad de gas natural necesaria para reemplazar el hidrógeno, a partir de sus poderes caloríficos (PCI), y se consideró su impacto a partir de las bases de datos del SimaPro.

Vale la pena aclarar, que no se trata de un 5% de materia prima grasa sustituyendo el 5% de petróleo crudo, sino que se sustituye un 5% del gasoil 50S producido en el año base, esto no es lo mismo debido al rendimiento de esta nueva materia prima para la obtención del gasoil (dato no reportado por considerarse confidencial en el estudio realizado para la refinería por la empresa proveedora del servicio).

En lo que refiere a energía eléctrica, se considera sin variantes al co-procesar, respecto de la cantidad utilizada sin co-procesamiento, tomando como matriz de generación eléctrica la reportada para Uruguay en el año 2022.

Se considera importante destacar que, dado que el trabajo se enmarca en la generación de productos de un Ente Público del país, pero que los procesos son marca registrada de las empresas proveedoras de las unidades, mucha de la información utilizada en el modelado del estudio planteado, no es publicada, tratándose de información confidencial.

SALIDAS

Sale de la refinería el producto de interés, gasoil 50S como base, y co-procesado con lípidos como caso principal de estudio. Con el agregado de materia prima grasa tal que el 5% del gasoil sea generado a partir de ésta, se sustituye parte del ingreso de combustible fósil, y se da la salida

del producto de interés y co-productos en cantidades iguales al caso base (se consideran valores iguales para el presente estudio, más allá que podría darse alguna variación poco relevante, Pedezert, comunicación 21/04/2023). A continuación, se presenta la Tabla 4.10, con todos los productos obtenidos en refinería como producción en el año de referencia considerado y que son base para el presente trabajo.

Tabla 4.10: Producción del año 2022 de la refinería de ANCAP. Fuente: Series estadísticas de petróleo y derivados – Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Producto	Producción anual (m³)	Observaciones
Supergas	140.556	
Propano	33.100	
Gasolina super 95	707.744	
Gasolina premium 97	102.309	
Jet A1	104.031	
Queroseno	5.543	
Gasoil	1.375.969	El término "gasoil" incluye el gasoil 50S, el gasoil 10S y el gasoil marino.
Fueloil	371.369	El término "fueloil" se usó para agrupar fueloil pesado, fueloil calefacción y fueloil intermedio.
Solventes	6.323	
Azufre	446	

Los Co-productos se agrupan en las siguientes fracciones mayoritarias para definir en el inventario de ciclo de vida:

- LPG o Supergás, se agrupa además a esto Propano,
- Gasolinas, del tipo automotriz Super 95 y Premium 97, y se agregan además otros cortes livianos de refinería, con componentes de similar peso molecular,
- Queroseno, allí se agrupan cortes similares, esto es queroseno propiamente dicho y se agrega combustible de aviación Jet A1,
- Diésel, abarca Gasoil 10S y Gasoil marino,
- Fueloil, en este grupo se juntan combustibles residuales como son, FO medio (calefacción), FO pesado, IFO (combustibles residuales marinos).
- Azufre

Otras salidas:

- Efluentes líquidos de procesos orgánicos, aguas de lavado y purgas.

- Emisiones gaseosas, entre ellos gases de aporte al efecto invernadero, Óxidos de nitrógeno y azufre.
- Catalizador, si pensamos particularmente en la unidad de interés de HDS. La carga u recambio de catalizador a la unidad no es anual, depende del ciclo de uso. De todas formas, a efectos del estudio, se toman cargas de catalizador y recambio equivalentes al año.
- Al co-procesar materia prima grasa, debido a las reacciones químicas dadas en la unidad de HDS, se genera emisión de gases extra del tipo CO₂ y CO; además de un aumento en la generación de efluentes líquidos.

A continuación, se presenta la Tabla 4.11 donde se resume información, cambios y suposiciones al introducir materia prima grasa en la unidad de hidrodesulfurización de la refinería de ANCAP, para sustituir un 5 % del gasoil generado a partir de destilados del petróleo crudo (*“Escenario 5 %”*). La fuente de datos para elaborar esta tabla surge de bibliografía resumida en capítulos anteriores (principalmente en el capítulo 4) y de entrevistas con experto de ANCAP, Ing. Químico Alejandro Pedezert (2023).

Tabla 4.11: La operación actual y los cambios introducidos por el co-procesamiento. Fuente: Elaboración propia.

	“Escenario 5 %” vs Sin co-procesamiento
MATERIA PRIMA	
Petróleo crudo	Baja por el ingreso de materia prima lipídica tal que se sustituya el 5% del GO 50S generado.
Aditivos y productos químicos varios (salvo catalizador HDS)	Se considera sin cambios significativos.
Mezcla materia prima grasa	Se introduce material lipídico.
Catalizador HDS	Se recomienda cambio de catalizador de CoMo a NiMo. Disminuye cantidad de catalizador requerido.
ENERGÍA COMPRADA	
Electricidad UTE	Se considera sin cambios significativos.
Gas Natural	Aumenta el consumo debido a la necesidad de hidrógeno tal que sustituya su uso como combustible de hornos y calderas.
RECURSOS	
Agua Superficial	Se considera sin cambios significativos.
Agua OSE	Se considera sin cambios significativos.
PRODUCTOS Y CO-PRODUCTOS	

	“Escenario 5 %” vs Sin co-procesamiento
Supergas y Propano	Se considera sin cambios. En el proceso de HDS se da generación de propano, parte de ese propano surge a partir del agregado de material lipídico. La cantidad de propano generado a partir de la materia prima grasa compensa el no generado en esta unidad a partir de los destilados de petróleo debido al menor ingreso de este a la refinería.
Gasolinas	Se considera sin cambios. En el proceso de HDS se da generación de una pequeña cantidad de gasolina, con el agregado del material lipídico parte de esta se generará debido a esta nueva materia prima. La cantidad de gasolina generada a partir de la materia prima grasa compensa aquella no generada en esta unidad a partir de los destilados de petróleo debido al menor ingreso de este a la refinería.
Queroseno y Jet A1	Se considera sin cambios
Gasoil 50S/ Gasoil co-procesado	El estudio planteado pretende mantener sin cambios la cantidad final de gasoil 50S obtenido. El proceso actual genera todo el producto de interés a partir de destilados medios de petróleo mientras que la situación planteada pretende generar 5% de ese gasoil a partir de materia prima grasa.
Gasoil 10S y Gasoil marino	Se considera sin cambios
Fueloil	Se considera sin cambios
Azufre	Baja levemente la generación de este azufre dado que en el proceso de HDS disminuye aproximadamente en un 1% las emisiones de H ₂ S.
EFLUENTES SUPERFICIALES	
Aguas residuales de proceso, purgas y lavados	Aumenta levemente dada la formación de agua extra en las reacciones de descarbonilación e hidroxigenación dadas para la eliminación de O ₂ de los lípidos en la unidad de HDS.
EMISIONES GASEOSAS	
Gases de efecto invernadero (como CO₂ equivalente)	Se da una mayor generación de CO ₂ y CO (contribuyente a la formación de CO ₂) dadas las reacciones para la eliminación de O ₂ de la materia prima grasa con mayor contenido de este componente respecto de los destilados del petróleo crudo.
Otros gases emitidos	Se considera sin cambios.

En la Figura 4.6, se presenta el diagrama de flujo del sub-sistema 3, considerado el sistema de primera plana, donde se desarrolla el cambio en la operativa habitual de refinería por el agregado de la materia prima grasa en la unidad de HDS. En esta figura se resume de forma gráfica las entradas y salidas, tanto de masa como de energía.

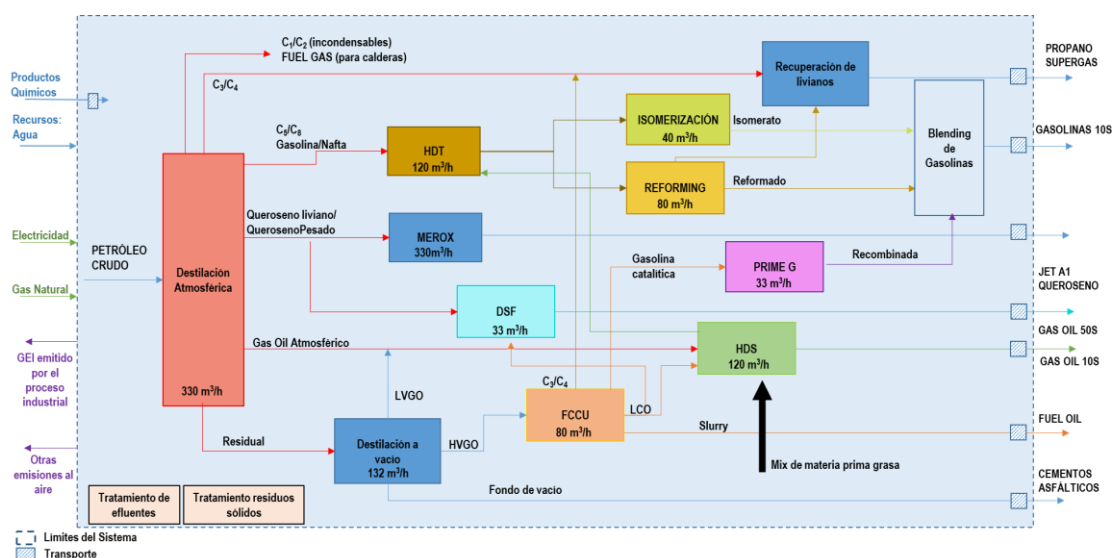


Figura 4.6: Diagrama de flujo del subsistema refinación/HDS considerada en el Inventario del Ciclo de Vida. Fuente: Elaboración propia basada en los procesos de Refinería de ANCAP La Teja; Cimarra (2013).

Se realiza el inventario de ciclo de vida utilizando las bases de datos de SimaPro y seleccionando los procesos que mejor representan a los procesos del sistema de fondo teniendo en cuenta los balances de masa y energía relevados para el sistema de primera plana, se obtiene así, el aporte ambiental de cada materia prima, insumo, recurso que ingresa y cada producto, efluente o emisión gaseosa que sale del sistema. En la Tabla 4.12 y 4.13, se presentan las principales entradas y salidas, respectivamente, haciendo mención del proceso seleccionado en la base de datos de la herramienta informática utilizada.

Tabla 4.12: Principales Entradas del sub-sistema refinería/HDS y la base de datos en que se estudia su aporte ambiental en SimaPro versión 9.5.0.2.

ENTRADAS	Nombre del recurso en la base de datos	Bases de datos usadas	Unidad/MJ* (*G050SoG0c o-proc.)
INSUMOS:			
Aminas	Diethanolamine, reaction of ethylene oxide with excess of ammonia, at producer, 100% active substance/EU-27	Industry data 2.0	kg
Soda Cáustica	Sodium hydroxide, production mix, at plant/RNA	USLCI	kg
Ácido Sulfúrico	Sulfuric acid, at plant/kg/RNA	USLCI	kg
Hipoclorito de Sodio	Sodium hypochlorite/RER	Industry data 2.0	L
Sal gruesa	Sodium chloride, at plant/RNA	USLCI	kg
N₂ líquido, mercado	Nitrogen, liquid {RoW} market for Cut-off, U	Ecoinvent 3	kg
N₂ líquido, producción	Nitrogen, liquid {RoW} air separation, cryogenic Cut-off, U	Ecoinvent 3	kg
Tetracloroetileno, mercado	Tetrachloroethylene {RoW} market for tetrachloroethylene Cut-off, U	Ecoinvent 3	kg

ENTRADAS	Nombre del recurso en la base de datos	Bases de datos usadas	Unidad/MJ* (*GO50SoGOc o-proc.)
Tetrachloroetileno, producción	Tetrachloroethylene {RoW} tetrachloroethylene production Cut-off, U	Ecoinvent 3	kg
Aditivos mejoradores de calidad y colorantes* ¹ , mercado	Solvent, organic {GLO} market for Cut-off, U	Ecoinvent 3	kg
Aditivos mejoradores de calidad y colorantes, producción	Solvent, organic {GLO} production Cut-off, U	Ecoinvent 3	kg
Catalizador* ²	Catalizador NiMo/Catalizador CoMo	Elaborado	kg
Mezcla materia prima grasa* ³	Mezcla materia prima grasa	Elaborado	kg
RECURSOS:			
Agua Superficial	Water, river, RoW	--	kg
Agua OSE, mercado	Tap water {BR} market for tap water Cut-off, U	Ecoinvent 3	kg
Agua OSE, producción	Tap water {BR} tap water production, conventional treatment Cut-off, U	Ecoinvent 3	kg
ENERGÍA COMPRADA:			
Electricidad UTE* ⁴	Matriz de generación eléctrica 2022 UY2022	Elaborada	MJ
Gas Natural* ⁵ , extracción	Natural gas, extracted/kg/RNA	USLCI	kg
Gas Natural, transporte	Transport, pipeline, natural gas/tkm/RNA	USLCI	kgkm
Gas Natural, combustión	Natural gas, combusted in industrial equipment/RNA	USLCI	m ³
Observaciones: *¹ Se agrupan diferentes aditivos que mejoran la calidad de los productos como, por ejemplo, aditivo mejorador de cetano, mejorador de octano, aditivo de lubricidad de gasoil, aditivo antiestático para gasoil y Jet A1, colorantes varios, etc. Se dimensionan como solventes orgánicos. *² Se elabora a partir de sus componentes mayoritarios: Ni-Mo-Alúmina o Co-Mo-Alúmina). *³ Se elabora a partir de sus componentes, aceite de soja, aceite de canola, aceite usado y sebo vacuno, en las proporciones utilizadas en el informe generado para ALUR (I. Herrera et al., 2106). *⁴ Se toma al año 2022 como año base para el presente estudio (objetivo principal), así también en lo que refiere a la matriz de generación eléctrica uruguaya. *⁵ Se supone adquisición en Argentina (Bahía Blanca).			

Tabla 4.13: Principales Salidas del sub-sistema refinera/HDS y la base de datos en que se estudia su aporte ambiental en SimaPro versión 9.5.0.2.

SALIDAS	Nombre del recurso en la base de datos	Bases de datos usadas	Unidad/MJ* (*GO50SoGOco-proc.)
CO-PRODUCTOS:			
LPG o SUPERGAS* ⁶	Liquefied petroleum gas, at refinery/I/US	USLCI	L
Naftas* ⁷	Naphtha E	Industry data 2.0	kg
Queroseno	Kerosene, at refinery/I/US	USLCI	L
Diésel	Diesel, at refinery/I/US	USLCI	L
Fueloil	Residual fuel oil, at refinery/I/US	USLCI	L
Azufre	Sulfur, at plant/kg/RNA	USLCI	kg
EFLUENTES SUPERFICIALES* ⁸ :	Wastewater average {RoW} - treatment of wastewater, average, wastewater treatment Cut-off, U	Ecoinvent 3	L
EMISIONES:			
Gases de efecto invernadero (como CO ₂ equivalente)	Carbon dioxide	--	kg
Óxidos de nitrógeno (Nox)	Nitrogen oxides	--	kg
Dióxido de azufre (SO ₂)	Sulfur dioxide	--	kg
Monóxido de carbono (CO)	Carbon monoxide	--	kg
Descarte de Catalizador	Catalyst waste	--	kg
Observaciones: ^{*6} Se consideran salidas de Supergás, propano y butano. ^{*7} Se toman en cuenta gasolinas automotrices, como Gasolina super RON 95, Premium RON 97 y otros solventes livianos. ^{*8} Se consideran aguas residuales de procesos orgánicos, purgas de refrigeración, aguas de lavado, etc.			

4.2.4. Sub-sistema 4: Distribución

El tramo final del producto en estudio es la llegada hasta la Planta Tablada desde la refinera en la Teja. En la Figura 4.7, se presenta el sub-sistema de distribución, donde se describe la última etapa del producto de interés en el ACV evaluado. El gasoil 50/gasoil co-procesado recorre una distancia de aproximadamente 8 km por medio de un poliducto subterráneo que conecta ambas plantas. Una vez allí el combustible es despachado al cliente final (camiones que llevan a estaciones de servicio) o camiones interplanta para luego llegar al cliente final (camiones que se dirigen a otras plantas de distribución en el interior del país). En el presente estudio, con el fin de poder comparar con otros análisis, se considera el recorrido del gasoil de interés hasta su llegada a Planta La Tablada.

Cabe mencionar que parte del gasoil sale de planta La Teja en barcas a plantas de distribución del interior (principalmente Paysandú) pero en menor cantidad, es por eso por lo que se toma

el supuesto que todo el gasoil obtenido se comercializa a través de La Tablada. En la Tabla 4.14 se indica la base de datos seleccionada para el transporte por poliducto del producto de interés.

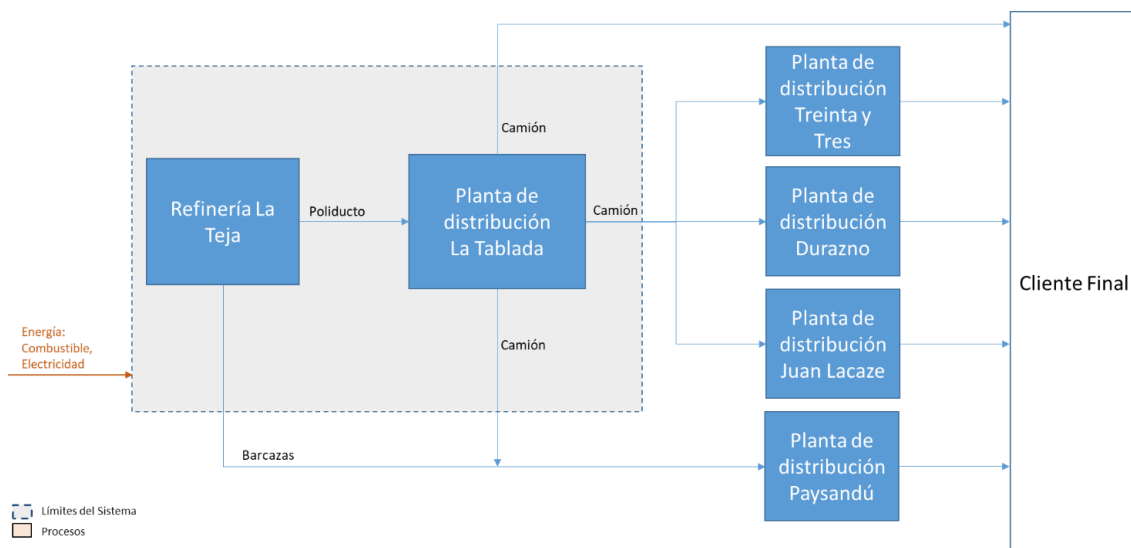


Figura 4.7: Diagrama de flujo del subsistema distribución considerado en el Inventario del Ciclo de Vida.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4.14: Producto de interés en el subsistema de distribución y la base de datos en que se estudia su aporte ambiental en SimaPro versión 9.5.0.2.

Producto	Nombre del recurso en la base de datos	Bases de datos usadas	Unidad/MJ* (*GO50SoGOco-proc.)	Observaciones
Gas Oil 50S/co-procesado	Transport, pipeline, unspecific petroleum products/tkm/RNA	USLCI	kgkm	Se traslada por poliducto 8km desde Planta La Teja hasta Planta La Tablada

4.2.5. Casos de estudio

En base a los subsistemas mencionados anteriormente, y con las suposiciones consideradas en los nuevos casos, se plantean diferentes escenarios de estudio resumidos en la tabla a continuación (Tabla 4.15):

Tabla 4.15: Escenarios de estudio planteados en el presente trabajo. Fuente: Elaboración propia.

Caso	Escenario planteado
1	Base 2022 (original)
2	Escenario 5 % (EE 2022/80 % WTI – 20 % NG)
3	Escenario 7 % extra
4	5 % - Mezcla materia grasa - Alternativa 1
5	5 % - Mezcla materia grasa - Alternativa 2
6	5 % - Mezcla materia grasa - Alternativa 3
7	5 % - Energía eléctrica - 2018
8	5 % - Energía eléctrica - 2019
9	5 % - Energía eléctrica - 2020
10	5 % - Energía eléctrica - 2021
11	5 % - Cambio porcentaje petróleo – 70 %WTI - 30 % NG
12	5 % - Cambio tipo/distancia de crudo – 80 % Medanito - 20 % NG
13	5 % - GN sustituto de FO autoconsumo - sin FO producto extra
14	5 % - GN sustituto de FO autoconsumo - FO producto extra
15	<i>“Polluter pays” sin co-procesamiento</i>
16	<i>“Polluter pays escenario 5 %”</i>

4.2.5.1. *Escenario Co-procesamiento 7 % extra: Generación de gasoil co-procesado, 7 % por encima de la producción fósil*

Se pretende evaluar las emisiones de GEI y el consumo de energía fósil en el caso de darse un aumento en el país de consumo de gasoil en un 7 % sobre el actual, el cual debe ser cubierto por producción a partir de materia prima grasa. Este escenario se denominará **“Escenario 7 % extra”**.

En ese sentido se considera el ingreso de petróleo crudo en iguales cantidades que las actuales, se supone no se ven modificadas las cantidades netas de aditivos ni las salidas de productos que no participan en la unidad de HDS (si bien se da mayor consumo de aditivos participantes en la producción del gasoil, este no se considera relevante).

Las cantidades netas de productos modificados, por tener generación a partir de la biomasa agregada en HDS, además del gasoil 50S de interés son el LPG y la gasolina automotriz (RON 95).

Se ven modificadas también las emisiones netas de gases, por mayor generación de CO₂ y CO, los efluentes líquidos por generarse mayor cantidad de agua residual en la unidad y la necesidad de mayores ingresos de energía del tipo gas natural debido a un mayor consumo de hidrógeno (materia prima lipídica con necesidad de H₂ para reaccionar).

Este escenario plantea no sólo un aumento en el consumo de gasoil respecto del año base sino también, un cambio en la relación materia prima grasa/petróleo crudo que ingresan al sistema.

Mientras que con el “escenario 5%” la relación se encuentra en el orden del 3% de materia grasa respecto del crudo, en el “escenario 7% extra” la relación sube a aproximadamente 4%.

NOTA: Las relaciones modificadas al co-procesar no son mostradas debido a confidencialidad con la firma proveedora de la unidad de refinería de HDS.

4.2.5.2. Escenarios alternativos en la mezcla de materia prima grasa

Considerando alternativas en la mezcla de materia grasa, se definen tres variantes respecto al escenario “escenario 5 %” y en base a los estudios evaluados por ALUR (Herrera et al., 2016).

Las alternativas que se presentan consideran:

Alternativa 1, baja el uso de aceite de soja de 53 % pasa a 30 % y aumenta el uso del aceite de canola de 15 % a 29 %, también se da el aumento del uso de sebo vacuno y de aceite usado, de 30 % a 35 % y de 2 % a 6 % respectivamente (Herrera et. al, 2016). En definitiva, se da un aumento del uso de combustibles alternativos renovables residuales pasando del 32 % al 41 %, aunque aún los aceites vegetales prevalecen. Si bien los porcentajes de cada componente lipídico cambia, se considera el supuesto, que la preparación y transportes involucrados en la etapa de mezcla de lípidos (definido en el sub-sistema 2) se mantiene constante (no se tiene la información suficiente para considerar cambios en el impacto de este punto).

Alternativa 2, se da el supuesto de utilizar únicamente aceite usado como materia prima grasa. Los aportes al impacto ambiental se mantienen en la preparación de materia grasa, donde se introduce el transporte y recolección de esta entrada, puede ser conservador el dato tomado pero dada la falta de información para disgregar el ítem se mantendrá el valor sin cambios.

Alternativa 3, se toma como hipótesis que toda la materia prima grasa requerida proviene de sebo vacuno. En este caso el 100 % del impacto de la nueva materia prima cae sobre esta entrada, y además se toma sin variantes la preparación del material lipídico.

4.2.5.3. Escenario energía eléctrica: Influencia de la matriz energética primaria sobre la generación eléctrica

Se pretende estudiar la influencia del tipo de energía primaria utilizada para la generación eléctrica de los últimos 5 años hasta el año base, así como también la variación promedio de ésta, sobre el co-procesamiento del 5 % de gasoil. Se selecciona este período de tiempo dado que, en años próximos al considerado base para el estudio, se experimentan variaciones respecto de la matriz de energía primaria, principalmente generando cambios entre fósil y renovable. En la Tabla 4.16 se muestran los tipos de energía primaria utilizados para la generación de energía eléctrica en Uruguay entre los años 2018 y 2022.

Tabla 4.16: Matriz eléctrica uruguaya 2018-2022. Generación de energía eléctrica por fuente (%). Fuente: Elaboración propia a partir de informes BEN21 y BEN22, Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Tipo de energía (% en la matriz de generación de energía eléctrica)	2018	2019	2020	2021	2022
Hidroeléctrica	45	50	30	33	39
Eólica	32	30	40	31	32
Solar	3	3	4	4	3
Residuos de biomasa	17	15	20	17	17
Gasoil ³⁷	2	1	5	13	7
Fueloil ³⁷	1	1	1	2	2

En la Tabla 4.17 se presentan las bases de datos seleccionadas de las bibliotecas de SimaPro a utilizar en el ACV para los tipos de energía primaria utilizados para la generación de energía eléctrica.

Tabla 4.17: Base de datos utilizada según el tipo de energía primaria participante en la matriz eléctrica uruguaya a partir de las bibliotecas de SimaPro versión 9.5.0.2.

Tipo de energía	Nombre del recurso en la base de datos	Bases de datos usadas
E. Hidroeléctrica	Electricity, high voltage {AR} electricity production, hydro, reservoir, alpine region Cut-off, U	Ecoinvent 3
E. Eólica	Electricity, high voltage {AR} wind 1-3MW turbine, onshore Cut-off, U	Ecoinvent 3
E. Solar Fotovoltáica	Electricity, low voltage {BR-Southern grid} electricity production, photovoltaic, 3kWp Slanted -roof installation, multi-Si, panel, mounted Cut-off, U	Ecoinvent 3
Residuos de biomasa	Electricity, biomass, at power plant/ US	USLCI
Gasoil	Electricity, diesel, at power plant/US U	USLCI
Fueloil	Electricity, residual fuel oil, at power plant/US	USLCI

4.2.5.4. Escenario cambio en la relación entre los tipos de petróleo crudo

Tomando como base el co-procesamiento del 5 % de materia prima grasa, con su correspondiente disminución en consumo de petróleo, se estudia cambiar las proporciones de crudo que ingresa a refinería. Se aumenta el consumo de crudo nigeriano a 30 % bajando el WTI Midland a 70%. De esta forma se estaría variando principalmente la calidad considerada de la materia prima debido al proceso de extracción.

³⁷ Los valores diferenciados de gasoil y fueloil se calculan en función de la relación entre los insumos usados para la generación de energía eléctrica del mismo tipo. Ben 21 y Ben 22. MIEM.

4.2.5.5. Escenario cambio de distancia del petróleo crudo comprado

Tomando como base el co-procesamiento del 5 % de materia prima grasa, con su correspondiente disminución en consumo de petróleo, se estudia cambiar el crudo WTI Midland de procedencia estadounidense, por crudo Medanito (también extracción principalmente *onshore* por *fracking*), de origen argentino, lo que lleva a menor distancia de transporte marítimo (distancia a recorrer el crudo desde extracción argentina hasta Terminal del Este 850 km contra 8700 km aproximadamente desde EE. UU.).

La Tabla 4.18 presenta la base de datos a utilizar a partir de las bibliotecas de SimaPro, seleccionada para definir el medio de transporte marítimo para transportar petróleo crudo desde Argentina.

Tabla 4.18: Base de datos utilizada para el transporte de crudo Medanito, corta distancia, a partir de SimaPro versión 9.5.0.2.

Materia prima	Nombre del recurso en la base de datos	Base de datos usada	Unidad/MJ* (*GO50SoGOco- proc.)
TRANSPORTE MARÍTIMO CRUDO Medanito	Transport, sea ship, 10000 DWT, 100%LF, short, default {Glo} Economic U	Agri-footprint	kgkm

4.2.5.6. Escenario de cambio de combustible de calderas y hornos en refinería de ANCAP

El escenario plantea generar un cambio de combustible a quemar en calderas y hornos de la refinería. Actualmente la refinería cuenta con quemadores híbridos que aceptan tanto Gas Natural como FO como combustible, y se considera pasar a utilizar Gas Natural exclusivamente. El Gas Natural como se mencionó anteriormente se compra externo a la refinería, además de no producirse en nuestro país, mientras que el FO es un combustible de autoconsumo. Bajar el consumo de FO en planta implica un aumento de consumo de GN para cubrir la misma cantidad de energía.

Se tendrán en cuenta 3 alternativas en este cambio, manteniendo la misma cantidad de GN en los 3 casos:

Alternativa 1: El FO utilizado para autoconsumo deja de generarse. Permitirá que, con la misma cantidad de petróleo, en función de la calidad de este y generando modificaciones operativas de planta, se pueda aumentar la obtención de otros productos según interés y valor agregado de los mismos. En el caso de estudio, de forma conservadora ya que más productos serían un crédito, se considerará que el resto de los productos se mantienen sin cambios.

Alternativa 2: El FO utilizado para autoconsumo se sigue generando, pero se pone a la venta como tipo FO, aumentando el crédito para el ACV de este producto respecto del producto de interés.

Alternativa 3: En este caso se considera el supuesto de que el FO no es un combustible de autoconsumo, sino, que se compra fuera de refinería como un consumible más. En la Tabla 4.19 se plantea el recurso a utilizar en la base de datos de SimaPro para FO a quemar en hornos y calderas y así poder comparar el quemado de ambos combustibles y observar la diferencia en el impacto ambiental de quemar uno u otro.

Tabla 4.19: Base de datos utilizada para fueloil a quemar en refinería, a partir de SimaPro versión 9.5.0.2.

ENTRADA - energía "comprada"	Nombre del recurso en la base de datos	Bases de datos usadas	Unidad/MJ* (*GO50SoGOco-proc.)
Fueloil	Heavy fuel oil, burned in refinery furnace {RoW} heavy fuel oil burned in refinery furnace Cut off, U	Ecoinvent 3	kg

4.2.5.7. Escenario “Polluter Pays”

El principio de responsabilidad histórica según el cual “quien contamina, paga” o “polluter pays”, invocado por Brasil en el contexto de las negociaciones del Protocolo de Kioto y más cercano en el tiempo por China e India en la cumbre climática de París, es un principio retrospectivo: *“depende de establecer causalidad entre acciones pasadas y perjuicios a individuos presentes o futuros”* (González Ricoy, 2019).

Históricamente era un principio aplicado en el *“derecho ambiental”*, en casos como, por ejemplo, contaminación de agua por actividades mineras o derrames o a través de leyes en la prevención y control de la contaminación del aire; ahora los economistas evalúan la aplicación del principio *“de que quien contamina paga”* en la política climática con el fin de abordar las emisiones de GEI. *“Este principio se materializa a través de un precio del carbono, empleando mecanismos como impuestos al carbono y esquemas de comercio de emisiones para garantizar que los contaminadores sean financieramente responsables de su impacto en el cambio climático”* (Ruhland, 2024).

A pesar de las preocupantes cifras, el reconocimiento del vínculo entre las actividades humanas, el aumento de las emisiones de GEI y el cambio climático ha tardado en materializarse en la sociedad. En consecuencia, quienes emiten estos gases no suelen ser considerados responsables de la contaminación que causan (Gutman, 2021; Ruhland, 2024). Se consideran una externalidad

negativa global, las emisiones que ocasionan el cambio climático, es decir, una carga a otros que no es considerado por quienes generan el daño (Gutman, 2021).

Se plantea un escenario donde se aplique el criterio “quien contamina, paga” a todos los procesos y no solamente a los residuos como se hizo en el caso “escenario 5 %”, en ese sentido se considerará que las emisiones GEI y el consumo de energía fósil de las materias primas (con aportes ambientales relevantes), en lo que refiere a su producción le corresponden al productor de esas entradas, y no se tomarán en cuenta en el ACV del producto co-procesado “escenario 5 %”.

Presentando este escenario, no se considerará la producción de petróleo ni de materia prima grasa. Si se tiene en cuenta el transporte desde el punto de origen de cada entrada hasta la refinería y la preparación de la mezcla lipídica. Se dejará de considerar la producción de algunos consumibles del tipo aditivos (de todas formas, sus aportes no son de relevancia en el total).

4.2.6. Análisis Monte Carlo

El co-procesamiento de materia grasa al proceso de HDS es supuesto, además de contar con datos crudos aportados por ANCAP sin incertidumbre calculada asociados a los mismos. Las incertidumbres consideradas para el sistema evaluado surgen a partir de la base de datos de SimaPro y deben tomarse exclusivamente como orientativas del proceso, estudiadas mediante un Análisis de Monte Carlo. Se plantean para el caso de co-procesamiento de gasoil 50S con 5 % del producto generado a partir de lípidos y todas las variantes consideradas a partir de éste.

Monte Carlo trata de una técnica estadística y matemática que determina la probabilidad de un resultado, para ello, son realizadas, por la propia técnica, múltiples simulaciones que de forma aleatoria resuelve valores de los parámetros de la distribución. Se trata de un desarrollo probabilístico que incluye incertidumbre en sus estimaciones. Los resultados de la simulación del parámetro en estudio (en este caso las emisiones de GEI y el uso de energía fósil) devuelven valores medios y sus respectivas desviaciones estándar (Larnaudie, 2018).

Capítulo 5:

Resultados y discusión

5.1. Evaluación de impacto e interpretación de resultados

Se analizó la categoría de impacto Cambio Climático, usando como indicador el potencial de calentamiento global de GEI, expresados en CO₂ equivalente, utilizando el método de IPCC 2021 de 100 años y la categoría de impacto de uso de recurso asociado al consumo de energía fósil con el método de demanda acumulada de energía (CED: Cumulative Energy Demand; versión 1.11) considerando desde la producción de materia prima hasta la distribución primaria para diferentes escenarios de producción de gasoil 50S co-procesado a partir de producto de petróleo y materia prima grasa.

Se considera como unidad funcional 1MJ de combustible producido para plantear el análisis en la herramienta informática. Los balances en la refinería son en función de la masa del producto de interés, es necesario tener en cuenta el Poder Calorífico Inferior del gasoil de 43,1 MJ/kg³⁸, para los cálculos, suponiendo que este valor no se ve afectado por el co-procesamiento.

5.1.1. Co-procesamiento “Escenario 5 %” y Co-procesamiento “Escenario 7 % extra”

A continuación, se presentan los resultados de Consumo de energía fósil y las Emisiones de GEI calculadas como Potencial de Calentamiento Global, expresadas en CO₂ equivalente, en función de los MJ producidos del combustible de interés, gasoil 50S. Los resultados se muestran para el combustible sin co-procesar y para el combustible co-procesado con materia prima renovable en dos casos, adicionado con materia prima grasa tal que se produzca 5 % de gasoil a partir de ésta (“Escenario 5 %”), obteniendo la misma cantidad del producto actual (2022), y la alternativa supuesta de un aumento del 7 % de gasoil requerido por aumento de consumo (“Escenario 7 % extra”), variando la relación de lípidos/petróleo.

5.1.1.1. Consumo de energía fósil al co-procesar

Al co-procesar “Escenario 5 %” con material lipídico y combustible fósil en HDS, tal que se obtenga la misma cantidad de gasoil que en el año base 2022, se da una caída en el consumo fósil 7,4 %, lo que significa 0,07 MJ menos por MJ de gasoil obtenido (respecto del año base en la operación habitual), según se muestra en la gráfica de la Figura 5.1. En el caso de co-procesar lípidos tal que se obtenga 7 % más de gasoil que en el año base 2022, “Escenario 7 % extra”, la caída del consumo fósil es del 1,2% respecto del caso sin co-procesamiento (ver Figura 5.1).

³⁸ Dato Intertek Argentina: <https://www.intertek-ar.com/petroleo-gas/analisis-gas-oil/#:~:text=El%20Gas%20Oil%20es%20un,depende%20de%20su%20composici%C3%B3n%20comercial>. Acceso 17/11/2023

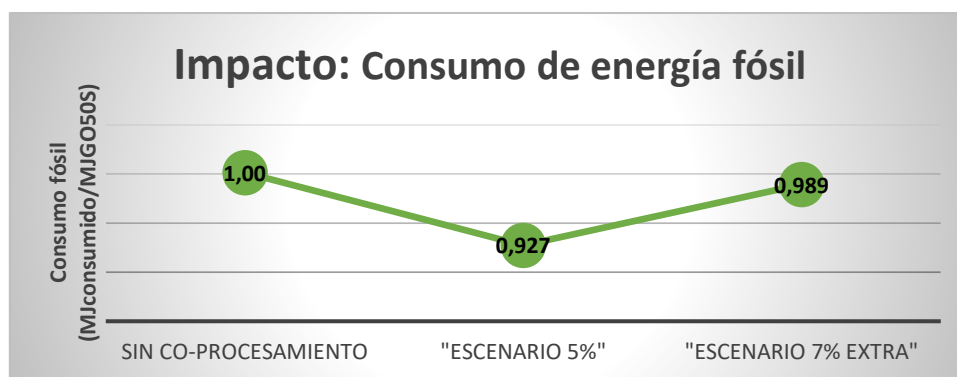


Figura 5.1: Consumo de energía fósil en los casos “sin co-procesamiento”, “Escenario 5 %” y “Escenario 7 % extra”. Los resultados corresponden al ACV aplicado en el presente estudio.

En la Tabla 5.1 se plantea el consumo de energía fósil y el retorno de la inversión energética (EROI) para los casos sin co-procesamiento, y los escenarios en evaluación “Escenario 5 % y “Escenario 7 % extra”.

Tabla 5.1: Consumo de energía fósil y Tasa de retorno energético (EROI). Fuente: Elaboración propia a partir del análisis en SimaPro versión 9.5.0.2³⁹.

Base 2022 - EE MIEM 2022	Sin co-procesamiento	"Escenario 5 %" (relación lípidos/crudo ≈0,03)	"Escenario 7 % extra" (relación lípidos/crudo ≈0,04)
Consumo de Energía Fósil (MJ/MJ _{GO50S})	1,00	0,927	0,989
EROI (MJ _{GO50S} /MJ _{fósil})	0,999	1,078	1,011

El EROI de los escenarios planteados es inferior a 3 MJ_{Diésel}/MJ_{fósil}, que corresponde al EROI aproximado asociado con los combustibles fósiles en el punto de uso, calculado y reportado en un estudio por Hall et al. en el año 2009. Peor aún, el EROI calculado nos está diciendo que el proceso de obtención de gasoil sin co-procesamiento no es óptimo o rentable ya que al ser menor a 1 MJ_{GO50S}/MJ_{fósil}, la energía que se retorna a la sociedad en base a gasoil es menor que la requerida para su producción. Sin embargo, en el caso de co-procesar, ya sea para obtener el 5 % de gasoil a partir de la materia grasa agregada y mantener la producción o aumentando la producción en 7 % a expensas de lípidos, esos EROI pasan a ser superiores de 1 MJ_{GO50S}/MJ_{fósil}.

Las refinерías de petróleo requieren utilizar en el orden del 10 % de la energía del combustible como autoconsumo del procesamiento. Además, alrededor del 17 % del material contenido en un barril de petróleo crudo termina como otros productos derivados del petróleo, no como combustible (Hall et al., 2009; Hall et al., 2011). El pasaje por las diferentes etapas de procesamiento genera pérdidas en el EROI a obtener, teniendo presente que la materia prima pasa por etapas de extracción, transporte, hasta llegar a la refinерía, tratarla, y generarla como

³⁹ EROI calculado a partir de ecuación Ec. 5.1.

producto final (Hall et al., 2009). Dentro de las diferencias que se dan para la comparación del EROI entre diferentes estudios está la asignación del costo en energía de los co-productos (Hall et al.,2011).

El resultado del indicador que se obtuvo en el presente trabajo es muy similar al reportado para otros procesos de diésel que se mostrarán en la Tabla 5.3 (actualizados a la versión de SimaPro publicada en 2023) y diésel co-procesado.

5.1.1.2. Emisiones netas de GEI al co-procesar

En el "Escenario 5 %", se da un aumento del 14,3 % en emisiones de GEI, lo que equivale a 2,04 gCO_{2eq.} por MJ de gasoil obtenido, mientras que en el "Escenario 7 % extra" se da un aumento del 20,3% que representa 2,89 gCO_{2eq.} por MJ de gasoil obtenido respecto del escenario sin co-procesamiento, lo que se muestra en el gráfico de la Figura 5.2 y en la Tabla 5.2.



Figura 5.2: Emisiones de GEI en los casos "sin co-procesamiento", "Escenario 5%" y "Escenario 7% extra". Los resultados corresponden al ACV aplicado en el presente estudio.

Tabla 5.2: Emisiones de GEI co-procesando materia prima grasa en "Escenario 5 %" y "Escenario 7 % extra". Fuente: Elaboración propia a partir del análisis en SimaPro⁴⁰.

Co-procesamiento	"Escenario 5 %" (relación lípidos/crudo ≈0,03)	"Escenario 7 % extra" (relación lípidos/crudo ≈0,04)
CO ₂ emitido (sin mezcla) (gCO _{2eq.} /MJGO)	14,3	14,3
CO ₂ emitido (con mezcla) (gCO _{2eq.} /MJGO)	16,3	17,2
Emisiones netas de CO ₂	0,143	0,203

El agregado de lípidos como materia prima del proceso de HDS genera consumo de hidrógeno, ese H₂ es aportado por el proceso de Reformado catalítico, hoy excedente y quemado en la propia refinería como parte componente de FG. El consumo extra de H₂ para las reacciones de deshidrogenación principalmente, lleva a necesitar agregado de gas natural para cubrir esa

⁴⁰ Emisiones netas calculadas según ecuación Ec. 5.2.

vacante energética. El aumento en las emisiones de GEI en parte, está asociado al aporte que genera en este caso el metano, principal componente del gas natural, respecto del FG utilizado anteriormente (el aporte en GEI debido al GN en el “Escenario 5 %” respecto de no co-procesar es 0,76 gCO₂/MJ_{GO}, y del “Escenario 7 % extra” respecto de no co-procesar es 0,99 gCO₂/MJ_{GO}). Como se mencionaba antes, considerando 100 años, el potencial del CH₄ es 28 veces mayor que el del CO₂ y si bien el objetivo del nuevo combustible es su quema, durante la extracción, transporte y manipulación en general, pueden darse emisiones furtivas las cuales son reflejadas en el cálculo de emisión de CO₂ equivalente recuperado en SimaPro (según descripción para gas natural de la base de datos).

Es importante mencionar que, el gas natural es un combustible más limpio en el sentido de que su combustión emite al aire menos contaminantes convencionales, como dióxido de carbono, dióxido de azufre y material particulado, respecto a la combustión de carbón o petróleo, pero si bien se lo pensaba como el combustible de transición que el mundo necesitaba para dejar de lado otros tipos de combustibles fósiles, como el carbón por ejemplo, y dirigirse a utilizar tecnologías más limpias, se llega a investigaciones recientes que demuestran que las emisiones de metano en las operaciones de petróleo y gas, como en la extracción o transporte, son mucho más elevadas de lo que se estimaba, esto se termina traduciendo en que el gas natural no es tan respetuoso con el clima como se lo creía (ONU, 2023). Es relevante tener presente la falta de información reportada de las emisiones presentes en la obtención del gas natural por parte del proveedor, dado que depende de la forma de extracción del energético los potenciales de impacto al calentamiento global podrían variar al haber considerado datos de bases de referencia, lo mismo aplica a las emisiones en la extracción de petróleo (Pedezeret, comunicación 2024).

Otro factor influyente en la diferencia en emisiones al alza y de consumo de energía fósil a la baja tiene que ver con el agregado de la materia prima lipídica (menor consumo de petróleo respecto del gasoil generado) y su aporte en el proceso respecto de los factores en estudio. Principalmente la biomasa lipídica participa en el aumento de las emisiones (el aporte en emisiones GEI en el “escenario 5 %” es de 2,16 gCO₂/MJ_{GO} y en el “escenario 7 % extra” es de 2,83 gCO₂/MJ_{GO}), las cuales podrían ver diferencia si se pasara a operar el proceso completo de esa materia prima con energías renovables, esto es maquinaria que trabaje con energía verde en todos los casos. En ese sentido, considerar en este proceso el carbono absorbido por los cultivos puede verse en el ítem “Carbono biogénico” (Tabla 5.5) del presente informe, presenta disminución real del aporte al calentamiento global.

Como forma de comparar el resultado obtenido con el de otros estudios se revisaron los procesos disponibles en las bases de datos en SimaPro (versión 9.5.0.2) para diésel (corte de destilado medio similar a lo que ANCAP comercializa como Gasoil 50S), de diferente procedencia y el estudio mencionado anteriormente para una refinería de España según Garraín et al., 2014. En la Tabla 5.3, se resumen los resultados del calentamiento global y consumo de energía fósil, donde se puede observar que los valores en el presente estudio están dentro del rango de los valores reportados en las bases de datos para emisiones GEI, y por debajo de los valores reportados de consumo de energía fósil, demostrando que a pesar de que el EROI es menor que el reportado por Hall et al. (2009), es mayor que el de la mayoría de los procesos en las bases de datos y en el entorno de otros estudios donde se evaluó co-procesamiento. Se podía esperar poca modificación de resultados al co-procesar respecto del caso base debido al bajo porcentaje de mezcla de biomasa lipídica con el combustible fósil, tal cual fue determinado.

Los casos seleccionados consideran (Descripción SimaPro versión 9.5.0.2, Garraín et al. 2014):

- Inicio de actividades incluidas: La actividad comienza con el ingreso del petróleo crudo a la refinería de petróleo. Se incluyen el suministro de agua dulce (proveniente de la naturaleza), la infraestructura de refinería, el almacenamiento de petróleo crudo y productos en terrenos de refinería, el suministro de energía y el tratamiento de aguas residuales.
- Fin de las actividades incluidas: La actividad finaliza con la salida de los productos de la refinería de petróleo.

Tabla 5.3: Resultados de ACV para combustible diésel con procedencia variada obtenido de biblioteca de SimaPro, y los obtenidos tras el coprocesamiento de aceite de soja con destilados medios en el trabajo reportado por Garraín et al., 2014; se incluye además los valores obtenidos en el presente trabajo sin co-procesar, “Escenario 5%” y “Escenario 7% extra”. Fuente: Elaboración propia a partir de evaluar ACV en SimaPro (versión 9.5.0.2).

Inventario	Nombre del recurso en la base de datos	Bases de datos usadas	Emisiones GEI (gCO ₂ /MJGO)	Consumo fósil (MJ/MJGO)
Sin co-procesar		Este trabajo	14,3	1,0
“Escenario 5%”		Este trabajo	16,3	0,9
“Escenario 7%”		Este trabajo	17,2	1,0
Inventario modelado para Brasil	Diesel {BR} diesel production, petroleum refinery operation Cut-off, U	Ecoinvent 3	13,27	1,2
Inventario modelado para Europa sin Suiza	Diesel {Europe without Switzerland} diesel production, petroleum refinery operation Cut-off, U	Ecoinvent 3	19,23	1,3
Inventario modelado para Brasil, bajo azufre	Diesel, low-sulfur {BR} diesel production, low-sulfur, petroleum refinery operation Cut-off, U	Ecoinvent 3	15,03	1,3
Inventario modelado para el "resto del mundo"	Diesel {RoW} diesel production, petroleum refinery operation Cut-off, U	Ecoinvent 3	18,14	1,3
Inventario modelado para India	Diesel, low-sulfur {IN} diesel production, low-sulfur, petroleum refinery operation Cut-off, U	Ecoinvent 3	24,36	1,4
Inventario modelado para Sudáfrica	Diesel {ZA} petroleum refinery operation Cut-off, U	Ecoinvent 3	18,21	1,3
Inventario para Suiza	Diesel {CH} diesel production, petroleum refinery operation Cut-off, U	Ecoinvent 3	23,67	1,2
Inventario modelado para Colombia	Diesel {CO} diesel production, petroleum refinery operation Cut-off, U	Ecoinvent 3	18,49	1,3
Co-procesamiento con diesel de 8,1 % de aceite de soja		Garraín et al., 2014	11,69	1,133

Inventario	Nombre del recurso en la base de datos	Bases de datos usadas	Emisiones GEI (gCO ₂ /MJGO)	Consumo fósil (MJ/MJGO)
Co-procesamiento con diesel de 8,4 % de aceite de soja		Garraín et al., 2014	11,84	1,130
Co-procesamiento con diesel de 12,5 % de aceite de soja		Garraín et al., 2014	12,10	1,095
Co-procesamiento con diesel de 13,1 % de aceite de soja		Garraín et al., 2014	11,96	1,090

Si tenemos en cuenta los valores de referencia dados para gasoil fósil en las normativas, como se presentaron en la Tabla 3.16 se encuentran en el entorno de 92-94 gCO₂/MJ del combustible en evaluación (De Jong et al., 2017; Feng Long et al., 2021), se trata de un valor que para ser comparable con otros casos de estudio debería estudiarse bajo las mismas condiciones y la misma metodología (Vivancos Bono et al., 2000). Este valor a diferencia de los de este trabajo y de los presentados en la Tabla 5.3 incluye el uso del combustible luego de producido, según el ACV tipo WtW, donde el transporte, la distribución y combustión aportan aproximadamente 74 gCO₂/MJ de combustible fósil (mencionado en apartado 3.3.4, Garraín et al., 2012), que descontado del valor umbral de referencia, las emisiones de GEI deberían ser máximo 16-18 gCO₂/MJ, en el orden de los datos de este estudio y los otros reportados. Si además se observan los valores obtenidos tras el co-procesamiento en diferentes proporciones del estudio de Garraín et. al, 2014, este estudio se encuentra en el mismo orden de resultados.

En las Figuras 5.3 y 5.4 se muestran los aportes de cada sub-sistema, en los escenarios “sin co-procesar”, “Escenario 5 %” y “Escenario 7 % extra” a los impactos analizados.

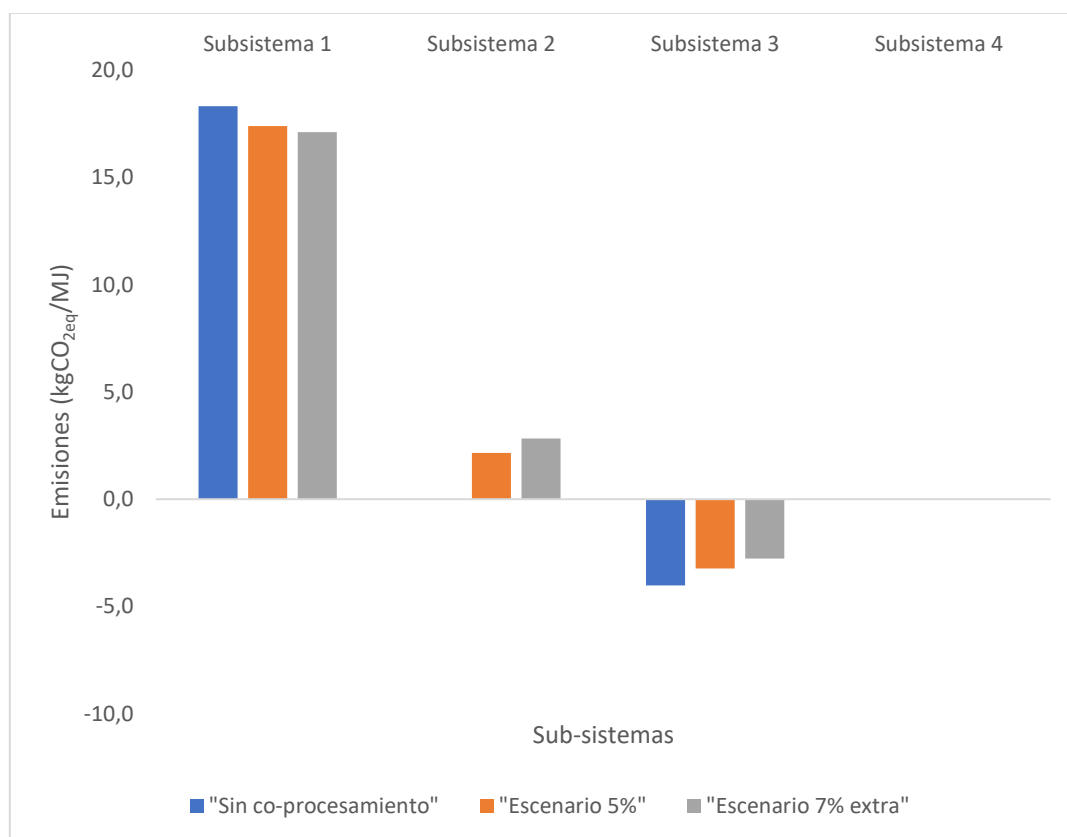


Figura 5.3: Contribución de los diferentes sub-sistemas a las emisiones de GEI, incluidos en el ACV del producto en estudio para los casos “Sin co-procesamiento”, “Escenario 5 %” y “Escenario 7 % extra”.

Fuente: Elaboración propia en base al ACV según SimaPro, versión 9.5.0.2.

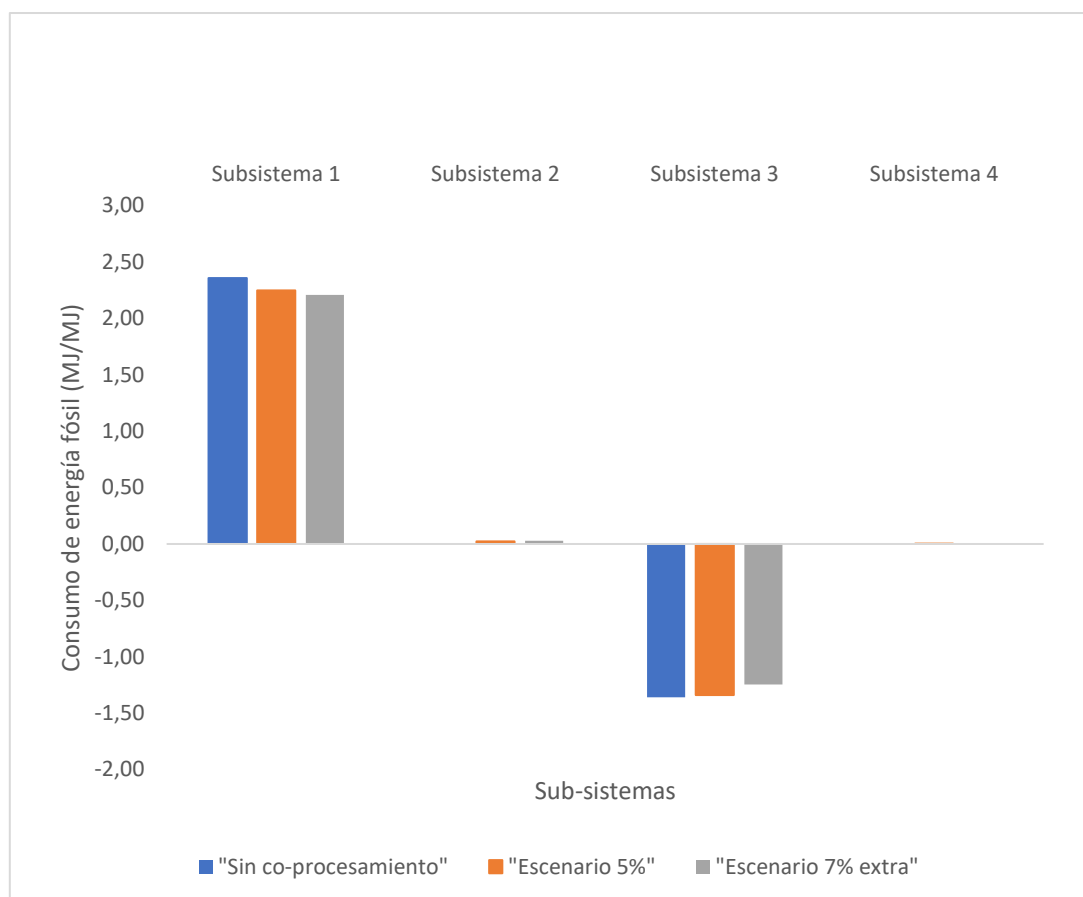


Figura 5.4: Contribución de los diferentes sub-sistemas en el consumo de energía fósil, incluidos en el ACV del producto en estudio para los casos “Sin co-procesamiento”, “Escenario 5 %” y “Escenario 7 % extra”. Fuente: Elaboración propia en base al ACV según SimaPro, versión 9.5.0.2.

Ambos gráficos muestran que a menor relación lípidos/petróleo crudo (“Escenario 5 %” menor que en “Escenario 7 % extra”), el aporte ambiental en ambos impactos es menor, aunque no por ello se puede decir que se trata de una relación que se mantendrá bajo cualquier combinación de las fracciones involucradas.

Al aumentar la cantidad de producto a co-procesar, la necesidad de petróleo crudo en función del GO obtenido baja, bajando también las emisiones del sub-sistema 1 del que forma parte. Sin embargo, los aportes al calentamiento global (emisiones GEI) debido al agregado del material lipídico (sub-sistema 2) y los requerimientos de GN extra (sub-sistema 3), provocan que el parámetro sea superior que en el escenario sin co-procesamiento. De todas formas, las variaciones realizadas en la cantidad de material graso a agregar al proceso no parecen ser suficientes como para concluir una relación entre las emisiones y el co-procesamiento.

En el caso del consumo de energía fósil, los aportes de los sub-sistemas 2 y 4, donde entran a formar parte los lípidos y la distribución del producto, no son significativos respecto de los sub-sistemas de crudo y refinería. Al aumentar el ingreso de lípidos disminuye la necesidad de crudo,

por ende, disminuye la energía fósil requerida por este sub-sistema. De la misma manera, al ingresar más contenido lipídico al proceso de refinación, las necesidades de gas natural, debido a mayor consumo de hidrógeno por el hidrotratamiento de esta materia prima con mayor concentración de O₂, aumentan, y si comparamos el salto que puede observarse en el gráfico anterior (Figura 5.4) al agregar una relación de 3,2 lípidos/petróleo (“Escenario 5 %”), respecto de una relación 4,2 (“Escenario 7 % extra”), la velocidad con que se requiere mayor consumo de GN parece aumentar (mayor salto del gráfico gris respecto del naranja que del naranja respecto del azul, para el sub-sistema 3), aunque no se puede sacar una conclusión considerando que se cumpliría en todos los casos por la poca evaluación realizada.

5.1.1.3. *Carbono biogénico*

Dada la interrogante existente entorno a considerar o no el carbono biogénico absorbido durante el cultivo de las plantas para la obtención del aceite a co-procesar en las emisiones de los análisis de ciclo de vida (especialmente cuando no se considera el uso del producto), se evaluó la diferencia generada en los impactos estudiados de esta consideración. En la Tabla 5.4, se puede observar el aporte al calentamiento global que, en el valor global agrega diferencia, y al considerar el valor puntual de la mezcla de lípidos pasa de un aporte en emisiones de GEI positivo a un crédito.

Tabla 5.4: Aporte a las emisiones de GEI de la mezcla de materia prima grasa sin considerar y considerando C biogénico, para los escenarios 5 % y 7 % extra. Fuente: Elaboración propia a partir del análisis en SimaPro.

Materia prima en los diferentes escenarios	Emisiones GEI (gCO _{2eq} /MJGO _{50S_co-proc.})	Emisiones totales co-procesando (gCO _{2eq} /MJGO _{50S_co-proc.})
“Escenario 5 %”	2,16	16,3
“Escenario 5 %” considerando C _{biogénico}	-6,06	8,10
“Escenario 7 % extra”	2,83	17,2
“Escenario 7 % extra”, considerando C _{biogénico}	-7,91	6,43

En la imagen a continuación, Figura 5.5, se visualiza (sin tomar en cuenta el C biogénico absorbido), según el grosor de la flecha en que se une al producto final, los aportes realizados al calentamiento global, por cada tipo de materia prima grasa a usar. A partir del modelo generado en SimaPro claramente se puede apreciar que el aporte del aceite de soja es el más significativo.

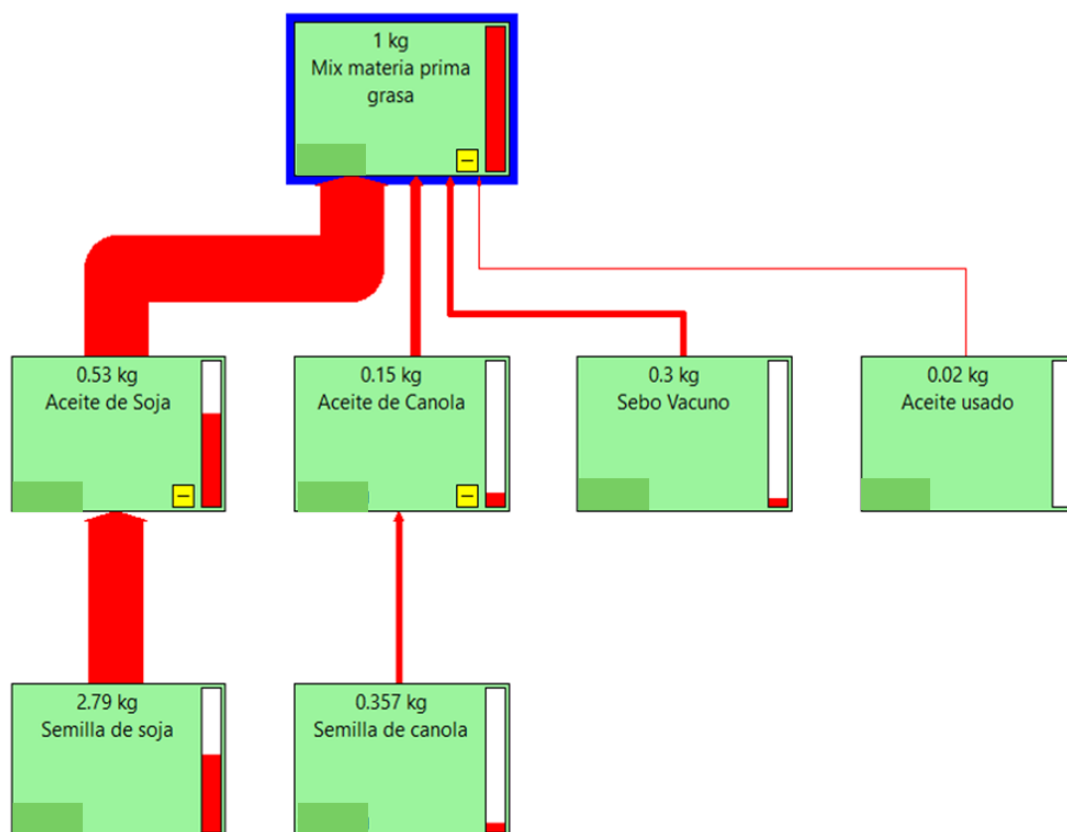


Figura 5.5: Árbol de aporte al calentamiento global de la mezcla de materia prima grasa. A partir de diseño de ACV en SimaPro sin tomar en cuenta el carbono biogénico (Con información de cantidades de materia prima grasa proveniente de estudio de ALUR).

Si observamos esto en números, la tabla a continuación muestra las emisiones de GEI de cada componente a la mezcla de lípidos (Tabla 5.5 columna sin C biogénico), siendo notablemente mayor el aporte a partir del aceite de soja. En caso de considerar el C absorbido por el cultivo (Tabla 5.5 columna con C biogénico), la soja es quien retiene mayor cantidad de CO₂ en su proceso de fotosíntesis, pasando a ser el componente que menos aporta.

Tabla 5.5: Aporte de la mezcla de lípidos al calentamiento global según cada componente en el agregado de 5%. Fuente: Elaboración propia a partir del análisis en SimaPro.

Componente de la mezcla de lípidos	Sin C biogénico (gCO ₂ eq/MJ _{GOSOS_co-proc.})	Con C biogénico (gCO ₂ eq/MJ _{GOSOS_co-proc.})
Aceite de Soja	1,55	-5,52
Aceite de Canola	0,610	-0,531
Sebo vacuno	3,36E-05	3,36E-05
Aceite usado	0	0
Transporte y adecuación de la mezcla	9,84E-04	9,84E-04

5.1.2. Análisis de sensibilidad aplicado sobre el “escenario 5 %”

5.1.2.1. *Alternativas en la mezcla de materia prima grasa*

En la Tabla 5.6 a continuación,

- Se plantean los impactos generados por cada tipo de materia prima grasa suponiendo la producción de 1 kg del componente lipídico preparado, tanto en lo que refiere a emisiones de GEI como con el consumo de energía fósil.
- Se evalúa también, el impacto ambiental del total de materia grasa requerido por refinería en el caso de sustituir el 5 % de gasoil 50S producido por co-procesamiento (columna verde).
- Por último, se observa cómo influye el cambio porcentual de los componentes de la biomasa lipídica en el estudio del ACV del GO 50S co-procesado en un 5 % a partir de dichos lípidos.

En el estudio de estas alternativas propuestas se consideró el supuesto de que el impacto generado por la preparación/transporte de la mezcla de lípidos se mantiene en todas las alternativas.

Tabla 5.6: Aporte al impacto ambiental de cada componente lipídico en función del porcentaje participante en la mezcla. Impacto ambiental total según la alternativa de mezcla planteada. Impacto ambiental participante en el gasoil co-procesado en un 5 %. Fuente: Elaboración a partir de Herrera et al. (2016).

Original	Soja (53 %)/kg _{mezcla}	Canola (15 %)/kg _{mezcla}	Sebo (30 %)/kg _{mezcla}	Aceite residual (2 %)/kg _{mezcla}	Preparación Mezcla/kg _{mezcla}	Total lípidos/kg _{mezcla}	Aporte de Lípidos tal que 5 %GO provenga de estos/MJGO	Total ACV de GO/MJGO
Emisiones GEI (emisiones CO ₂) (gCO ₂)	1122	440,5	0,02430	0	0,7110	1563	2,16	16,3
Consumo energía fósil (MJ)	7,515	3,268	0,2676	0	4,570	15,62	0,0227	0,927
Alternativa 1	Soja (30 %)/kg _{mezcla}	Canola (29 %)/kg _{mezcla}	Sebo (35 %)/kg _{mezcla}	Aceite residual (6 %)/kg _{mezcla}	Preparación Mezcla/kg _{mezcla}	Total lípidos/kg _{mezcla}	Aporte de Lípidos tal que 5%GO provenga de estos/MJGO	Total ACV de GO/MJGO
Emisiones GEI (emisiones CO ₂) (gCO ₂)	634,9	851,6	0,02835	0	0,7110	1487	2,06	16,2
Consumo energía fósil (MJ)	4,254	6,318	0,3122	0	4,570	15,45	0,0225	0,927
Alternativa 2	Soja (0 %)/kg _{mezcla}	Canola (0 %)/kg _{mezcla}	Sebo (0 %)/kg _{mezcla}	Aceite residual (100 %)/kg _{mezcla}	Preparación Mezcla/kg _{mezcla}	Total lípidos/kg _{mezcla}	Aporte de Lípidos tal que 5%GO provenga de estos/MJGO	Total ACV de GO/MJGO

Emisiones GEI (emisiones CO ₂) (gCO ₂)	--	--	--	0	0,7110	0,7110	0,000984	14,2
Consumo energía fósil (MJ)	--	--	--	0	4,570	4,570	0,00664	0,911
Alternativa 3	Soja (0 %)/kg_{mezcla}	Canola (0 %)/kg_{mezcla}	Sebo (100 %)/kg_{mezcla}	Aceite residual (0 %)/kg_{mezcla}	Preparación Mezcla/kg_{mezcla}	Total lípidos/kg_{mezcla}	Aporte de Lípidos tal que 5%GO provenga de estos/MJGO	Total ACV de GO/MJGO
Emisiones GEI (emisiones CO ₂) (gCO ₂)	--	--	0,0810	0	0,7110	0,7920	0,00110	14,2
Consumo energía fósil (MJ)	--	--	0,8920	0	4,570	5,462	0,00794	0,913

En forma de resumen de la tabla anterior se presenta la Figura 5.6 donde se hace referencia a los porcentajes de cada tipo de biomasa lipídica participante de la mezcla, los aportes ambientales debido a dicha mezcla y su correspondiente resultado final.

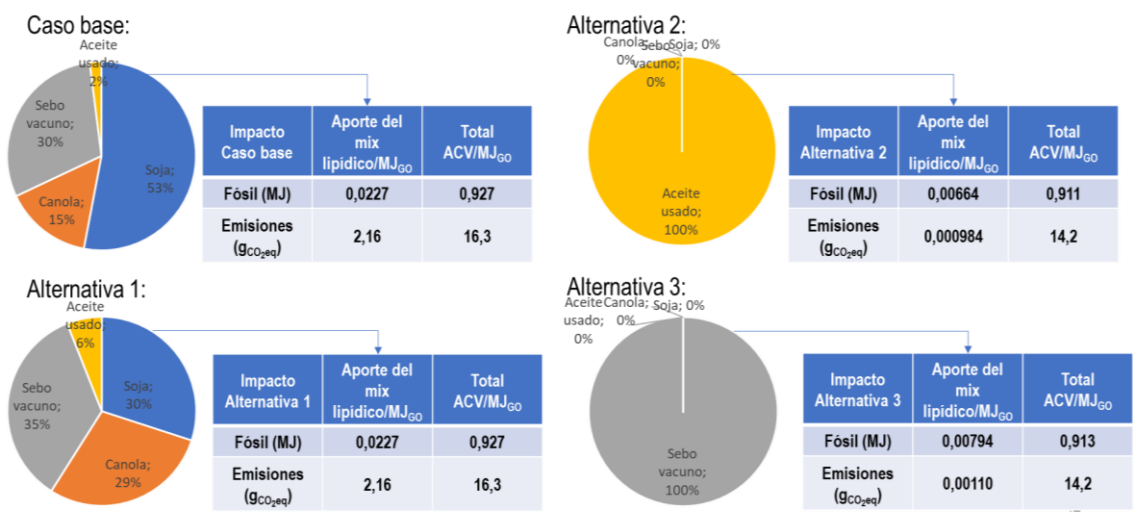


Figura 5.6: Aporte al impacto ambiental de la mezcla lipídica según la formación de dicha mezcla. Impacto ambiental total según la alternativa planteada. Fuente: Elaboración a partir de Herrera et al. (2016).

En la alternativa 1, el cambio en la mezcla de aceites no modifica sensiblemente el balance de GEI de la producción de gasoil co-procesado. Aunque la producción de aceite de canola presenta mayores emisiones de GEI que la producción de aceite de soja, según se mencionó en la Tabla 4.5, este efecto se diluye en el resultado final debido a que se da mayor uso de aceites usados y grasa animal con menores emisiones de GEI respecto de los aceites vegetales.

Los resultados de consumo de energía fósil en el proceso de producción de gasoil co-procesado tras el cambio en la mezcla de aceites en la alternativa 1 propuesta, no muestran diferencias significativas en el total.

Se puede observar que el consumo energético y las emisiones de GEI están dominadas por el aporte a los impactos provenientes de la producción de materias grasas empleadas, mientras que la preparación y transporte presenta un aporte menor.

En las alternativas 2 y 3, se asume que toda la materia prima es aceite usado o sebo vacuno y no se considera participación de otras materias primas, tanto las emisiones de GEI como el consumo de energía fósil presenta una variación importante a la baja respecto del caso inicial de co-procesamiento con biomasa lipídica. Si observamos las emisiones de GEI aportadas por la materia prima grasa residual para generar 1 MJ de gasoil co-procesado, se da una caída de más

del 99 % tanto utilizando aceite usado como sebo vacuno, representando en el total del ACV del proceso del 13 % para cualquiera de las dos opciones. En cuanto al consumo de energía fósil, ambas alternativas muestran valores menores de aporte al impacto ambiental, en el caso de utilizar sólo aceite usado, la caída en el aporte a las emisiones de GEI en el proceso de producción del GO co-procesado es del 70 %, generando que las emisiones totales del proceso bajen en 1,7 %. Si observamos el caso de usar sólo sebo vacuno, el aporte por dicho aceite baja 65 %, que en el análisis total genera una bajada de 1,5 %.

5.1.2.2. *Influencia de la matriz energética primaria sobre la generación eléctrica*

En los gráficos y tablas a continuación se puede observar el valor de emisiones de GEI (Figura 5.8; Tabla 5.7) y consumo fósil (Figura 5.9; Tabla 5.8) tras el co-procesamiento con materia prima grasa para obtener la producción de gasoil igual al año base 2022, pero con 5 % a partir de la biomasa lipídica, considerando el efecto del cambio en la matriz energética para la generación de energía eléctrica entre los años 2018 y 2022. La generación de energía eléctrica en Uruguay se compone principalmente por energías renovables, dentro de los años considerados, salvo el año 2021, la generación renovable estuvo en el entorno del 90 % o más. El cambio más destacado en el año 2021 fue el aumento en la generación térmica fósil que, respecto del año anterior, se triplicó. Como consecuencia, la participación de energías renovables en la matriz de generación eléctrica cayó al 85 % (BEN 2021) (Ver Figura 5.7). La variación en el uso de fuentes renovables se aprecia claramente en los valores obtenidos de emisiones y consumo fósil aplicado al co-procesamiento en HDS en estudio.

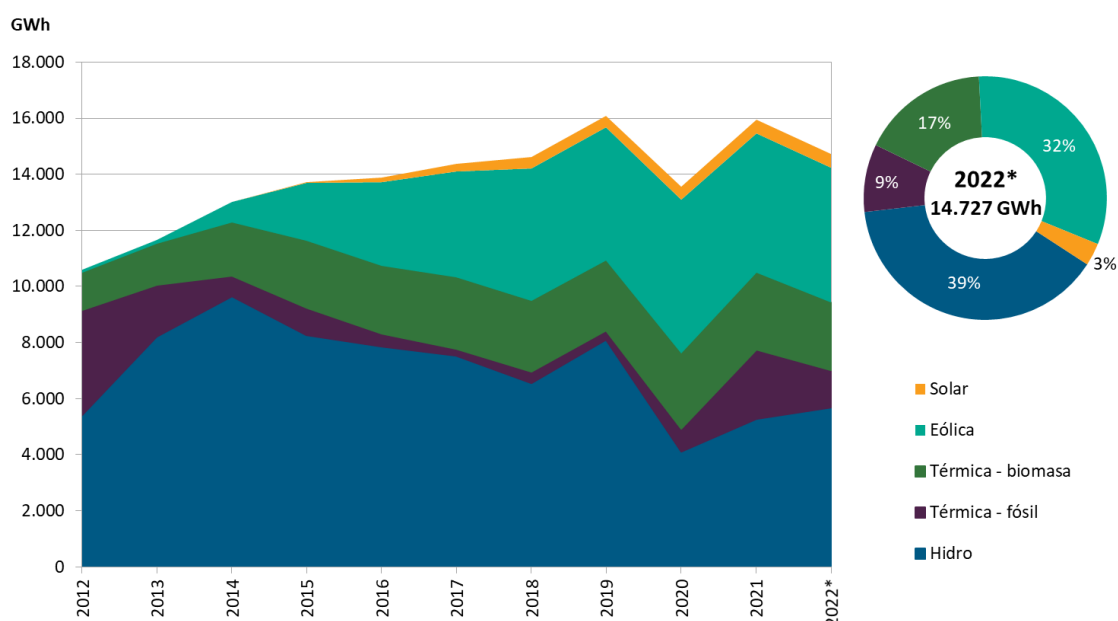


Figura 5.7: Generación de energía eléctrica uruguaya por fuente. Fuente: BEN2022, Ministerio de Industria, Energía y Minería.

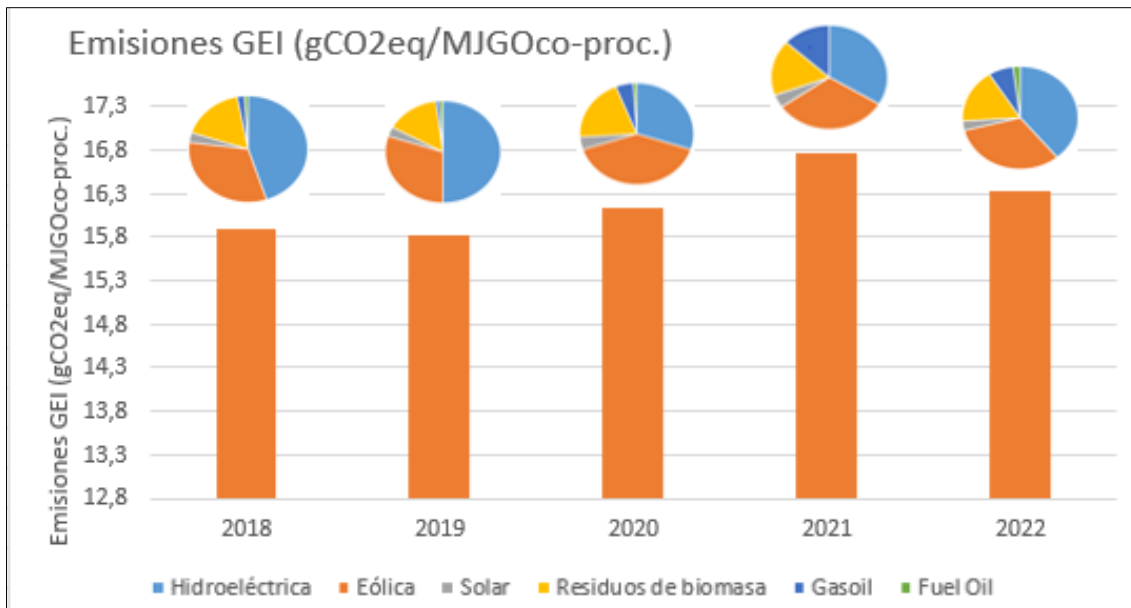


Figura 5.8: Influencia de la matriz de energía eléctrica uruguaya 2018-2022 en las emisiones de GEI del proceso de co-procesamiento “Escenario 5 %”. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Ministerio de Industria, Energía y Minería, y análisis realizado en SimaPro.

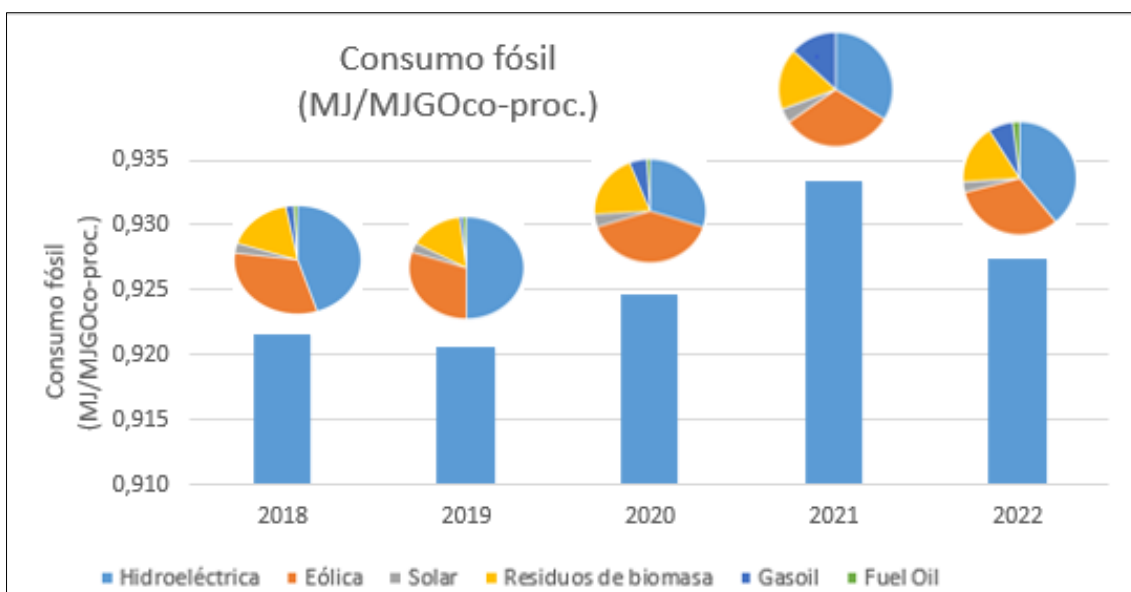


Figura 5.9: Influencia de la matriz de energía eléctrica uruguaya 2018-2022 en el consumo fósil del proceso de co-procesamiento “Escenario 5 %” Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Ministerio de Industria, Energía y Minería, y análisis realizado en SimaPro.

Tabla 5.7: Aporte al calentamiento global en el co-procesamiento de gasoil con materia prima grasa de la matriz de generación eléctrica entre los años 2018 y 2022. Fuente: Elaboración propia a partir del análisis en SimaPro (Se simula a partir de las bases de datos de la herramienta informática).

Año	Emisiones GEI ($\text{gCO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{GOco-proc.}}$)	Aporte al calentamiento global de emisiones de GEI de debido a la matriz de generación eléctrica ($\text{gCO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{GO}}^{\text{Escenario 5\%"}}$)
2018	15,9	0,311
2019	15,8	0,234
2020	16,1	0,538
2021	16,8	1,18
2022	16,3	0,735

Tabla 5.8: Aporte al consumo fósil en el co-procesamiento de gasoil con materia prima grasa de la matriz de generación eléctrica entre los años 2018 y 2022. Fuente: Elaboración propia a partir del análisis en SimaPro (Se simula a partir de las bases de datos de la herramienta informática).

Año	Consumo fósil ($\text{MJ}/\text{MJ}_{\text{GOco-proc.}}$)	Aporte al consumo fósil debido a la matriz de generación eléctrica ($\text{MJ}/\text{MJ}_{\text{GO}}^{\text{Escenario 5\%"}}$)
2018	0,922	0,00348
2019	0,921	0,0025
2020	0,925	0,00648
2021	0,933	0,0153
2022	0,927	0,0093

Los aportes al impacto ambiental se ven modificados en función de la matriz de generación eléctrica que se encuentre alimentando de energía la planta de ANCAP La Teja. El mayor uso de fuentes fósiles, para generación eléctrica de 2021 respecto del año base 2022, aumenta alrededor del 3 % el aporte al calentamiento global, ese valor provoca un aumento de emisiones de CO_2 equivalentes de $0,50 \text{ gCO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{GOco-proc.}}$. En el caso del consumo de energía fósil aumenta en $0,0060 \text{ MJ}/\text{MJ}_{\text{GOco-proc.}}$ del co-procesamiento en estudio, representa esto un 0,65%, que si lo comparáramos con otros años de la evaluación el aumento es mayor aún.

El MIEM, publica anualmente el Factor de Emisión de CO_2 del Sistema Interconectado Nacional (SIN), que refiere a las emisiones de GEI en función de la energía generada, las cuales se presentan en la Figura 5.10 para los años en estudio. En la Tabla 5.9 se plantea la aplicación de este factor para evaluar las emisiones de GEI, aplicadas al estudio planteado como “Escenario 5 %” tanto evaluando el total emitido por el proceso de interés, así como el aporte únicamente del consumo energético eléctrico.

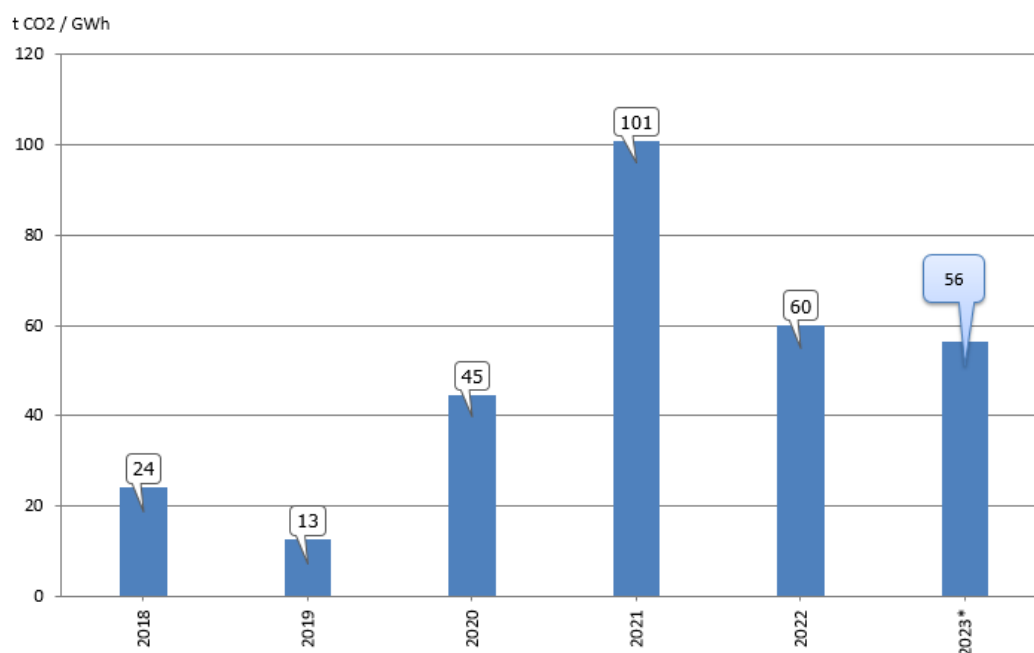


Figura 5.10: Factor de emisión de CO₂ del SIN (Sistema interconectado Nacional)⁴¹. Fuente: Adaptación Balance preliminar BEN 2023, Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Tabla 5.9: Emisiones de GEI, aportadas al Impacto Ambiental únicamente por el uso de energía eléctrica, en función del factor de emisión de CO₂ reportada por el SIN y aquellas obtenidas de modelar en SimaPro. Fuente: Elaboración propia.

Año	Factor de emisión CO ₂ del SIN (MIEM)	Aporte a las emisiones de GEI según el factor de emisión del SIN y el consumo de energía eléctrica de la Refinería de ANCAP para la producción del producto GO co-procesado "Escenario 5 %"	Emisiones GEI totales para la producción del producto GO co-procesado (gCO _{2eq} /MJ _{GOco-proc.}), considerando el aporte eléctrico determinado a partir del factor de emisión del SIN
	tCO ₂ /GWh	gCO _{2eq} /MJGO"Escenario5%"	gCO _{2eq} /MJGO"Escenario5%"
2018	24	0,155	15,7
2019	13	0,084	15,6
2020	45	0,290	15,9
2021	101	0,650	16,3
2022	60	0,386	16,0

Comparando los resultados del estudio basado en la biblioteca de SimaPro y sus diferentes bases de datos para los diferentes tipos de energía primaria de generación eléctrica (utilizado en el cálculo base y los escenarios presentados anteriormente), Tabla 5.7, con las emisiones determinadas a partir del factor de emisión reportado para el SIN, Tabla 5.9, muestran

⁴¹ El factor de emisión de CO₂ representa la cantidad de CO₂ que se genera por GWh de electricidad producida que se entrega a la red de energía eléctrica. *Año 2023 aún sin terminar al momento de la publicación utilizada. <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/datos-y-estadisticas/datos-abiertos>

claramente la influencia con el tipo de fuente para la generación del servicio. En la Figura 5.11, se resumen las relaciones al aplicar la base de datos SimaPro y el coeficiente del SIN.

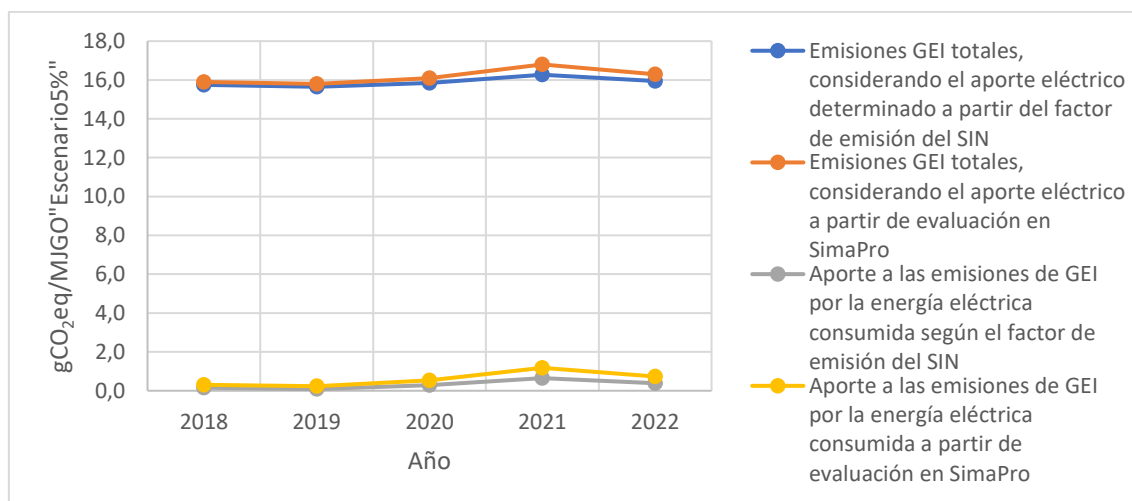


Figura 5.11: Aporte al calentamiento global del producto GO co-procesado en el caso del “Escenario 5 %” considerando la evaluación de energía eléctrica según el factor de emisión del CO₂ del SIN vs la evaluación de energía eléctrica según la estimación generada a partir de la base de datos de SimaPro (versión 9.5.0.2) tomando en cuenta los diferentes tipos de energía primaria para tal generación en base a los años desde 2018 a 2022. En particular, se evalúa el aporte al calentamiento global de la energía eléctrica consumida para la producción del producto de interés según el SIN y según SimaPro. Fuente: Elaboración propia a partir de datos Ministerio de Industria, Energía y Minería y evaluación SimaPro (versión 9.5.0.2).

Considerando el consumo de energía eléctrica que tiene la refinería para el año base y el factor de emisión de CO₂ del SIN de los diferentes años evaluados se determina la emisión de CO₂ (o CO₂ equivalente a GEI) y se compara con el resultado de emisiones obtenido a partir de modelar los aportes energéticos por energía eléctrica en SimaPro (utilizados en el estudio), mostrando resultados en el mismo orden de magnitud, manteniendo el orden entre diferentes años.

Si bien los números que se obtienen en ambas evaluaciones son algo diferentes, que puede deberse a la referencia considerada, a que por un lado son estimaciones basada en bibliotecas internacionales y otro son medidas locales, a las posibles bases de datos o referencias bibliográficas utilizadas para los cálculos, las conclusiones sobre el impacto de la matriz energética son las mismas. Tener presente que los valores reportados por el SIN fueron usados únicamente en estas comparaciones (tabla mencionada arriba), el resto del trabajo utilizó información adaptada a partir de SimaPro.

5.1.2.3. Cambio en la relación entre los tipos de petróleo crudo

Se evalúan los resultados obtenidos tras considerar el cambio en el porcentaje de petróleo crudo, se considera en este caso el pasaje del 20 % al 30 % de crudo nigeriano, bajando del 80 % al 70 % el crudo proveniente de EE. UU., los resultados se presentan en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10: Consumo fósil y Emisiones de GEI (como CO₂ equivalente) tras el cambio en el porcentaje de petróleo crudo respecto a las cantidades base. Fuente: Elaboración propia a partir del ACV en SimaPro.

Base 2022 - EE MIEM 2022	"Escenario 5 %" con 20 %Crudo NG-80 %Crudo WTI (base crudo 2022)		"Escenario 5 %" con 30 %Crudo NG-70 %Crudo WTI		Cambio en el consumo fósil debido al aumento de crudo NG (%)	Cambio en las emisiones de CO ₂ debido al aumento de crudo NG (%)
por MJ GO co-procesado	Fósil (MJ)	Emisiones (gCO ₂ eq)	Fósil (MJ)	Emisiones (gCO ₂ eq)		
Total	0,927	16,3	0,937	16,2	1,08	-0,61
Transporte larga distancia Crudo EEUU	0,0836	6,140	0,0731	5,370	-12,6	-12,5
Transporte larga distancia Crudo NG	0,0202	1,48	0,0303	2,22	50,0	50,0
Extracción crudo <i>onshore</i> y/o <i>offshore</i> EEUU	1,7	8	1,48	7	-12,9	-12,5
Extracción crudo <i>offshore</i> y/o <i>onshore</i> NG	0,4	1,69	0,665	2,53	49,8	49,7
Transporte crudo cañería TdE/Teja EEUU	0,000974	0,0668	0,000853	0,0585	-12,4	-12,4
Transporte crudo cañería TdE/Teja NG	0,000244	0,0167	0,000365	0,025	49,6	50,3
Total, Subsistema Crudo	2,25	17,39	2,25	17,20	0,0	-1,1

Dado que el aumento del crudo NG es de un 50 % respecto de lo inicial, el cambio en consumo energético y las emisiones relacionadas a este también son de un 50 %. En el caso del crudo proveniente de EE. UU., que el consumo cae en aproximadamente 12 %, también lo hacen las emisiones de CO₂ y el consumo fósil asociado.

En lo que refiere al consumo de energía fósil, debido al cambio en el porcentaje de cada crudo, no hay cambios apreciables en el subsistema al que pertenece, al de crudos. En el consumo energético total el aumento es del 1,08 % aproximadamente.

En lo que refiere a las emisiones de GEI, debido al cambio en el porcentaje de crudo, se da una caída del 1,0 % respecto del caso base para ese subsistema, de la misma forma que las emisiones totales de todo el sistema planteado que bajan en el entorno del 0,6 %.

Se desprende que el cambio sugerido en este caso de estudio es favorable desde el punto de vista de disminuir el impacto sobre el calentamiento global.

5.1.2.4. Cambio en la distancia del petróleo crudo comprado

Se evalúan los resultados obtenidos de considerar el cambio de procedencia del petróleo crudo de mayor consumo, se considera en este caso el cambio de crudo proveniente de EE. UU. por crudo Medanito proveniente de Argentina, de esta forma se acorta la distancia de transporte de la principal materia prima del proceso, cuyo aporte al impacto del subsistema de crudo es significativo. En este caso se revisa principalmente la influencia en la distancia que recorre la materia prima ya que el resto de los aportes que impactan en el consumo fósil y emisiones respecto a esta proporción del crudo se mantienen constantes. Los resultados pueden observarse en la Tabla 5.11.

Tabla 5.11: Consumo fósil y Emisiones de GEI (como CO₂ equivalente) tras el cambio del crudo mayoritario. Fuente: Elaboración propia a partir del ACV en SimaPro.

Base 2022 - EE MIEM 2022	"Escenario 5 %" con 20 %Crudo NG-80 %Crudo WTI (base crudo 2022)		"Escenario 5 %" con 20 %crudo NG-80 %Crudo Medanito (Argentina)		Cambio en el consumo fósil debido al cambio de crudo (%)	Cambio en las emisiones de CO ₂ debido al cambio de crudo (%)
por MJ GO co-procesado	Fósil (MJ)	Emisiones (gCO ₂ eq)	Fósil (MJ)	Emisiones (gCO ₂ eq)		
Total	0,927	16,3	0,852	10,80	-8,09	-33,74
Transporte larga distancia Crudo EEUU/Medanito	0,0836	6,140	0,00816	0,599	-90	-90
Transporte larga distancia Crudo NG	0,0202	1,48	0,0202	1,48	0	0
Extracción crudo onshore EEUU/Medanito	1,7	8	1,7	8	0	0
Extracción crudo offshore NG	0,444	1,69	0,444	1,69	0	0
Transporte crudo cañería TdE/Teja EEUU/Medanito	0,000974	0,0668	0,000974	0,0668	0	0
Transporte crudo cañería TdE/Teja NG	0,000244	0,0167	0,000244	0,0167	0	0
Total Subsistema Crudo	2,2	17,39	2,2	11,85	-3,4	-31,9

La diferencia entre el caso original, utilizando 80 % de crudo WTI Midland, de procedencia EE. UU., y la nueva condición con el 80 % de crudo Medanito, argentino, se centra en la distancia que debe recorrer la materia prima desde su extracción hasta la refinería. El consumo de energía fósil y las emisiones de GEI debido al transporte en barco particularmente, desde el punto de origen hasta José Ignacio, disminuyen alrededor del 90 % respecto del caso original, lo que equivale en el impacto total asociado al crudo a una disminución del 3 % para el consumo de energía fósil y 32 % para las emisiones de GEI aproximadamente.

En el impacto total de todo el proceso de co-procesamiento la caída en el impacto en ambos factores de estudio es relevante, alrededor del 8 % para el consumo de energía fósil y del 34 % aproximadamente para las emisiones de GEI, esto nos muestra la importancia que tiene el transporte de larga distancia del petróleo crudo que representa prácticamente la mitad del aporte al impacto ambiental del procesamiento realizado en refinería. Reducir la distancia del crudo comprado para procesar reduce de forma significativa los aportes ambientales.

5.1.2.5. Cambio en el combustible de calderas y hornos en la refinería de ANCAP

En el ACV planteado no se consideran consumos energéticos generados por la propia refinería, de autoconsumo sino, entradas y salidas desde y hacia el exterior, encerrando al sub-sistema refinería como en una “caja negra”. En el caso que se plantea, el uso de GN en sustitución del FO, se pasa a introducir un energético desde el exterior por lo tanto es de esperar que se dé un aumento en el impacto generado al ambiente. Este cambio de energético se ha considerado atractivo del punto de vista ambiental en lo que a combustión se refiere, ya que la quema de este combustible es más limpia.

Alternativa 1: Se revisan los resultados obtenidos tras considerar que el FO utilizado para autoconsumo deja de generarse. Particularmente en esta evaluación, se tomará el criterio conservador de que el resto de la producción de otros productos no cambia respecto del “Escenario 5 %”. Se muestran los impactos evaluados en la Tabla 5.12.

Tabla 5.12: Impacto ambiental generado tras el uso de GN en sustitución de FO de autoconsumo como combustible de hornos y calderas. No se genera producto de refinería extra a cambio de este FO (Alternativa 1). Fuente: Elaboración propia a partir del ACV en SimaPro Versión 9.5.0.2.

Base 2022 - EE MIEM 2022	"Escenario 5 %" con autoconsumo de FO		"Escenario 5 %" sólo GN (no aumentan productos/no aumenta crédito)		Cambio en el consumo fósil debido al cambio de energético respecto del caso base "Escenario 5 %" (%)	Cambio en las emisiones de CO ₂ debido al cambio de energético respecto del caso base "Escenario 5 %" (%)
por MJGO50S co-procesado	Fósil (MJ)	Emisiones (gCO ₂ eq)	Fósil (MJ)	Emisiones (gCO ₂ eq)		
Total	0,927	16,3	0,9480	17,0	2,27	4,17
Gnextacción	0,0336	0,141	0,0439	0,184	30,7	30,5
Gncombustión	0,0345	0,689	0,0450	1,30	30,4	88,7
Gntransporte	0,000263	0,0848	0,000343	0,111	30,4	30,9
Total GN	0,0684	0,915	0,0892	1,60	30,5	74,4

Alternativa 2: Se revisan los resultados obtenidos al considerar que el FO utilizado para autoconsumo se sigue generando, pero se pone a la venta como tipo FO, aumentando el consumo de GN para satisfacer las necesidades energéticas de la planta de la misma forma que se planteó en la alternativa 1. Se presentan en la Tabla 5.13 los impactos evaluados en el presente escenario.

Tabla 5.13: Impacto ambiental generado tras el uso de GN en sustitución de FO de autoconsumo como combustible de hornos y calderas. Se genera FO como producto extra de refinería a cambio de este FO de autoconsumo (Alternativa 2). Fuente: Elaboración propia a partir del ACV en SimaPro Versión 9.5.0.2.

Base 2022 - EE MIEM 2022	"Escenario 5 %" (base 2022)		"Escenario 5 %" GN sustituto de FO, FO producto/ aumenta crédito		Cambio en el consumo fósil debido al cambio de energético (%)	Cambio en las emisiones de CO ₂ debido al cambio de energético (%)
por MJ GO50S	Fósil (MJ)	Emisiones (gCO ₂ eq)	Fósil (MJ)	Emisiones (gCO ₂ eq)		
Total	0,927	16,3	0,937	16,9	1,07	3,44
Total GN	0,0684	0,915	0,0892	1,595	30,5	74,4
FO como producto	-0,339	-3,41	-0,35	-3,53	-3,24	-3,52

El aporte del FO como producto (más de 3 %) muestra cambios a la baja tanto en las emisiones de GEI como en el consumo de energía fósil, de todas formas, los aumentos producidos por el requerimiento de GN extra, tanto en consumo de energía fósil, como el aumento aún más relevante en el aporte al calentamiento global no logran ser contrarrestados por el “crédito” generado. En la Tabla 5.14, se agrega la comparación del caso presentado anteriormente, dentro de la alternativa 2, con la condición actual sin co-procesamiento.

Tabla 5.14: Impacto ambiental generado tras el uso de GN en sustitución de FO de autoconsumo como combustible de hornos y calderas comparado con el caso Sin Co-procesamiento. Se genera FO como producto extra de refinería a cambio de este FO de autoconsumo (Alternativa 2). Fuente: Elaboración propia a partir del ACV en SimaPro Versión 9.5.0.2).

Base 2022 - EE MIEM 2022	"Sin co-procesamiento" (base 2022)		"Escenario 5 %" (base 2022)		"Escenario 5 %" GN sustituto de FO, FO producto/ aumenta crédito	
por MJ GO50S	Fósil (MJ)	Emisiones (gCO ₂ eq)	Fósil (MJ)	Emisiones (gCO ₂ eq)	Fósil (MJ)	Emisiones (gCO ₂ eq)
Total	1,00	14,3	0,927	16,3	0,937	16,9
Total GN	0,0472	0,156	0,0684	0,915	0,0892	1,60
FO como producto	-0,339	-3,41	-0,339	-3,41	-0,35	-3,53

Al agregar la evaluación del caso original, sin co-procesamiento y con autoconsumo de FO de planta se observa que el aumento en emisiones de GEI (de 2,0 gCO₂eq/MJGO_{co-procesado5%} total) debido al aumento de material lipídico y con ello aumento de necesidad de GN por sustitución del consumo de H₂ (utilizado originalmente como componente de FG – combustible de hornos y calderas), no logra ser compensado posteriormente por la toma del FO como crédito al ser tomado como un producto, donde también se aumenta el consumo de GN al dejar de autoconsumir FO, generando mayores emisiones aún (aumenta en 0,6 gCO₂eq/MJGO_{co-procesao5%} respecto del escenario 5 % con autoconsumo).

Alternativa 3: Esta alternativa se plantea tomando en cuenta que ANCAP considera cambiar el energético para calderas y hornos, utilizar GN en vez de FO. Observando las alternativas anteriores no se encuentra el beneficio ambiental real. ¿Cuál es entonces la motivación por el cambio?

Evaluamos dentro de esta alternativa el supuesto de que el FO no es un combustible de autoconsumo, sino, que se compra fuera de refinería como un consumible más. En ese sentido, se debe tomar en cuenta su producción, el transporte desde el punto de compra y particularmente el uso en refinería. Se plantea comparar, únicamente el uso del energético en planta. Dada esta comparación planteada se toma en cuenta todo el energético a quemar y no únicamente la diferencia de agregar GN extra por los requerimientos de HDS.

Dado el consumo conocido de FO en planta (dato aportado por experto de ANCAP, no mencionado en el presente trabajo por considerarse confidencial debido a ser procesos registrados por la empresa proveedora) se elabora la siguiente tabla (Tabla 5.15) donde se presentan valores obtenidos a partir del modelado en SimaPro del impacto generado sobre el consumo fósil y el calentamiento global, co-procesando lípidos en el “escenario 5 %”, utilizando FO o utilizando GN como energético para hornos y calderas de refinería.

Tabla 5.15: Consumo fósil y Emisiones de GEI (como CO₂ equivalente) en la combustión de FO+GN (combustible actual) y el cambio a GN únicamente. Evaluación únicamente de la combustión de los energéticos. Fuente: Elaboración propia a partir del análisis en SimaPro (Versión 9.5.0.2).

Base 2022 - EE MIEM 2022	"Escenario 5 %" (base 2022)		"Escenario 5 %" No uso FO como energético de planta, sustituye con GN		Cambio en el consumo fósil debido al cambio de energético (%)	Cambio en las emisiones de CO ₂ debido al cambio de energético (%)
por MJ GO50S	Fósil (MJ)	Emisiones (gCO ₂ eq)	Fósil (MJ)	Emisiones (gCO ₂ eq)		
Combustión GN	0,0345	2,00	0,0450	2,62	30,4	31,0
Combustión FO (supuesto, FO entra a planta)	0,0106	0,804	0	0	-100	-100,0
Suma Combustión FO+GN	0,0451	2,8	0,0450	2,62	-0,222	-7,02

Con lo planteado en este caso se desprende qué, el impacto relacionado al consumo de energía fósil presenta una diferencia despreciable, pero con un energético diferente a utilizar en hornos y calderas. Evaluando la combustión del energético utilizado, parece ser favorable el cambio de FO a GN, si se observa el aporte ambiental al calentamiento global, se genera una caída de aproximadamente 7 % en emisiones de GEI.

Además de lo considerado en este punto, para lograr obtener un estudio con mayor profundidad, debería de tenerse en cuenta la procedencia de compra de FO por el transporte, la forma de extracción y el recorrido de las materias primas para obtenerlo, incluir la combustión implica un estudio de ACV con otro alcance diferente al planteado en este trabajo, de todas formas se podría decir que el motivo del cambio de combustible en hornos y calderas demuestra ser favorable en cuanto a emisiones GEI en su combustión, no parecería ser así en la vida completa del producto.

5.1.2.6. Escenario "Polluter Pays"

Se plantea el escenario de "quien genera paga", donde los impactos ambientales asociados a la generación de los consumibles de planta se consideran a cargo del productor. Se considera la suposición de que los consumibles con contaminación en la generación son aquellos relevantes a los impactos, es decir, las generaciones de mayor influencia, dejando por fuera aditivos y productos químicos, los cuales permanecen con su aporte en este estudio. Se toman nulos el consumo de energía fósil y las emisiones de GEI de la extracción del petróleo, la extracción del gas natural, la transformación del agua potable, y la producción de los componentes lipídicos en el caso de co-procesar.

En la Tabla 5.16, se plantean las evaluaciones planeadas en el caso de estudio base, sin co-procesamiento, el estudio original de co-procesar para generar el 5 % de gasoil a partir de lípidos y estos en el escenario “polluter pays”.

Tabla 5.16: Evaluación de resultados de impacto ambiental considerando el escenario planteado de “quien genera paga”. Fuente: Elaboración propia.

Base 2022 - EE MIEM 2022	Sin co-procesamiento		“Escenario 5 %”	
por MJ GO50S	Fósil (MJ)	Emisiones (gCO ₂ eq)	Fósil (MJ)	Emisiones (gCO ₂ eq)
Total Polluter Pays	-1,27	4	-1,26	4,35
Total caso base	1	14,3	0,927	16,3
Polluter pays respecto caso original (%)	227	72,0	236	73,3

En el caso presentado en este escenario, el consumo de energía fósil, dado el crédito de los productos obtenidos en refinería, es negativo, cayendo un 227 % respecto del caso original si no se co-procesa y 236 % co-procesando, donde el aporte del material lipídico sólo se encontraría en la preparación de la mezcla de materia prima grasa y su transporte. Si se observan las emisiones totales aún siguen siendo positivas, aunque con una caída importante, de 72 % y 73 % según sea sin co-procesamiento o con el co-procesamiento al 5 % de gasoil por lípidos. Esto demuestra que gran parte de las emisiones e impactos en general están asociados a la extracción del crudo; procesos sobre lo que la refinería no tiene influencia directa, lo que refuerza la necesidad de información precisa y confiable del impacto ambiental correspondiente a los procesos de producción por parte de los proveedores, y del esfuerzo necesario por parte de estos para minimizar la afectación al ambiente a nivel mundial.

5.1.3. Incertidumbre asociada al sistema

Se realiza una evaluación de la incertidumbre asociada al sistema en estudio, para cada uno de los casos planteados, teniendo en cuenta las incertidumbres asociadas a los datos obtenidos de la biblioteca de SimaPro (incluidas en las bases) y utilizando el modelo de variables aleatorias, estocástico, de Monte Carlo.

La incertidumbre asociada al consumo de energía fósil para cada caso se encuentra reportada en la Tabla 5.17, al igual que el impacto referido a las emisiones de GEI, con un intervalo de confianza del 95 %.

Tabla 5.17: Energía fósil y Emisiones de GEI para los escenarios planteados como casos de estudio, obtenidos mediante ACV estocástico, Monte Carlo.

Caso	Escenario planteado	Energía Fósil consumida (MJ/MJ) - Estimación Monte Carlo	Emisiones (gCO ₂ eq/MJ) Estimación Monte Carlo
1	Base 2022 (original)	1,01±0,0164	14,5±1,17
2	Escenario 5 % (EE 2022/20 %NG-80 %WTI)	0,93±0,0151	16,4±1,07
3	Escenario 7%	0,992±0,0147	17,3±1,1
4	5 % - Mezcla materia grasa - Alternativa 1	0,93±0,0156	16,4±1,1
5	5 % - Mezcla materia grasa - Alternativa 2	0,913±0,0151	14,3±1,1
6	5 % - Mezcla materia grasa - Alternativa 3	0,914±0,0151	14,3±1,11
7	5 % - Energía eléctrica - 2018	0,923±0,0151	16,1±1,11
8	5 % - Energía eléctrica - 2019	0,922±0,0149	16±1,1
9	5 % - Energía eléctrica - 2020	0,926±0,0148	16,3±1,11
10	5 % - Energía eléctrica - 2021	0,936±0,0148	16,9±1,06
11	5 % - Cambio porcentaje petróleo – 30 %NG-70 %WTI	0,939±0,015	16,3±1,14
12	5 % - Cambio tipo/distancia de crudo – 20 %NG-80 %Medanito	0,853±0,00429	10,8±0,3
13	5 % - GN sustituto de FO autoconsumo - sin FO producto extra	0,951±0,0154	17,2±1,19
14	5 % - GN sustituto de FO autoconsumo - FO producto extra	0,938±0,0145	17,1±1,1
15	Sin Cop. - Escenario <i>polluter pays</i>	-1,27±0,0314	4,19±1,18
16	5 % - Escenario <i>polluter pays</i>	-1,27±0,0308	4,5±1,12

Se observa que todos los escenarios planteados se encuentran en el mismo orden de impacto salvo, los casos mencionados como “*polluter pays*” (que no se incluyen en los próximos gráficos Figuras 5.12 y 5.13), por no ser comparables en su alcance).

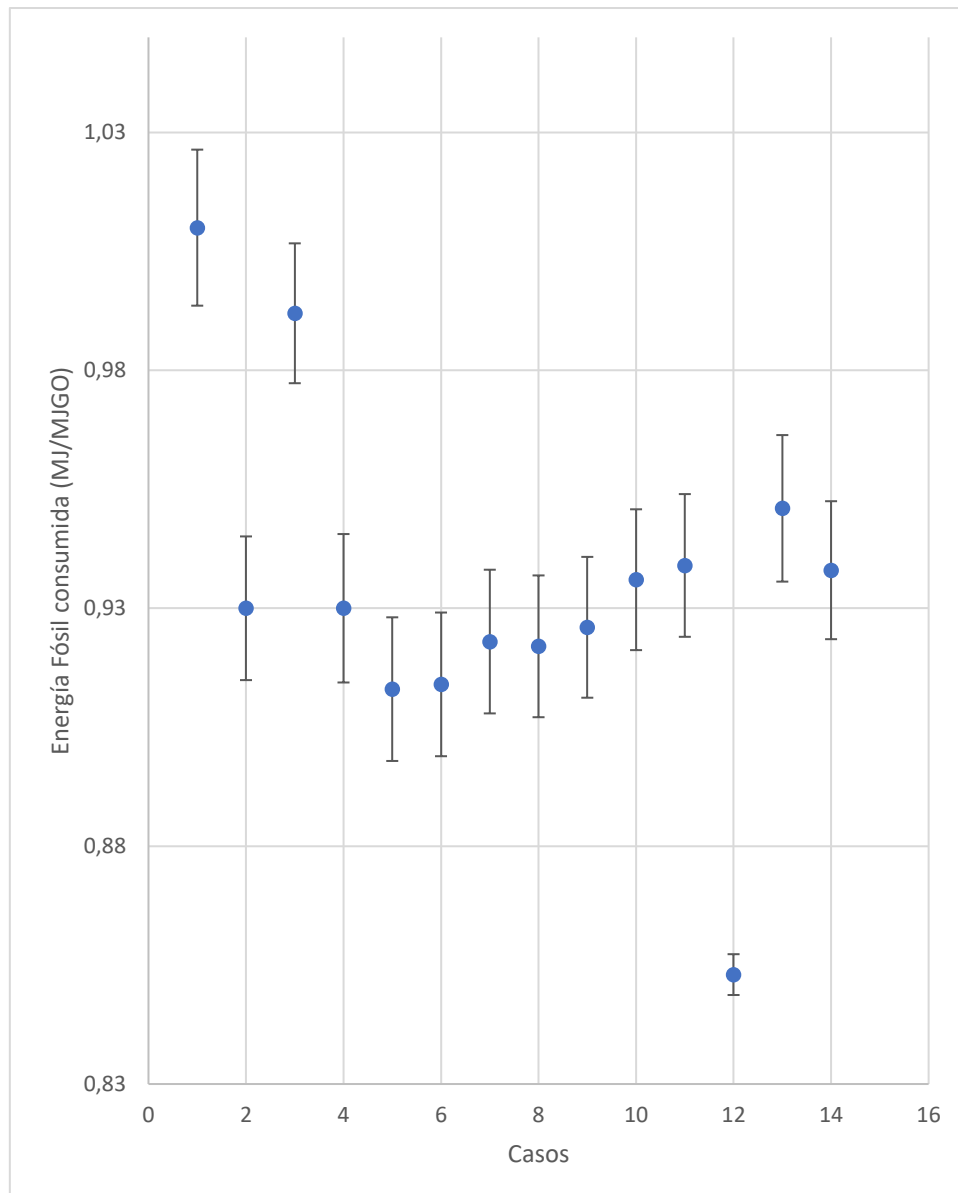


Figura 5.12: Estimación de Consumo de energía fósil para los diferentes escenarios planteados, salvo los casos mencionados como “*polluter pays*”, a partir del modelo estocástico Monte Carlo incluido el error correspondiente a dos veces la desviación estándar ($2\sigma^{42}$) del sistema en estudio, evaluado en SimaPro versión 9.5.0.2. Fuente: Elaboración propia.

La incertidumbre podría ser menor si pudiéramos incluir datos con determinación del error real.

El caso base sin co-procesamiento presenta claramente mayor consumo de energía fósil respecto de los planteados con co-procesamiento de materia prima grasa para la generación de 5 % de gasoil 50S a partir de esta nueva materia prima para obtener la misma cantidad del producto de interés que en 2022, incluso tomando en cuenta la incertidumbre del sistema

⁴² Intervalo de confianza del 95%, factor de cobertura $k \approx 2$.

donde no se da solapamiento de estas por lo que parece ser una buena opción para disminuir el consumo de este energético no renovable.

Si se observa el “escenario 7 % extra” donde se co-procesa materia prima grasa para aumentar la producción de gasoil 50S en 7 % a expensas de la nueva materia prima, con una relación lípidos/petróleo crudo que es mayor a la anterior, presenta consumo de energía fósil por debajo del caso base, pero solapado con este al incluir su incertidumbre, y por encima de los casos planteados sobre el “escenario 5 %”. En este caso el consumo de GN extra, empieza a tener relevancia, además del aporte por la propia biomasa lipídica.

El otro de los casos que presenta diferencia importante respecto de los demás es debido al cambio de origen del petróleo crudo, ni siquiera tomando en cuenta la incertidumbre se solapa con el resto de los casos, además de presentar un valor de esta mucho menor. El camino recorrido de la materia prima fósil es importante sobre el impacto generado como consumo de energía fósil, no sólo porque disminuye el valor sino también el error sobre el sistema.

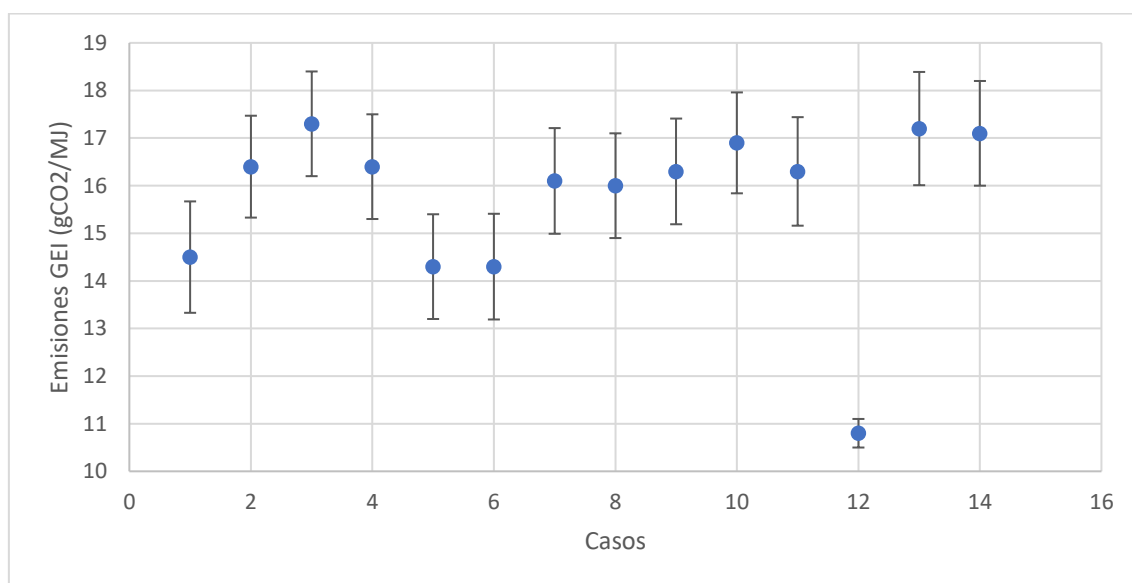


Figura 5.13: Estimación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para los diferentes escenarios planteados, salvo los casos mencionados como “polluter pays”, a partir del modelo estocástico Monte Carlo incluido el error correspondiente a dos veces la desviación estándar (2σ) del sistema en estudio, evaluado en SimaPro versión 9.5.0.2. Fuente: Elaboración propia.

Co-procesar materia prima lipídica, sin tener presente la forma en que ella se produce, no parece ser el cambio necesario en la producción de gasoil 50S que asegure menores emisiones salvo se tenga en cuenta su procedencia y su forma de obtención. El cambio es favorable, pero en pequeña medida si se co-procesa materia prima residual, de otra forma las emisiones son mayores que el caso base, no sólo por las posibles emisiones generadas en la obtención de los lípidos sino también en los requerimientos extras de GN. Cómo limitante del estudio en este

punto se puede mencionar que es necesario la evaluación experimental del comportamiento de la materia prima en el propio sistema, de esa forma tener un mejor ajuste en las cantidades de GN requeridas ya que dependerá también del consumo de H₂ del proceso.

El consumo extra de GN necesario para llevar a cabo el co-procesamiento es un factor significativo en las emisiones GEI, ya que las emisiones modeladas por SimaPro incluyen pérdidas de este gas al ambiente en su proceso de extracción y transporte que aumentan el valor de emisiones de GEI en términos de CO₂ equivalente por su alto potencial de calentamiento global, lo cual tiene como consecuencia mayores impactos que en el escenario base.

El estudio de datos de incertidumbre reafirma la conclusión de que la distancia de transporte de la principal materia prima para el proceso, el petróleo crudo es el factor analizado con mayor efecto en el impacto ambiental. Obtener el energético fósil en un lugar más cercano a la refinería (caso 12) baja no sólo las emisiones respecto del resto de los casos planteados con co-procesamiento, sino que también genera menores emisiones que el caso base (sin solapamiento de incertidumbre).

5.2. Conclusiones del capítulo

Mediante la técnica de análisis de ciclo de vida fue posible evaluar el impacto sobre el calentamiento global (como emisiones de GEI) y consumo de energía fósil, generado en la producción de 1 MJ de gasoil en la forma de producción actual (sin co-procesar) y el generado en la producción de 1 MJ de gasoil 50S co-procesado con materia prima lipídica del tipo aceites vegetales nuevos (canola y soja), usado (residuo recolectado) y sebo vacuno, tal que se obtenga la misma cantidad de gasoil 50S que el año base (2022) pero el 5 % de este provenga de lípidos, en la Refinería La Teja de ANCAP y otros escenarios de co-procesamiento.

Tanto las emisiones de GEI como el consumo energético fósil presentan variaciones al agregar materia prima renovable. Si bien los cambios en los impactos evaluados son de pequeña magnitud se debe tener en cuenta que corresponde al agregado de muy poca cantidad de materia prima lipídica. Además, es importante tener precaución en la observación de los resultados, considerando que para los procesos de mayor contribución al impacto se cuenta con datos generales de bases de datos internacionales con sus incertidumbres, cuando sería recomendable contar con datos específicos del proveedor y confiables.

El consumo de energía fósil al co-procesar cae, sin embargo, el impacto asociado a las emisiones de GEI aumenta debido a la necesidad de recurrir a un energético externo, como lo es el gas natural (GN), que tiene asociadas pérdidas en el transporte con alto impacto ambiental. El

impacto ambiental de este escenario disminuye si se toma en cuenta el carbono biogénico absorbido por las plantas en la producción de aceite.

Comparando los impactos generados en la producción de gasoil 50S tanto sin co-procesar como co-procesando contra la producción de combustibles tipo diésel de diferentes partes del mundo, se observa que los valores de consumo energético fósil y emisiones de GEI se encuentran en el mismo orden que los datos obtenidos en SimaPro a partir de su biblioteca.

Teniendo en cuenta las diferencias en los casos “escenario 5 %” y “escenario 7 % extra”, nos demuestra qué modificando las proporciones y relaciones de lípidos/petróleo crudo se puede generar combustibles finales con mayor o menor proporción de “combustibles verdes” entendiendo por verdes aquellos provenientes de materias y energías 100% renovables. Se observó que el consumo de energía fósil y las emisiones de GEI cambian según cambia la relación lípido/petróleo, si bien no pueden sacarse conclusiones de tendencias en referencia a esto por ser sólo 2 casos considerados, en estos escenarios a mayor relación lípido/petróleo menor consumo de energía fósil y mayores emisiones de GEI. Sin embargo, podría darse que si la relación es aún mayor el consumo fósil supere el caso base y las emisiones bajen, dado que se trata de un balance entre el impacto de mayor contenido renovable con el mayor consumo de GN, pero esto no se puede afirmar salvo se realice el estudio de ACV para más opciones.

Se determina la Tasa de retorno energético (EROI) para los casos “sin co-procesamiento”, co-procesando en el “escenario 5 %” y co-procesando en el “Escenario 7 % extra”, pasando de un proceso no óptimo del punto de vista energético a procesos apenas rentables por alcanzar un EROI superior a 1, manteniéndose debajo del valor típico asociado a los combustibles fósiles (valor típico 3 MJ/MJfósil) pero con valores similares a los reportados para diésel en diversas bases de datos. En este indicador observar que los cambios planteados, energéticamente, son favorables.

Antes de realizar el ACV podíamos suponer que un mayor aporte de materia prima lipídica redujera el impacto ambiental generado por la planta, pero las evaluaciones realizadas demostraron que, si bien el consumo de energía fósil baja, las emisiones de GEI aumentan, como fue mencionado anteriormente. Sin embargo, las emisiones podrían mejorar según sea el tipo de materia prima que se co-procese. Co-procesar lípidos considerados residuales, ya sea recuperación de sebo vacuno o aceite usado, permite reducir las emisiones, al menos en un pequeño porcentaje, respecto al caso original. De todas formas, la posibilidad de implementación en nuestro país de ese tipo de materia prima está sujeto a su disponibilidad.

Los cambios en la matriz de generación de energía eléctrica que alimenta la Refinería juega un papel importante en el aporte que la planta realiza al impacto ambiental. Si bien no se trata del porcentaje mayoritario en la generación de emisiones y uso de energía fósil, teniendo en cuenta que los años evaluados desde 2018 a 2022 se usó mayoritariamente energía renovable, marca diferencia según los cambios que se den en él. La matriz de generación eléctrica nacional en el año 2019 se dio un pico de generación eléctrica a partir de energías renovables del 97%, mientras que en el año 2021 bajó al 85% debido a la sequía que reinó ese año. Esta variación en la generación mostró cambios en los impactos evaluados, como es de esperar, se generan menores emisiones de GEI y consumo de energía fósil según se genere energía eléctrica con mayor porcentaje de renovables.

Una de las variables más sensibles detectadas en la evaluación de los impactos estudiados es la procedencia de la principal materia prima del proceso, del petróleo crudo. El transporte a la planta de ANCAP genera aportes relevantes al ambiente tanto si observamos el consumo de energía fósil como las emisiones de GEI, acortar distancias favorece sobre el ACV del producto de interés.

La refinería de La Teja produce FO para autoconsumo como combustible de hornos y calderas. Otro de los energéticos es el GN. Considerar la sustitución del FO por GN, siendo éste un energético a comprar en el exterior genera impacto negativo sobre las emisiones de GEI, dado que, como se mencionó anteriormente, las emisiones debido a pérdidas en el transporte de este gas son importantes. Se concluye que el cambio de combustible es favorable sólo si se considera la combustión del energético, pero no así al evaluar el cambio sobre el ACV del GO50S.

Se concluye entonces, este trabajo trata de un primer acercamiento al análisis del ciclo de vida del GO 50S co-procesando con materia prima lipídica. En esta evaluación se consideraron impactos evitados de los co-productos, pero es posible que con más información el análisis devuelva resultados más certeros. De todas formas, es de destacar que sin producción propia de petróleo se obtienen resultados en el entorno de los observados en el resto del mundo, y por debajo de varios de ellos. Puede tener que ver, al menos en parte, con que la producción de energía eléctrica está basada en gran proporción por energéticos renovables, más que en muchos otros países del mundo.

Capítulo 6: Conclusiones

- Co-procesar con materia prima grasa en bajos porcentajes produce un combustible con una fracción renovable sin generar cambios importantes en la generación de impacto, tanto consumo de energía fósil como emisiones de GEI, comparado con el diésel producido sin co-procesamiento a partir de petróleo no renovable.
- Co-procesar materia grasa requiere mayor uso de GN, aumentando levemente las emisiones de GEI.
- El origen del petróleo crudo como materia prima de refinería genera cambios en los impactos.
- Los cambios en la matriz de generación de energía eléctrica modifican el consumo de energía fósil y las emisiones de GEI de los productos de refinería.
- Para mejorar la confiabilidad de los resultados, se debería promover o bien exigir que los proveedores de biomasa lipídica y petróleo crudo realicen declaraciones comprobables de los impactos asociados a sus productos.
- Sin perjuicio de estas conclusiones, co-procesar permite obtener menor dependencia energética y diversificación de la matriz de energía disponible.
- Hacia el futuro sería interesante extender el estudio a mayor nivel de sustitución de materia prima grasa con el fin de evaluar los impactos evaluados en este trabajo según se modifica la relación lípidos/petróleo y la incorporación del GN requerido.

Capítulo 7: Referencias bibliográficas

Ambientum. Principales problemas del uso de combustibles fósiles (Fuente ONU) (07 de marzo 2018). Consulta 17/01/2024. Disponible en: <https://www.ambientum.com/ambientum/energia/principales-problemas-del-uso-de-combustibles-fosiles.asp>

ANCAP (a). Biodiésel. Consulta 22/08/2024. Disponible en: <https://www.ancap.com.uy/1592/1/biodiesel.html>

ANCAP (b). Embarques de crudo. Compras de petróleo crudo. Información referente a cada importación de petróleo crudo. Consulta 29/02/2024. Disponible en: <https://www.ancap.com.uy/innovaportal/file/9043/1/2022.02--dia-g.-embarques-de-crudo.xlsx>. <https://www.ancap.com.uy/9043/1/proceso-de-compra-de-crudo.html>

ANCAP (c). Marco legal y política energética de Uruguay 2005-2030. Consulta 05/02/2024. Disponible en: <https://www.ancap.com.uy/1588/1/marco-legal-y-politica-energetica.html>

ANCAP (d). Procesos de la refinería. Consulta 07/04/2023. Disponible en: <https://www.ancap.com.uy/1855/1/procesos-de-la-refineria.html>.

Área 1. Overview de área 1c, capacitación ANCAP. Marzo 2011.

Área 2. Overview de área 2c, capacitación ANCAP. Marzo 2011.

Área 3. Overview de área 3c, capacitación ANCAP. Marzo 2011.

Área 3. Visión Global de la Refinería. Curso de Ingreso Operador Refinación C. (Abril, 2012). Refinería La Teja. ANCAP.

Área 4. Overview de área 4c, capacitación ANCAP. Marzo 2011.

Área 5. Overview de área 5c, capacitación ANCAP. Marzo 2011.

Arena, A.; Guía metodológica: análisis de ciclo de vida. (Noviembre, 2017). Facultad Regional de Mendoza. Universidad Tecnológica Nacional. CONICET. Consulta 04/05/2024. Disponible en: http://semaforo.hol.es/assets/pdf/2_diseno/informacion-ampliada-de-evolucion-del-ciclo-de-vida.pdf

Bagnato, G.; Sanna, A.; Paone, E.; Catizzzone, E. Recent Catalytic Advances in Hydrotreatment Processes of Pyrolysis Bio-Oil. *Catalysts* 2021, 11, 157. <https://doi.org/10.3390/catal11020157>

Balance Energético 2019 (BEN 2019), Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM). ISSN: 2393-6592. Consulta 22/12/2024. Disponible en: <https://ben.miem.gub.uy/descargas/10anteriores/BEN2019-libro.pdf>

Balance Energético 2021 (BEN 2021), Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM). ISSN: 2730-5295. Consulta 04/07/2023. Disponible en: <https://ben.miem.gub.uy/descargas/10anteriores/BEN2021-libro.pdf>

Balance energético 2022 (BEN 2022). Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM). Consulta 22/12/2024. Disponible en: <https://ben.miem.gub.uy/descargas/1balance/1-1-Libro-BEN2022.pdf>

Balance energético preliminar 2023. Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM). Consulta 22/12/2024. Disponible en: <https://ben.miem.gub.uy/preliminar.php>

Basu, A., Meyer, H., Leppin, D., Zhou, J., Makkuni, A.; UCSRP: A Flexible Sulfur Removal Process for Sweetening Natural Gas. Gas Technology Institute, USA. 2012. Consulta 24/11/2024. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/265068701_UCSRP_A_Flexible_Sulfur_Removal_Process_for_Sweetening_Natural_Gas

Baumann, H., Tillman A. M.; The Hitch Hiker's Guide to LCA. An orientation in life cycle assessment methodology and application. 2004. ISBN 91-44-02364-2.

Bezergianni S., Kalogianni, A.; Hydrocracking of used cooking oil for biofuels production, Bioresource Technology, Volume 100, Issue 17, 2009, Pages 3927-3932, ISSN 0960-8524, <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2009.03.039>

Bezergianni, S., Dimitriadis, A.; Comparison between different types of renewable diésel. Enero 2013. Renewable and Sustainable Energy Reviews 21 (2013) 110–116. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.12.042>

Bezergianni, S. (a), Dimitriadis, A., Chrysikou, L. P.; Quality and sustainability comparison of one- vs. two-step catalytic hydroprocessing of waste cooking oil. Fuel 118 (2014) 300–307. <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2013.10.078>

Bezergianni, S. (b), Dimitriadis, A., Karonis, D.; Diesel decarbonization via effective catalytic Co-hydroprocessing of residual lipids with gasoil. Agosto 2014. Fuel 136 (2014) 366–373. <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2014.07.038>

Bezergianni, S. (c), Dimitriadis, A., Meletidis, G.; Effectiveness of CoMo and NiMo catalysts on co-hydroprocessing of heavy atmospheric gas oil–waste cooking oil mixtures. Febrero 2014. Fuel 125 (2014) 129–136. <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2014.02.010>

Bezergianni, S., Dimitriadis A., Kikhtyanin, O., Kubicka, D.; Refinery co-processing of renewable feeds. Progress in Energy and Combustion Science 68(2018)29 _64. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2018.04.002>

Blažek, J.; Toullis, D.; Straka, P.; Staš, M.; Šimáček, P. Influence of Pressure on Product Composition and Hydrogen Consumption in Hydrotreating of Gas Oil and Rapeseed Oil Blends over a NiMo Catalyst. Catalysts 2021, 11, 1093. <https://doi.org/10.3390/catal11091093>

Blumberg, K. O., Walsh, M. P., Pera, C.; GASOLINA Y DIÉSEL DE BAJO AZUFRE: LA CLAVE PARA DISMINUIR LAS EMISIONES VEHICULARES. (mayo, 2003). Consulta 07/02/2024. Disponible en: http://theicct.org/sites/default/files/Bajo_Azufre_ICCT_2003.pdf

Botta, V. Huella de carbono de refinerías. Proyecto de Tesis de Maestría en Ingeniería Ambiental. Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República. Junio, 2024.

Cantero Plaza, N.; Determinación de la corrosión y estabilidad de Mezclas de corrientes de refinería y aceites Vegetales en procesos de hidrotratamiento. Junio 2011. Escuela Superior de Ciencias Experimentales y Tecnología. Universidad Rey Juan Carlos. Consulta 22/12/2024. Disponible en: <https://burjcdigital.urjc.es/items/609ccf16-3da0-0c23-e053-6f19a8c0ba23>

Carrasco Jiménez, E.; Destilación fraccionada de petróleo. (01 de mayo de 2017). Consulta 10/02/2024. Disponible en: https://www.academia.edu/35362903/Destilaci%C3%B3n_Fraccionada_del_Petr%C3%B3leo

Castillo, E. (2016). Biocombustibles avanzados a partir del aceite de palma. Palmas, 37 (Especial Tomo II), pp. 191-194. Consulta 19/04/2024. Disponible en: <https://publicaciones.fedepalma.org/index.php/palmas/article/download/11935/11928>

Castillo Fernández, K. (2018). *Caracterización teórica de parámetros del biodiésel y estudio de algunas de sus emisiones*. Proyecto Fin de Carrera / Trabajo Fin de Grado, E.T.S.I. Industriales (UPM). Consulta 17/04/2023. Disponible en: https://oa.upm.es/53357/1/TFG_KEVIN_CASTILLO_FERNANDEZ.pdf

Cimarra, R.; Refinación de petróleo y economía del proceso. (Octubre 2013). Facultad de Ingeniería. Universidad de la República. Acceso 11/02/2024. Disponible en: <https://docplayer.es/15875932-Refinacion-de-petroleo-y-economia-del-proceso-fing-octubre-2013.html>

Cruz, P. L., Iribarren, D., Dufour, J.; Life Cycle Costing and Eco-Efficiency Assessment of Fuel Production by Coprocessing Biomass in Crude Oil Refineries. Diciembre 2019. *Energies* 2019, 12, 4664; <https://doi.org/10.3390/en12244664>

Curso básico Refinación – Visión Global. (2010). ANCAP.

De Jong, S., Antonissen, K., Hoefnagels, R., Lonza, L., Wang, M., Faaij, A., Junginger, M.; Life-cycle analysis of greenhouse gas emissions from renewable jet fuel production. *Biotechnol Biofuels* (2017) 10:64 <https://doi.org/10.1186/s13068-017-0739-7>

De Paz Carmona, H.; Co-procesamiento catalítico de aceite de fritura y gasoil en una planta piloto de Hidrodesulfuración de Gasoil. Trabajo de Fin de Grado. Universidad de la Laguna. España, 2015. Consultado 23/10/2022. Disponible en: <https://riull.ull.es/xmlui/bitstream/handle/915/1383/Co-procesamiento+catalitico+de+aceite+de+fritura+y+gasoil+en+una+planta+piloto+de+Hidrodesulfuracion+de+Gasoil.pdf;jsessionid=808295BE21A075810E967CC4F7F0E932?sequence=1>

Diamante, O. S. (a); HVO: La forma de diésel renovable de Escandinavia. 04 de febrero de 2020. Consulta 26/08/2023. Disponible en: <https://www.mobilityplaza.org/news/24045>

Diamante, O. S. (b); Neste: La empresa finlandesa que quiere llevar diésel renovable al mundo. 12 de febrero de 2020. Consulta 26/08/2023. Disponible en: <https://www.mobilityplaza.org/news/24109>

Días, E.; Curso de introducción a Área 1 de ANCAP, topping. (08 de febrero de 2024). Refinería de ANCAP La Teja.

Díaz, A. L.; Prime G-Desulfa y los análisis de laboratorio. Diciembre 2023. ANCAP.

Dimitriadis, A., Chrysikou, L. P., Meletidis, G., Terzis, G., Auersvald M., Kubicka, D., Bezergianni S.; Bio-based refinery intermediate production via hydrodeoxygenation of fast pyrolysis bio-oil. Diciembre 2020. Renewable Energy 168 (2021) 593e605.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.12.047>

Dimitriadis, A., Liakos, D., Pfisterer, U., Moustaka-Gouni, M., Karonis, D., Bezergianni, S.; Impact of hydrogenation on miscibility of fast pyrolysis bio-oil with refinery fractions towards bio-oil refinery integration. Julio 2021. Biomass and Bioenergy 151 (2021) 106171.
<https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2021.106171>

Dirección Nacional de Energía (DNE). Folleto institucional de la Dirección Nacional de Energía. (2012). Consulta 11/02/2024. Disponible en:
https://www.eficienciaenergetica.gub.uy/materiales-de-difusion/-/asset_publisher/f9byh6t6rH0p/content/folleto-institucional-de-la-direccion-nacional-de-energia

DIRECTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Boletín Oficial de la Unión Europea. Consulta: 05/05/2024. Disponible en:
<https://www.boe.es/doue/2018/328/L00082-00209.pdf>

Donnis, B., Gottschalck Egeberg, R., Blom P., Grøn Knudsen K.; Hydroprocessing of Bio-Oils and Oxygenates to Hydrocarbons. Understanding the Reaction Routes. Top Catal (2009) 52:229–240 ISSN 1022-5528. DOI 10.1007/s11244-008-9159-z

Douvartzides, S. L., Charisiou, N. D., Papageridis, K. N., Goula, M. A.; Green Diesel: Biomass Feedstocks, Production Technologies, Catalytic Research, Fuel Properties and Performance in Compression Ignition Internal Combustion Engines. Energies 2019, 12, 809; doi:10.3390/en12050809

Dyk, S.V.; Su, J.; McMillan, J. D.; Saddler, J. (John); Potential synergies of drop-in biofuel production with further co-processing at oil refineries. Received November 20, 2018; revised December 20, 2018; accepted January 2, 2019. View online February 12, 2019 at Wiley Online Library (wileyonlinelibrary.com); DOI: 10.1002/bbb.1974; Biofuels, Bioprod. Bioref. 13:760–775 (2019)

ECOIL, Eco Production of Olive Oil. Análisis del Ciclo de Vida. LIFE04 ENV/GR/110. Universidad Técnica de Creta. Consulta: 20/10/2023. Disponible en:
http://www.ecoil.tuc.gr/LCA-2_SP.pdf

Ecopetrol, El petróleo y su mundo. Diciembre 2014. Consulta 30/03/2023. Disponible en: <https://files.ecopetrol.com.co/web/esp/el-petroleo-y-su-mundo-comprimido.pdf>

El Economista.es (a). El declive del petróleo se acelera: la demanda mundial se desinfla y la AIE recorta por primera vez su previsión para 2023 (13 de julio 2023). Consulta 17/01/2024. Disponible en: <https://www.eleconomista.es/mercados-cotizaciones/noticias/12367276/07/23/el-declive-del-petroleo-se-acelera-la-demanda-mundial-se-desinfla-y-la-aie-recorta-por-primera-vez-su-prevision-para-2023.html>

El Economista.es (b). La AIE avista el fin de la era del petróleo: la crisis energética acelera el peak oil de demanda (14 de junio 2023). Consulta 17/01/2024. Disponible en: <https://www.eleconomista.es/mercados-cotizaciones/noticias/12322722/06/23/la-aie-avista-el-fin-de-la-era-del-petroleo-la-crisis-energetica-acelera-el-peak-oil-de-demanda.html>

El periódico de la energía. Bp producirá combustible de aviación sostenible con la tecnología Ecofining de Honeywell. 31 de mayo de 2023. Consulta 27/08/2023. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/bp-producira-combustible-aviacion-sostenible-tecnologia-ecofining-honeywell/>

ELADE Business School. Proyectos petroleros: 6 etapas para su ejecución. Consulta 30/03/2023. Disponible en: <https://www.ealde.es/proyectos-petroleros-etapas-ejecucion/>

Enel X. ¿Qué es el objetivo cero emisiones netas y cómo lograrlo? Consulta 29/02/2024. Disponible en: <https://corporate.enelx.com/es/question-and-answers/net-zero-meaning#:~:text=Se%20trata%20de%20la%20cifra,m%C3%A1s%20da%C3%B1os%20del%20calentamiento%20global>

Energía sostenible para todos y todas. Guía escolar para una educación energética. Eficiencia energética. Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM). Consulta 18/01/2024. Disponible en: <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/sites/ministerio-industria-energia-mineria/files/documentos/publicaciones/Energ%C3%ADa%20sostenible%20para%20todos%20y%20todas.%20Gu%C3%ADa%20escolar%20para%20una%20educaci%C3%B3n%20energ%C3%A9tica.pdf>

EPA, United States Environmental Protection Agency. Renewable Fuel Standard (RFS2). EPA Proposes New Regulations for the National Renewable Fuel Standard Program for 2010 and Beyond. Office of Transportation and Air Quality EPA-420-F-09-023 May 2009. Disponible en: <https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard-program/renewable-fuel-standard-rfs2-final-rule-additional-resources>. Consulta 10/05/2024

Estevez, R., Aguado-Deblas, L., López-Tenllado, F.J., Luna, C., Calero, J., Romero, A.A., Bautista, F.M., Luna, D.; Biodiesel Is Dead: Long Life to Advanced Biofuels—A Comprehensive Critical Review. *Energies* 2022, 15, 3173. <https://doi.org/10.3390/en15093173>

Etimología del petróleo. Etimologías. Consulta 07/11/2024. Disponible en: <https://etimologias.dechile.net/?petro.leo>

Fase I. Análisis de Ciclo de Vida comparativo del etanol de cereales y de la gasolina. Energía y cambio climático. Centro de investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas. I.S.B.N.: 84-8320-312-X. 2005

Ferrovial. Emisiones de CO2 Biogénico. Consulta 09/11/2023. Disponible en: <https://www.ferrovial.com/es/sostenibilidad/medio-ambiente/huella-carbono/reduccion-emisiones/c02-biogenico/>

Flores Hernández, José Rafael. Estimación del índice de retorno energético para el sector de hidrocarburos en México. FACULTAD DE INGENIERÍA. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO. 2022. Consulta 07/09/2024. Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/RepoFi/17770>

Focaccio, S., Sánchez, G.; Inducción área 2 (2017). ANCAP.

Fontana, C.; Área 3 para laboratorio. (Febrero, 2024). ANCAP.

Fontana, C.; Área 3 para laboratorio. (Junio, 2017). ANCAP.

Frischknecht, R., Althaus, H. J., Bauer, C., Doka, G., Heck, T., Jungbluth, N., Kellenberger, D., Nemecek, T.; (2007): The Environmental Relevance of Capital Goods in Life Cycle Assessments of Products and Services. Int J LCA, DOI: <http://dx.doi.org/10.1065/lca2007.02.308>

Eser, S.; FSC 432 Petroleum Processing. Modified Claus Process. Energy and Geo-Environmental Engineering, College of Earth and Mineral Sciences, Penn State. Consulta 24/11/2024. Disponible en: <https://www.e-education.psu.edu/fsc432/content/modified-claus-process>

García Gallego, M. A.; Hysys. Destilación atmosférica de crudo Petrolífero. 16 de noviembre de 2014. Consulta 08/04/2023. Disponible en: <https://xdoc.mx/preview/hysys-destilacion-atmosferica-de-crudo-petrolifero-5e0516858abcb>

García Rodríguez, M., Hémala Sastre, J. C.; Efecto de distintos tratamientos de aplicación de glifosato en cultivares de soja. Universidad de la República. Facultad de Agronomía. (Montevideo, 2014). Consulta 09/11/2023. Disponible en: <https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/bitstream/20.500.12008/8751/1/3945gar.pdf>

Garea, A.; Refino Petroquímico. Procesos de transformación en refinería. Departamento de Ingenierías Química y Biomolecular. Universidad de Cantabria. Consulta 24/11/2024. Disponible en: https://ocw.unican.es/pluginfile.php/2366/course/section/2346/bloque_III_parte_2.pdf

Garraín, D., Herrera, I., Lago, C., Lechón, Y., Sáez, R.; Viabilidad medioambiental del co-procesamiento de aceites vegetales en unidades de hidrotratamiento para obtener biocarburantes mediante ACV. Madrid 2010. Comunicaciones presentadas al XIV Congreso Internacional de Ingeniería de Proyectos ISBN 978-84-614-2607-2. Consulta 03/12/2022. Disponible en: <https://rdgroups.ciemat.es/documents/10907/12207/Viabilidad.pdf/1e0e6882-b066-4ac6-b282-bc5b533b7df5>

Garraín, D., Herrera, I., Lago, C., Lechón, Y.; Producción de aceite vegetal hidrotratado en España: Conformidad con la directiva 2009/28/EC en el ahorro De emisiones de gei. XVI Congreso Internacional de Ingeniería de Proyectos Valencia, 11-13 de julio de 2012 760-771. Consulta 03/12/2022. Disponible en: <http://dspace.aepro.com/xmlui/handle/123456789/1207>

Garraín, D., Herrera, I., Lechón, Y., Lago, C.; Well-to-Tank environmental analysis of a renewable diesel fuel from vegetable oil through co-processing in a hydrotreatment unit. Marzo 2014. biomass and bioenergy 63 (2014)239-24 9. Consulta 22/12/2024. <http://dx.doi.org/10.1016/j.biombioe.2014.01.035>

Gonzalez, J. G.; Vigencia del pico de Hubbert en la transición energética. GESTIÓN y GERENCIA. ISSN 1856-8572, EISSN 2443-4612 Año 2023, Vol. 17, Nro 2, Págs. 60-78. Consulta

12/08/2024. Disponible en:

<https://revistas.uclave.org/index.php/gyg/article/download/4635/2972/4857>

González Ricoy, I.; Dos principios retrospectivos de justicia climática. Universitat de Barcelona, diciembre 2019. ISEGORÍA. Revista de Filosofía Moral y Política. N° 61, julio-diciembre, 2019, 623-640, ISSN: 1130-2097. <https://doi.org/10.3989/isegoria.2019.061.12>

Guchin, N.; Biocombustibles en la transición energética. Ciclo de charlas ANCAP. 27 de noviembre 2023. ANCAP.

Gueudré, L., Chapon, F., Mirodatos, C., Schuurman, Y., Venderbosch, R., Jordan, E., Wellach, S., Miravalles Gutierrez, R.; Optimizing the bio-gasoline quantity and quality in fluid catalytic cracking co-refining. Diciembre 2016. Fuel 192 (2017) 60–70. <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2016.12.021>

Gutman, V.; Cambio climático y precio al carbono en América Latina. Setiembre 2021. Buenos Aires University - FLACSO - Fundación Torcuato Di Tella (FTDT). Consulta 15/06/2024. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/354586777_Cambio_climatico_y_precio_al_carbono_en_America_Latina

Guzmán, G. I., Soto Fernández, D., Infante Amate, J., González de Molina, M.; La tasa de retorno energético desde un enfoque agroecológico y su aplicación a la evolución de la agricultura española, 1900-2010. Laboratorio de Historia de los Agroecosistemas (Universidad Pablo de Olavide, Sevilla, España). MEMORIAS DEL V CONGRESO LATINOAMERICANO DE AGROECOLOGÍA (2015). ISBN 978-950-34-1265-7.

H2LAC, Plataforma para el desarrollo del hidrógeno verde en América Latina y el Caribe. Uruguay avanza en la segunda fase de su transición energética hacia el hidrógeno verde (16 de agosto de 2023). Consulta 22/01/2024. Disponible en: <https://h2lac.org/noticias/uruguay-avanza-en-la-segunda-fase-de-su-transicion-energetica-hacia-el-hidrogeno-verde/>

Haas Vilaplana, M.; El mercado del Oil & Gas en Nigeria. (1 de junio de 2022). Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Lagos. Consulta 14/05/2024. Disponible en: <https://www.icex.es/content/dam/es/icex/oficinas/063/documentos/2022/07/documentos-anexos/DOC2022913540.pdf>

Hall, C. A. S., Balogh, S., Murphy, D. J. R.; (2009). What is the minimum EROI that a sustainable society must have? *Energies*, 2(1), 25–47. <https://doi.org/10.3390/en20100025>

Hall, C. A. S., Dale, B. E., Pimentel, D.; (2011). Seeking to understand the reasons for different energy return on investment (EROI) estimates for biofuels. *Sustainability*, 3(12), 2413–2432. <https://doi.org/10.3390/su3122413>

Hall, C. A. S., Lambert, J. G., Balogh, S. B.; EROI of different fuels and the implications for society. *Energy Policy* 64 (2014) 141–152. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.04>

Han, Y., Stankovikj, F., Garcia-Perez, M.; Co-hydrotreatment of tire pyrolysis oil and vegetable oil for the production of transportation fuels. *Fuel Processing Technology* 159 (2017) 328–339. <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuproc.2017.01.048>

Herbstritt, S., Lewis, J., Fallon, K., Sasso, M.; Estados Unidos Norma sobre combustibles renovables: Retos y oportunidades en el camino hacia la descarbonización del sector del transporte. Clean Air Task Force. (13 de junio de 2023). Consulta 14/05/2024. Disponible en: <https://www.catf.us/es/2023/06/us-renewable-fuel-standard-challenges-opportunities-path-decarbonizing-transportation-sector/>

Hermida, L., Abdullah, A. Z., Mohamed, A. R.; Deoxygenation of fatty acid to produce diesel-like hydrocarbons: A review of process conditions, reaction kinetics and mechanism. Noviembre 2014. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42(2015)1223–1233. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.099>

Herrera, I., De La Rúa, C., Caldés, N., Lechón, Y.; Análisis de Ciclo de Vida del proceso de producción de Biodiésel a partir de un mix de materias primas grasas en la empresa Alcoholes del Uruguay (ALUR). Unidad de Análisis de Sistemas Energéticos Departamento de Energía CIEMAT. Julio 2016.

Honeywell. Eni Using Ecofining Technology To Meet European Biofuel Demand. 20 de abril de 2021. Consulta: 27/08/2023. Disponible en: <https://pmt.honeywell.com/us/en/about-pmt/newsroom/press-release/2021/04/eni-using-ecofining-technology-to-meet-european-biofuel-demand>

Ibarra, Á., Hita, I., Azkoiti, M. J., Arandes, J. M., Bilbao, J.; Catalytic cracking of raw bio-oil under FCC unit conditions over different zeolite-based catalysts. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry* 78 (2019) 372–382. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2019.05.032>

International Energy Agency. IEA (2021), *World Energy Outlook 2021*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>

International Energy Agency. IEA (2022), *World Energy Outlook 2022*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>

International Energy Agency. IEA (setiembre 2021) *Key World Energy Statistics 2021* (KWES). www.iea.org/statistics/

IRENA (2021), *Renewable capacity statistics 2021* International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-342-7. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Apr/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2021.pdf

ISM, Instituto superior del medio ambiente. Software de Análisis de Ciclo de Vida: GaBi y Simapro. 2015. España. Consulta 25/10/2023. Disponible en: <https://www.ismedioambiente.com/software-de-analisis-de-ciclo-de-vida-gabi-y-simapro/#:~:text=GaBi%20y%20SimaPro%20son%20los,la%20de%20la%20Uni%C3%B3n%20Europea>

ISO 14040:2006. Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework.

ISO 14044:2006. Environmental management - Life cycle assessment - Requirements and guidelines.

Iswanto Wiloson, E., Heijungs, R., De Snoo, G. R.; LCA of second generation bioethanol: A review and some issues to be resolved for good LCA practice. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16(2012)5295–5308. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.04.035>

Juárez, U.; Renovables se duplicarán para 2030 en América Latina, prevé la AIE (13 de noviembre 2023). Consulta 20/01/2024. Disponible en: <https://energiaadebate.com/renovables-se-duplicaran-para-2030-en-america-latina-preve-la-aie/>

Kalnes, T. N., Marker, T., Shonnard, D. R., Koers, K. P.; Green diesel production by hydrotreating renewable feedstocks. Consulta 27/11/2022. Disponible en: https://www.academia.edu/32915572/Green_diesel_production_by_hydrotreating_renewable_feedstocks?bulkDownload=thisPaper-topRelated-sameAuthor-citingThis-citedByThis-secondOrderCitations&from=coer_page

Kalnes, T. N., Marker, T., Shonnard, D. R., Koers, K. P.; Green diesel production by hydrotreating renewable feedstocks, Life cycle analysis of green diesel produced from renewable feedstocks indicates relatively high energy efficiency and low greenhouse gas emissions. *BIOFUELS TECHNOLOGY* (2017). Consulta: 24/02/2024. Disponible en: https://www.academia.edu/32915572/Green_diesel_production_by_hydrotreating_renewable_feedstocks

Karatzos, S., Dyk, S. V.; J. S., McMillan, J. D., Saddler, J.; Drop-in biofuel production via (lipid/fatty acid) and advanced (biomass) routes. Part I. *Biofuels, Bioprod. Bioref.* (2017). DOI: 10.1002/bbb.1746.

Ki Kim, S., Young Han, J., Lee, H., Yuma, T., Kim, Y., Kim, J.; Production of renewable diesel via catalytic deoxygenation of natural triglycerides: Comprehensive understanding of reaction intermediates and hydrocarbon. Diciembre 2013. *Applied Energy* 116 (2014) 199–20 <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.11.062>

Kim, S. K., Brand S., Lee, H., Kim, Y., Kim, J.: Production of renewable diesel by hydrotreating of soybean oil: Effect of reaction parameters. Mayo 2013. *Chemical Engineering Journal* 228 (2013) 114–123. <http://dx.doi.org/10.1016/j.cej.2013.04.095>

Klare, M. T.; LA PRODUCCIÓN PETROLERA EN AUMENTO EN UN MUNDO QUE ARDE: La persistente tiranía del petróleo. Brecha Edición 1918 (26 de agosto 2022). Consulta 17/01/2024. Disponible en: <https://brecha.com.uy/la-persistente-tiran-ia-del-petroleo/>

Kochetkova, D., Blažek, J., Šimáček, P., Staš, M., Beňo, Z.; Influence of rapeseed oil hydrotreating on hydrogenation activity of CoMo catalyst. Noviembre 2015. *Fuel Processing Technology* 142 (2016) 319–325. <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuproc.2015.10.034>

Kovacs, S., Kasza, T., Thernesz, A., Horvath, I. W., Hancsok, J.; Fuel production by hydrotreating of triglycerides on NiMo/Al₂O₃/F catalyst. Mayo 2011. *Chemical Engineering Journal* 176– 177 (2011) 237– 243. doi:10.1016/j.cej.2011.05.110

Kubic[~]ka, D., Kaluz[~], L.; Deoxygenation of vegetable oils over sulfided Ni, Mo and NiMo catalysts. Octubre 2009. Applied Catalysis A: General 372 (2010) 199–208. doi:10.1016/j.apcata.2009.10.034

Kumar Dhar, P., Meesala, L., Valavarasu, G., Rao, P., Sriganesh, G.; Production of renewable fuels in existing refinery assets: A cost-effective coprocessing strategy. Corporate Research and Development Center, Hindustan Petroleum Corp. Ltd. Hydrocarbon Processing. Jan2018, Vol. 97 Issue 1, p25-28. 4p

Lado, M. I.; La incorporación de biodiésel a la matriz energética uruguaya: una mirada desde la sustentabilidad. (2017) UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA FACULTAD DE CIENCIAS SOCIALES Licenciatura en Desarrollo. Consulta 02/02/2024. Disponible en: https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/bitstream/20.500.12008/10658/1/TDes_LadoIn%C3%A9s.pdf

Larnaudie, V.; Curso Análisis Ambiental Biorrefinerías. (2022) Instituto de Ingeniería Química. Universidad de la República.

Larnaudie, V.; SUSTAINABLE PRODUCTION OF FUEL BIOETHANOL FROM SWITCHGRASS IN URUGUAY (Tesis de doctorado). Facultad de Ingeniería. Universidad de la República. 2018.

LCA Software Overview 2024. LCA Software. Consulta 04/05/2024. Disponible en: <https://lca-software.org/>

Lechón, Y., Cabal, H., Lago, C., De La Rúa, C., Sáez, R. M., Fernández, M.; Análisis Del Ciclo De Vida De Combustibles Alternativos Para El Transporte. Consulta 22/12/2024. Disponible en: https://rdgroups.ciemat.es/documents/10907/12207/Ciclovida3_p7.pdf/5f907633-317c-47b5-9899-4eb839a154af

Ley N° 18.195 Fomento y regulación de la producción comercialización y utilización de agrocombustibles. Centro de información oficial (IMPO). Consulta 30/10/2023. Disponible en: <https://www.impo.com.uy/bases/leyes/18195-2007>

Long, F., Liu, W., Jiang, X., Zhai, Q., Cao, X., Jiang, J., Xu, J.; State-of-the-art technologies for biofuel production from triglycerides: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews 148 (2021) 111269. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111269>

Machado, C. M. M.; Situación de los Biocombustibles de 2da y 3era Generación en América Latina y Caribe (Agosto, 2010). OLADE/IICA. Consulta 02/02/2024. Disponible en: <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0155.pdf>

Manual ANCAP de Especificaciones de los Combustibles, Disolventes y Asfaltos derivados del petróleo. MAECDA. Versión 50. 2024. Laboratorio de refinación. ANCAP

Manual sobre las Biorrefinerías en España Universidad de Sevilla. MINISTERIO DE ECONOMÍA, INDUSTRIA Y COMPETITIVIDAD. Setiembre 2017. Consultado 26/11/2022. Disponible en: https://www.suschem-es.org/docum/pb/2017/publicaciones/Manual_de_Biorrefinerias_en_Espana_feb_2017.pdf

Márquez Boy, S. E.; la fractura hidráulica (fracking) en Texas y su trascendencia en los proyectos de esa tecnología en México sobre el uso y control del agua utilizada. (2021).

Biblioteca Jurídica Virtual del Instituto de Investigaciones Jurídicas de la UNAM (www.juridicas.unam.mx). Consulta 14/05/2024. Disponible en: <https://archivos.juridicas.unam.mx/www/bjv/libros/14/6634/7.pdf>

Martínez Romero, D.; Obtención de combustibles renovables mediante hidrotratamiento catalítico de aceites vegetales y gasóleo (Tesis de maestría). Junio de 2011. Consulta 21/07/2021. Disponible en: <https://www.repositoriodigital.ipn.mx/bitstream/123456789/8045/1/Martinez%20Romero%20David.pdf>

Mikkonen, S.; Second-generation renewable diesel offers advantages. Neste Oil Corp., Porvoo, Finland. Hydrocarbon Processing. Feb2008, Vol. 87 Issue 2, p63-66. 4p.

Mikulec, J., Cvengros, J., Jorikova, L., Banic, M., Kleinova, A.; Second generation diesel fuel from renewable sources. Journal of Cleaner Production 18 (2010) 917-926. doi:10.1016/j.jclepro.2010.01.018

Ministerio de industria, energía y minería (MIEM) ¿Qué es el fracking? (02 de abril 2021). Consulta 17/01/2024. Disponible en: ¿Qué es el fracking? | MIEM

Moreira Santos, E.; Principales características de las materias primas utilizadas en la producción de biodiésel: la influencia del contenido y la concentración de los ácidos grasos. (2012). Consulta 17/04/2023. Disponible en: <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/5038487.pdf>

Moreno Moreno, A.; Análisis de Ciclo de Vida en la etapa de diseño de un proceso petroquímico en Colombia. Facultad de Química – Farmacia. Departamento de Ingeniería Química. Universidad Central “Marta Abreu” de las villas. Colombia. 2009. Consulta 24/10/2023. Disponible en: <https://dspace.uclv.edu.cu/server/api/core/bitstreams/57c2d83e-f3d1-4265-95aa-2343f14153e0/content>

Murphy, D.J.; Raugei, M.; Carbajales-Dale, M.; Rubio Estrada, B. Energy Return on Investment of Major Energy Carriers: Review and Harmonization. *Sustainability* **2022**, *14*(12), 7098; <https://doi.org/10.3390/su14127098>

Murzin, D. Yu.; *Chemical Reaction Technology*, Berlin, München, Boston: De Gruyter, 2015. <https://doi.org/10.1515/9783110336443>

Naciones Unidas (ONU) ¿Qué es el cambio climático? Acción por el clima. Consulta 19/01/2024. Disponible en: <https://www.un.org/es/climatechange/what-is-climate-change>

Neste MY Renewable Diesel ya está disponible en todos los países bálticos. Petrol Plaza, 11 de octubre de 2019. Consulta 26/08/2023. Disponible en: <https://www.petrolplaza.com/news/23218>

Ng, S. H., Al-Sabawi, M., Wang, J., Ling, H., Zheng, Y., Wei, Q., Ding, F., Little, E.; (2015). FCC coprocessing oil sands heavy gas oil and canola oil. 1. Yield structure. <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2015.03.077>

Norma ASTM D93: Standard Test Methods for Flash Point by Pensky-Martens Closed Cup Tester. (2020). Consulta 20/01/2024. Disponible en: <https://www.astm.org/d0093-20.html>

OECD et al. (2023), Perspectivas económicas de América Latina 2023: Invirtiendo para un desarrollo sostenible, OECD Publishing, Paris, <https://doi.org/10.1787/5cf30f87-es>

Ogunkoya, D., Roberts, W. L., Fang, T., Thapaliya, N.; Investigation of the effects of renewable diesel fuels on engine performance, combustion, and emissions. Octubre 2014. Fuel 140 (2015) 541–554. <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2014.09.061>

Olivera, A., Cristobal, S., Saizar, C.; Análisis de ciclo de vida ambiental, económico y social una herramienta para la evaluación de impactos y soporte para la toma de decisiones. (2016). Laboratorio Tecnológico del Uruguay. INNOTECH Gestión, 7 (20-27) ISSN 1688-6615. Consulta 22/12/2024. Disponible en: https://catalogo.latu.org.uy/opac_css/doc_num.php?explnum_id=2238

O'Neill-Carrillo, Efraín & Rivera, Agustín & Colucci-Rios, Jose & Pérez-Lugo, Marla & Ortiz-García, C. (2008). Sustainable Energy: Balancing the Economic, Environmental and Social Dimensions of Energy. <http://dx.doi.org/10.1109/ENERGY.2008.4781010>

Organización de las Naciones Unidas, ONU. Objetivos de desarrollo sostenible. Consulta 03/05/2024. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

Organización de las Naciones Unidas, ONU. Programa para el medio ambiente. ¿Es el gas natural el combustible de transición que el mundo necesita? (12/01/2023). Consulta 21/03/2024. Disponible en: <https://www.unep.org/es/noticias-y-reportajes/reportajes/es-el-gas-natural-el-combustible-de-transicion-que-el-mundo>

Orozco, L. M., Echeverri, D. A., Sánchez L., Rios, L. A.; Second-generation green diesel from castor oil: Development of a new and efficient continuous-production process. Abril 2017. Chemical Engineering Journal 322 (2017) 149–156. <http://dx.doi.org/10.1016/j.cej.2017.04.027>

Ortegón Morales, A. S., González Quintero, J., Díaz-Franco, A., Castillo Torres, N.; Componentes de rendimiento de canola (*Brassica napus* L.) en siembra a baja densidad de población. Universidad y Ciencia, Trópico Húmedo. (noviembre de 2009). <https://doi.org/10.19136/era.a25n3.200>

Oyhenard, A.; ANCAP reducirá como mínimo a la mitad mezcla de biodiésel con gasoil desde enero. El Observador. 25 de diciembre de 2021. Consulta 05/02/2024. Disponible en: <https://www.elobservador.com.uy/nota/ancap-reducira-como-minimo-a-la-mitad-mezcla-de-biodiesel-con-gasoil-desde-enero-2021122414320>

ENAP (a). Historia del petróleo. ENAP educa. Consulta 07/04/2023. Disponible en: <https://ghostarchive.org/archive/Wx8n7>

ENAP (b). Refinación. Consulta 07/04/2023. Disponible en: <https://www.enap.cl/nuestras-operaciones/refinacion-y-comercializacion-rc/procesos-de-transformacion/refinacion>.

OPISNET, A Down Jones Company. Catalytic Hydrotreating. Consulta 10/09/2022. Disponible en: <https://www.opisnet.com/es/glossary-term/catalytic-hydrotreating/>

Panchasara, H., Ashwath, N.; Effects of Pyrolysis Bio-Oils on Fuel Atomisation—A Review. *Energies* 2021, 14(4), 794; <https://doi.org/10.3390/en14040794>

Pasquevich, D. (2016). La creciente demanda mundial de energía frente a los riesgos ambientales. *AAPC, sección "Energía y Ambiente"*, 21. (23 de setiembre 2016). Consulta 18/01/2024. Disponible en: https://www.cab.cnea.gov.ar/ieds/images/extras/medios/2011/aapc_la_creciente_demanda_energ_frente_riegos_amb.pdf

Plascencia, A., Mendoza, G., Vázquez, G., Avery, R.; Factores que influyen en el Valor Nutricional de las Grasas utilizadas en las Dietas para Bovinos de Engorda en Confinamiento: Una Revisión (29 de diciembre de 2006). Consulta 17/04/2023. Disponible en: <https://www.engormix.com/ganaderia-carne/articulos/factores-influyen-valor-nutricional-t26804.htm>.

Producción mensual de refinería (01 de setiembre de 2022), Series estadísticas de petróleo y derivados. Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM). Consulta 19/10/2022. Disponible en: <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/datos-y-estadisticas/datos/series-estadisticas-petroleo-derivados>

Producción mensual de refinería (06 de noviembre de 2024), Series estadísticas de petróleo y derivados. Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM). Consulta 23/11/2024. Disponible en: <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/datos-y-estadisticas/datos/series-estadisticas-petroleo-derivados>

Pushparaj, T., Ramabalan, S.; Green fuel design for diesel engine, combustion, performance and emission analysis. *Procedia Engineering* 64 (2013) 701 – 709. doi: 10.1016/j.proeng.2013.09.145

Rana, B. S., Kumar, R., Tiwari, R., Kumar, R., Joshi, R. K., Garg, M. O., Sinha, A. K.; Transportation fuels from co-processing of waste vegetable oil and gas oil mixtures. *biomass and bioenergy* 56 (2013) 43e52. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2013.04.029>

REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2023/1185 DE LA COMISIÓN de 10 de febrero de 2023 que completa la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo estableciendo un umbral mínimo para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero aplicable a los combustibles de carbono reciclado y especificando una metodología para evaluar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero derivada de los carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico y de los combustibles de carbono reciclado. Diario Oficial de la Unión Europea. Consulta 05/05/2024. Disponible en: <https://www.boe.es/doue/2023/157/L00020-00033.pdf>

Relacionado con la Ley N°18.195 – Agrocombustibles. Ministerio de industria, energía y minería (MIEM). Consulta 30/10/2023. Disponible en: <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/politicas-y-gestion/programas/agrocombustibles>

Remon J., Casal, M., Gracia, J., Callen, M. S., Pinilla, J. L., Suelves, I.; Sustainable production of liquid biofuels and value-added platform chemicals by hydrodeoxygenation of lignocellulosic bio-oil over a carbon-neutral Mo₂C/CNF catalyst. *Agosto 202. Chemical Engineering Journal* 405 (2021) 126705. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2020.126705>

Reyna A.; ¿Cuál es la diferencia entre sustentabilidad y sostenibilidad? (2020). Consulta 23/01/2024. Disponible en: <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/cual-es-la-diferencia-entre-sustentabilidad-y-sostenibilidad/>

Risctox. Base de datos de sustancias tóxicas y peligrosas. Consulta 02/08/2024. Disponible en: <https://risctox.istas.net/index.asp>

Ruhland, K.; ¿Qué es el principio de que quien contamina paga y cómo se puede utilizar en la política climática? Earth.org. 28 de marzo de 2024. Consulta 15/06/2024. Disponible en: <https://earth.org/explainer-what-is-the-polluter-pays-principle-and-how-can-it-be-used-in-climate-policy/>

Sági D., Holló A., Varga G., HancsóKJ.; Co-hydrogenation of fatty acid by-products and different gas oil fractions. Journal of Cleaner Production, Volume 161, 2017, Pages 1352-1359, ISSN 0959-6526, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.05.081>

Sánchez, G.; Proceso Químico Cracking Catalítico FING Octubre 2013. Consulta 26/08/2023. Disponible en: <https://docplayer.es/23487694-Proceso-quimico-cracking-catalitico.html>

Sánchez, L., Llano, B. A. y Rios, L. A.; Producción de Diésel Renovable a partir de Aceite de Higuera mediante Catalizadores de Níquel-Molibdeno Soportados sobre Alúmina. Grupo Procesos Químicos Industriales, Facultad de Ingeniería, Universidad de Antioquia UdeA, Colombia. Información Tecnológica Vol. 28(1), 13-24 (2017) doi: 10.4067/S0718-07642017000100003

Santillana, J. y Salinas, J.; El poder de la tecnología y la investigación. Educación en Ingeniería Química. Julio 2018. Consulta 11/08/2024. Disponible en: <https://www.ssecoconsulting.com/el-poder-de-la-tecnologiacutea-y-la-investigacioacuten.html>

SMC España. Reacciones: la COP28 aprueba “transitar para dejar atrás los combustibles fósiles” en el Balance Global. 13/12/2023. Consulta 23/08/2024. Disponible en: <https://sciencemediacentre.es/reacciones-la-cop28-aprueba-transitar-para-dejar-atras-los-combustibles-fosiles-en-el-balance>

SGS. Emisiones de CO₂ Biogénico. Consulta 09/11/2023. Disponible en: <https://www.sgs.com/es-ar/services/emisiones-de-co2-biogenico>

Silalertruksa, T., Kawasaki, J.; Guideline for Greenhouse Gas Emissions Calculation of Bioenergy Feedstock Production and Land Use Change (LUC): A case study of Khon Kaen Province, Thailand. 2015. Consulta 02/11/2023. Disponible en: https://www.iges.or.jp/en/publication_documents/pub/workingpaper/en/4458/Guideline_for_Greenhouse_Gas_Emissions_Assessment_of_Land_Use_Changev_final.pdf

Silalertruksa, T., Kawasaki, J.; Guideline for Greenhouse Gas Emissions Calculation of Bioenergy Feedstock Production and Land Use Change (LUC): A case study of Khon Kaen Province, Thailand. March 2015. Consulta: 05/01/2024. Disponible en: <https://www.iges.or.jp/en/pub/guideline-greenhouse-gas-emissions-calculation/en>

Šimáček, P., Kubička, D., Šebor, G., Pospíšil, M.; Fuel properties of hydroprocessed rapeseed oil. *Fuel*, Volume 89, Issue 3, 2010, Pages 611-615, ISSN 0016-2361, <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2009.09.017>

Singh, D., Dhepe, P. L.; An efficient catalytic transfer hydrogenation-hydrodeoxygenation of lignin derived monomers: Investigating catalyst properties-activity correlation. *Noviembre 2020. Catalysis Communications* 149 (2021) 106220. <https://doi.org/10.1016/j.catcom.2020.106220>

Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático (SNRCC Uruguay). Biodiesel (2022). Consulta 22/12/2024. Disponible en: <https://www.gub.uy/ministerio-ambiente/sites/ministerio-ambiente/files/documentos/publicaciones/13.2-FT-Biocombustible%20Biodiesel%20InCond.pdf>

Stipanovic, A.; Presentación ANCAP: una transición energética responsable. VIII LATAM RENOVIABLES, Segunda transformación energética; 26 de julio 2022.

Suffo Aguilar, J. J.; Estado del arte de la integración del aceite de pirólisis en refinerías petrolíferas convencionales. Dep. de Ingeniería Química y Ambiental Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla, Sevilla 2015. Consultado 26/11/2022. Disponible en: <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/20468/fichero/PFC+JOSE+JOAQUIN+SUFFO+AGUILAR.pdf>

Tobío-Pérez, I., Ahmed Melo-Espinosa, E., Suárez-Hernández, J., Sotolongo Pérez, J. A. y Piloto-Rodríguez, R.; Evaluación de mezclas de biodiésel de *Jatropha curcas* (L.) en bancos de motores diésel. *Pastos y Forrajes*, Vol. 41, No. 4, octubre-diciembre, 300-309, 2018.

Tomei, J., Helliwell, R.; Food versus fuel? Going beyond biofuels, *Land Use Policy*, Volume 56, 2016, Pages 320-326, ISSN 0264-8377, <https://doi.org/10.1016/j.landusepol.2015.11.015>

United Nations Climate Change. Consulta 23/08/2024. Disponible en: <https://unfccc.int/es>

UPC, Universitat Politècnica de Catalunya. Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos de Barcelona. Análisis del Ciclo de Vida. Consulta 19/10/2023. Disponible en: https://portal.camins.upc.edu/materials_guia/250504/2013/Analisis%20del%20Ciclo%20de%20Vida.pdf

Vargas Fernández, S. Z., Olaya Garay, J. A.; Elaboración de Curvas de Destilación de Hidrocarburos Líquidos pertenecientes a la Sub-Cuenca Neiva: Método ASTM D86-04. 2012. Consulta 08/04/2023. Disponible en: <https://repositoriousco.co/bitstream/123456789/2285/1/TH%20IP%200200.pdf>

Ventura, C.; Conferencia On Line, Mercado del Petróleo: ¿Efecto coronavirus o juego geopolítico? Asociación de Ingenieros Químicos del Uruguay. 21 de abril 2020.

Veriansyah, B., Han, J. Y., Kim, S. K., Hong, S., Kim, Y. J., Lim, J. S., Sh, Y., Oh, S., Kim, J.; Production of renewable diesel by hydroprocessing of soybean oil: Effect of catalysts. *Noviembre 2011. Fuel* 94 (2012) 578–585. doi:10.1016/j.fuel.2011.10.057.

Verri W. (Subsecretario del Ministerio de Industria, Energía y Minería); Verri presentó avances de la segunda transición energética en evento regional del BID, Movilidad eléctrica (27 de julio 2023). Consulta 22/01/2024. Disponible en: <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/comunicacion/noticias/verri-presento-avances-segunda-transicion-energetica-evento-regional-del-bid>

Vilela A.; Alimentos y combustibles son necesarios para afrontar los retos de sostenibilidad. (03 de febrero 2022). Consulta: 07/02/2024. Disponible en: <https://latam-green.com/alimentos-y-combustibles-son-necesarios-para-afrontar-los-retos-de-sostenibilidad/>

Vivancos Bono, J.L., Ferrer Gisbert, P., Viñoles Cebolla, R., Capuz Rizo, S.; Análisis de distintas herramientas informáticas para el análisis del ciclo de vida. Departamento de Proyectos de Ingeniería. Universidad Politécnica de Valencia. 2000. Consulta 25/10/2023. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/312539292>

Volonterio, E., Bussi, J., Castiglioni, J., Vieitez, I, Jachmanián, I.; Hidrotratamiento catalítico de aceites vegetales para la producción de biocombustibles líquidos. INNOTECH, núm. 14, pp. 37-43, 2017. Laboratorio Tecnológico del Uruguay. Disponible en: <https://doi.org/10.26461/14.01>. <https://www.redalyc.org/journal/6061/606164031004/html/>

Vorga Leite I.; Curso EE Módulo 1. (2019). Consulta 11/02/2024. Disponible en: <https://www.dgeip.edu.uy/documentos/2019/ifs/366/CursoEEModulo1.pdf>

Walendziewski, J., Stolarski, M., Łużny, R., Klimek, B.; Hydroprocesssing of light gas oil — rape oil mixtures. Diciembre 2008. Fuel Processing Technology 90 (2009) 686–691. doi:10.1016/j.fuproc.2008.12.006

Wiloso, E. I., Heijungs, R., Huppes, G., Fang, K.; Effect of biogenic carbon inventory on the life cycle assessment of bioenergy: challenges to the neutrality assumption. Journal of Cleaner Production 125 (2016) 78-85. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.03.096>

World economic fórum. CO₂ biogénico: una posible solución a la crisis climática. 08/10/2023. Consulta 02/11/2023. Disponible en: <https://es.weforum.org/agenda/2023/10/co2-una-solucion-a-la-tesis-climatica-siempre-que-sea-del-tipo-verde-y-frondoso/>

Wu, L., Wang, Y., Zheng, L., Wang, P., Han, X.; Techno-economic analysis of bio-oil co-processing with vacuum gas oil to transportation fuels in an existing fluid catalytic cracker. Agosto 2019. Energy Conversion and Management 197 (2019) 111901. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.111901>

Xu, H., Lee, U., Wang, M.; Life-cycle energy use and greenhouse gas emissions of palm fatty acid distillate derived renewable diésel. Renewable and Sustainable Energy Reviews 134 (2020) 110144. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110144>

YPF, Métodos de extracción. Consulta 30/03/2023. Disponible en: https://www.ypf.com/energiaypf/Metodosdeextraccion/extraccion_convencional.html

Zaror, C.; Análisis del Ciclo de Vida. INTRODUCCIÓN A LA INGENIERÍA AMBIENTAL PARA LA INDUSTRIA DE PROCESOS. Facultad de Ingeniería, Udelar. Consulta 19/10/2023.

Disponible en:

https://eva.fing.edu.uy/pluginfile.php/320178/mod_resource/content/1/Introduccion.a.la.Ingenieria.Ambiental.para.la.Industria.de.Procesos.-.C.Zaror-396-422.pdf

Zhang, H., Lin, H., Zheng, Y.; The role of cobalt and nickel in deoxygenation of vegetable oils. *Applied Catalysis B: Environmental* 160–161 (2014) 415–422.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.apcatb.2014.05.043>

Zhang, S., Lei, Q., Wu, L., Wang, Y., Zheng, L., Chen, X.; Supply chain design and integration for the Co-Processing of bio-oil and vacuum gas oil in a refinery. *Energy* 241 (2022) 122912. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122912>

Anexo 1: Glosario

Ácidos Grasos Libres: Los elementos más simples de grasas y aceites, son los ácidos grasos. Químicamente, son ácidos carboxílicos (-COOH) con cadenas hidrocarbonadas largas (de 4 a 24 átomos de carbono) no ramificadas. Se encuentran en todos los organismos como grasas y lípidos de las membranas celulares (Fuente: <https://www.um.es/molecula/lipi01.htm>). (Fuente: <https://www.conasi.eu/blog/colaboradores-especiales/acidos-grasos-conocelos-y-conviertelos-en-aliados-de-tu-salud/>. Acceso 25/04/2024).

ACV-LCA: Análisis de Ciclo de Vida - Life Cycle Assessment; es la recopilación y evaluación de entradas, salidas e impactos ambientales potenciales del sistema de un producto a través de su ciclo de vida (Fuente: Norma ISO 14040:2006).

Acuerdo de París: Se trata de un Tratado internacional sobre cambio climático jurídicamente vinculante, adoptado por 196 países en la COP21 en París, el 12 de diciembre de 2015 y entrando en vigor el 4 de noviembre de 2016 (Fuente: <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris#:~:text=%C2%BFQu%C3%A9%20es%20el%20Acuerdo%20de,4%20de%20noviembre%20de%202016>. Acceso 28/04/2024).

AGO: Gas Oil Atmosférico; Es un corte de petróleo crudo que se obtiene en la destilación atmosférica (Fuente: <https://rentingfinders.com/glosario/gasoleo/>. Acceso 29/04/2024).

AIE: Agencia Internacional de Energía (IEA – International Energy Agency); Organización intergubernamental que actúa como asesor en política energética para sus 28 países miembros. Con su esfuerzo puesto en asegurar energía responsable, asequible y limpia para todos los ciudadanos (Fuente: <https://www.greenfacts.org/es/glosario/abc/agencia-internacional-energia.htm>. Acceso 25/04/2024).

Al₂O₃: Óxido de aluminio – Alúmina; Es una cerámica con estructura cristalina que la hace extremadamente dura, además de ser considerado uno de los materiales cerámicos más rentables y utilizados (Fuente: <https://www.steelceram.com/alumina-y-sus-propiedades-mecanicas/>. Acceso 25/04/2024).

ALUR: Alcoholes del Uruguay; Se trata de una empresa agroindustrial sustentable, que genera un alto impacto económico y social a través de la producción de BIODIÉSEL, BIOETANOL, QUÍMICOS, ALIMENTO ANIMAL, ENERGÍA y AZÚCAR. Integrante del Grupo ANCAP. (Fuente: <https://www.alur.com.uy/empresa/que-es-ALUR.php>. Acceso 25/04/2024).

ALV: Aceite liviano de vacío, se trata de uno de los productos obtenidos en el proceso de destilación a vacío utilizado como posible componente de la mezcla para gasoil (Fuente: Elaboración propia, ver capítulo 3).

ANCAP: Administración Nacional de Combustible, Alcohol y Portland; La Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP) es un ente industrial del Estado Uruguayo creado en 1931. Dedicada a la importación y refinación de petróleo y derivados, comercialización y distribución de combustibles, y a la importación, elaboración y comercialización de lubricantes. Participa además en el área petroquímica (lubricantes), biocombustibles (biodiésel, gasoil, nafta), y cementos pòrtland (Fuente: <https://www.bnamericas.com/es/perfil-empresa/administracion-nacional-de-combustibles-alcohol-y-portland>. Acceso 25/04/2024).

APS: Escenario de Promesas Anunciadas o compromisos anunciados; escenario que asume que todos los compromisos climáticos anunciados por los gobiernos del mundo se cumplirán en su totalidad y a tiempo (Fuente: https://funseam.com/wp-content/uploads/2022/02/SeminarioFunseam_WEO2021_Mariano-Marzo.pdf. Acceso 25/04/2024).

APV: Aceite pesado de vacío, se trata de uno de los productos obtenidos en el proceso de destilación a vacío utilizado como materia prima para el proceso del *cracking* catalítico (Fuente: Elaboración propia, ver capítulo 3).

Asequible: Se puede conseguir a un precio moderado y de fácil comprensión (Fuente: <https://www.fundeu.es/recomendacion/accesible-y-asequible-usos-correctos-1057/>. Acceso 26/04/2024).

ASTM: American Society for Testing and Materials; Desde su fundación en 1898, ASTM International es una de las organizaciones internacionales de desarrollo de normas más grande del mundo. Se reúnen productores, usuarios y consumidores, entre otros, para crear normas de consenso voluntarias (Fuente: <https://www.aec.es/web/guest/centro-conocimiento/normas-astm>. Acceso 26/04/2024).

Balance de masa y energía: Se trata de una importante herramienta de la ingeniería de procesos para contabilizar flujos de materia y energía entre un determinado proceso industrial y los alrededores o entre las distintas operaciones que lo integran (Fuente: <https://www.ugr.es/~aulavirtualpfcicq/BMyBE.html#:~:text=Los%20balances%20de%20materia%20y,distintas%20operaciones%20que%20lo%20integran>. Acceso 26/04/2024).

BEN: Balance Energético Nacional; La Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería presenta una publicación anual sobre el Balance Energético Nacional donde

se reúnen los principales resultados del sector energético a nivel país. Se dispone de información desde el año 1965 (Fuente: <https://ben.miem.gub.uy/>. Acceso 10/11/2024).

Bio-aceite: Es la fracción líquida del proceso de pirólisis constituida por una mezcla compleja de hidrocarburos alifáticos oxigenados y compuestos aromáticos. (Fuente: <https://noesis.uis.edu.co/bitstreams/15859e2b-711c-43b9-93de-670101aa6093/download>. Acceso 26/04/2024).

Biocarburentes: Son combustibles líquidos o gaseosos de origen renovable, que se obtienen de la biomasa, para ser destinados al transporte, utilizándolos puros o mezclados en diferentes proporciones. (Fuente: <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/es/informacion-energetica/energias-renovables/biocarburentes>. Acceso 10/05/2024).

Biocombustibles: Los biocombustibles son aquellos combustibles renovables que se obtienen a través de recursos naturales o de residuos orgánicos, tanto de origen animal como vegetal (biomasa). (Fuente: <https://www.primagas.es/blog/biocombustibles#:~:text=Los%20biocombustibles%20son%20aquellos%20combustibles,para%20reducir%20las%20emisiones%20contaminantes>. Acceso 26/05/2024).

Biocombustibles de primera generación: Biocombustibles convencionales creados a partir de cultivos alimentarios producidos en tierras de cultivo (Fuente: [https://www.gave.es/biocombustibles-de-primera-segunda-y-tercera-generacion/#:~:text=Biocombustibles%20de%20segunda%20generaci%C3%B3n,o%20animales%20\(sus%20grasas](https://www.gave.es/biocombustibles-de-primera-segunda-y-tercera-generacion/#:~:text=Biocombustibles%20de%20segunda%20generaci%C3%B3n,o%20animales%20(sus%20grasas) Acceso 26/04/2024).

Biocombustibles de segunda generación o biocombustibles celulósicos: Son biocombustibles fabricados a partir de biomasa, derivado de materiales vegetales como cultivos leñosos/celulósicos, residuos agrícolas o material vegetal de desecho de cultivos destinados a la alimentación que ya cumplieron su propósito alimentario o grasas animales (Fuente: [https://www.gave.es/biocombustibles-de-primera-segunda-y-tercera-generacion/#:~:text=Biocombustibles%20de%20segunda%20generaci%C3%B3n,o%20animales%20\(sus%20grasas](https://www.gave.es/biocombustibles-de-primera-segunda-y-tercera-generacion/#:~:text=Biocombustibles%20de%20segunda%20generaci%C3%B3n,o%20animales%20(sus%20grasas) Acceso 26/04/2024).

Biodegradable: Es un material o producto es biodegradable cuando, dado su cambio de estructura debido a la acción de agentes biológicos y condiciones ambientales, es capaz de descomponerse sin dejar microplásticos. Esta descomposición finalizará en el momento en el que los elementos que lo componen (como el hidrógeno o el carbono) vuelven a la naturaleza (Fuente: <https://primebiopol.com/materiales-biodegradables/>. Acceso 26/04/2024).

Biodiésel: Es un combustible biodegradable obtenido de fuentes renovables como aceites vegetales extraídos de semillas de oleaginosas, aceites vegetales usados o sebo vacuno. Su

producción es por transesterificación mezclando la materia grasa con un alcohol para obtener biodiesel y glicerina (o glicerol) como sub-producto (Fuente: <https://www.ancap.com.uy/1592/1/biodiesel.html>. Acceso 26/04/2024).

Bioetanol: El bioetanol es un alcohol que se obtiene a partir de diferentes tipos de plantas ricas en celulosa, como la caña de azúcar, la remolacha azucarera o algunos cereales como el maíz. Si bien pueden cultivarse materias primas vegetales para destinarlas a la producción de bioetanol, es posible obtenerlo a partir de restos de silvicultura o residuos agrícolas (Fuente: <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/movilidad-sostenible/bioetanol/index.cshtml>. Acceso 26/04/2024).

Biomasa: Es la fuente de energía que proviene de materiales no fósiles y de origen biológico: cultivos energéticos, desechos agrícolas y forestales y sus subproductos (el estiércol o la biomasa microbiana). La transformación de estos materiales en energía es mediante procesos termoquímicos (combustión, pirólisis y gasificación) o bioquímicos (digestión, anaerobia y fermentación). La energía producida mediante el uso de biocombustibles recibe el nombre de bioenergía. (Fuente: <https://www.primagas.es/blog/biocombustibles#:~:text=Los%20biocombustibles%20son%20aquellos%20combustibles,para%20reducir%20las%20emisiones%20contaminantes>. Acceso 26/04/2024).

Biomasa lignocelulósica: La lignocelulosa es el material que se encuentra en cualquier parte de las plantas, desde pastos, tallos, hojas, semillas, madera, etc., siendo la materia prima más abundante en el planeta. Constituida por tres polímeros: lignina, hemicelulosa y celulosa. Todas las moléculas presentes en la lignocelulosa pueden ser aprovechadas. (Fuente: <https://www.sabermas.umich.mx/archivo/articulos/553-numero-62/1092-lignocelulosa-el-tesoro-oculto-en-el-reino-vegetal.html>. Acceso 26/04/2024).

Bioproducto: Los bioproductos o bioinsumos son productos obtenidos a partir de organismos vivos o sus derivados tales como hongos, bacterias, material vegetal, enzimas u otros, que a través de herramientas biotecnológicas se cubre un amplio rango de prestaciones contra productos obtenidos artificialmente mediante síntesis química (Fuente: https://ri.conicet.gov.ar/bitstream/handle/11336/63108/CONICET_Digital_Nro.0b2b6400-1960-4ecc-94cc-ccb1fdf2cd2f_A.pdf?sequence=2&isAllowed=y#:~:text=son%20productos%20obtenidos%20a%20partir,la%20agricultura%20particularmente%2D%20a%20productos. Acceso 26/04/2024).

Biorrefinería: Es una instalación que integra procesos y equipamiento de conversión de biomasa para producir combustibles, electricidad y productos químicos a partir de biomasa. (Fuente: <https://biorrefineria.blogspot.com/p/concepto-de-biorrefineria.html>. Acceso 26/04/2024).

Cambio climático: Describe los complejos cambios que afectan actualmente a los sistemas meteorológicos y climáticos de nuestro planeta. El cambio climático no sólo considera las temperaturas medias, sino que también se incluyen catástrofes naturales, los cambios en los hábitats de la fauna y la flora, la subida del nivel del mar y otros muchos efectos. Estos efectos son agregados a medida que se añaden GEI a la atmósfera (Fuente: <https://www.nationalgeographic.es/medio-ambiente/que-es-el-calentamiento-global>. Acceso 26/04/2024).

Calentamiento Global: Desbalance del calor del planeta. La civilización industrial, con sus enormes demandas energéticas, hace que los seres humanos estemos modificando el clima, al generar con nuestras actividades grandes cantidades de gases que alteran el balance de calor de GEI” (Fuente: https://www.gub.uy/ministerio-defensa-nacional/sites/ministerio-defensa-nacional/files/2022-02/Revista_Estrategia_1_2009_pdf%20ART%C3%8DCULO%204%20%2831-38%29.pdf. Acceso 26/04/2024).

Carbono reciclado: Este carbono puede proceder de corrientes residuales, biomasa sostenible o directamente de la atmósfera para sustituir progresivamente al de origen fósil (Fuente: <https://www.aop.es/blog/2022/02/15/sol-agua-aire-ecocombustibles-cero-carbono/>. Acceso 05/05/2024).

Catalizador: Se trata de una sustancia (compuesto o elemento) capaz de acelerar (catalizador positivo) o retrasar (catalizador negativo o inhibidor) una reacción química, sin esta ser alterada. Los catalizadores no modifican el balance energético final de la reacción química, sino que permiten se alcance el equilibrio con mayor o menor velocidad. (Fuente: https://www.quimica.es/enciclopedia/Catalizador_%28qu%C3%ADmica%29.html. Acceso 26/04/2024).

CED: Cumulative Energy Demand; La Demanda Acumulada de Energía (CED) de un producto representa el uso directo e indirecto de energía a lo largo del ciclo de vida, incluida la energía consumida durante la extracción, fabricación y eliminación de las materias primas y auxiliares (Fuente: [https://rivm.openrepository.com/bitstream/handle/10029/7038/huijbregts.pdf?sequence=1#:~:text=The%20Cumulative%20Energy%20Demand%20\(CED,the%20primary%20energy%20requirement%20exist](https://rivm.openrepository.com/bitstream/handle/10029/7038/huijbregts.pdf?sequence=1#:~:text=The%20Cumulative%20Energy%20Demand%20(CED,the%20primary%20energy%20requirement%20exist). Acceso 26/04/2024).

CH₄: Metano; Gas natural, incoloro e inodoro que se produce debido a la descomposición o la digestión de materia orgánica (Fuente: <https://www.socalgas.com/es/stay-safe/methane-emissions#:~:text=%C2%BFQu%C3%A9%20es%20el%20metano%3F,y%20cuatro%20%C3%A1tomos%20de%20hidr%C3%B3geno>). Acceso 29/04/2024).

Ciclo de Vida: Son etapas consecutivas y relacionadas entre sí de un mismo sistema/producto, desde la adquisición/generación de la materia prima hasta la disposición final (Fuente: Norma ISO 14040:2006).

CO: Monóxido de carbono; Gas venenoso que no tiene olor ni color, emitido por la combustión incompleta de carburantes fósiles y biocombustibles (Fuente: <https://www.cancer.gov/espanol/publicaciones/diccionarios/diccionario-cancer/def/monoxido-de-carbono>. Acceso 29/04/2024).

CO₂ biogénico: El CO₂ biogénico se origina en la materia orgánica y forma parte del ciclo natural del carbono, en el que las plantas absorben CO₂ mediante la fotosíntesis (Fuente: World economic fórum, 2023).

CO₂: El **dióxido de carbono** es un gas incoloro e inodoro y no inflamable que forma parte de la naturaleza y es indispensable para la vida en la Tierra. Este gas lo constituye una molécula lineal que está formada por un átomo de carbono ligado a dos átomos de oxígeno unidos por un enlace covalente. A pesar de ser un gas indispensable para la vida, elevadas concentraciones de éste en la atmósfera terrestre consiguen elevar la temperatura en la Tierra constituyendo una de las principales causas del Calentamiento Global (Fuente: <https://www.aimplas.es/blog/que-usos-tiene-el-co2/>. Acceso 29/04/2024).

Combustibles fósiles: Son una fuente de energía procedente de la descomposición de materia orgánica de animales, plantas y microorganismos, cuyo proceso de transformación tarda millones de años: petróleo, carbón y gas natural (Fuente: <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/que-es-el-combustible-fosil-la-energia-que-se-obtiene-de-la-materia-organica/>. Acceso 26/04/2024).

Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático: Entra en vigor el 21 de marzo de 1994. Su objetivo es estabilizar las concentraciones de GEI *"a un nivel que impida interferencias antropógenas (inducidas por el hombre) peligrosas en el sistema climático"* (Fuente: <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/que-es-la-convencion-marco-de-las-naciones-unidas-sobre-el-cambio-climatico>. Acceso 13/05/2024).

Co-procesamiento: Es el proceso que consiste en convertir materia prima alternativa o residuos, en combustible, logrando su integración al proceso de producción y aprovechando su valor energético, reduciendo las emisiones y desechos al ambiente (Fuente: <https://egsaenvironmental.com.mx/que-es-coprocesamiento/>. Acceso 26/04/2024).

Coque: Una forma de carbón sólido generado por la descomposición térmica y polimerización de hidrocarburos líquidos pesados derivados de la refinación de crudo (Fuente: <https://www.garciamunte.com/combustibles-solidos/>. Acceso 26/04/2024).

Criterio de corte: Especificación de la cantidad de flujo de materia o de energía o del nivel de importancia ambiental para su exclusión del estudio (Fuente: Norma ISO 14040:2006).

Cultivos energéticos: Son especies vegetales cuya producción principal se destina a la biomasa para así generar energía térmica o eléctrica o producir biocombustibles (Fuente: <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/cultivos-energeticos/index.cshmtl#:~:text=%C2%BFQu%C3%A9%20son%20los%20cultivos%20energ%C3%A9ticos%3F,o%20el%C3%A9ctrica%20o%20producir%20biocombustibles>. Acceso 26/04/2024).

Descarbonización: Se trata de un método de mitigación del cambio climático que reduce las emisiones de GEI, buscando alcanzar la eliminación de la atmósfera (Fuente: <https://www.ibm.com/mx-es/topics/decarbonization>. Acceso 28/04/2024).

Diésel – Diésel Oil (DO) – Gasoil (GO): Mezcla de hidrocarburos de carácter líquido volátil y de aspecto oleoso que se obtiene por la destilación fraccionada del petróleo crudo. Tiene un rango de destilación comprendido entre los 220 y 350 °C. Tiene la característica de que se inflama cuando se lo somete a una fuerte presión. Gasóleo, gasoil o diésel designan este mismo combustible, utilizado en motores pesados o diésel y para alimentar los sistemas de calefacción. (Fuente: <https://rentingfinders.com/glosario/gasoleo/>. Acceso 29/04/2024).

Diésel renovable – Gasoil renovable: Proviene del hidroprocesamiento de materia prima grasa. Conocido como “**Diésel verde**”. Se utiliza solo o mezclado con diésel de petróleo (Fuente: <https://www.betalabservices.com/espanol/biocombustibles/diesel-renovable.html#:~:text=El%20di%C3%A9sel%20renovable%20derivado%20de,mezclado%20con%20di%C3%A9sel%20de%20petr%C3%B3leo>. Acceso 30/04/2024).

Digestión Anaerobia: También llamada biometanización, es un proceso biológico que ocurre en ausencia de oxígeno, en el que parte de la materia orgánica de los residuos orgánicos se transforma (la fracción más degradable), por acción de microorganismos, generando una mezcla de gases (biogás), principalmente metano y dióxido de carbono, además de otros gases en menores cantidades (amoníaco, hidrógeno, sulfuro de hidrógeno, etc.) (Fuente: <https://www.miteco.gob.es/content/miteco/es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/prevencion-y-gestion-residuos/flujos/domesticos/gestion/sistema-tratamiento/tratamientos-biologicos-biometanizacion.html#:~:text=La%20biometanizaci%C3%B3n%20o%20digesti%C3%B3n%20anaerobia,de%20gases%20formada%20principalmente%20por>. Acceso 30/04/2024).

DSF: Desulfurizadora; Es una unidad de proceso donde se lleva a cabo la desulfurización, es decir, eliminación o reducción de compuestos de azufre (especialmente el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de azufre) (Fuente: <https://promindsa.com/desulfuracion-en-plantas-de-biogas/#:~:text=Este%20es%20un%20proceso%20utilizado,petrol%C3%ADferos%20y%20otros%20productos%20qu%C3%ADmicos>. Acceso 30/04/2024).

EPD: Declaración Ambiental de Producto; se trata de un documento verificado y registrado de manera que transmite información transparente y comparable sobre el impacto ambiental del ciclo de vida de los productos (Fuente: [https://epd.inti.gob.ar/que-es-epd#:~:text=Una%20Declaraci%C3%B3n%20Ambiental%20de%20Producto,los%20productos%20de%20forma%20confiable](https://epd.inti.gob.ar/que-es-epd#:~:text=Una%20Declaraci%C3%B3n%20Ambiental%20de%20Producto,los%20productos%20de%20forma%20confiable.Acceso%2005/05/2024). Acceso 05/05/2024).

EE. UU.: Estados Unidos; en el presente trabajo se toma a Estados Unidos como país referencia al que se compra petróleo crudo por parte de ANCAP, aunque no es el único. La mayor parte del país se ubica en el centro de América del Norte, entre los océanos Pacífico y el Atlántico, limitando con Canadá al norte y con México al sur (Fuente: https://www.exteriores.gob.es/Documents/FichasPais/ESTADOSUNIDOS_FICHA%20PAIS.pdf. Acceso 30/04/2024).

EICV: Evaluación del impacto del ciclo de vida; Es la fase del análisis del ciclo de vida para conocer y evaluar cuán significativos son los impactos ambientales en todo el ciclo de vida del producto (Fuente: Norma ISO 14040:2006).

Energía primaria: Se entiende por energía primaria todas las fuentes de energía naturales, en su forma original y sin haber sido alterada, disponibles en la naturaleza antes de que esa energía sea convertida o transformada: Viento, Sol, Agua, Calor (procedente del centro de la Tierra), Biomasa, Combustibles fósiles, Minerales radiactivos (Fuente: <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/energia-primaria/index.cshtml>. Acceso 28/04/2024).

Energía Renovable: Es la energía derivada de fuentes naturales que llegan a reponerse más rápido de lo que pueden consumirse. Las fuentes de energía renovable abundan y las podemos llegar a encontrar en cualquier entorno (Fuente: <https://www.un.org/es/climatechange/what-is-renewable-energy>. Acceso 28/04/2024).

EROI: Tasa de retorno energético; mide la eficiencia en el uso de la energía y aporta información de utilidad para tomar decisiones relativas al funcionamiento energético de las actividades productivas. De origen es estrictamente económico (Fuente: [http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/58373/Documento_completo.pdf-PDFA.pdf?sequence=1&isAllowed=y#:~:text=La%20Tasa%20de%20Retorno%20Energ%C3%A9tico%20\(TRE%2C%20EROI%20en%20ingl%C3%A9s\),en%20los%20an%C3%A1lisis%20costo%2Dbeneficio](http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/58373/Documento_completo.pdf-PDFA.pdf?sequence=1&isAllowed=y#:~:text=La%20Tasa%20de%20Retorno%20Energ%C3%A9tico%20(TRE%2C%20EROI%20en%20ingl%C3%A9s),en%20los%20an%C3%A1lisis%20costo%2Dbeneficio). Acceso 28/04/2024).

Factor de emisión de CO₂: El factor de emisión del SIN (ver definición más abajo) representa la cantidad de CO₂ que se genera por GWh de electricidad producida entregada a la red de energía eléctrica. Es un valor que varía de un año a otro de acuerdo con la variedad de tipos de energía

primaria utilizada para la generación eléctrica y entregada a la red (Fuente: <https://catalogodatos.gub.uy/dataset/miem-ben-factor-de-emision-de-co2-del-sin>. Acceso 28/04/2024).

FAME: Fatty Acid Methyl Esters; Ésteres metílicos de ácidos grasos (FAME). Las características físicas de los ésteres de ácidos grasos son más cercanas a las de los combustibles diésel fósil que a las de los aceites vegetales puros, pero las propiedades dependen del tipo de materia grasa. Su mezcla no tóxica y biodegradable define el biodiésel (Fuente: <https://www.etipbioenergy.eu/fact-sheets/fatty-acid-methyl-esters-fame-fact-sheet>. Acceso 28/04/2024).

Fermentación: Es un proceso catabólico de oxidación incompleta, es decir, se da la degradación de moléculas grandes para transformarlas en otras moléculas más simples generando energía de forma totalmente anaeróbica (Fuente: <https://www.conasi.eu/blog/productos/levaduras-ecologicas-en-polvo-madre-pasteleria/que-es-la-fermentacion/> y <https://concepto.de/fermentacion/>. Acceso 26/04/2024).

FO: Fueloil; Combustible hidrocarburo líquido. Obtenido con base en el residuo de la destilación del petróleo crudo mezclado con otros componentes más livianos, destilados. Es un combustible de alto poder calorífico que es fácilmente dispersable en gotas finas. Quema de manera limpia y con una llama radiante que permite obtener una buena transferencia de calor. La viscosidad es una importante característica del combustible de calentamiento. Es utilizado como combustible en calderas de baja presión (instalaciones de calefacción pequeñas y medianas), hornos de secado y hornos en general (Fuente: <https://www.ancap.com.uy/1665/1/fueloil-medio.html>. Acceso 30/04/2024).

FG: Fuelgas; Es la corriente gaseosa formada por los componentes más volátiles del crudo de petróleo (hidrógeno, metano y etano, con propano y butano como minoritarios) (Fuente: <https://www.linkedin.com/pulse/una-aproximaci%C3%B3n-al-mundo-del-refino-de-petr%C3%B3leo2-caama%C3%B1o-nieves/> Acceso 30/04/2024).

G. Cracking: Gasolina de cracking; se trata de uno de los principales productos obtenidos en el proceso de *cracking* catalítico a partir del aceite pesado de vacío, que luego de ser mejorada en la unidad de hidrotratamiento (Prime G) es utilizada como componente de la mezcla para obtener gasolina para la venta (Fuente: Elaboración propia, ver capítulo 3).

Gasoil 10S: Gasoil 10ppm de azufre máximo; Combustible para motores diésel que operan bajo condiciones de alta exigencia y requieren un bajo contenido de azufre (por debajo de 10 partes por millón). El menor contenido de azufre disminuye las emisiones contaminantes, mejora las características de la combustión y reduce costos de mantenimiento (Fuente: <https://www.ancap.com.uy/1641/1/gasoil-10-s.html>. Acceso 30/04/2024).

GEI: Gases de efecto invernadero; Los Gases de Efecto Invernadero son aquellos que se acumulan en la atmósfera de la Tierra y absorben y retienen el calor del sol, generando el efecto invernadero, que evita que escapen al espacio, lo que en su defecto aumenta la temperatura. Estos gases son necesarios para mantener la temperatura de la superficie terrestre, lo que permite la vida en la Tierra. Sin embargo, en los dos últimos siglos, su concentración ha aumentado, en gran parte por la actividad humana (Fuente: <https://www.medellin.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias/los-gases-de-efecto-invernadero-que-son-cuales-son-los-mas-daninos-y-como-afectan-a-nuestro-planeta/>. Acceso 25/04/2024). Principales GEI en la atmósfera terrestre: el vapor de agua (H₂O), dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O) y el ozono (O₃) (Fuente: <https://www.medellin.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias/los-gases-de-efecto-invernadero-que-son-cuales-son-los-mas-daninos-y-como-afectan-a-nuestro-planeta/>. Acceso 25/04/2024).

GN: Gas Natural; Mezcla de gases entre los que se encuentra en mayor proporción el metano. La proporción en la que se encuentra este compuesto es del 75 % al 95 % del volumen total de la mezcla. El resto de los componentes son etano, propano, butano, nitrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, helio y argón (Fuente: <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/preguntas-y-respuestas/sobre-distintas-fuentes-de-energia/que-es-el-gas-natural-y-que-usos-tiene/>. Acceso 28/04/2024).

GO 50S: Gasoil 50 ppm de azufre; hidrocarburo líquido con concentración máxima de azufre (S) de 50 partes por millón. Es un producto obtenido de la destilación del petróleo crudo, destinado para motores de ciclo diésel (Fuente: <https://www.ancap.com.uy/1642/1/gasoil--50-s.html>. Acceso 29/04/2024).

GOM: Gas Oil Marino; es un combustible líquido, mezcla de hidrocarburos de destilados medios, destinado para motores marinos de ciclo diésel que operan bajo condiciones de alta exigencia. (Fuente: <https://www.ancap.com.uy/1659/1/gasoil-marino.html>. Acceso 29/04/2024).

H₂: Hidrógeno; El hidrógeno es el primer elemento de la tabla periódica. Es el elemento químico más ligero que existe, su átomo está formado por un protón y un electrón y es estable en forma de molécula diatómica (H₂) (Fuente: <https://www.cnh2.es/el-hidrogeno/#:~:text=El%20hidr%C3%B3geno%20es%20el%20primer,es%20ins%C3%ADpido%2C%20incolore%20e%20inodoro>. Acceso 30/04/2024).

HCN: Gasolina pesada: Moléculas con más de 6 carbonos y alto contenido de azufre (rica en mercaptanos) obtenida en el proceso de hidrogenación selectiva de gasolinas, que será enviada

a desulfurizar para darle un uso final (Fuente: Elaboración propia a partir de unidad de Prime G – Ver apartado 3.1.2).

HDC: *Hidrocracking*; Proceso de refinería que tiene por objetivo convertir corrientes pesadas de crudo, normalmente gasóleos de vacío (en inglés vacuum gas oil, VGO), en productos más valiosos de menor punto de ebullición y con una mejor calidad. Involucra reacciones de hidrogenación (mejora de la calidad) y reacciones de *cracking* catalítico (conversión de moléculas largas en más cortas) (Fuente: Dyk et al., 2019).

HDCn: descarbonilación o hidrodescarbonilación; Consiste en la eliminación de oxígeno mediante la formación de CO, a partir de triglicéridos como materia prima (Fuente: Elaboración propia a partir de Capítulo 4).

HDCx: descarboxilación o hidrodescarboxilación; Consiste en la eliminación de oxígeno mediante la formación de CO₂, a partir de triglicéridos como materia prima (Fuente: Elaboración propia a partir de Capítulo 4).

HDO: hidrodesoxigenación; Consiste en la eliminación del oxígeno en forma de agua usando catalizadores a altas temperaturas y presiones, para triglicéridos como materia prima (Fuente: https://cicy.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1003/426/1/PCER_M_Tesis_2017_Rodr%C3%ADguez_Fanny.pdf. Acceso 01/05/2024. Ver capítulo 4).

HDT: Hidrotratamiento/ HDS: Hidrodesulfurización; El hidrotratamiento es un proceso de refinación utilizado para reducir el azufre y otros componentes, como nitrógeno e hidrocarburos aromáticos, mediante una reacción entre el producto y el hidrógeno en presencia de un catalizador (Fuente: adaptación a partir de <https://krohne.com/es/industrias/industria-del-petroleo-y-gas/refinacion-petroleo-y-gas/hidrotratamiento-en-la-industria-del-petroleo-y-gas>. Acceso 01/05/2024. Ver capítulo 3).

Hidrocarburo: Los Hidrocarburos son un grupo de compuestos orgánicos que contienen principalmente carbono e hidrógeno. Son los compuestos orgánicos más simples y pueden ser considerados como las principales sustancias de las que se derivan todos los demás compuestos orgánicos (Fuente: <https://www.gob.mx/sener/articulos/que-son-los-hidrocarburos>. Acceso 28/04/2024).

Hidrógeno Verde: El hidrógeno verde es aquel que se produce sin la participación de combustibles fósiles. La producción del hidrógeno verde se realiza únicamente a partir de energías renovables. Actualmente el método que se observa con mayor potencial para la producción de hidrógeno verde es la electrólisis del agua (H₂O), de forma tal que, a partir de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables y agua (H₂O), se obtienen por separado

hidrógeno (H₂) y oxígeno (O₂) (Fuente: <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/politicas-y-gestion/es-hidrogeno-verde-uruguay>. Acceso 28/04/2024).

Hidrotratamiento: Es el proceso que consiste en someter un material a alta temperatura y presión de hidrógeno en presencia de un catalizador adecuado (Fuente: <https://www.redalyc.org/journal/6061/606164031004/html/>. Acceso 28/04/2024).

HVGO: Gasoil de Vacío pesado, también denominado Aceite pesado de vacío – Ver APV.

HVO: Aceite Vegetal hidrogenado; El aceite vegetal hidrogenado se produce cuando se añade hidrógeno al aceite vegetal, disminuyendo su capacidad de deterioro (Fuente: <https://www.cetopan.com/aceite-vegetal-hidrogenado-el-enemigo-silencioso/>. Acceso 28/04/2024).

ICV: Inventario de ciclo de vida; Es la fase del análisis del ciclo de vida que implica la recopilación y la cuantificación de entradas y salidas del sistema de un producto a lo largo de su ciclo de vida (Fuente: Norma ISO 14040:2006).

IFO: Fueloil intermedio; Combustible hidrocarburo líquido. Obtenido con base en el residuo de la destilación del petróleo crudo mezclado con otros componentes más livianos, destilados. Se clasifica en función de la viscosidad a 50 °C, por ejemplo, IFO 180 cSt e IFO 380 cSt. Poseen adecuados niveles de vanadio para asegurar la no formación de compuestos como el pentóxido de vanadio, el que funde a 691 °C y es causante de severos ataques corrosivos al motor. Es utilizado como combustible en motores marinos (Fuente: <https://www.ancap.com.uy/1662/1/fueloil-intermedios.html>. Acceso 29/04/2024).

Impacto ambiental: Es el resultado de una actividad humana que genera un efecto sobre el medio ambiente se trata de una ruptura del equilibrio ambiental (Fuente: <https://responsabilidadsocial.net/impacto-ambiental-que-es-definicion-tipos-causas-medicion-y-ejemplo/>. Acceso 28/04/2024).

INGEI: Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero; Los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero reúnen la información sobre qué GEI se emite en el país, en qué sectores se emiten y las cantidades, entre otros datos relevantes (Fuente: <https://www.gub.uy/ministerio-ambiente/politicas-y-gestion/inventarios-nacionales-gases-efecto-invernadero-ingei>. Acceso 25/04/2024).

IPCC: International Panel on Climate Change/ Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático; Creado en 1988 para facilitar evaluaciones integrales del estado de los conocimientos científicos, técnicos y socioeconómicos sobre el cambio climático, posibles

causas, repercusiones y estrategias de respuesta (Fuente: https://archive.ipcc.ch/home_languages_main_spanish.shtml#:~:text=El%20Grupo%20Intergubernamental%20de%20Expertos,repercusiones%20y%20estrategias%20de%20respuesta. Acceso 25/04/2024).

IRENA: Agencia Internacional de Energía Renovable; IRENA es una organización intergubernamental que presta apoyo a los países en su transición a un futuro de energía sostenible, funciona como una base para la cooperación internacional, centro de excelencia y repositorio de políticas, tecnología, recursos y conocimientos financieros en materia de energía renovable. (Fuente: <https://www.iaea.org/es/el-oiea/agencia-internacional-de-energias-renovables-irena#:~:text=La%20IRENA%20es%20una%20organizaci%C3%B3n,financieros%20en%20materia%20de%20energ%C3%ADa>. Acceso 25/04/2024).

ISO: *International Organization for Standardization* (Organización Internacional de Normalización); Es una organización internacional no gubernamental formada por organismos de normalización nacionales. La ISO desarrolla y publica una amplia gama de normas patentadas, industriales y comerciales y está compuesta por representantes de varias organizaciones nacionales de normalización (Fuente: <https://www.investopedia.com/terms/i/international-organization-for-standardization-iso.asp>. Acceso 29/04/2024).

Jet A1: Combustible de aviación de turbina; Combustible hidrocarburo líquido, producto obtenido de la destilación del crudo con posterior tratamiento en una unidad desulfuradora, cuyo rango de ebullición es de 150 a 260 °C, compuesto principalmente por moléculas de hidrocarburo conteniendo de 10 a 14 átomos de Carbono. Es un combustible de alto poder energético, cuyo punto de congelación (máximo -47 °C), garantiza que a las altitudes a las que vuela el avión el combustible se mantenga en estado líquido (Fuente: <https://www.ancap.com.uy/1657/1/jet-a-1.html>. Acceso 29/04/2024).

LCO: *Light cycle oil* – Aceite liviano de *cracking*; Se obtiene en unidades de craqueo catalítico, en un intervalo de ebullición similar al del diésel. Se caracteriza por presentar en su composición química altas concentraciones de compuestos de azufre, nitrógeno, oxígeno y poliaromáticos, lo que lo hace poco atractivo para ser utilizado como combustible diésel desde el punto de vista ambiental y operacional. En la mezcla de gasoil final es limitado el porcentaje a agregar de este producto (Fuente: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=7833810>. Acceso 29/04/2024).

LCN: Gasolina liviana: moléculas con 4 o 5 carbonos y bajo contenido de azufre obtenida en el proceso de hidrogenación selectiva de gasolinas (Fuente: Elaboración propia a partir de unidad de Prime G – Ver apartado 3.1.2).

Lípidos: Largas cadenas de hidrocarburo que tienen como característica principal el ser insolubles en agua y solubles en disolventes orgánicos. Los lípidos son un conjunto de moléculas orgánicas (la mayoría biomoléculas), compuestas principalmente por carbono e hidrógeno y, en menor medida, oxígeno; aunque también pueden contener otros átomos como fósforo, azufre y nitrógeno (Fuente: <http://www.cosmetologas.com/noticias/val/1851-0/l%C3%ADpidos-caracter%C3%ADsticas-clasificaci%C3%B3n-y-funciones.html>. Acceso 28/04/2024).

“Liviano”: se trata de una expresión comúnmente utilizada en la refinería cuando se refiere a productos más volátiles que otros generados en la misma unidad. Por ejemplo, la gasolina destilada en la unidad de *topping* es más “liviana” que el gasoil. O de lo contrario, el gasoil es un destilado más “pesado” que la gasolina, es decir, menos volátil (Fuente: Elaboración propia).

LVGO: Gasoil de Vacío liviano, también denominado Aceite liviano de vacío – Ver ALV.

MIEM: Ministerio de industria, Energía y Minería; El Ministerio de Industria, Energía y Minería es responsable de diseñar e instrumentar las políticas del Gobierno referidas a los sectores industrial, energético, minero, de las telecomunicaciones, servicios de comunicación audiovisual y postal, de la propiedad industrial y de las micro, pequeñas y medianas empresas (Fuente: <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/institucional/cometidos#:~:text=El%20Ministerio%20de%20Industria%2C%20Energ%C3%ADa,micro%2C%20peque%C3%B1as%20y%20medianas%20empresas>. Acceso 30/04/2024).

MJ: Mega Joule; El mega julio es una unidad de energía comúnmente utilizada en los campos científico y de ingeniería. Denota un millón de julios, la medida de la energía necesaria para producir calor o realizar un trabajo. Como implica el prefijo mega, el mega julio es ideal para medir y cuantificar grandes cantidades de energía para diversas aplicaciones (Fuente: <https://energytheory.com/what-is-megajoule-mj/>. Acceso 30/04/2024).

N₂O: Óxido Nitroso; El óxido nitroso es un gas volátil, incoloro, con un olor dulce y ligeramente tóxico, que provoca alucinaciones y estado eufórico en la persona. Su estructura molecular es N₂O, y está formado por la unión de dos moléculas de nitrógeno y una de oxígeno. Químicamente es un gas estable, que no reacciona con otros elementos o compuestos. Una de las fuentes de emisión de este gas es la quema de biomasa y combustible fósil (Fuente: <https://prtr-es.es/N2O-oxido-nitroso,15592,11,2007.html>. Acceso 01/05/2024).

NG: Nigeria; a lo largo del presente trabajo de estudio se menciona a Nigeria como uno de los países al que Uruguay (ANCAP) compra petróleo crudo. Nigeria está situada en África Occidental, en la costa del Golfo de Guinea, es una República Federal regida por la Constitución democrática

de 1999, de fuerte corte presidencialista. Se trata del primer productor de petróleo de África y el décimo del mundo (con aproximadamente el 3,5 % de la producción mundial) (Fuente: https://www.exteriores.gob.es/Documents/FichasPais/NIGERIA_FICHA%20PAIS.pdf. Acceso 29/04/2024).

NZE: Escenario de Emisiones Netas Cero para 2050; es un escenario que establece una senda, difícil pero transitable, para que en 2050 las emisiones netas de CO₂ del sector energético mundial sean cero (Fuente: https://funseam.com/wp-content/uploads/2022/02/SeminarioFunseam_WEO2021_Mariano-Marzo.pdf. Acceso 25/04/2024).

O₂: Oxígeno gaseoso; El oxígeno es un gas reactivo incoloro e inodoro y el componente vital del aire. Supone algo menos del 21 % de nuestra atmósfera, aunque es el elemento más abundante en la corteza terrestre, principalmente en forma de óxidos, silicatos y carbonatos. Además de su uso como gas respiratorio en aplicaciones sanitarias, el oxígeno tiene fuertes propiedades oxidantes, que pueden ser positivas para muchos sectores, mejorando su rendimiento, optimizando resultados, reduciendo costos y la huella de carbono, en comparación con otros combustibles (Fuente: <https://www.carbueros.com/gases/oxygen>. Acceso 01/05/2024).

ONU: Organización de las Naciones Unidas; Las Naciones Unidas es una organización internacional que fue fundada en 1945 luego de la Segunda Guerra Mundial por 51 países que se comprometieron a mantener la paz y la seguridad internacional, fomentar entre las naciones relaciones de amistad y promover el progreso social, la mejora del nivel de vida y los Derechos Humanos (Fuente: <https://www.cancilleria.gov.co/organizacion-las-naciones-unidas-onu#:~:text=Las%20Naciones%20Unidas%20es%20una,vida%20y%20los%20Derechos%20Humanos>. Acceso 28/04/2024).

Parafinas: Las parafinas están compuestas por una mezcla de hidrocarburos saturados (únicamente enlaces simples) de alto peso molecular. Tienen sus átomos de carbono organizados en cadenas abiertas, pudiendo ser cadenas normales o ramificadas (Fuente: <https://solvem.com.br/es/produto/ceras-y-parafinas/>. Acceso 28/04/2024).

PCA o PCG: potencial de calentamiento atmosférico o potencial de calentamiento global (GWP: *global warming potential*); El PCA indica la cantidad de calor atrapado por tonelada de un gas que se ha escapado hacia la atmósfera en relación con la cantidad de calor atrapado por una tonelada de CO₂ en la atmósfera durante un determinado período de tiempo. Tomando al CO₂ como la equivalencia de todos aquellos gases con efecto invernadero. Se eligió el CO₂ como gas de referencia, dándole como 1 el valor de su PCA, mientras que el resto de los gases con efecto invernadero lo supera (Fuente: <https://www.caloryfrio.com/refrigeracion-frio/efecto-refrigerantes-calentamiento-atmosferico-huella-carbono-potencial-de-calentamiento->

atmosferico.html#:~:text=Potencial%20de%20calentamiento%20atmosf%C3%A9rico,-
El%20Potencial%20de&text=El%20PCA%20indica%20la%20cantidad,un%20determinado%20per%C3%ADodo%20de
%20tiempo. Acceso 25/04/2024).

“Pesado”: se trata de una expresión comúnmente utilizada en la refinería cuando se refiere a productos menos volátiles que otros generados en la misma unidad. Por ejemplo, el gasoil destilado en la unidad de *topping* es más “pesado” que la gasolina. O de lo contrario, la gasolina es un destilado más “liviano” que el gasoil, por lo tanto, el gasoil es menos volátil (Fuente: Elaboración propia).

Petróleo crudo: El petróleo es un aceite mineral de color muy oscuro, menos denso que el agua, formado por una mezcla de hidrocarburos acompañado de heteroátomos como azufre, oxígeno y nitrógeno en cantidades variables. El petróleo o crudo de petróleo se origina a partir de materia prima formada fundamentalmente por restos de organismos vivos acuáticos, vegetales y animales que vivían en los mares, las lagunas, las desembocaduras de los ríos y en las cercanías del mar. Estos restos fueron atacados en los fondos fangosos por bacterias anaerobias que consumieron su oxígeno dejando únicamente moléculas de carbono e hidrógeno denominadas hidrocarburos (Fuente: <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/preguntas-y-respuestas/sobre-distintas-fuentes-de-energia/que-es-el-petroleo-y-que-usos-tiene/>. Acceso 28/04/2024).

PEV: Punto de ebullición verdadero, punto de ebullición; El punto de ebullición es la temperatura a la cual la presión de vapor del líquido (es decir, la presión que ejerce la fase gaseosa sobre la fase líquida en un sistema cerrado a determinada temperatura) se iguala a la presión que rodea al líquido. Al ocurrir esto, el líquido se transforma en gas (Fuente: <https://concepto.de/punto-de-ebullicion/>. Acceso 28/04/2024).

Pirólisis: El proceso pirolítico es aquel en el que se produce la degradación de la biomasa por efecto del calor sin la presencia de oxígeno, es decir, en una atmósfera completamente inerte (Fuente: <https://www.ceupe.com/blog/que-es-la-pirolisis.html>. Acceso 26/04/2024).

Premium 97: Gasolina Ron 97; Combustible líquido, constituido por una mezcla de hidrocarburos producidos en la refinería. ANCAP categoriza sus gasolinas por su número de octano RON. La Gasolina PREMIUM 97 (de 97 Octanos RON) es apropiada para motores de última generación, de elevada relación de compresión con sistema de carburación o de inyección, de alta performance. Se obtiene a partir de mezclas de diferentes corrientes con predominio de las de elevado octanaje obtenidas en diferentes procesos de refinación de petróleo (*cracking* catalítico, *reforming* catalítico, isomerización, hidrotratamiento, etc). Es utilizado como combustible en motores a gasolina, de última generación y que requieran altas

relaciones de compresión (Fuente: <https://www.ancap.com.uy/1637/1/premium-97.html>. Acceso 28/04/2024).

Protocolo de Kyoto: El Protocolo de Kyoto pone en funcionamiento la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Países industrializados a limitar y reducir las emisiones de GEI según las metas individuales acordadas (Fuente: https://unfccc.int/es/kyoto_protocol#:~:text=En%20concreto%2C%20el%20Protocolo%20de,con%20las%20metas%20individuales%20acordadas. Acceso 28/04/2024).

Reprocesamiento: El reproceso se define como todo aquel proceso o parte de un proceso por el que nuevamente se debe pasar para cumplir las especificaciones definidas en la declaración de calidad fijado entre cliente (interno o externo) y proveedor (Fuente: [https://es.linkedin.com/pulse/desperdicios-en-las-operaciones-parte-5-mario-alberto-moreno-pe%C3%B1a#:~:text=El%20reproceso%20se%20define%20como,interno%20o%20externo\)%20y%20proveedor](https://es.linkedin.com/pulse/desperdicios-en-las-operaciones-parte-5-mario-alberto-moreno-pe%C3%B1a#:~:text=El%20reproceso%20se%20define%20como,interno%20o%20externo)%20y%20proveedor). Acceso 28/04/2024).

RON: R.O.N (Research Octane Number); El octanaje o índice de octano mide la capacidad de antidetonación de la gasolina cuando se comprime dentro del cilindro, es decir, hasta qué punto ésta aguanta sin detonar de forma prematura. Este fenómeno se produce cuando la mezcla explota antes de que se lo ordene la chispa producida por la bujía y, por tanto, el pistón aún no está situado en el lugar adecuado. Los motores son más eficientes cuanto más alto sea la relación de compresión pero, para que ello sea posible, la gasolina utilizada debe ser capaz de soportar ese nivel de compresión o sufrirá combustión prematura. **El octano del tipo RON,** determina el comportamiento de la gasolina en entornos urbanos, es decir, a bajas revoluciones y temperaturas, además de con numerosas aceleraciones (Fuente: <https://www.motor.es/que-es/octano-octanaje-cetanaje>. Acceso 01/05/2024).

SIN: Sistema interconectado Nacional; Sistema Interconectado Nacional (SIN): Es el conjunto de instalaciones de generación y transmisión eléctrica interconectadas dentro de nuestro país (Fuente: <https://www.impo.com.uy/bases/decretos-reglamento/276-2002>. Acceso 28/06/2024).

Sostenible: El desarrollo sostenible es un concepto que aparece por primera vez en 1987. Por ese tiempo se había publicado un informe que alertaba de las consecuencias medioambientales negativas debido al desarrollo económico y la globalización y trataba de buscar posibles soluciones a los problemas derivados de la industrialización y el crecimiento de la población. Una apuesta por el progreso social, el equilibrio medioambiental y el crecimiento económico. La sostenibilidad también pone foco en las necesidades del presente sin comprometer la capacidad

de las futuras generaciones (Fuente: <https://www.accion.com/es/desarrollo-sostenible/>. Acceso 28/04/2024).

SRU: Planta de recuperación de azufre, a partir de H_2S obtenido en los diferentes procesos de desulfurización de la refinería para obtener S_2 (Fuente: Elaboración propia – ver apartado 3.1.4).

STEPS: Escenario de Políticas Declaradas; Es un escenario que refleja la configuración de las políticas energéticas actuales, basado en una evaluación sector por sector de las políticas específicas que están en vigencia y en desarrollo (Fuente: https://funseam.com/wp-content/uploads/2022/02/SeminarioFunseam_WEO2021_Mariano-Marzo.pdf. Acceso 25/04/2024).

Super 95: Gasolina Ron 95; Es un combustible líquido constituido por una mezcla de hidrocarburos producidos en la refinería. ANCAP categoriza sus gasolinas por su número de octano RON. La Gasolina Super 95 (de 95 Octanos RON) cumple con los requerimientos de los motores de combustión interna con exigencias antidetonantes medias y elevadas. Se produce como una mezcla de diferentes corrientes obtenidas durante el procesamiento del petróleo (destilación directa, *cracking* catalítico, *reforming* catalítico, isomerización, etc). Aplicaciones: Es utilizado como combustible en vehículos con motores de combustión interna modernos, de elevada relación de compresión con sistema de carburación o de inyección, cuyo requerimiento sea 95 octanos. Se aplica al parque de automóviles, camionetas, motocicletas y pequeñas embarcaciones con motores a gasolina (Fuente: <https://www.ancap.com.uy/1636/1/super-95.html>. Acceso 28/04/2024).

Sustentable: “*Sustentable es un adjetivo que indica algo que se puede soportar por sí mismo con razones suficientes que evitan su extinción*” (Fuente: <https://www.significados.com/sustentable/> Acceso 29/04/2024). El Desarrollo Sustentable se enfoca a los recursos naturales y el medio ambiente; considera la preservación, protección y conservación, pensando en el futuro inmediato del entorno natural, con la finalidad de no afectar generaciones venideras, pero permitiendo continuar beneficiando a la sociedad actual (Fuente: <https://www.visa.com.uy/dirija-su-negocio/pequenas-medianas-empresas/notas-y-recursos/planificacion/desarrollo-sustentable-sostenible.html>. Acceso 29/04/2024).

Transesterificación: Este proceso consiste en combinar un aceite vegetal con un alcohol en presencia de un catalizador, para obtener ésteres de ácidos grasos y glicerina (Fuente: http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1405-888X2022000100311. Acceso 28/04/2024).

Triglicéridos; Las grasas y aceites que se obtienen a partir de fuentes vegetales y animales, están constituidos por triglicéridos, una combinación de una molécula de glicerina con tres ácidos

grasos (Fuente: <https://www.eii.uva.es/organica/qoi/tema-02.php#:~:text=Las%20grasas%20y%20aceites%20se%20obtienen%20a%20partir%20de%20fuentes,sus%20%C3%A1cidos%20grasos%20son%20diferentes>. Acceso 28/04/2024).

UE: Unión Europea; La Unión Europea trata de una asociación económica y política formada por 27 países de Europa que delegan parte de su soberanía en instituciones comunes para así, de forma democrática, tomar decisiones sobre asuntos de interés común (Fuente: <https://www.comunidad.madrid/servicios/madrid-mundo/es-union-europea-funciona-hace>. Acceso 29/04/2024).

Unidad Funcional: Se trata de la unidad de referencia para cuantificar el desempeño de un sistema asociado a un producto (Fuente: Norma ISO 14040:2006).

UTE: Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas; La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) es una empresa pública del Sector energético. Desarrolla actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, como también presta servicios de asesoramiento y asistencia técnica en las áreas de su especialidad y anexas. (Fuente: <https://www.ute.com.uy/institucional/ute/quienes-somos>. Acceso 28/04/2024).

Volatilidad de precios: La volatilidad es una medida estadística de cuánto cambia el precio de un activo durante un período de tiempo determinado. Cuanto mayor sea el nivel de volatilidad, mayor será el riesgo asociado con el activo (Fuente: <https://www.ig.com/es/glosario-trading/definicion-de-volatilidad#:~:text=La%20volatilidad%20es%20una%20medida,riesgo%20asociado%20con%20el%20activo>. Acceso 28/04/2024).

WTI: West Texas Intermediate; Un crudo, o en realidad, es una mezcla de varios crudos de baja viscosidad y poco azufre utilizado como referencia en los precios del petróleo (también se le llama US OIL). Se extrae de campos petrolíferos situados en el oeste de Texas y es la principal referencia para los precios del petróleo crudo de EE.UU. (Fuente: <https://www.fortrade.com/es/glossary/wti-crude-cl/>. Acceso 25/04/2024).

Yacimiento: El yacimiento de petróleo es el lugar con alta concentración de hidrocarburos (gas y petróleo) en el subsuelo, retenidos dentro de rocas porosas (que tienen pequeños huecos o poros) o fracturadas, llamadas “*rocas almacén*”. Es una potencial reserva explotable para extracción de crudo o gas natural, fundamentalmente para ser usada en la generación de energía (Fuente: <https://economipedia.com/definiciones/yacimiento-petrolifero.html> acceso 28/04/2024).

Anexo 2: Introducción a los procesos de Refinería

Petróleo, una palabra proveniente del latín "petroleum", que significa "aceite de piedra", y a su vez este del griego con igual significado. *“El petróleo brotaba de los esquistos rocosos impregnados presentes en algunas áreas del Medio Oriente, de ahí su nombre”* (Etimología 2024).

El petróleo crudo es un aceite mineral natural, constituido por una mezcla de hidrocarburos y otros elementos presentes en menor cantidad (ver Tabla A2.1). Es una sustancia combustible negra y viscosa, líquida a temperatura y presión normales. Su origen está en la descomposición de sustancias orgánicas por acción de microorganismos en un principio y fundamentalmente por el incremento de la temperatura, el enterramiento y el tiempo (millones de años), siendo por este motivo que se considera un recurso fósil no renovable (ENAP (a), consulta 04/2023).

Tabla A2.1: Composición media del Petróleo Crudo. Fuente: Levorsen, 1980; ENAP (a) (consulta 04/2023).

	Crudo	Gas Natural
Carbono	84-87 %	65-80 %
Hidrógeno	11-14 %	1-25 %
Azufre	0,06-2 %	0-0,2 %
Nitrógeno	0,1-2 %	1-15 %
Oxígeno	0,1-2 %	0 %

Las refinerías convierten el crudo en diversos productos con mayor valor agregado, partir de una serie de procesos químicos y físicos (Lechón et al., 2005). En Uruguay, la refinería de La Teja es la única que existe y en ella se producen, combustibles, lubricantes, asfaltos, supergás y otros productos (ANCAP, consulta 04/2023).

A continuación, se describen de forma general los procesos que forman parte de la refinería de ANCAP los cuales pueden clasificarse en tres grupos:

- a) unidades de destilación o fraccionamiento en las que se separan componentes que existen naturalmente en el crudo (Figura A2.1, Procesos en gris claro).
- b) unidades de conversión o transformación en las que se modifica la estructura molecular de componentes separados por destilación para darles nuevas características (Figura A2.1, Procesos en verde).
- c) unidades de tratamiento químico donde se purifican los productos para que cumplan las especificaciones de venta (Figura A2.1, Procesos en gris oscuro).

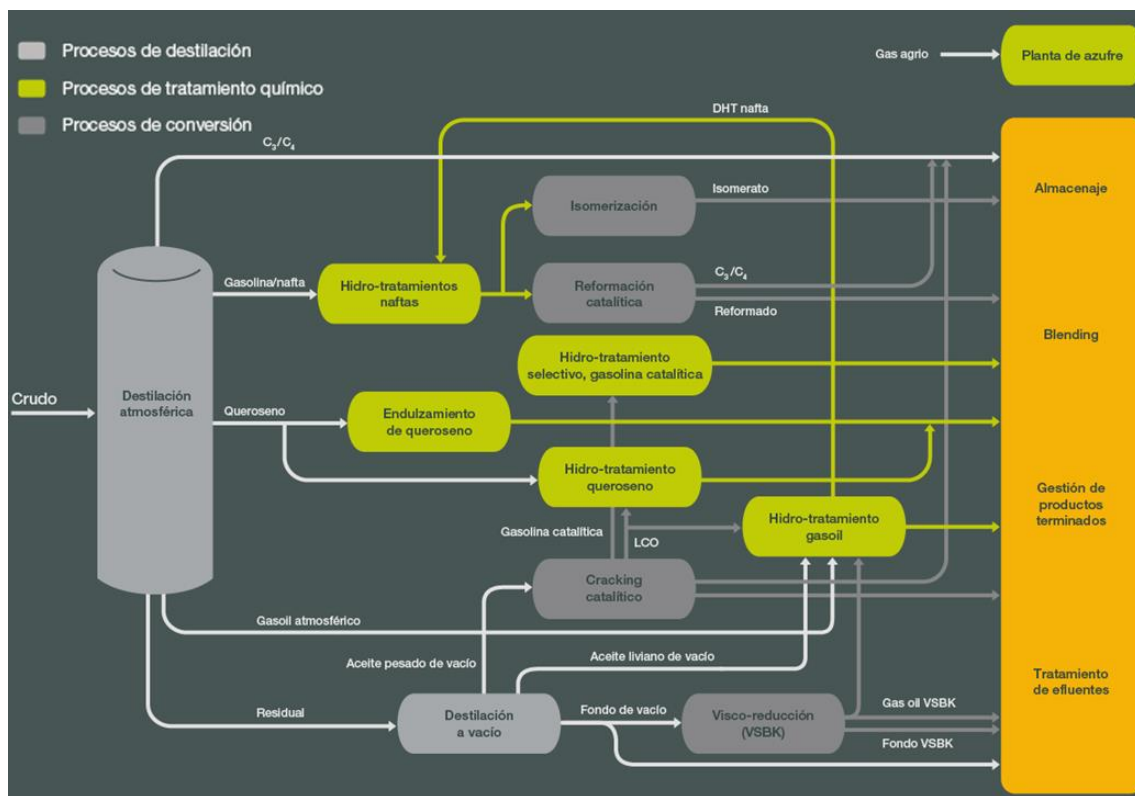


Figura A2.1: Diagrama de procesos Refinería ANCAP La Teja. Fuente: Elaboración propia a partir de Diagrama de Procesos, ANCAP (d), 2023.

La refinería se divide en 5 áreas operativas donde se llevan a cabo todos los procesos, en la Figura A2.2 se puede ver que unidad corresponde a cada área.

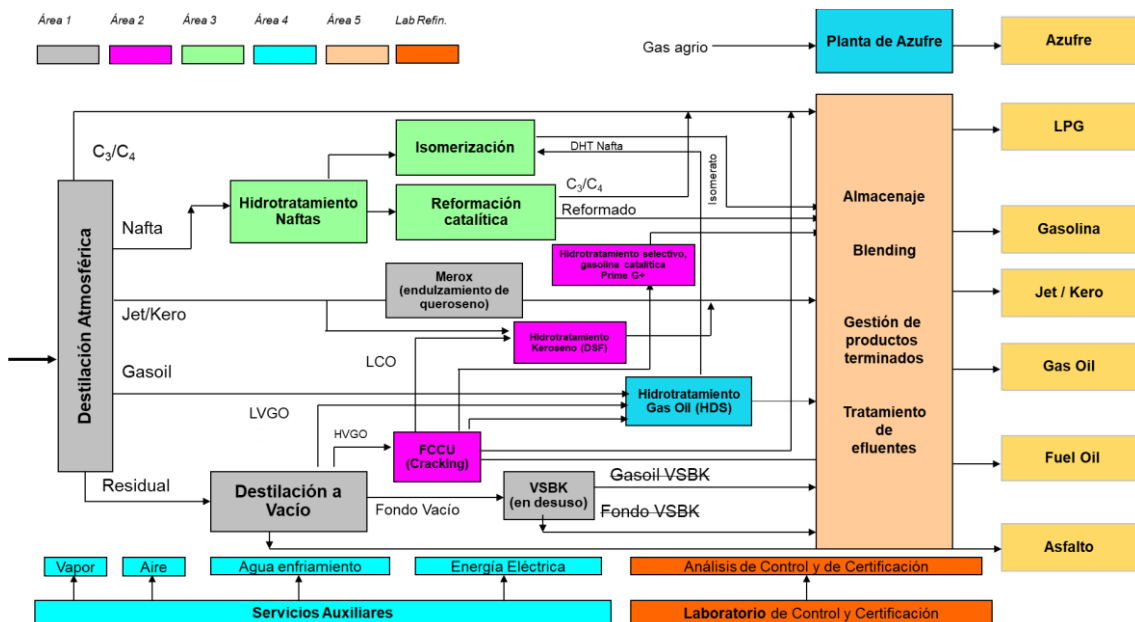


Figura A2.2: División en áreas de la Refinería de ANCAP, La Teja. Fuente: Curso básico Refinación ANCAP, 2010.

A2.1 Área 1: *Topping*

Se recibe petróleo crudo que ingresa a refinería, pasando por proceso de desalado⁴³ para evitarse el ataque químico y en consecuencia deterioro de equipos y cañerías aguas abajo (Días, 2024), y en conjunto con producto recuperado, es decir, mezcla de hidrocarburos que requiere ser reprocesado, son sometidos al proceso de destilación (ANCAP (d), consulta 2023). Desde el receptor de petróleo los componentes fácilmente destilables, principalmente vapores de crudo, son carga de una torre *preflash* que, mediante temperatura y presión, produce una fase gaseosa, gasolina y queroseno *preflash* (destilado medio liviano) (Área 1, 2011; Días, 2024). Aquello no destilado anteriormente ingresa una unidad de destilación fraccionada para así separar los componentes del petróleo, sirviéndonos de su diferencia de volatilidad, es decir, la temperatura a la que hierve un hidrocarburo que depende fundamentalmente de su peso molecular. La separación por punto de ebullición resulta en una separación de cortes de hidrocarburos por el tamaño de sus moléculas (ENAP (b), consulta 04/2023; ANCAP (d), consulta 2023).

Cuando hablamos de destilación, la mezcla a destilar alcanza la temperatura de burbuja⁴⁴ por el aporte de calor, a la presión en que se esté dando el proceso. La riqueza en hidrocarburos más volátiles de la mezcla de la fase vapor respecto de los componentes con puntos de ebullición más bajos en el líquido son la base del proceso (García, 2014). Los vapores se van refrigerando a medida que ascienden a través de pisos o compartimentos denominados “platos” que impiden el paso de los líquidos de un nivel al otro, y al refrigerarse, se van condensando las distintas fracciones del petróleo, que se recogen en sucesivos platos para su aprovechamiento (Carrasco Jiménez, 2017). Las corrientes obtenidas en la torre de destilación que pueden verse en la Tabla A2.2 (y de forma ilustrativa en la Figura A2.3), serán la base de los diferentes productos de refino (García, 2014).

⁴³ Desalado: el fin de este proceso es reducir la concentración de contaminantes inorgánicos que puede contener el crudo (arcillas, arena, agua con sales disueltas, etc.). Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2374/1/CD-0062.pdf>. Acceso 11/02/2024.

⁴⁴ Punto de burbuja se refiere a la Temperatura y Presión correspondientes al caso en que la mezcla se encuentra como líquido saturado, en equilibrio con el vapor. Disponible en: https://www.academia.edu/37998525/C%C3%A1culo_del_punto_de_burbuja_de_roc%C3%ADo_y_flas_h_en_equilibrio_vapor_l%C3%ADquido_l%C3%ADquido. Acceso 07/04/2023.

Tabla A2.2: Intervalos de ebullición de las fracciones características del crudo. Fuente: Elaboración propia a partir de García (2014); Vargas y Olaya (2012).

Intervalos de ebullición			Distribución aproximada de hidrocarburos presentes en la fracción
	ASTM (°C)(*)	PEV (°C) (**)	
Butano y más ligeros			C1-C4
Gasolina ligera	32-104	32-88	C5-C7
Nafta (gasolina pesada directa)	82-204	88-193	C6-C12
Queroseno	166-282	193-271	C8-C16
Gasóleo ligero (GOL)	216-338	271-321	C15-C18
Gasóleo atmosférico	288-443	321-427	C16-C21
Gasóleo a vacío (GOV)	399-566	427-566	C20 en adelante
Crudo reducido de vacío	538+	566+	
(*) Apartir de ensayo de destilación de laboratorio			
(**) Punto de ebullición verdadero			

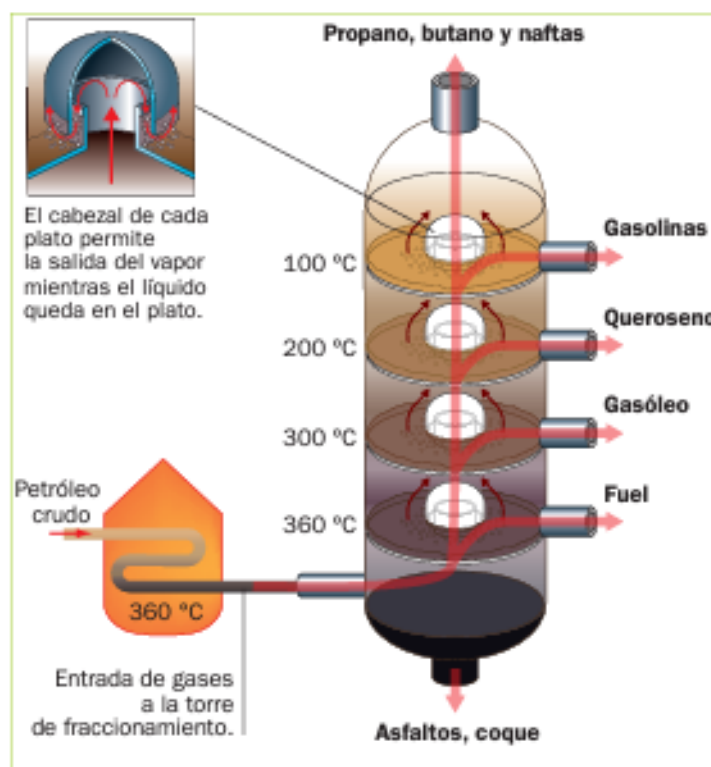


Figura A2.3: Ilustración de la destilación fraccionada de petróleo crudo. Disponible en: https://www.edistribucion.es/anayaeducacion/8450043/recursos/u_12/ep5/p_dest_fraccionada_petroleo.pdf. Acceso 10/02/2024.

En la refinería de La Teja, el crudo es sometido a dos destilaciones sucesivas. La primera, llamada atmosférica que se hace a presión levemente superior a la atmosférica, permite separar los componentes más volátiles: gases, componentes de las gasolinas, queroseno, combustible de

aviación y gasoil. El residuo que corresponde a la fracción no vaporizada es sometido a la segunda destilación, llamada “a vacío” (ANCAP (d), consulta 2023).

Con energía suministrada por horno, la mezcla a destilar se calienta a una temperatura de 360 °C-370 °C, tal que sea posible la primera destilación, y los vapores producidos ser conducidos a través de la torre de destilación (Dias, 2024). Este crudo es parcialmente vaporizado al entrar en la torre de fraccionamiento, que para garantizar una corriente de reflujo (líquido-vapor) suficiente en cada plato y asegurar la producción de destilados, se suministra con un 3 a 5 % en exceso del requerido por balance de masa (García, 2014; Dias, 2024). La capacidad del horno “atmosférico” es la que define la cantidad de crudo a procesar, es decir, la capacidad de la planta (Dias, 2024). La fracción líquida de la alimentación abandona la destilación por los fondos de la torre, mientras que los vapores que ascendieron en contracorriente con el reflujo frío, en contacto directo entre ambas corrientes por medio de una serie de platos de campanas de borboteo, se recupera condensado en los diferentes platos (García, 2014; Dias, 2024).

Las temperaturas de salida del horno necesarias para la destilación a presión atmosférica de las fracciones más pesadas del crudo (mayor de 370 °C) son tan altas que podrían dar lugar a craqueo térmico, perdiendo producto. A menor presión la temperatura de ebullición es menor y este es el motivo por lo que se realiza a vacío (García, 2014; Dias, 2024).

Para destilar a vacío, el residuo atmosférico se calienta en un horno a temperatura de 380 °C a 420 °C y pasa a una columna a presión menor que la atmosférica (en la zona de la alimentación de la columna la presión absoluta es de entre 25 y 40 mmHg (García, 2014; Dias, 2024)). Se logra así una nueva fracción componente del gasoil (aceite liviano de vacío, ALV), un aceite pesado (APV) y un residuo de vacío. El residuo de esta torre constituye una base para FO o cementos asfálticos, dependiendo de la calidad del crudo. El aceite pesado se usa como carga en uno de los procesos de conversión: el *cracking* catalítico. (ANCAP (d), consulta 2023).

En la Figura A2.4, se puede ver el diagrama de bloques del área 1. Cabe destacar que el área presenta una serie de trenes de intercambiadores de calor para aprovechar toda la energía disponible a partir de los hornos de la propia unidad; “lo último a utilizar para calentar es agua” (Dias, 2024).

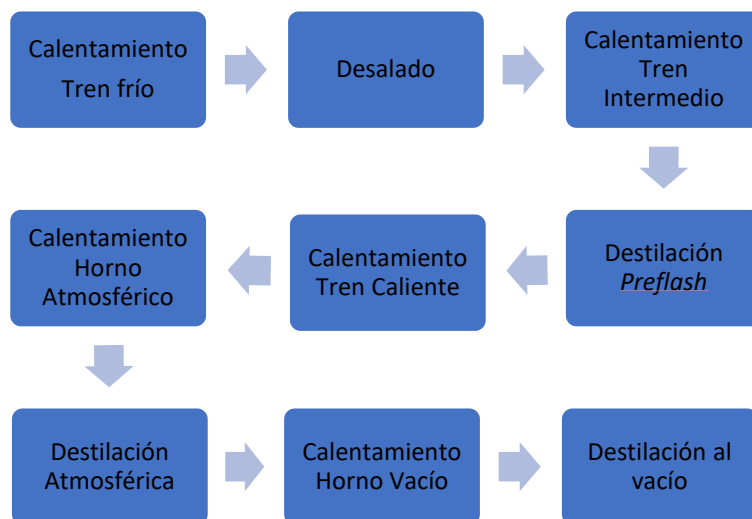
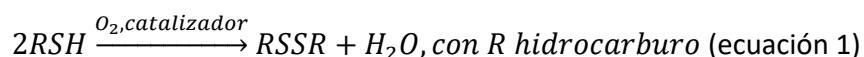


Figura A2.4: Diagrama de bloques, proceso de área 1. Fuente: Cimarra, 2013.

Forma parte también del área 1 la unidad de “Merox”, recibe aquellos destilados medios más livianos, del tipo queroseno (liviano o pesado, con rango de destilación de hasta 300 °C) de *topping*, para producir queroseno, aguarrás o combustible de aviación Jet A1. En esta unidad de “endulzamiento”, se produce una reacción química de oxidación (ecuación 1) (sin reducción del contenido total de azufre), donde los compuestos con azufre “mercaptanes” (RSH), que tienen mal olor y son corrosivos, reaccionan con el oxígeno del aire en presencia de un catalizador formado por compuestos orgánicos y metálicos, generando compuestos disulfuros ($RSSR$), que no son tan corrosivos ni tienen mal olor (Área 1, 2011).



Actualmente en desuso debido al tipo de crudo que hoy procesa ANCAP (E. Dias, 2024), se encuentra la unidad de visbreaking, recibía como carga el fondo de la unidad de vacío y por medio de un craqueo térmico generaba la ruptura de las moléculas de gran tamaño para producir compuestos de mayor valor económico, gases, gasolina, gasoil que requieren tratamiento posterior y un fondo ya con viscosidad reducida para ser usado como FO (Área 1, 2011).

A2.2 Área 2: *Cracking*

Esta área se compone por la Unidad de *Cracking* Catalítico (R2R - FCC) con su correspondiente torre de fraccionamiento, la Unidad de Recuperación de Livianos, la Unidad de Desulfurización de destilados medios y la Unidad de Hidrotratamiento selectivo para gasolina de *cracking* (Prime G+) (Área 2, 2011).

El *Cracking* Catalítico, es uno de los procesos de conversión, donde se recibe como carga Aceite Pesado de la Unidad de Vacío (APV) y fondo atmosférico de la Unidad de destilación atmosférica (FA), siendo cargas cuyos puntos de ebullición extremos están generalmente comprendidos entre 300 y 500 °C (García, 2014). El propósito de la unidad es craquear hidrocarburos pesados, de bajo valor económico, en productos livianos de mayor valor como gasolinas de alto octanaje⁴⁵ y LPG (Supergás, mezcla de propano-butano), además de destilados medios (Focaccio y Sánchez, 2017), según se aprecia en la Figura A2.5. La operación se realiza en fase vapor a aproximadamente 500°C y una presión un poco superior a la atmosférica, empleando catalizadores (García, 2014).

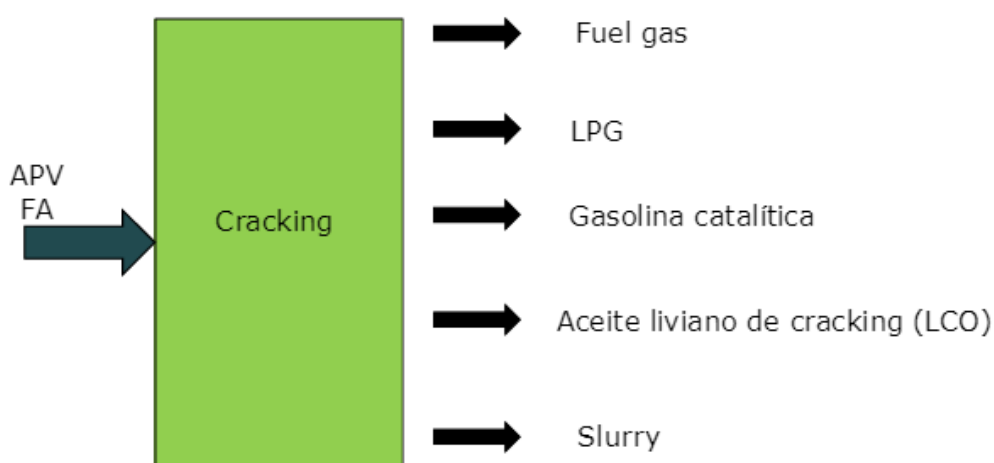


Figura A2.5: Carga y productos intermedios de la unidad de *cracking*. Fuente: Cimarra, 2013.

La Unidad de Recuperación de Livianos tiene como objetivo estabilizar las corrientes más livianas generadas durante el proceso, consta de tres partes definidas, una etapa de absorción donde se desorben los hidrocarburos no condensables compuestos por C₁ (metano), C₂ (etano) e hidrógeno que son quemados (como combustible) en la propia refinería, una etapa de estabilización de la gasolina (Debutanizadora) y otra de separación del LPG (Splitter) de la cual se obtienen los productos propano y Supergás. La gasolina estabilizada pasa a la denominada Unidad de Prime G+, encargada de disminuir el contenido de azufre de la gasolina de *cracking*, minimizando la pérdida del número de octano (octano 93-94), para luego ser usada como mezcla de la gasolina como producto final (Focaccio y Sánchez, 2017).

⁴⁵ N° de Octano, refiere a la capacidad antidetonante de la gasolina, tal que la combustión entre la mezcla de gasolina y aire sea tal que permita el empuje del pistón en el momento adecuado, de lo contrario se podría ver afectado el rendimiento del motor. Disponible en: <https://www.motor.es/que-es/octano-octanaje-cetanaje>. Consulta 08/04/2023.

La fracción de destilados medios obtenida del craqueo (LCO=aceite de ciclo liviano) tiene destino variable según el producto a obtener (Murzin y Dmitry Yu, 2015). Puede ser dirigido a la Unidad de destilados medios (DSF=Desulfurizadora) con el objetivo de disminuir el contenido de azufre de la fracción y elaborar un componente del gasoil, Combustible de aviación (Jet A1) o Gasoil Marino, entre otros. Pero también, puede ser utilizado como diluyente de FO (combustible calefactor). La fracción más pesada obtenida en la unidad de *cracking*, el fondo (*Slurry*), es usado dentro de los componentes de FO (Área 2, 2011).

La cantidad y calidad de los productos de FCC dependen de las características de la alimentación, así como los parámetros del proceso para favorecer la obtención de LPG, Gasolina o LCO. Esta unidad es la principal en obtener Supergás y Gasolina). Un aumento en el rendimiento del LCO, a expensas del rendimiento de la gasolina, puede alcanzarse al bajar la severidad del craqueo, dado por la reducción de la actividad del catalizador, baja de la temperatura del reactor y reducción de la relación catalizador/combustible (Murzin y Dmitry Yu, 2015).

En la Unidad de destilados medios (DSF=desulfa), como se mencionó anteriormente, se tiene la finalidad de disminuir el contenido de azufre de cargas que corresponden a destilados medios como queroseno liviano y pesado de *topping* y gasoil de *topping* (Ver Figura A2.6). También se hidrogenan las olefinas del LCO, esta carga se procesa con una corriente de queroseno (exotérmica) (Área 2, 2012).

El mayor incentivo económico es desulfurizar LCO, para integrarlo a los destilados medios, que tienen un valor mayor que el FO, su otro destino posible, controlando las cantidades máximas agregadas (Murzin y Dmitry Yu, 2015).

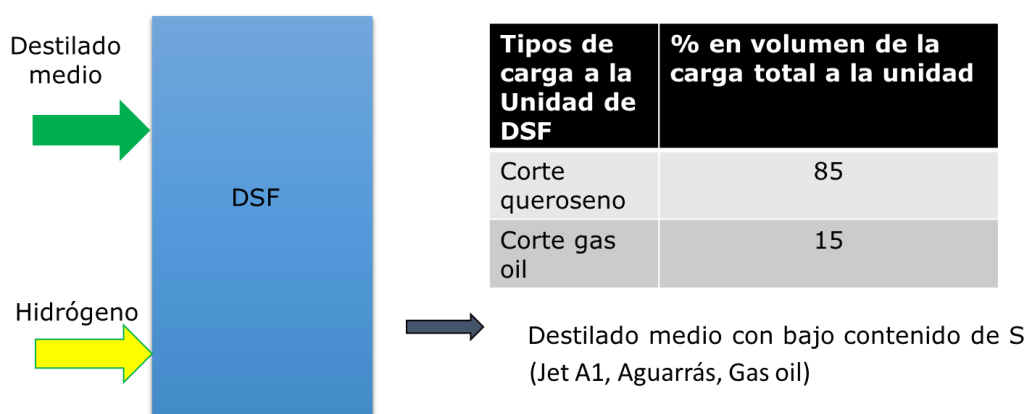


Figura A2.6: Diagrama de proceso de la Unidad de desulfurización de destilados medios (DSF). Fuente: Área 2, 2012.

PRIME G+, es una planta de proceso que permite disminuir el contenido de azufre de la gasolina de *cracking* sin perder número de octano. El octanaje de esta gasolina se debe en gran medida

a su contenido de olefinas que, son susceptibles de saturarse en un proceso con H_2 , disminuyendo el RON (Área 2, 2012). Esta unidad permite la hidrogenación selectiva de la gasolina, eliminando los compuestos con azufre y nitrógeno, pero disminuyendo mínimamente el contenido de olefinas y por lo tanto el RON (Díaz, 2024).

Dentro del reactor de hidrogenación selectiva se ajustan los parámetros de tal forma que se favorezcan las reacciones deseadas y no otras, esto sería, convertir las diolefinas que son compuestos inestables con tendencia a polimerizar a olefinas, transformar los mercaptanes livianos y sulfuros livianos en compuestos más pesados de azufre, que serán separados en la etapa siguiente y producir una ligera isomerización de olefinas, que se traduce en un pequeño incremento del RON. Hay una débil hidrogenación de olefinas, convirtiéndose a parafinas, la cual se busca minimizar por ser una reacción indeseable (Área 2, 2012; Díaz, 2023).

Como segunda etapa de esta unidad, en una torre splitter se separa, por la cabeza una fracción liviana con un contenido de azufre menor a 30 ppm (LCN). Este corte puede ser mandado directamente a tanque intermedio (a la espera de unirse con otras corrientes para generar el producto final) por su bajo contenido de S; los componentes de alto RON (C_4 y C_5) forman parte de esta corriente, como puede verse en la Figura A2.7. Por el fondo se separa una fracción pesada (HCN) que tiene alto contenido de azufre y es enviada al sistema de reactores de desulfurización, en la Figura A2.8 puede verse el perfil de carga de la torre *splitter* (Área 2, 2012; Díaz, 2023). Finalmente se unen ambas corrientes para obtener la gasolina “recombinada”, destinada a tanque intermedio para luego formar parte del complejo de gasolinas, es decir, de la mezcla de gasolina final.

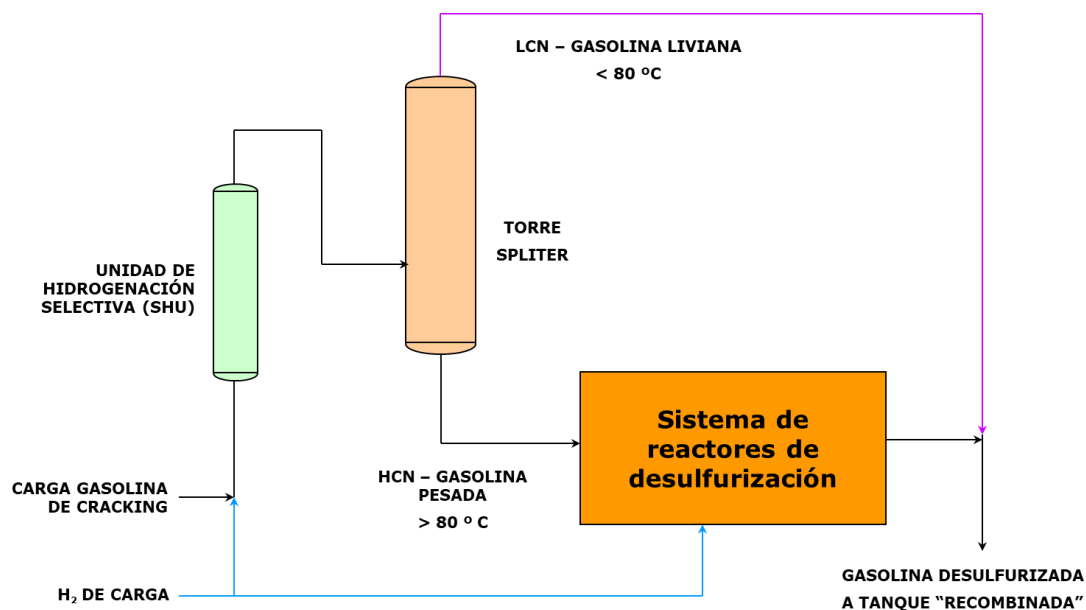


Figura A2.7: Diagrama de proceso de la unidad de Prime G+. Fuente: Díaz (2023).

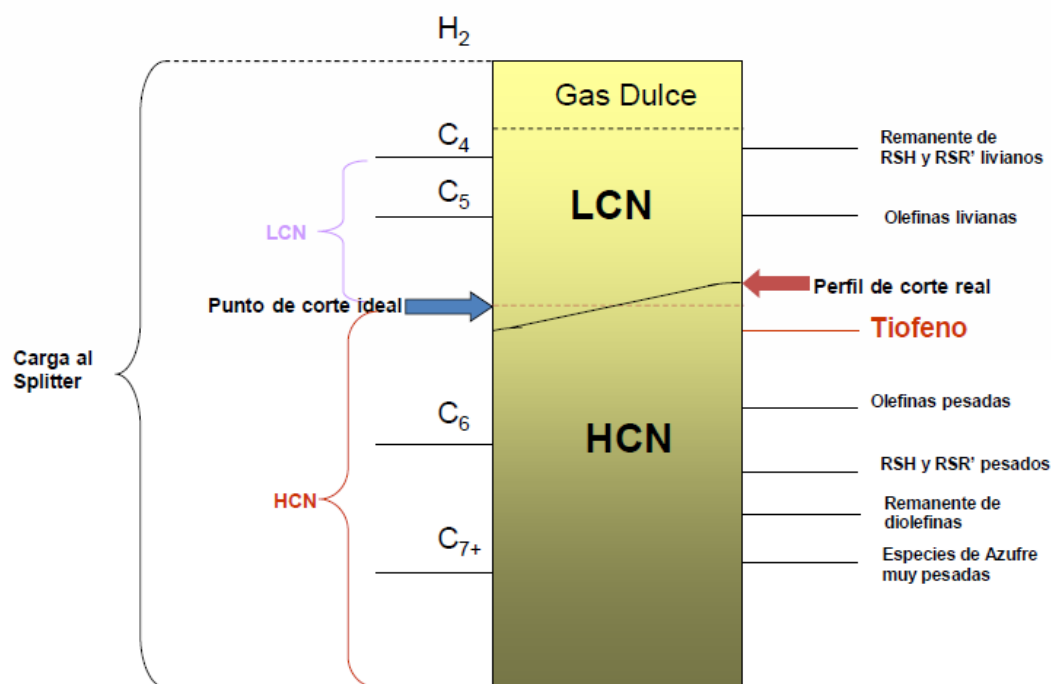


Figura A2.8: Perfil de la columna Splitter. Fuente: A. Díaz (2023).

A2.3 Área 3: Complejo de Gasolinas

Esta área se compone de la Unidad de Hidrotratamiento catalítico (siendo parte de las unidades de tratamiento químico) la cual recibe una carga liviana de *topping*, pudiendo ser complementada con carga proveniente de tanque (Fontana, 2024).

El propósito de la unidad de Hidrotratamiento de Nafta es proteger los catalizadores de Octanizing e isomerización eliminando o reduciendo el nivel de impurezas: azufre, nitrógeno, agua, halógenos, diolefinas, olefinas, mercurio, arsénico y otros metales pesados (quedan adsorbidas en el catalizador (Área 3, 2012). Cuenta con un reactor con su respectivo horno de reacción donde mediante la introducción de hidrógeno se desulfuriza la carga recibida. Después de las reacciones de proceso, en una torre de stripping⁴⁶, se eliminan los productos livianos incluyendo H_2S (gas agrio) y agua (Área 3, 2012). Una vez eliminados los productos indeseables se da la separación en dos corrientes a través de una torre splitter (o fraccionadora); por la cabeza de la fraccionadora se obtiene una de ellas (hidrocarburos C_5-C_6) que es enviada como

⁴⁶ Torre de stripping: Se denomina desorción, desabsorción o stripping a la operación unitaria inversa cuya finalidad es eliminar o recuperar uno o varios componentes minoritarios de una corriente líquida por transferencia a una corriente gaseosa. Disponible en: https://dmd.unadmexico.mx/contenidos/DCSBA/BLOQUE1/BI/05/BOU1/unidad_03/descargables/BOU1_U3_Contenido.pdf. Acceso: 12/02/2024.

carga de la Unidad de Isomerización, y la otra que sale por el fondo (hidrocarburos C_7-C_{10}) constituye la carga de la Unidad de *Reforming* Catalítico (Fontana, 2017; 2024).

Los procesos mencionados referentes al área 3 pueden observarse en el diagrama de flujo a continuación (Figura A2.9).

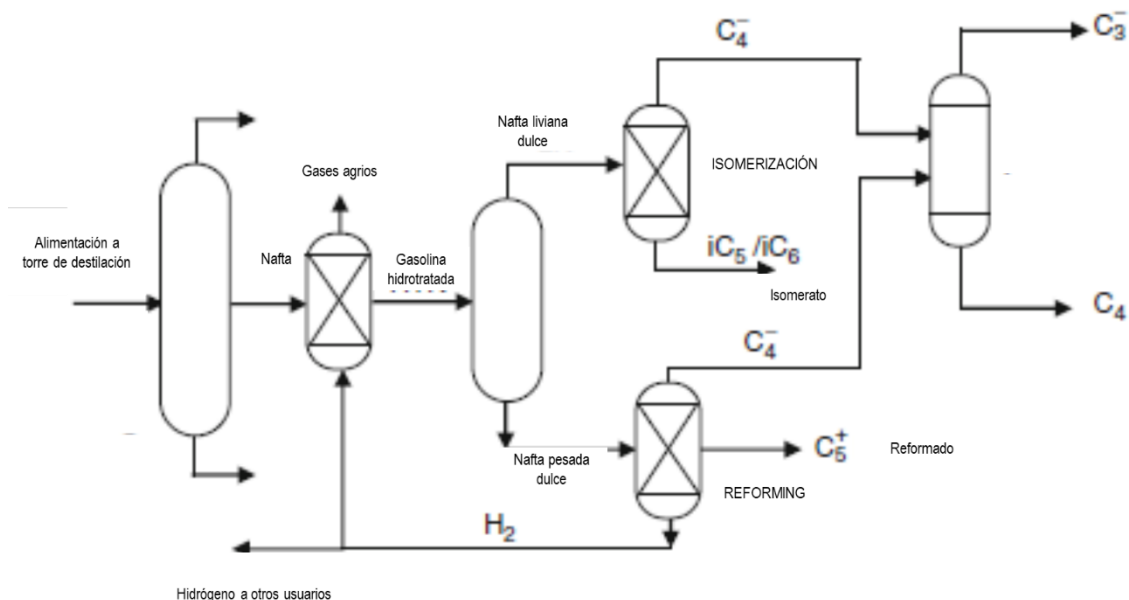


Figura A2.9: Diagrama de flujo, proceso de área 3. Fuente: Garea (acceso 2024).

La Unidad de *Reforming* Catalítico, es una unidad de conversión que permite obtener un producto denominado Reformado, cuya característica es poseer un alto número de octano, pasando de una carga con RON de 45/55 a una salida con RON en el orden de 100 (Sánchez, 2013) y debido al proceso al que se somete, un aumento en el contenido de compuestos aromáticos. En muy pequeña proporción se obtiene gas licuado de petróleo (LPG) como subproducto y como consecuencia de las reacciones de reformación, se genera una corriente rica en hidrógeno, la cual será utilizada en unidades de Hidrotratamiento y Desulfurización, el hidrógeno no utilizado pasa a formar parte del gas combustible quemado en la refinería (Área 3, 2011; Área 3, 2012). El reformado catalítico se basa principalmente en la conversión catalítica de parafinas y cicloparafinas normales en isoparafinas y aromáticos, pudiendo verse un ejemplo de reacciones en la figura siguiente (Figura A2.10) (Murzin y Dmitry Yu, 2015).

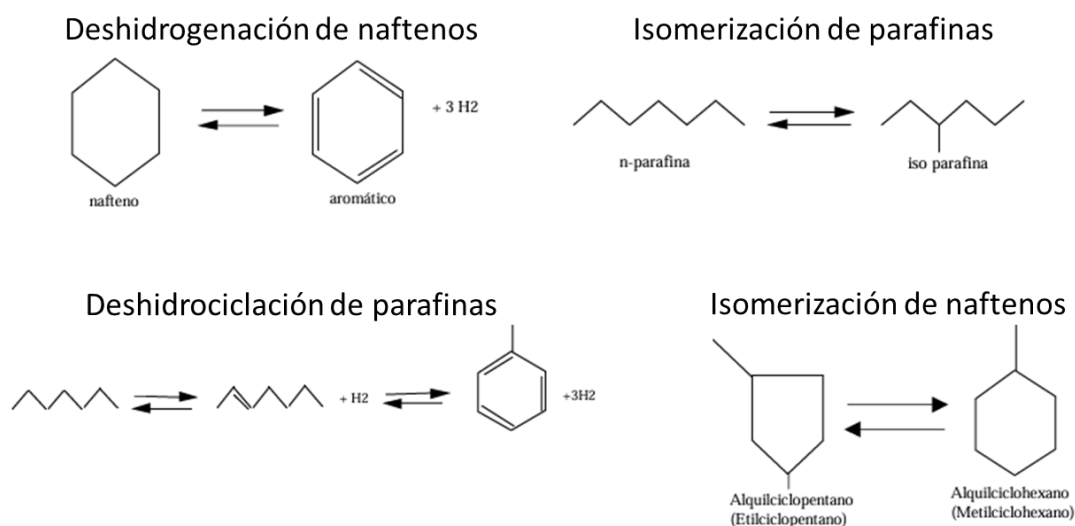


Figura A2.10: Reacciones de reformación. Fuente: Cimarra (2013).

La Unidad de Isomerización Catalítica, otro proceso de conversión, comienza con una etapa de absorción de azufre y secado, donde también se seca hidrógeno que formarán parte de la entrada combinada al reactor de saturación de benceno y a los reactores de isomerización, en ese orden (Área 3, 2011). La carga a la unidad tiene un RON de 65, y un contenido alto de benceno, ya que en la separación que tiene lugar en el proceso de HDT (anterior) se trata de que todo el benceno quede en esta carga y dada las restricciones del contenido de benceno en las naftas, debido a que es una sustancia cancerígena, requiere ser extraído (Área 3, 2012). El producto que se obtiene es estabilizado obteniéndose un producto denominado Isomerato, formado esencialmente por los isómeros de los compuestos lineales que componían la corriente de cabeza de torre *splitter* de la Unidad de Hidrotratamiento (Área 3, 2011), en la Figura A2.11 a continuación pueden observarse las principales reacciones dadas en esta unidad de proceso. Las parafinas lineales tienen un número de octano RON de alrededor de 65/75, mientras que sus isómeros puede aumentar el número a valores de 82/85 (Sánchez, 2013).

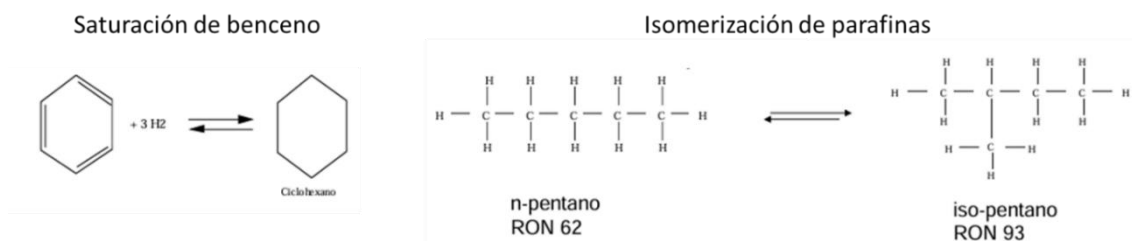


Figura A2.11: Reacciones de isomerización. Fuente: Cimarra (2013).

A2.4 Área 4: Utilidades y Tratamientos

Como toda industria de procesos para su funcionamiento, la planta necesita servicios auxiliares como vapor, aire comprimido, agua de enfriamiento y electricidad (ANCAP, consulta 03/07/2023). El área 4 abarca la Unidad de Central Térmica, con su planta de generación de vapor, la planta de tratamiento de agua ya sea para enfriamiento como para caldera, la planta de aire y la distribución de corriente eléctrica. Como proceso importante para el presente trabajo, el Hidrotratamiento de Gasoil, conocida como Planta Hidrodesulfurizadora (HDS) también forma parte de esta unidad, así como también la planta de tratamiento de aguas agrias (TAR), y la planta de recuperación de azufre (SRU) (Delistovich, 2024).

La carga de la unidad de HDS puede provenir de varios cortes de la destilación atmosférica y también LCO de *cracking*, pero solo hasta un 10% de la carga debido al alto contenido de olefinas (Delistovich, 2024). Como todo hidrotratamiento, la carga es tratada con hidrógeno, en este caso la reacción requiere alta presión parcial del mismo para estabilizar los productos y/o eliminar los elementos inadmisibles (Área 4, 2012). La estabilización implica convertir hidrocarburos insaturados, como olefinas o diolefinas, a hidrocarburos saturadas como parafinas. Los elementos que eliminar en el tratamiento con hidrógeno incluyen azufre (principal), nitrógeno, oxígeno, haluros y trazas de metales (García, 2014). Las reacciones de desulfurización y desnitrificación son “*ambientalmente impulsadas*” tal que se vean mitigadas las emisiones de SO_x (óxidos de azufre⁴⁷) y NO_x (óxidos de nitrógeno⁴⁸) por la combustión de combustibles, mientras que reacciones centradas en eliminar metales buscan evitar la contaminación e inhibición de los sitios activos de catalizadores aguas abajo (Bezergianni et al., 2018). En HDS, la principal reacción es la desulfurización, para dar formación a gas sulfhídrico (H₂S), mediante la utilización de un catalizador de Co-Mo sobre alúmina (catalizador en uso en refinería La teja

⁴⁷ Óxidos de azufre: Los óxidos de azufre son un grupo de gases compuestos por trióxido de azufre (SO₃) y dióxido de azufre (SO₂). El más común es el SO₂, ya que el SO₃ es solo un intermediario en la formación del ácido sulfúrico (H₂SO₄). El dióxido de azufre es un gas irritante y tóxico, afectando sobre todo mucosidades y pulmones. Los efectos de los SO_x empeoran cuando el dióxido de azufre se combina con partículas o con la humedad del aire ya que se forma ácido sulfúrico, y produce lo que se conoce como lluvia ácida, provocando la destrucción de bosques, vida salvaje y la acidificación de las aguas superficiales. Disponible en: <https://prtr-es.es/SOx-oxidos-de-azufre,15598,11,2007.html>. Acceso: 16/02/2024.

⁴⁸ Óxidos de nitrógeno: En la atmósfera, los óxidos de nitrógeno pueden contribuir a la formación de ozono fotoquímico (*smog* o niebla contaminante) y tener consecuencias para la salud. También contribuye al calentamiento global y puede provocar lluvia ácida. Disponible en: https://ec.europa.eu/health/scientific_committees/opinions_layman/es/contaminacion-aire-interior/glosario/mno/oxidos-nitrogeno-nox-oxido-nitrico-no-dioxido-nitrogeno-no2.htm#:~:text=En%20la%20atm%C3%B3sfera%2C%20los%20%C3%B3xidos,y%20puede%20provocar%20lluvia%20%C3%A1cida. Acceso 16/02/2024.

actualmente) y determinadas condiciones de Presión de hidrógeno y temperatura (Área 4, 2012). En el diagrama a continuación, Figura A2.12, se puede observar los procesos que incluyen la unidad de HDS.

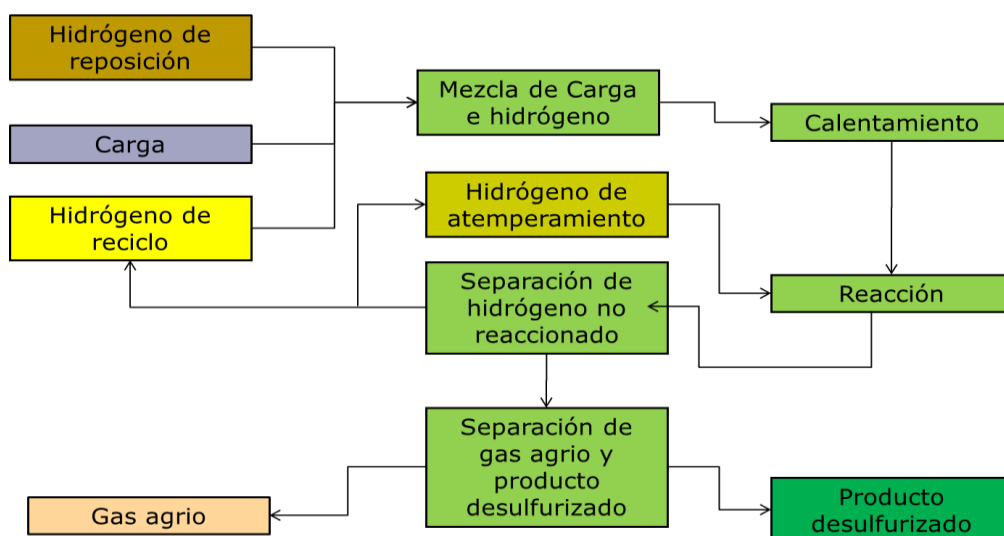


Figura A2.12: Diagrama de bloques Unidad de HDS de destilados medios. Fuente: Área 4 (2012).

El H_2S generado en este hidrotratamiento, así como también el producido en otras unidades que se desulfuriza, es tratado en la unidad de SRU, donde se dará la conversión del H_2S a S por medio de dos etapas, una de ellas un proceso térmico y la otra un proceso catalítico (Área 4, 2012). Se trata de una unidad de recuperación de azufre mediante la reacción Claus modificada que, en la etapa térmica del proceso $1/3$ del H_2S reacciona con O_2 para lograr SO_2 , y en etapa catalítica la parte de SO_2 resultante del primer paso se combina con los $2/3$ del H_2S remanente (Eser, S., 24/11/2024); Basu et al., 2012; Deslistovich, 2024). En la Figura A2.13 que sigue se puede ver la reacción Claus similar a la aplicada en la unidad de ANCAP.

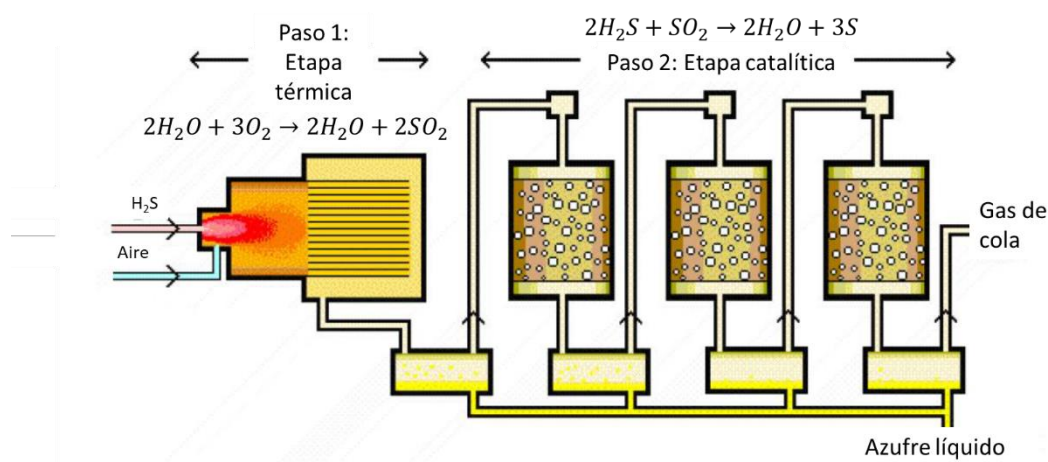


Figura A2.13: Reacción Claus modificada. Fuente: Elaboración propia a partir de Eser (acceso 2024); Basu et al. (2012); Deslistovich (2024).

A2.5 Área 5: Sala de Bombas

El Área 5 es la más extendida espacialmente, ocupa la mayor área de la refinería, comprende los diferentes parques de tanques y las áreas de maniobras. Se interrelaciona con todas las áreas de la refinería: bombea la carga a *topping* y recibe los productos intermedios de todas las áreas. Recibe los productos fuera de especificación y los acondiciona para el reprocesamiento. Utiliza los servicios auxiliares provistos por el área 4 (Área 5, 2012).

La última área abarca las salas de bombas y los productos finales, es decir las líneas intermedias para mezcla o *blending* del producto final, así como también se encarga de los propios productos finales, su almacenamiento en parque de tanques (combustibles líquidos) y parque de esferas (combustibles gaseosos) (Área 5, 2012), en la Figura A2.14 se ven los productos finales comercializados por ANCAP.

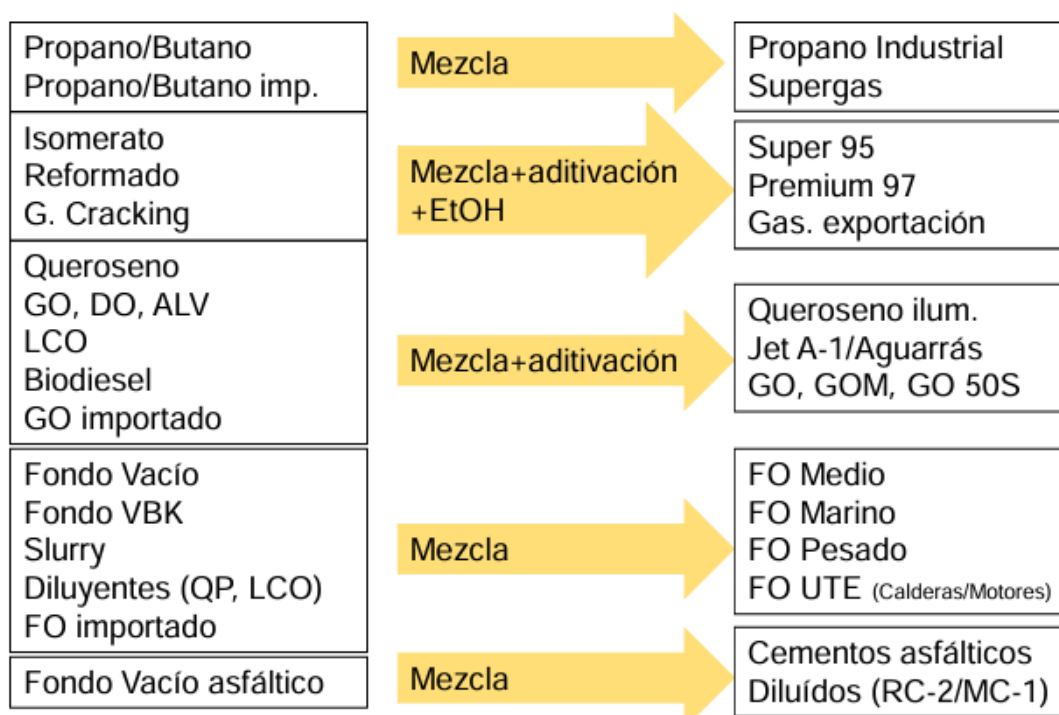


Figura A2.14: Elaboración de productos finales. Fuente: Cimarra (2013).

Esta área se hace cargo también de la planta de tratamiento de aguas, con una primera fase de separación, separador API, en donde agua de proceso, pluviales y purgas es separada de los hidrocarburos en base a la diferencia de densidad. Una segunda fase de eliminación de los contaminantes disueltos en el agua, como fenoles, sulfuros. Este, emplea tratamientos químicos de aireación y tratamiento biológico (Área 5, 2012).

Anexo 3: Descripción de las propiedades básicas del Diésel/ Gasoil

A continuación, las principales propiedades que afectan la calidad del gasoil. Estas propiedades se analizan generalmente según técnicas normalizadas ASTM (*American Society for Testing and Materials*, Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales), u otra organización para Normalización de ensayos) y de esa forma es posible determinar la Calidad del producto según competencia técnica del laboratorio de análisis:

Densidad (ASTM D4052): Es la relación masa por unidad de volumen, dependiente de la temperatura (generalmente medido a 15 °C). Para este tipo de combustible es determinante, fuertemente dependiente de la composición debido a que se trata de una mezcla de muchos hidrocarburos de diversas densidades individuales y pesos moleculares. Es una propiedad correlacionada con otros parámetros del combustible: *“particularmente el número de cetano, el contenido de aromáticos, la viscosidad y destilación (rango de ebullición o volatilidad)”*. El contenido energético es aproximadamente proporcional a la masa del combustible inyectado. Por lo tanto, para un sistema de inyección de volumen constante como se da en los motores diésel, las variaciones de densidad tendrían consecuencias en la potencia del motor, las emisiones y el consumo del motor. Es una propiedad que controlar en un rango bastante estrecho con el fin de optimizar el rendimiento del motor y las emisiones de escape (Bezergianni y Dimitriadis, 2013).

Azufre (algunas normas ASTM D7039, ASTM D5453): Elemento presente de forma natural en el petróleo crudo que debe ser eliminado a un nivel aceptable durante el proceso de refinación. El azufre en el gasoil, al igual que en otros combustibles, contribuye a la formación de material particulado en el escape del motor que afecta el rendimiento de equipos de control de emisiones de los vehículos (Bezergianni y Dimitriadis, 2013). El azufre impide poder usar tecnologías convencionales y avanzadas para determinación y control de contaminantes vehiculares, incluyendo monóxido de carbono (CO), partículas (PM), óxidos de nitrógeno (NO_x) e hidrocarburos (HC), bajar su contenido permitiría la incorporación de esa tecnología de medida. Cuando estos combustibles son quemados, el azufre se emite como dióxido de azufre (SO₂) o como partículas de sulfatos, entonces, reducir el contenido de azufre disminuiría las emisiones de estos compuestos y cuando este contenido baje más allá de cierto punto, el beneficio aumenta en las emisiones totales (Blumberg et al., 2003).

Número de Cetano (CN): Es una medida de la capacidad de autoignición del combustible. De forma práctica, el CN influye en el intervalo de tiempo entre la inyección de combustible y la combustión en un motor diésel. Cuanto mayor sea el CN, menor será el retardo en el encendido.

Se prefiere un valor de CN alto ya que de otra forma afecta la facilidad de arranque, el ruido generado por la combustión y las emisiones de escape del motor.

El índice de cetano (IC) es una estimación del CN calculado a partir de los datos de destilación y densidad (Bezergianni y Dimitriadis, 2013).

Punto de Inflamación (ASTM D93): La temperatura del punto de inflamación es una medida de la tendencia de la muestra a formar una mezcla inflamable con el aire (ASTM D93). Es la temperatura más baja a la que el vapor de arriba de un líquido puede encender al ser expuesto a una fuente de ignición con energía suficiente. Se trata principalmente de un parámetro de seguridad, importante para el manejo y almacenamiento del combustible. *“Es un reflejo de la volatilidad del diésel”*. No afecta directamente el rendimiento del motor (Bezergianni y Dimitriadis, 2013).

Corrosión (ASTM D130): La prueba de corrosión de la tira de cobre es una medida de la cuan corrosivo es el combustible a los metales, considerando que pudiera afectar componentes metálicos, bombas dispensadoras y sistemas de almacenamiento (Bezergianni y Dimitriadis, 2013).

Agua y sedimento: En circunstancias normales, el combustible diésel aparece claro y permanece libre de agua y otras impurezas. Tanto el agua como los sedimentos acortan la vida útil de los filtros de combustible y afecta negativamente a la corrosión y crecimiento microbiano. El combustible diésel puede tener un máximo de 200 ppm de agua y 10 ppm de sedimentos y aún considerarse de buena calidad (Bezergianni y Dimitriadis, 2013).

Viscosidad (ASTM D445/ASTM D7042): Se trata de una medida de la resistencia a fluir del combustible, pudiendo afectar al rendimiento de las bombas de combustible diésel y los sistemas de inyección. La viscosidad depende de la composición del gasoil y por eso se ve reflejado también en los parámetros de destilación, densidad y propiedades de flujo en frío. La alta viscosidad puede provocar insuficiencia en el flujo de combustible, mientras que la muy alta viscosidad puede causar distorsión en la bomba de inyección. La baja viscosidad podría generar fugas en el bombeo, resultando en una cantidad insuficiente en la entrega de combustible y arranque en caliente (Bezergianni y Dimitriadis, 2013).

Curva de destilación (Norma ASTM D86): Temperaturas versus porcentaje de volumen recuperado, caracteriza la volatilidad del combustible. T90 es la temperatura en la cual el 90 % de la muestra de combustible se ha evaporado. La información más importante obtenida de la destilación son las temperaturas en el extremo superior del rango (T85, T90, T95, etc.), ya que indica la proporcionan de los componentes más pesados y particularmente con los aromáticos.

Depende de la composición del combustible, afectando la densidad, viscosidad y número de cetano, siendo la curva de destilación característica para el producto, lo define, y denota la calidad del combustible (Bezergianni y Dimitriadis, 2013).

Poder calorífico: Se define como el calor liberado durante la combustión completa de un combustible en condiciones estándar. Si hablamos de poder calorífico superior (PCS - bruto), el vapor de agua producido por la combustión se supone se vuelve a condensar. En el caso del poder calorífico inferior (PCI - neto), el agua permanece en fase gaseosa. Para comparar combustibles, debido a que los motores eliminan el agua en fase vapor, se utiliza el PCI. El poder calorífico afecta la economía del combustible, el torque y la potencia del vehículo (Bezergianni y Dimitriadis, 2013).

Propiedades en frío:

El punto de obstrucción del filtro frío (POFF/CFPP) (ASTM D6371): Se trata de la temperatura más baja a la cual el combustible en estudio puede pasar a través de un filtro de prueba bajo condiciones establecidas, o lo que es lo mismo, es la *“temperatura más alta, a la cual un volumen dado de combustible no logra pasar a través de un dispositivo de filtración estandarizado en un tiempo especificado cuando se enfría en las condiciones prescritas en este método de prueba”* (ASTM D6371). El POFF se relaciona con el rendimiento del combustible en el motor (Bezergianni y Dimitriadis, 2013)

Punto de enturbiamiento o punto de turbidez (ASTM D2500): Define la temperatura a la que se observan los primeros y más pequeños cristales de hidrocarburo al enfriarse una muestra líquida cuando el grupo en condiciones prescritas (ASTM D2500; Bezergianni y Dimitriadis, 2013). Tiene como propósito observar la presencia de “ceras”, alcanos de cadena larga (C20 a C40 generalmente) en el combustible que podrían afectar por obstrucción en el vehículo (ASTM D2500).

Punto de escurrimiento o punto de fluidez (ASTM D97): Es la temperatura más baja a la que el combustible presentará movimiento bajo las condiciones de prueba establecidas (ASTM D97). Se trata de una propiedad importante en vehículos que funcionen a baja temperatura. Como regla general se utiliza, seleccionar combustibles para los cuales se asegure que el punto de fluidez es al menos 10°C más bajo que la temperatura ambiente más baja prevista para circular (Bezergianni y Dimitriadis, 2013).

Anexo 4: Disponibilidad de materia grasa para biocombustibles en Uruguay

A4.1 Disponibilidad aceite vegetal Soja y Canola

En materia de disponibilidad de grano es posible mantener las proporciones planteadas en 2016 por ALUR con el grano disponible en Uruguay en caso de llevar a cabo el proyecto de co-procesamiento.

En canola se espera que el volumen en Uruguay alcance un punto de estabilidad cercano a las 190.000 ton de grano, lo que implica aproximadamente 80.000 ton de aceite. Estos datos no implican que no haya enormes dificultades comerciales para la captación de ese volumen de canola, ya que principalmente la canola se va de Uruguay como grano. ALUR en el mejor de los casos ha captado el 25 % de la canola.

Para el caso de la soja el volumen total y su compra quizás no sean una limitante, incluso pensando en 100 % soja, el problema viene del procesamiento, ya que solo un 17 % del poroto de soja es materia grasa, y por lo tanto los niveles de molienda son enormes, y los de generación de harinas proteicas también, generando dificultades logísticas y de comercialización.

(Fuente: comunicación Ignacio Pérez, Jefe de Departamento de Producción de ALUR, 06/08/2024).

A4.2 Aceite usado en Uruguay

ALUR lleva a cabo el programa La Energía se Transforma, funciona desde el año 2014 y al cierre del primer semestre del 2024 a recolectado aproximadamente 2.250.000 litros de aceite usado de cocina en total, específicamente en el primer semestre de 2024 se recolectaron 18.340 litros de aceite.

El programa está presente en todos los municipios de Montevideo, además de Canelones, Maldonado, Paysandú, Florida y Rocha, y se está trabajando por generar acuerdos con otras Intendencias.

La recolección se separa en aceite hogareño y aceite comercial, ambas recolecciones cumplen con la certificación ISCC⁴⁹.

⁴⁹ Certificación ISCC: La Certificación Internacional de Sostenibilidad y Carbono (ISCC) es un programa de certificación internacional para la producción de biomasa y bioenergía que se enfoca en la sostenibilidad del uso de la tierra, la trazabilidad y la verificación de gases de efecto invernadero a lo largo de toda la cadena de suministro. Disponible en:

Aceite hogareño:

Es el aceite producido en los hogares, la recolección se realiza en botes de 1 litro de capacidad, el usuario es responsable de entregar el bote lleno en los puntos de recolección. Los puntos de recolección tienen distintas modalidades:

- **Contenedor inteligente – 20 puntos:** Son contenedores inteligentes contruidos por la misma empresa que fabrica los potes (Eko3R - <http://eko3r.com/reciclaje-de-aceite-domestico/>), el usuario deposita el pote lleno de aceite en el contenedor y este le devuelve uno nuevo. Estos contenedores avisan vía mensaje de texto al encargado de logística de ALUR cuando le queda el 20 % de los potes limpios para entregar a los usuarios, se concurre al sitio para recolectar el aceite y reponer potes limpios.
- **Carros 240 L y Tarrinas 120 L – 14 puntos:** Se deposita el pote lleno de aceite y se retira uno limpio, en este caso se realiza de forma totalmente manual por parte del usuario.
- **Tarrinas de 25 L – 4 puntos:** El aceite recolectado se vierte en tarrinas de 25 litros, el usuario puede acudir a estos puntos con el tipo de recipiente que más le convenga, por lo general utilizan un pote de ALUR.
- **IBC de 1000 L – 3 puntos:** Este tipo de recolección lo tenemos en Paysandú, Florida, Treinta y Tres, es una recolección a granel que una vez se tiene un volumen importante se envía a ALUR.

Aceite comercial:

Es el aceite generado en comercios, la cantidad de comercios adheridos al plan de ALUR ha ido cambiando a lo largo del tiempo dado que han surgido empresas de recolección de aceite que compiten. Actualmente se recolecta en cerca de 60 comercios ubicados en Montevideo, Canelones y Maldonado, principalmente Montevideo.

(Fuente: comunicación Marcelo Neerman, responsable de I+D+i, 19/08/2024).

Anexo 5: Caracterización del IPCC

Factores de caracterización del IPCC para el potencial de calentamiento global de las emisiones al aire son⁵⁰:

- incluir la respuesta al ciclo del carbono.
- sin incluir la formación indirecta de monóxido de dinitrógeno (óxido nitroso) a partir de emisiones de nitrógeno.
- sin tener en cuenta el forzamiento radiactivo debido a las emisiones de factores climáticos a corto plazo (NTCF: óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO), compuestos orgánicos volátiles (COV), carbono negro (BC), carbono orgánico (OC) y óxidos de azufre (SO_x)).
- sin incluir los efectos indirectos de las emisiones de CO.

Por lo tanto, las emisiones consideradas, en conformidad con las directrices para la presentación de informes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático son las de, CO₂, CH₄ y N₂O, utilizando su potencial de calentamiento global a 100 años (De Jong et al., 2017; DIRECTIVA (UE) 2018/2001)- Con el fin de calcular la equivalencia en CO₂, estos gases se valorarán según se presenta en la Tabla A5.1.

Tabla A5.1: Valores de potencial de calentamiento global a 100 años (PCA). Fuente: DIRECTIVA (UE) 2018/2001.

	Valores de PCA (kgCO ₂ eq./kg sustancia GEI)
Dióxido de carbono (CO₂)	1
Metano (CH₄)	25
Óxido nitroso (N₂O)	298

⁵⁰ SimaPro versión 9.5.0.2