



Fachworkshop

Alcohol-to-Jet für Sustainable Aviation Fuels

12. Januar 2023, Hessische Landesvertretung in Berlin

Agenda

- 01** Von der Biomasse zum Flieger – Herstellungsprozess AtJ
- 02** Die Rolle von AtJ für eine klimaneutrale Logistik
- 03** AtJ-SAF im Wettbewerb mit anderen biobasierten Produkten und Energieträgern
- Pause*
- 04** Nachhaltiges Kerosin – Made in Germany: Investitionsvorhaben „Amelia“ der HCS Group. Erfolgsfaktoren und Herausforderungen
- 05** Kraftstoffwende im internationalen Luftverkehr – Stand der Regulierung und Herausforderungen
- 06** Podiumsdiskussion

Von der Biomasse zum Flieger – Herstellungsprozess AtJ





Arne Roth

Von der Biomasse zum Flieger – Herstellungsprozess AtJ

Fachworkshop Alcohol-to-Jet für Sustainable Aviation Fuels (SAF)

Berlin / 12.01.2023

Fraunhofer IGB

Zahlen, Fakten und Standorte



1953 gegründet, seit **1962**
Teil der Fraunhofer-Gesellschaft

Betriebshaushalt 2021
von **26,9 Mio €**

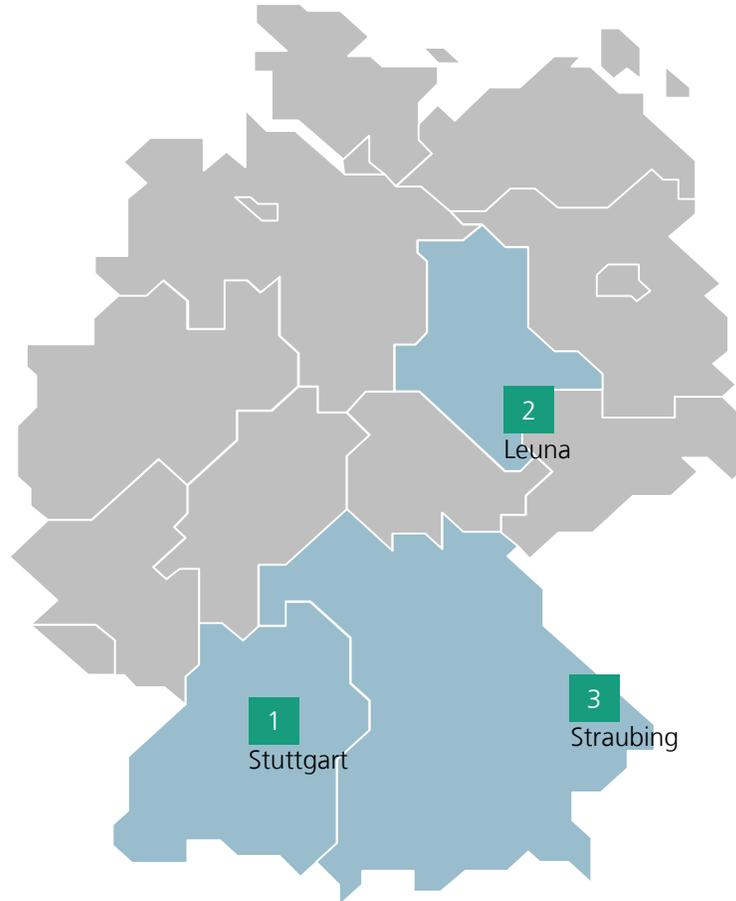


329 Mitarbeitende



3
Standorte

8300 m² Infrastrukturfläche –
zum Betrieb von Anlagen bis
zum Demonstrationsmaßstab



**Fraunhofer-Institut für
Grenzflächen- und
Bioverfahrenstechnik IGB,**
Standort Stuttgart



**Fraunhofer-Zentrum für
Chemisch-Biotechnologische
Prozesse CBP,**
Institutsteil Leuna



**Bio-, Elektro- und
Chemokatalyse BioCat,**
Institutsteil Straubing

Zahlen, Stand: 12/2021

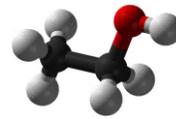
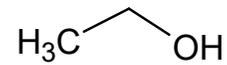
Alcohol-to-Jet Routen

Von verschiedenen Rohstoffen über Alkohole zu synthetischem Kerosin

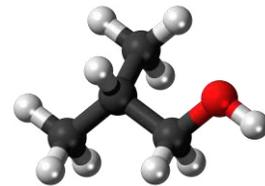
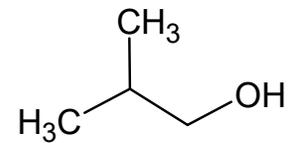
Rohstoffe



Alkohole

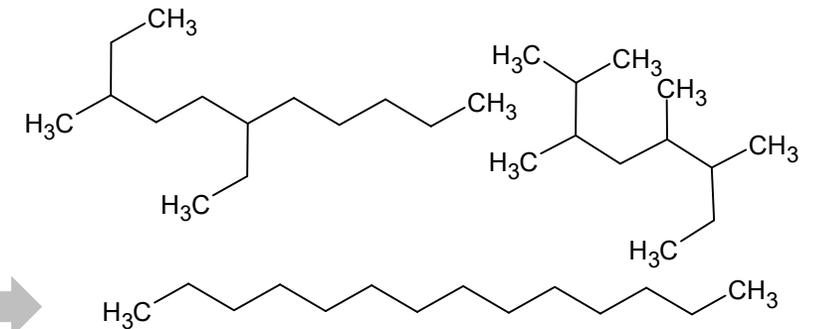


Ethanol



Isobutanol

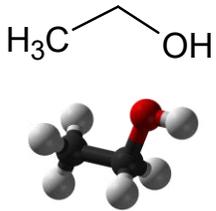
Synthetisches Kerosin



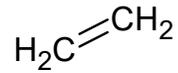
By Eric Salard - F-WWCF A350 LBG SIAE 2015, CC BY-SA 2.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=41090611>

Alcohol-to-Jet: Chemischer Hintergrund

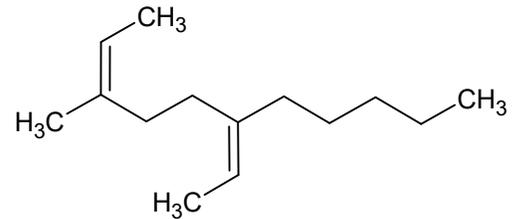
Alkohole



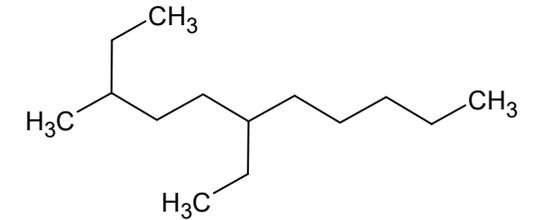
Alkene (Olefine)



Ungesättigte Kerosinvorstufen



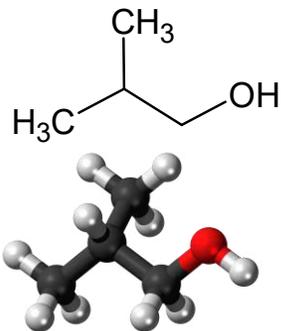
Synthetisches Kerosin



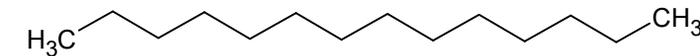
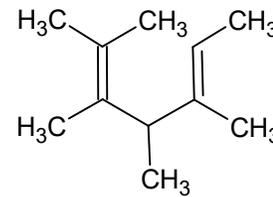
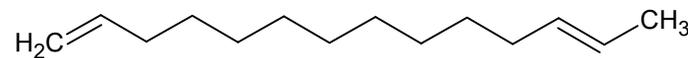
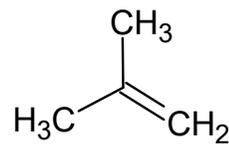
Dehydratisierung

Oligomerisierung

Hydrierung



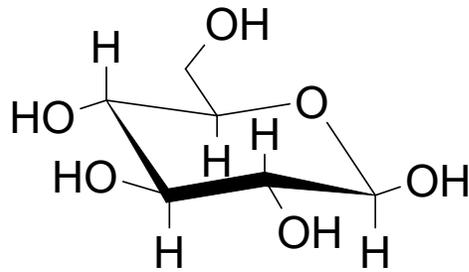
Isobutanol



Alkoholsynthese

Fermentation (industrielle Biotechnologie)

Zucker



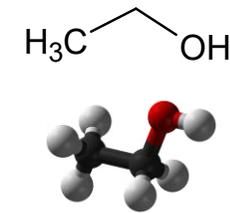
Von Poyraz 72 - Eigenes Werk, CC BY-SA 4.0,
<https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=42151439>



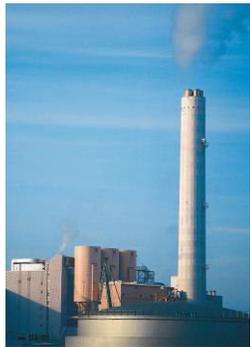
Fermentation



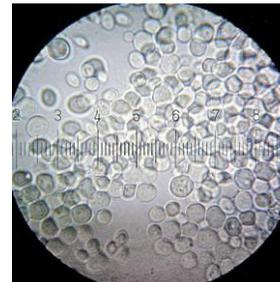
Alkohole



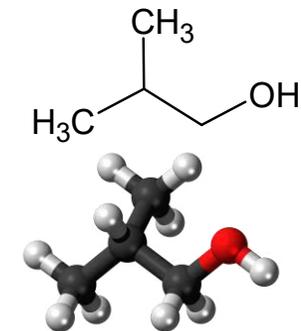
Industrielle Synthesegase



CO, CO₂, H₂



Von Bob Blaylock - Eigenes Werk, CC BY-SA 3.0,
<https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=11456513>



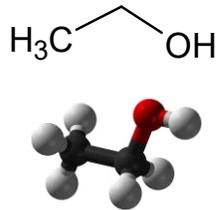
Isobutanol

→ Zelltoxizität der Produkte!

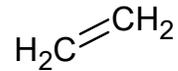
Dehydratisierung von Alkoholen

Thermokatalytische Entfernung von Wasser

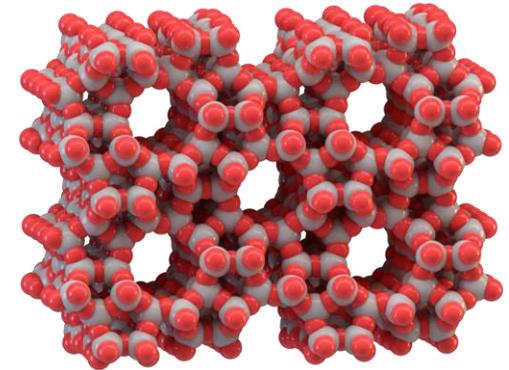
Alkohole



Alkene (Olefine)

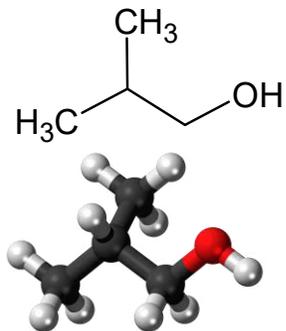


Saure heterogene Katalysatoren

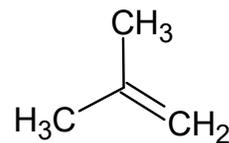


Von Thomas Spletstoesser (www.scistyle.com) - Eigenes Werk, CC BY-SA 4.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=41148383>

Dehydratisierung



Isobutanol



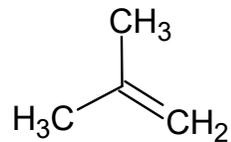
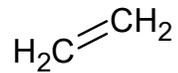
Zeolithe, Aluminiumoxid, etc.

- Kann zu Isomeren führen
- Reaktion setzt Wasser frei (ggf. Abtrennung)
- Alkene Schlüsselverbindungen für die weitere Umsetzung (chem. Produkte, Polymere, Kraftstoffe, etc.)

Oligomerisierung von Alkenen

Aufbau des Kohlenstoffgerüsts

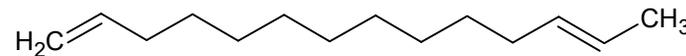
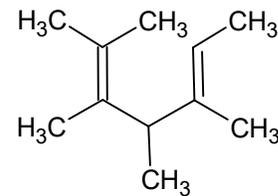
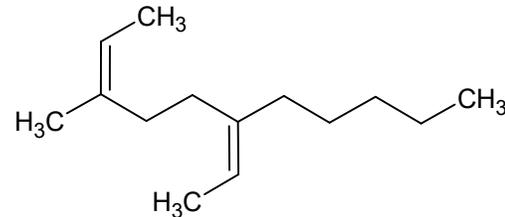
Alkene (Olefine)



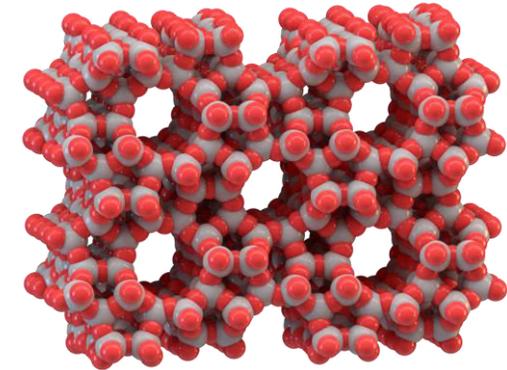
Oligomerisierung



Ungesättigte Kerosinvorstufen



Saure heterogene Katalysatoren mit ÜG-Metallzentren



Von Thomas Spletstoesser (www.scistyle.com) - Eigenes Werk, CC BY-SA 4.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=41148383>

- Ähnlich wie im MtG Verfahren (Exxon Mobil)
- Selektivität zu höheren C-Ketten entscheidend
- Struktur der leichten Alkene bestimmt Produktstruktur
- Ni-funktionalisierte saure Katalysatoren (C-C Kupplung, Kooligomerisierung und Isomerisierung)
- Cracking, Aromatisierung, Verkokung sind Herausforderungen

Oligomerisierung von Alkenen

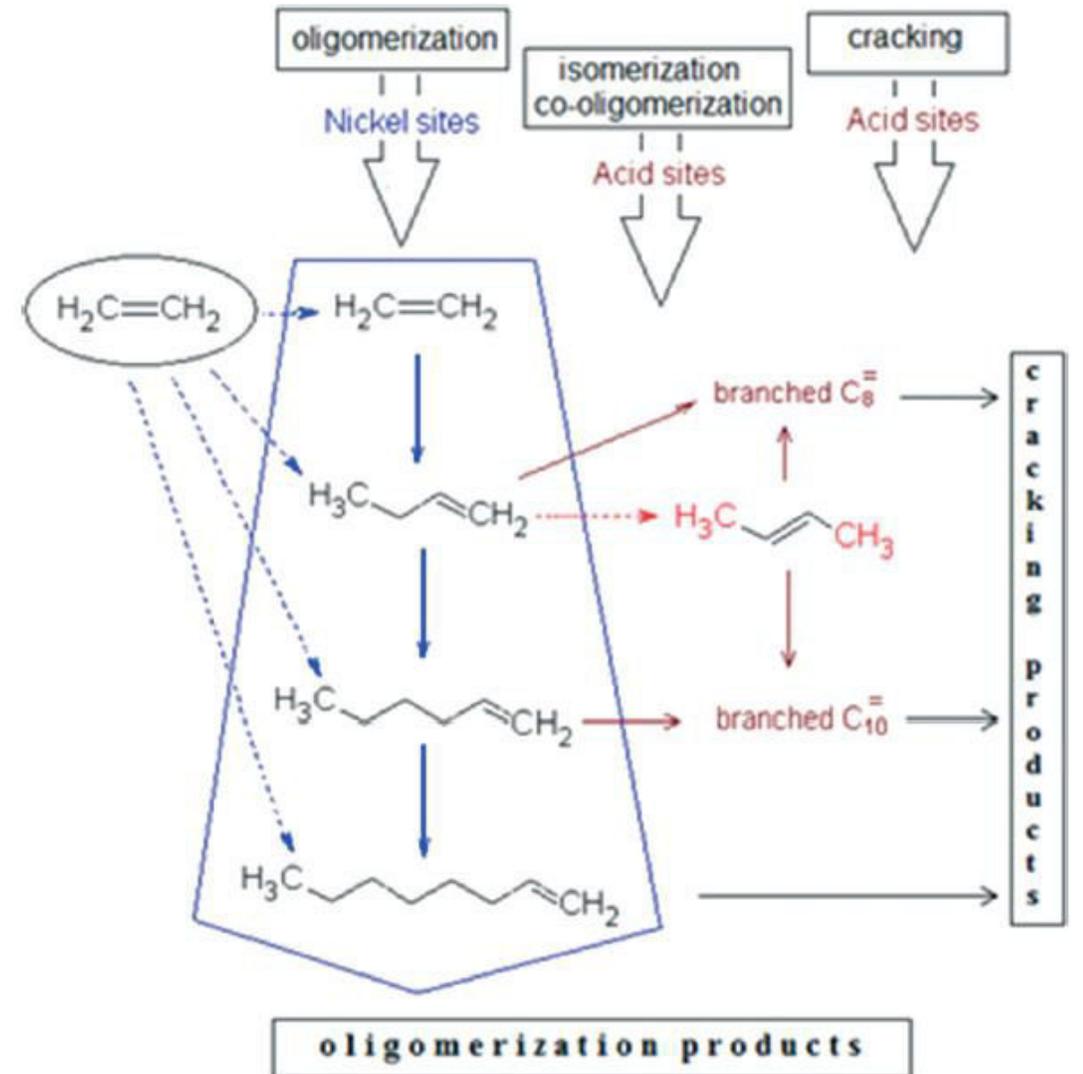
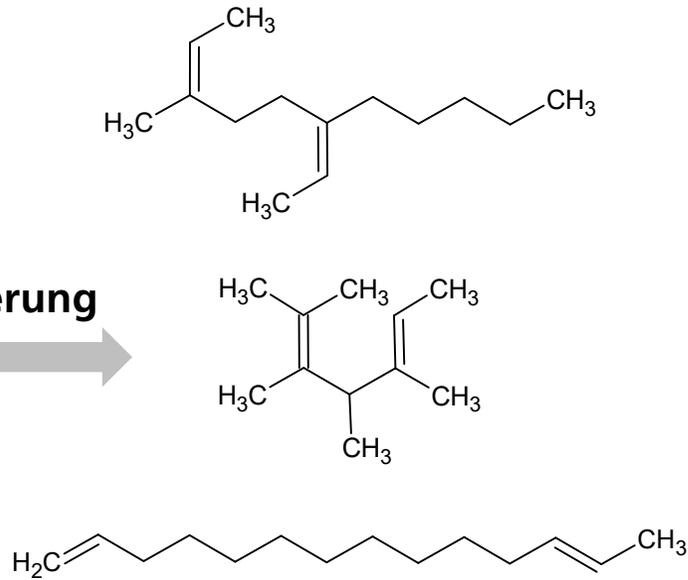
Aufbau des Kohlenstoffgerüsts

Alkene (Olefine)



Oligomerisierung

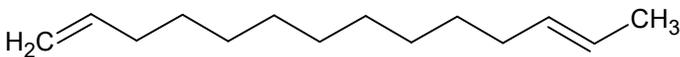
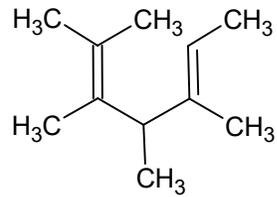
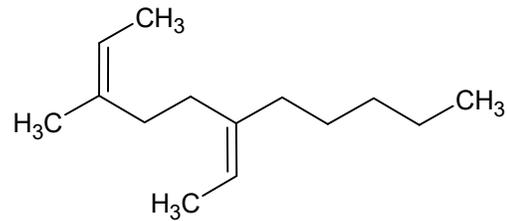
Ungesättigte Kerosinvorstufen



Quelle: A. Finiels, F. Fajula, V. Hulea, Catal. Sci. Technol., 2014, 4, 2412–2426, doi: 10.1039/C4CY00305E

Hydrierung und Fraktionierung

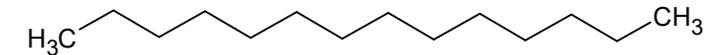
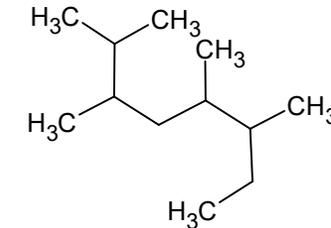
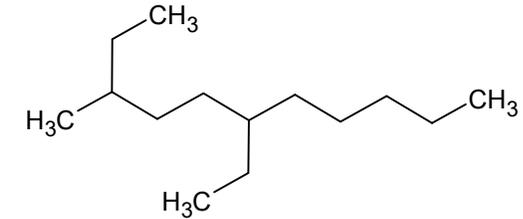
Ungesättigte Kerosinvorstufen



Hydrierung

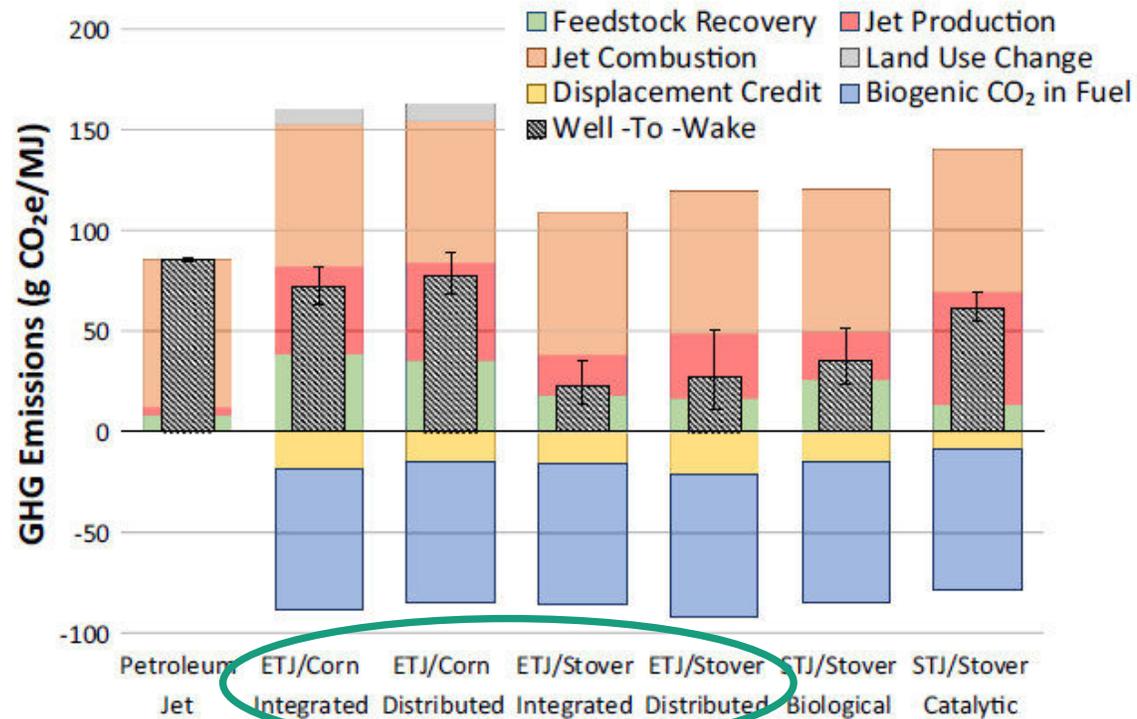


Synthetisches Kerosin

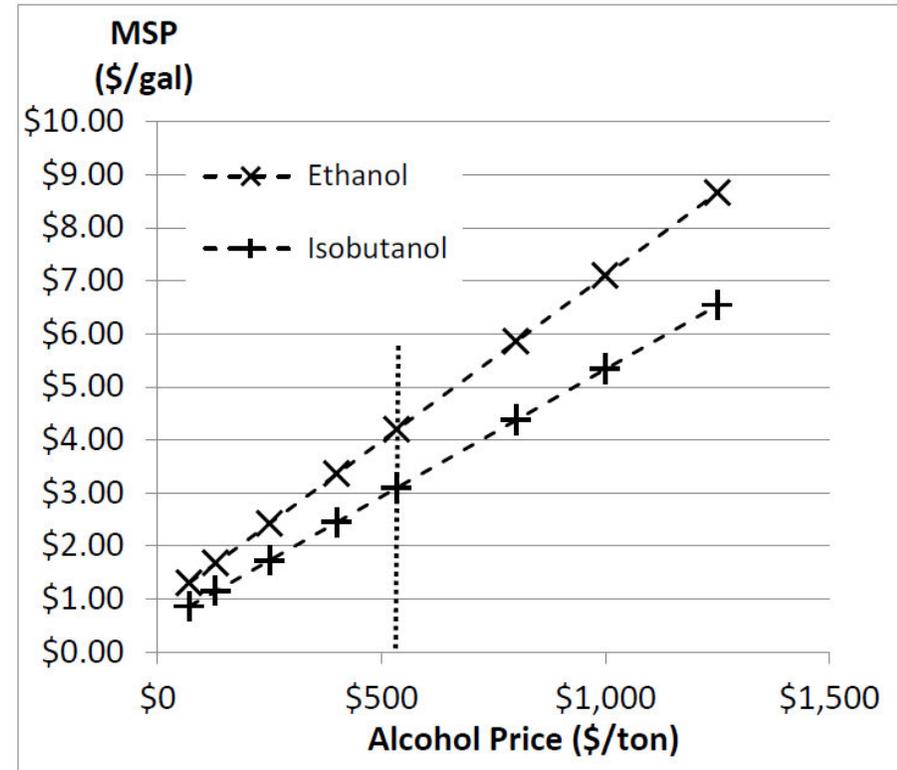


Von Rune.welsh, CC BY-SA 3.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=900816>

Ökologische und ökonomische Aspekte



Quelle: Han et al. Biotechnol Biofuels 2017, 10:21, 0.1186/s13068-017-0698-z.

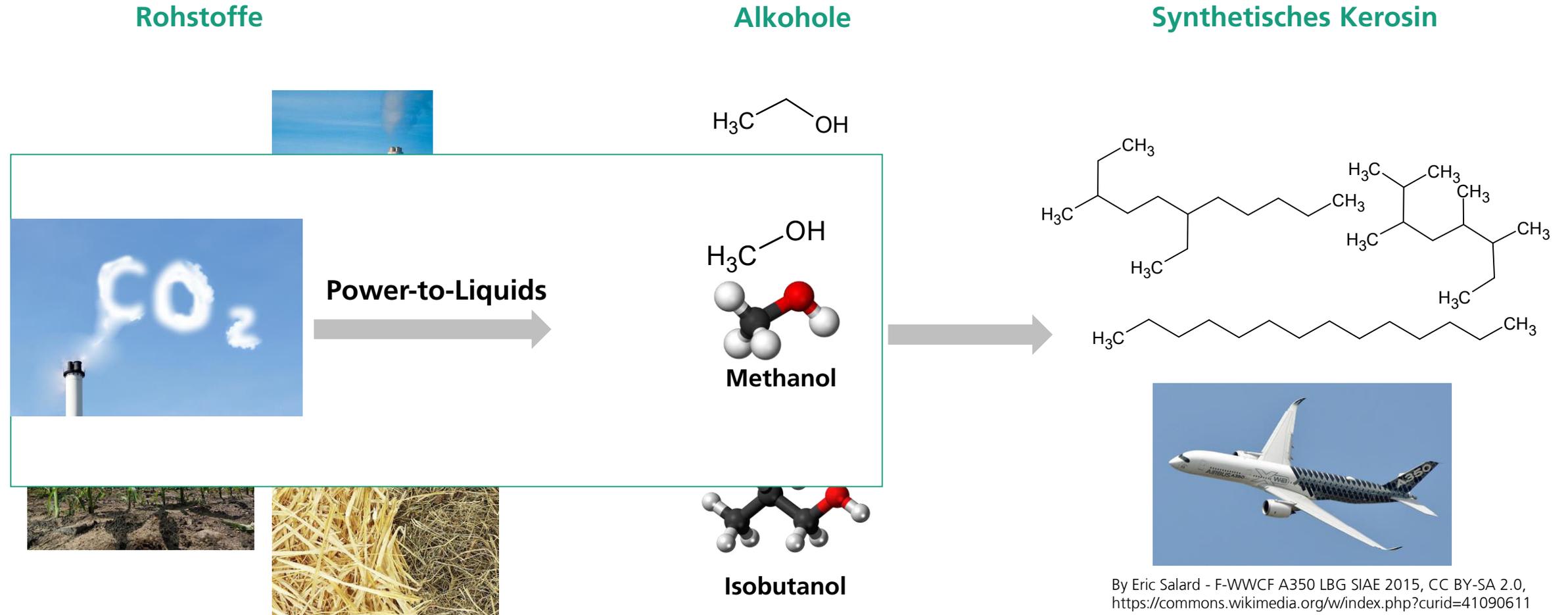


Quelle: Geleyse et al., ChemSusChem 2018,11,3728–3741, doi: 0.1002/cssc.201801690.

→ THG-Bilanz und Produktionskosten von AtJ-Kerosin hängen in erster Linie vom Rohstoff ab.

Alcohol-to-Jet Routen

Von verschiedenen Rohstoffen über Alkohole zu synthetischem Kerosin



ASTM Zulassung



Designation: D7566 – 12a

**Standard Specification for
Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized
Hydrocarbons¹**

- **AtJ Kerosin aus Ethanol und Isobutanol in max. 50% Mischungen mit konventionellem Kerosin zur Nutzung in kommerziellen Flugzeugen zugelassen**
- **AtJ Kerosin aus Methanol und anderen Alkoholen noch NICHT zugelassen**

AtJ: Aktuelle Player und Projekte (Beispiele)

- LanzaTech: Gasfermentation von Syngas zu Ethanol, Ethanol-to-Jet
- Gevo: Fermentation von Zuckern zu Isobutanol, Isobutanol-to-Jet
- Projekte:

Methanol

ExxonMobil announces new methanol-to-jet process tech

23 June 2022 by [Bioenergy International](#)



Konsortium um BASF und Thyssenkrupp Uhde

Entwicklungsprojekt für nachhaltigen Flugkraftstoff aus Methanol gestartet

Verbundprojekt Synergy Fuels

Synergien durch Integration von Biomassenutzung und Power-to-X
in der Produktion erneuerbarer Kraftstoffe

Koordination: TU München, Campus Straubing

Gefördert vom



Zusammenfassung

- **Durch AtJ Route sind viele erneuerbare (biogene und nicht-biogene) Rohstoffe für die Produktion von SAF nutzbar**
- **AtJ Routen umfassen komplexe biotechnologische und chemische Prozess-/Reaktionssysteme**
 - Fermentation, Dehydratisierung, Oligomerisierung, Hydrierung, Fraktionierung
 - hoher Anspruch an Katalysatoren und Prozessführung (Selektivität, Stabilität)
- **THG-Bilanz und Produktionskosten hängen stark von Rohstoffen ab**
- **AtJ-Kerosin aus Ethanol und Isobutanol technisch für Nutzung im Luftverkehr zugelassen (Alternativen aus Methanol und anderen Alkoholen noch nicht)**
- **AtJ-Kerosin bereits in kleinen Mengen kommerziell verfügbar; viele Projekte (Forschung und Industrie) aktiv**

Vielen Dank

Dr. Arne Roth
Leiter Innovationsfeld Nachhaltige katalytische Prozesse
Tel. +49 9421 9380-1030
arne.roth@igb.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut für Grenzflächen- und Bioverfahrenstechnik IGB
Bio-, Elektro- und Chemokatalyse BioCat, Institutsteil Straubing
Schulgasse 11a
94315 Straubing
www.igb.fraunhofer.de

Die Rolle von AtJ für eine klimaneutrale Logistik

A yellow DHL cargo aircraft is shown on a tarmac. The aircraft features the DHL logo in red and yellow on its fuselage and tail. The background is a light, overcast sky.

DIE ROLLE VON ALCOHOL-TO-JET FÜR EINE KLIMANEUTRALE LOGISTIK

NUTZERPERSPEKTIVE VON DEUTSCHE POST DHL GROUP

Dr. Henrik von Storch
Berlin, 12 Jan 2023

Corporate Development | Clean Operations Office

**Deutsche Post DHL
Group**

Unser Unternehmenszweck bestimmt auch unsere Nachhaltigkeits-Roadmap – diese umfasst drei Fokusbereiche mit ehrgeizigen Zielen



CONNECTING PEOPLE, IMPROVING LIVES

Clean operations for climate protection



- Umweltfreundliche Lösungen bei Zustellung und Transport
- Vorreiter in nachhaltiger Luftfracht
- Gebäude sind standardmäßig CO₂-neutral
- Das umfassendste Angebot klimafreundlicher Produkte

Great company to work for all



- Gewinnung und Bindung der besten Talente
- „Safety First“ - Arbeitssicherheit im Fokus
- Vielfalt & Inklusion am Arbeitsplatz

Highly trusted company



- Fokus auf Compliance als integraler Bestandteil aller Geschäftsaktivitäten
- Effektive und transparente Unternehmenssteuerung
- Dienstleister und Partner, die unsere Werte teilen

Positiver gesellschaftlicher Beitrag durch unsere **Go**-Programme

GOGREEN

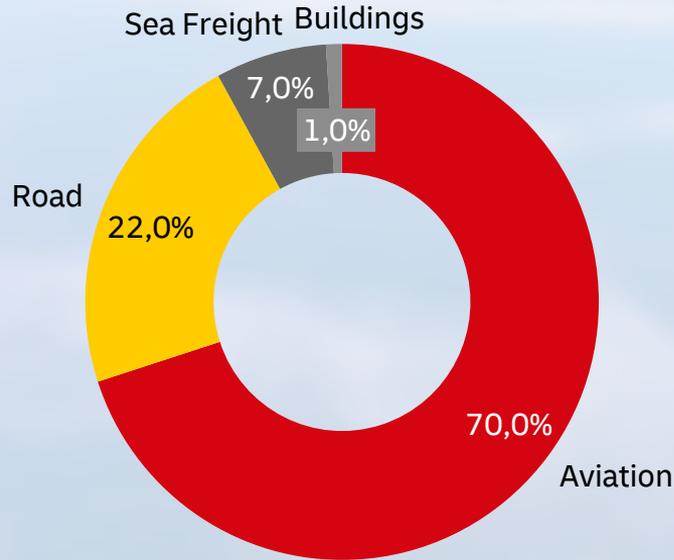
GOTRADE

GOHELP

GOTEACH

Transportdienstleistungen sind der Kern unseres Geschäfts – daher sind wir bisher auf fossile Kraftstoffe angewiesen

CO₂e Fußabdruck von DPDHL 2021: 39.4 Mt



- Die Hauptquelle von Emissionen bei DPDHL ist Luftfracht, gefolgt vom Straßentransport
- 27.4 MT CO₂e Emissionen durch Luftfracht, davon ~60 % bei DHL Express, ~40 % und bei DHL Global Forwarding

Clean operations for climate protection

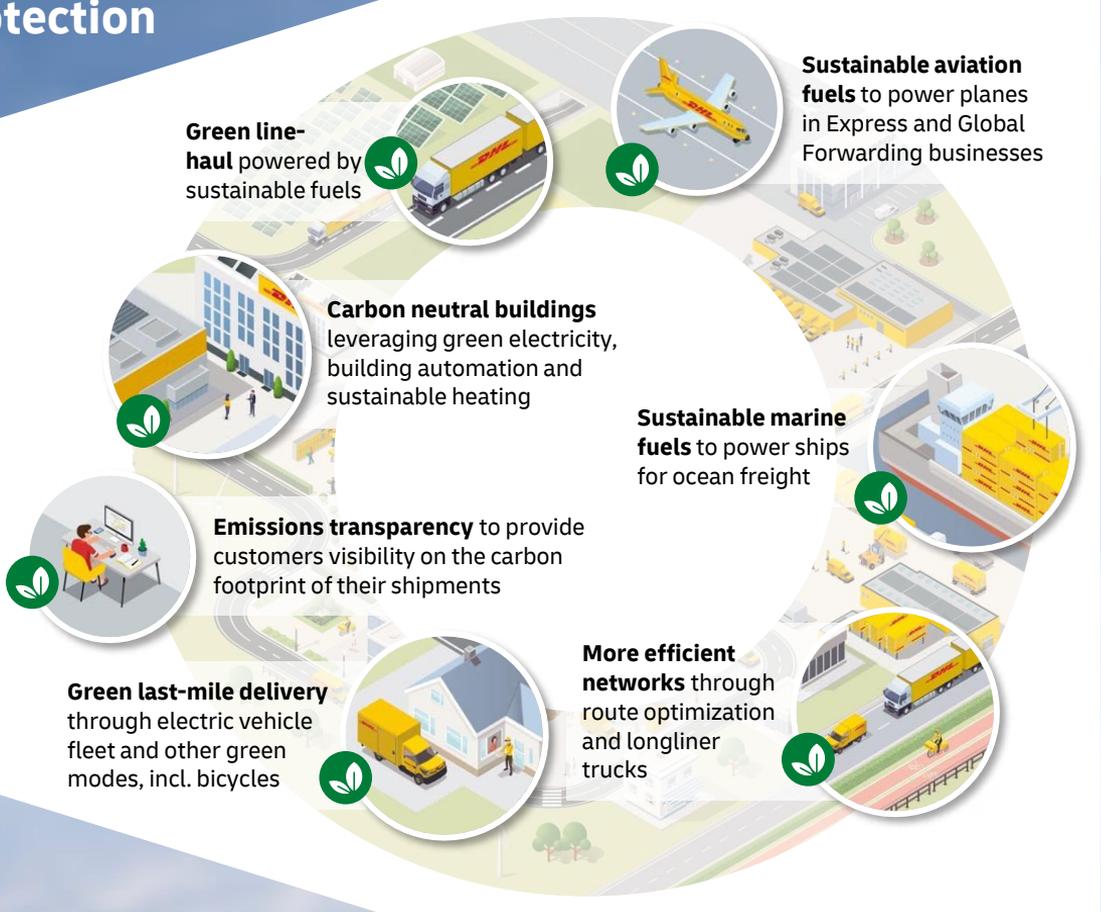
We will invest

€ 7 billion

until 2030 in clean operations
to reduce our emissions to under

29 MT

by 2030 and thereby commit
to the Science-Based Targets
initiative (SBTi)



Green line-haul powered by sustainable fuels

Sustainable aviation fuels to power planes in Express and Global Forwarding businesses

Carbon neutral buildings leveraging green electricity, building automation and sustainable heating

Sustainable marine fuels to power ships for ocean freight

Emissions transparency to provide customers visibility on the carbon footprint of their shipments

Green last-mile delivery through electric vehicle fleet and other green modes, incl. bicycles

More efficient networks through route optimization and longliner trucks

Der Ursprung bestimmt die Nachhaltigkeit eines Kraftstoffs – die Form die Anwendbarkeit – der Aufwand zur Umwandlung variiert stark

		Kraftstoff Form	
		DROP-IN 	NON DROP- IN 
		Keine/Geringe Modifikation nötig	Modifikation an Triebstrang/Infrastruktur
Fuel Origin		Erneuerbarer Diesel (HVO), SAF	Ethanol, Bio CNG / LNG
		e-kerosin, e-Diesel	Wasserstoff, Elektromobilität, Methanol
		Konventionelle Kraftstoffe	CNG / LNG, Methanol



Jeder Rohstoff/Energieform kann in allen Anwendungen genutzt werden – nur der Aufwand der Umwandlung variiert – biomaterialien können in der Regel deutlich einfacher zu SAF verarbeitet werden als z.B. Grünstrom.

Verfügbarkeit von SAF wird durch drei Faktoren bestimmt – hieraus ergibt sich, dass PtL erst in den 2030ern in relevantem Umfang verfügbar sein wird

Verfügbarkeit von Rohstoff/Energie



HEFA

- Begrenzt verfügbare Rest- und Abfallstoffe
- Rohstoffe oft schon in Nutzung



AtJ & FT

- Verschiedene Rest- und Abfallstoffe möglich
- Großes zusätzliches Potential



Power to Liquid

- Unbegrenzt Potential
- Hohe Konkurrenz zu anderen Sektoren

Technology Readiness (TRL)

- Voll entwickelt
- Marginale Verbesserungen erwartet

- Technologie verfügbar, Demonstration im industr. Maßstab läuft

- Technologie verfügbar, Demonstration im industr. Maßstab geplant

Aufbau von Produktionskapazitäten

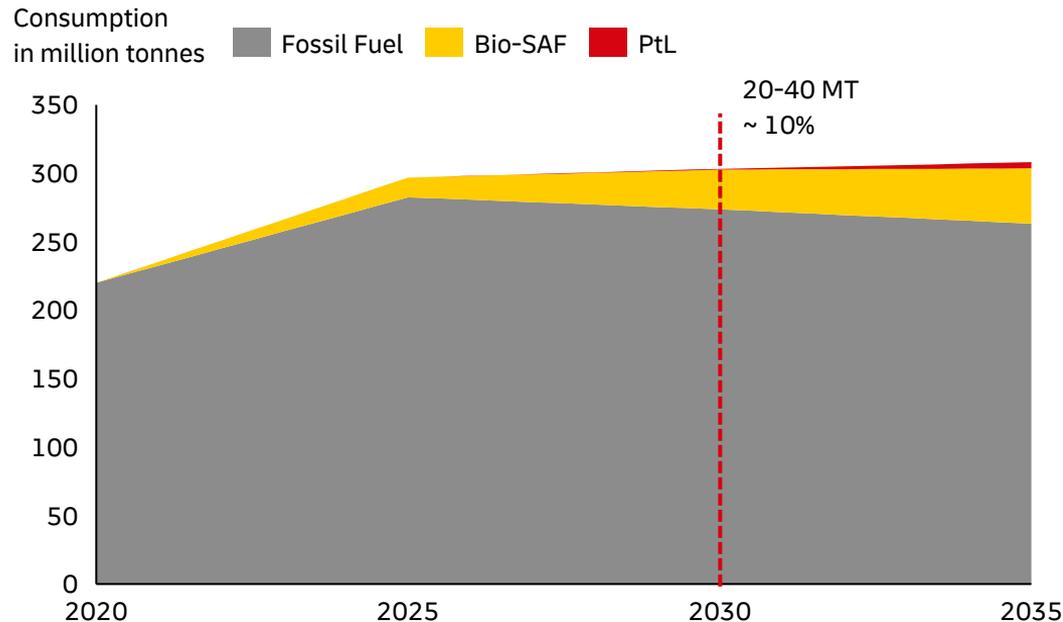
- Kontinuierlicher Ausbau zu 2-stelligen MT Kapazitäten in 2030

- Abhängig von erfolg aktueller Demonstration
- Exponentielles Wachstum bis 2030 erwartet

- Demonstrationsanlagen in 2020ern
- Exponentielles Wachstum ab 2030

Verschiedene Prognosen sehen 20-40 MT SAF bis 2030 - vornehmlich Bio-basiert

IEA Projektion: Bedarf an Jet-Fuel im sustainable development scenario (SDS)



Erwarteter globaler SAF Markt in 2030

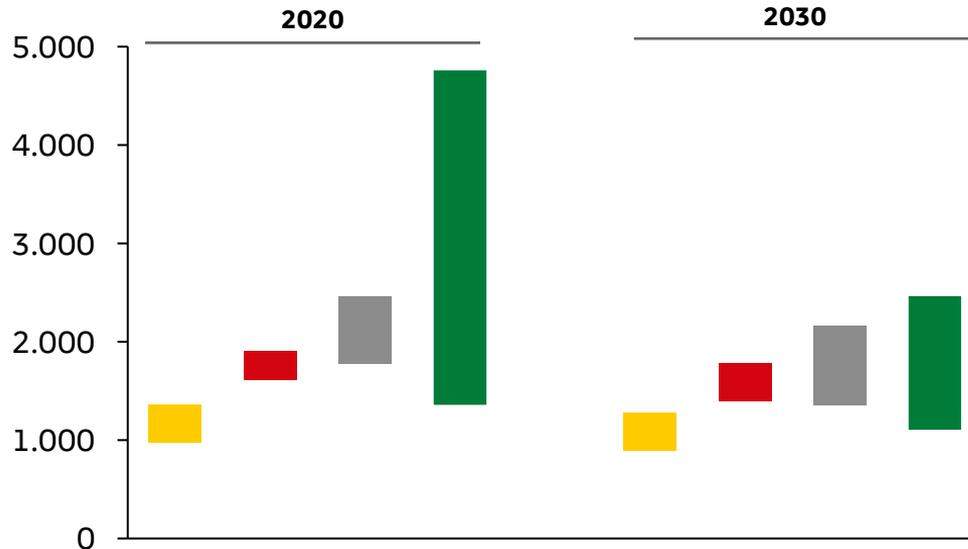
- SAF markt 2030 insgesamt: 20 – 40 MT
- Entspricht einem SAF Anteil von ~ 10% SAF
- Vor allem Biokraftstoffe (HEFA, AtJ, FT)

Source: IEA 2020 – Aviation fuel consumption in the Sustainable Development Scenario, 2025-2040 & Energy Technology Perspectives – p. 294

Produktionskosten von neuen SAF Technologien werden sich HEFA annähern – Marktpreise bleiben bis auf weiteres deutlich höher

Production cost development for SAF €/tonne_{CO2e}

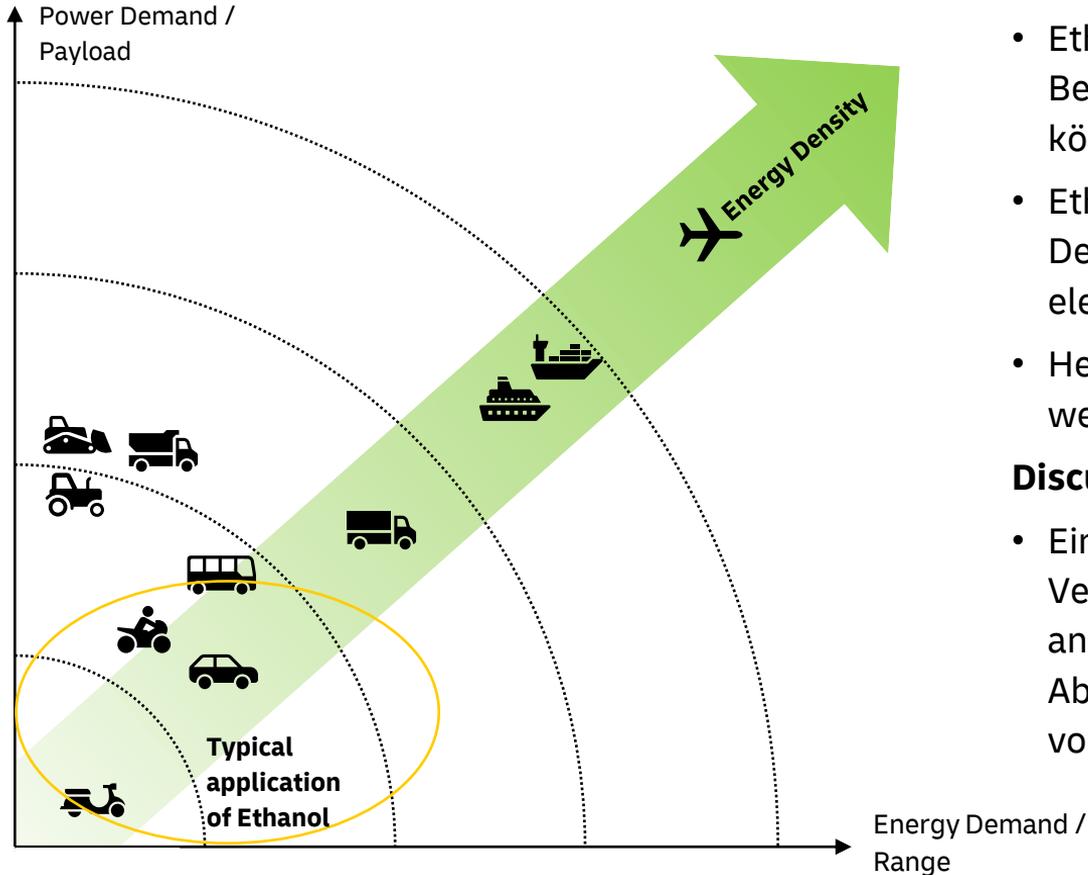
HEFA Gasif.-FT AtJ PtL



Source: Clean OPS/Procurement & McKinsey Clean Skies for Tomorrow Study (2020)

- Verringerung der Kostenlücke zwischen neuen SAF Technologien und HEFA erwartet – Kostenparität in 2030 ist möglich
- Aufgrund der anhaltend hohen Nachfrage und begrenztem Angebot sind die Marktpreise deutlich höher als Produktionskosten
- Alle SAF Technologien könnten mit heutigen HEFA Marktpreisen konkurrieren – regulatorische Anreize können helfen das Angebot zu schaffen
- Nutzer können über langfristige Abnahmeverpflichtung SAF zu Produktionskosten sichern und neue Anlagen ermöglichen

Ethanol wird weitestgehend in leicht-zu-elektrifizierenden Transportmodi genutzt – eine Nutzung in “Hard-to-Abate” Sektoren wäre langfristig sinnvoller



- Ethanol wird primär als Beimischung zu Benzin genutzt (E5 & E10) die Anwendungen können sukzessive elektrifiziert werden
- Ethanol leistet keinen Beitrag zu Dekarbonisierung von schwer-zu-elektrifizierenden Transportaktivitäten
- Heutige Bio-Ethanolproduktion basiert weitgehend auf Energiepflanzen

Discussion

- Eine Ethanol Roadmap könnte die Verschiebung von E5&E10 zu SAF und anderen Anwendungen und zu Rest- und Abfallstoff-basierten Rohstoffen voranbringen

Das heute in DE genutzte Ethanol könnte 500 kt SAF produzieren - und kurzfristig deutlich mehr CO₂ einsparen als PtL

Status Quo Deutschland:



Ethanol:

- Ca. 1.15 Mio t Ethanol im Straßenverkehr genutzt¹
- Vermeidet ca. **1,5 MT CO₂e²**

SAF:

- Bisher keine (relevante) Nutzung
- Zukünftig Fokus auf PtL SAF geplant auf Basis von zusätzlichem Grünstrom

Szenario AtJ:



Ethanol:

- Nutzung im Flugzeug via AtJ für Luftfahrt ermöglicht bis zu **500 kt SAF** + 40 kt Diesel + 120 kt Chemiekalien
1,75 kg Ethanol pro kg Produkt³; 76% SAF Ausbeute, 6% Diesel, 18% chemicals⁴

Grünstrom:

- Zusätzlicher Grünstrom wird alternativ in das Stromnetz eingespeist und reduziert **~400 g_{CO₂e}/kWh⁴**

Vergleich:



Zusätzlicher Grünstrom:

- 500 kt PtL SAF benötigen **17.5 TWh⁵ zusätzlichen Grünstroms**
- Im Stromnetz könnten mit diesem zusätzlichen Grünstrom um **~ 7 MT CO₂e** reduziert werden

Zusätzliche Einsparung von ~ 5,5 MT CO₂e wären möglich – ohne zusätzliche Ressourcen!

Das heißt nicht, dass PtL nicht verfolgt werden sollte und auch nicht, dass sofort Ethanol aus der Straße in der Luftfahrt genutzt werden sollte – aber es soll zum nachdenken anregen

Source: 1) <https://www.bdbe.de/daten/marktdaten-deutschland> 2) Annahme Ethanol: 7,9 kWh/kg und 0,8 kg_{CO₂e}/kg; Benzin: 12 kWh/kg und 3.15 kg_{CO₂e}/kg; Benzin , 12 kWh/kg Benzin, 3) <https://chemistry-europe.onlinelibrary.wiley.com/doi/am-pdf/10.1002/cssc.201801690> 3) Clean Skies for Tomorrow 4) Strommix DE lt. UBA seit 2019 zwischen 375 und 420 g/kWh 5) Gesamteffizienz PtL 35%; 44.1 MJ/kg in SAF

Summary

- Alle Rohstoffe / Energieformen können zu SAF umgewandelt werden – aber der Aufwand der Umwandlung variiert stark
- Für eine effiziente Energiewende sollte die effizienteste Nutzung eines Rohstoffs mehr im Fokus stehen und nicht nur die bisherige Nutzung
- Die Nutzung von Ethanol zur Herstellung von SAF kann die Effizienz der Energiewende erhöhen
- AtJ kann zur Verringerung der SAF Marktpreise in den 2020ern führen und eine Brücke in das PtL Zeitalter bauen



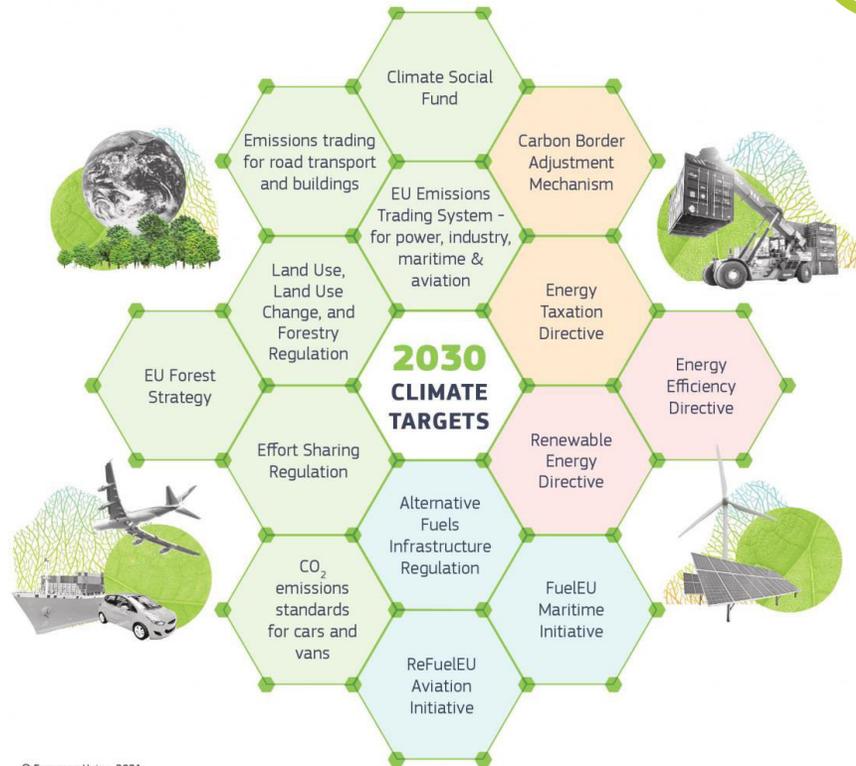
THANK YOU!

AtJ-SAF im Wettbewerb mit anderen biobasierten Produkten und Energieträgern

AtJ-SAF im Wettbewerb mit anderen biobasierten Produkten und Energieträgern

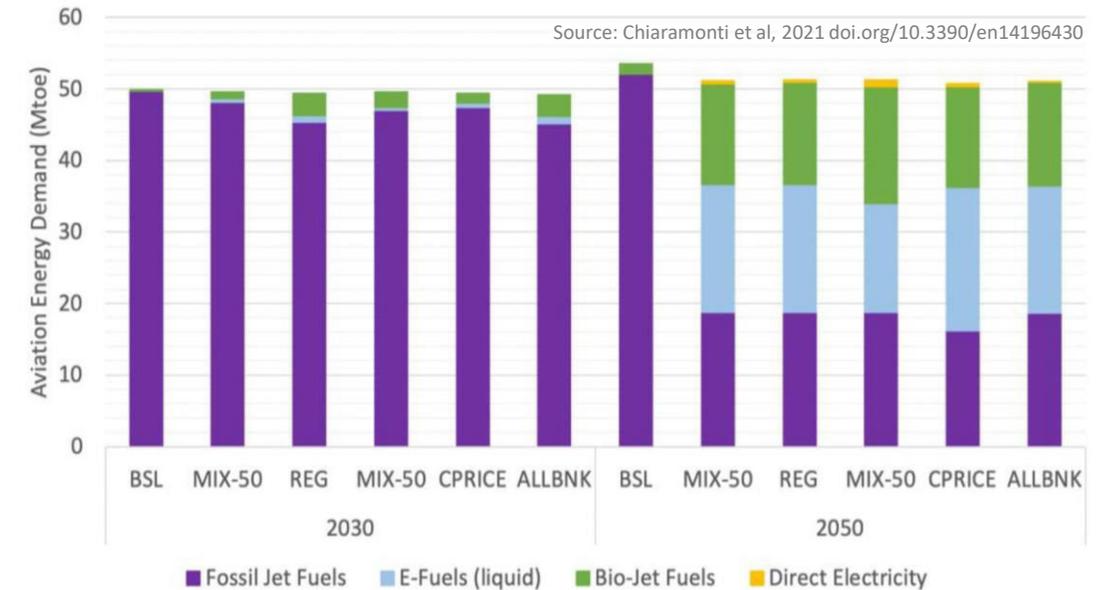
Franziska Müller-Langer, Karin Naumann, Kathleen Meisel, Karl-Friedrich Cyffka, Matthias Jordan (UFZ) |
Alcohol-to-Jet für Sustainable Aviation Fuels (SAF) – Regionale Abfall- und Reststoffe als Option für SAF made in Germany |
Berlin | 12. Januar 2023

Zeit- und Handlungsdruck größer denn je



© European Union, 2021
 Reuse of this document is allowed, provided appropriate credit is given and any changes are indicated (Creative Commons Attribution 4.0 International license).
 For any use or reproduction of elements that are not owned by the EU, permission may need to be sought directly from the respective right holders.
 All images © European Union, unless otherwise stated.

Energieträgermix für EU-Luftfahrt in den Policy Scenarios der Sustainable and Smart Mobility Strategy



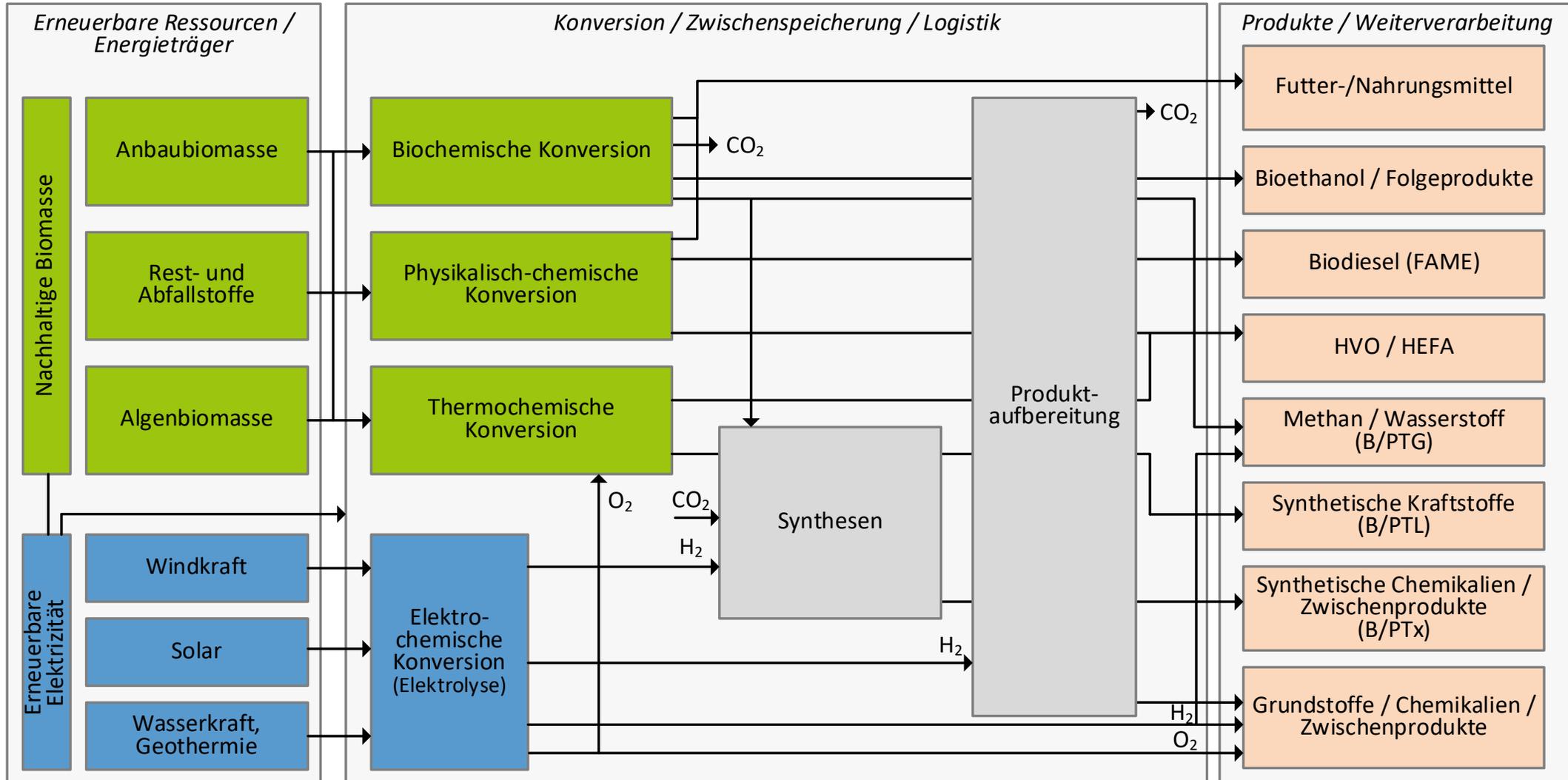
ReFuel Aviation >> Schrittweise steigende SAF-Anteile (v/v)

- » SAF von 2% in 2025 (ca. 0,8 Mio. Tonnen), 6% in 2030 bis 63% in 2050 (ca. 25-30 Mio. Tonnen)
- » Unterquote E-Fuels/PTL von 0,7% in 2030 bis 28% in 2050

Weltweite Kapazitäten SAF (2021)

- » Bestand ca. 0,18 Mio. Tonnen
- » Planung ca. 1,80 Mio. Tonnen

Vielfältige Technikrouten, Synergien und Wertschöpfungen



Vielfalt der Ressourcen für erneuerbare Produkte

	Öl- und fetthaltige Biomasse	Zucker- und stärkehaltige Biomasse	Lignocellulosehaltige Biomasse	Mischressource
Biogene Hauptprodukte	Ölsaaten	Zuckerrübe und -rohr	Stammholz	
	Palmöl	Getreide, Mais	Gras Kulturholz	
	Algen		Landschaftspflegematerial	
	Deck- und Zwischenfrüchte			
Biogene Nebenprodukte	Tierische Fette (Kat. 1 und 2)		anderes cellulosehaltiges Non-Food-Material	Rohglycerin
	Tallöl		anderes lignocellulosehaltiges Material	Rohmethanol
	Weitere Fette und Öle		Stroh, Bagasse Hülsen, Spelzen	Tierische Reste (Kat. 2 und 3) Biobasiertes CO ₂
Biogene Abfälle und Reststoffe	Altspeiseöle und -fette		Laub, Grünschnitt	Bioabfall, organische Siedlungsabfälle
	Tierische Fette (Kat. 3)	Abfälle aus der Nahrungs- und Futtermittelproduktion		Klärschlamm, Gülle, Mist
		Biomasse-Anteil von Industrieabfällen		POME
	Rückstände aus der Nahrungs- und Futtermittelproduktion		Altholz	Abwasser und Derivate

- » Bsp. Systematisierung im Kontext erneuerbarer Kraftstoffe
- » Rolle von Biomasse als (einziger) erneuerbarer Kohlenstoffträger
- » Derzeit nachhaltige nationale Biomassestrategie (NABIS) in Erarbeitung
- » Ressourcen ATJ analog fermentativer Verfahren

PTX-Ressourcen	Erneuerbarer Strom			Wasser		Kohlenstoff	
	Wind	Sonne	Wasserkraft	Süßwasser	Salzwasser	Punktquellen (recycltes CO ₂)	Diffuse Quellen (atmosphärisches CO ₂)

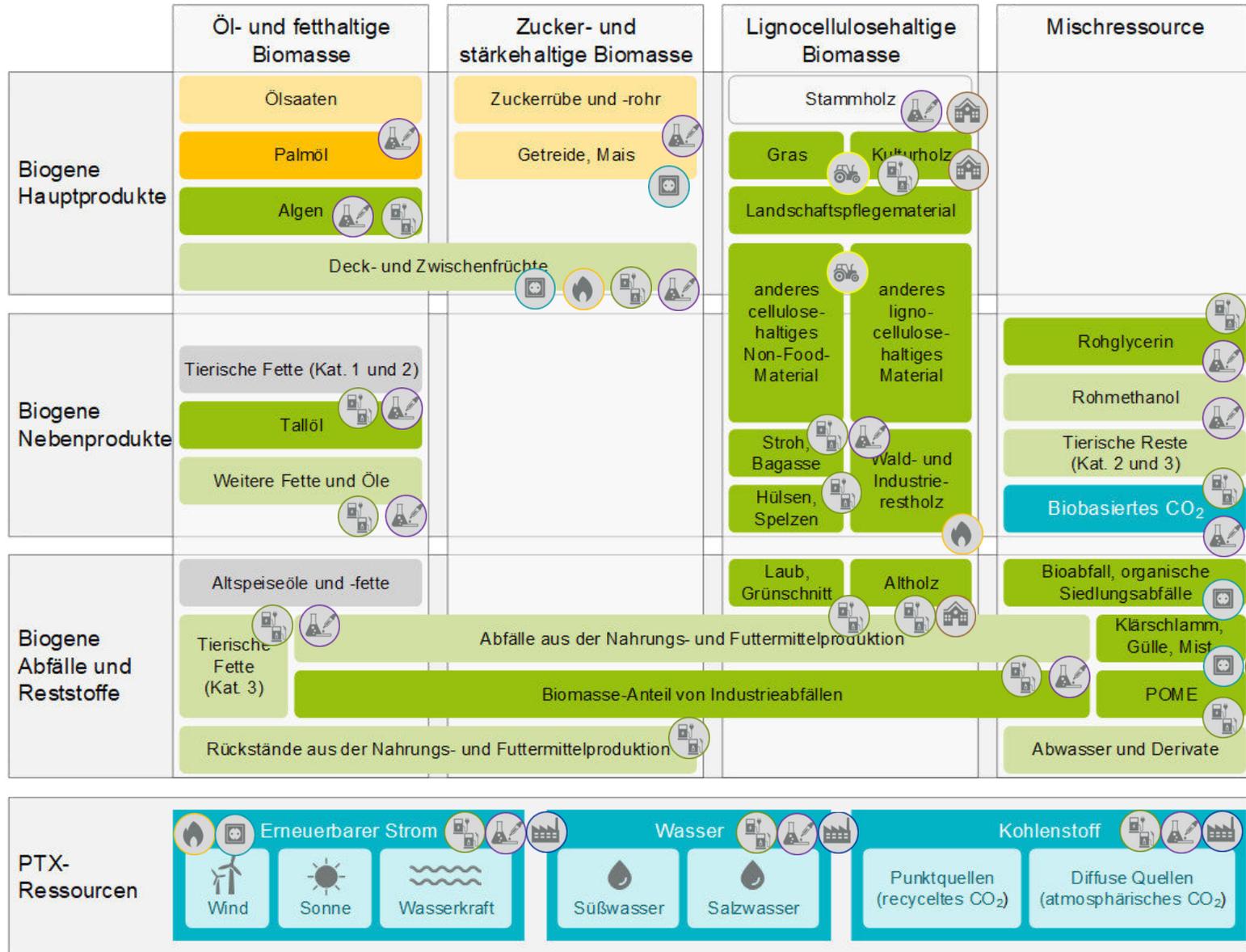
- © DBFZ, 12/2022
- Konventionelle Ressource
 - Fortschrittliche Ressource (RED II, Anhang IX A)
 - Altspeiseöle und tierische Fette (RED II, Anhang IX B)
 - Potenziell fortschrittliche Ressource
 - Ressource mit hohem iLUC-Risiko
 - Strom aus erneuerbaren Quellen und Ressourcen für RFNBOs
 - Nicht definiert

Quelle: [Schröder 2022];
 NABIS https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/nabis-eckpunktepapier-nationale-biomassestrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=8

Weiterführende Informationen:



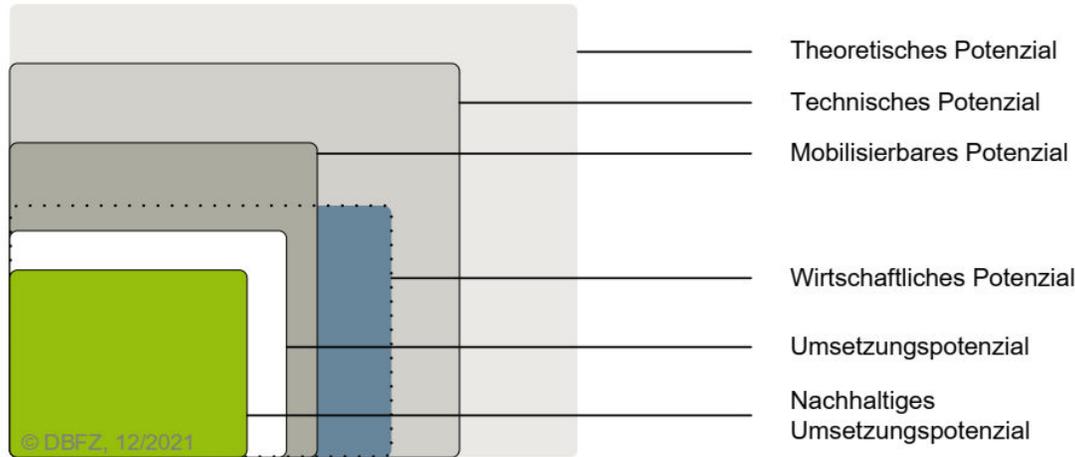
Zunehmende Ressourcennachfrage bis 2030



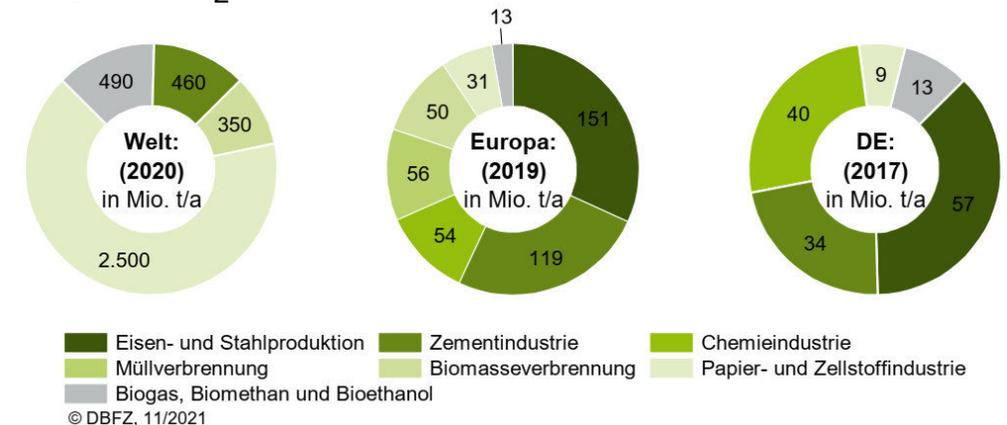
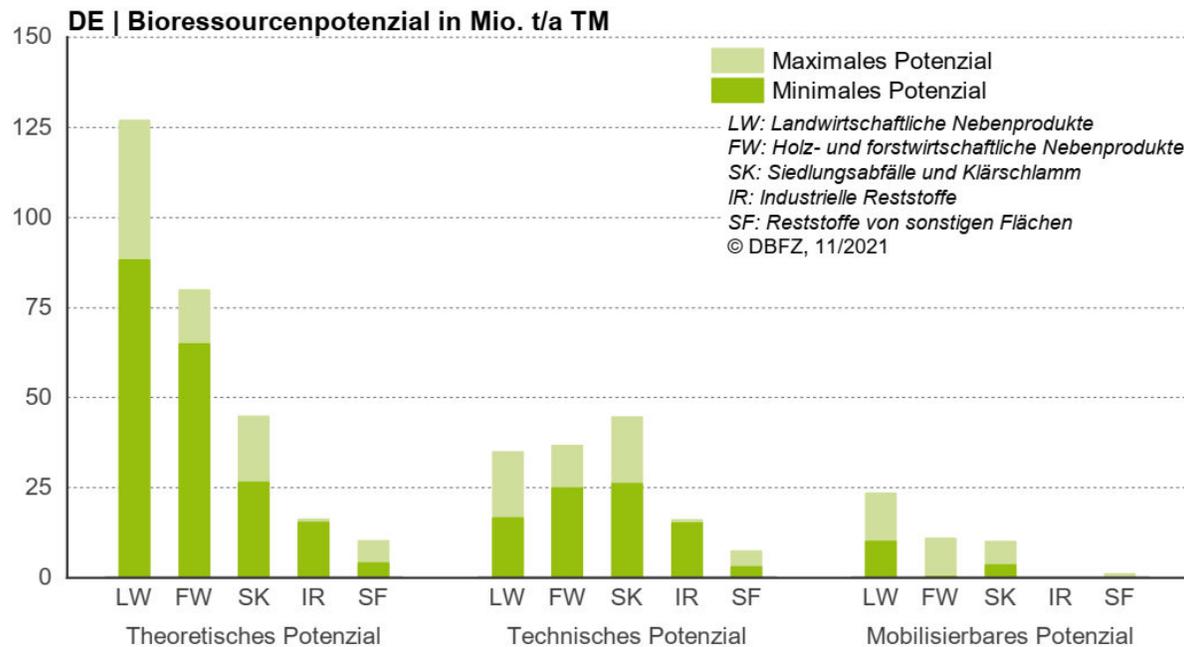
Trends bis 2030: in DE in allen Bereichen zunehmende Nachfrage nach erneuerbaren Ressourcen bei bereits hohem Nutzungsgrad; Beispiele

- Wärme
- Strom
- Verkehr
- Chemie
- Bau
- Industrie (z.B. Stahl, Zement)
- Landwirtschaft (z.B. Torfersatz)

Abschätzung Potentiale Bioressourcen als Kohlenstoffquelle



- » Mobilisierbares Potenzial biogener Abfall- und Reststoffe: ca. 14 bis 45 Mio. t (TM)
 >> ca. 6 bis 22 Mio. t Kohlenstoff (C)
- » Höhere Kohlenstoffpotentiale über Anbaubiomasse im Kontext Bioökonomie erschließbar
 >> nachwachsende Rohstoffe auf derzeit genutzter Fläche: ca. 16 bis 18 Mio. t C^a
- » Sägestammholz/sonstiges Derbholz: ca. 15 bis 17 Mio. t C^b
- » Biogene CO₂-Punktquellen^c



ohne biogene Hauptprodukte/Anbaubiomasse, Bezugsjahr 2015; eigene Berechnung auf Datenbasis: [DBFZ (2021b)]; Annahme Kohlenstoffgehalt ca. 45-50% (der Trockenmasse) gemäß Kaltschmitt et al 2016; ^a gemäß [Brosowski et al 2021] Annahme Fläche Nawaro ca. 45. Mio t FM bei 80% TM-Gehalt und 45-50% C-Gehalt; ^b 67 Mio. m³ Sägestammholz/sonstiges Derbholz ergibt 34 Mio. t atro; ^cZementindustrie inkl. sonstige mineralische Industrie, Chemieindustrie inkl. sonstige industrielle Punktquellen; ohne Anspruch auf Vollständigkeit sowie für Deutschland ohne Angaben zu Müll- und Biomasseverbrennung; eigene Darstellung auf Basis von [Kircher (2020); Olsson (2020b); Zitscher (2020)] sowie eigenen Berechnungen
 Quelle: DBFZ-Report 44 [Schröder 2022]; [Brosowski et al 2021]; siehe auch DBFZ open data unter <https://datalab.dbfz.de/home/?lang=de>

Stellschrauben für zukünftige Potenziale

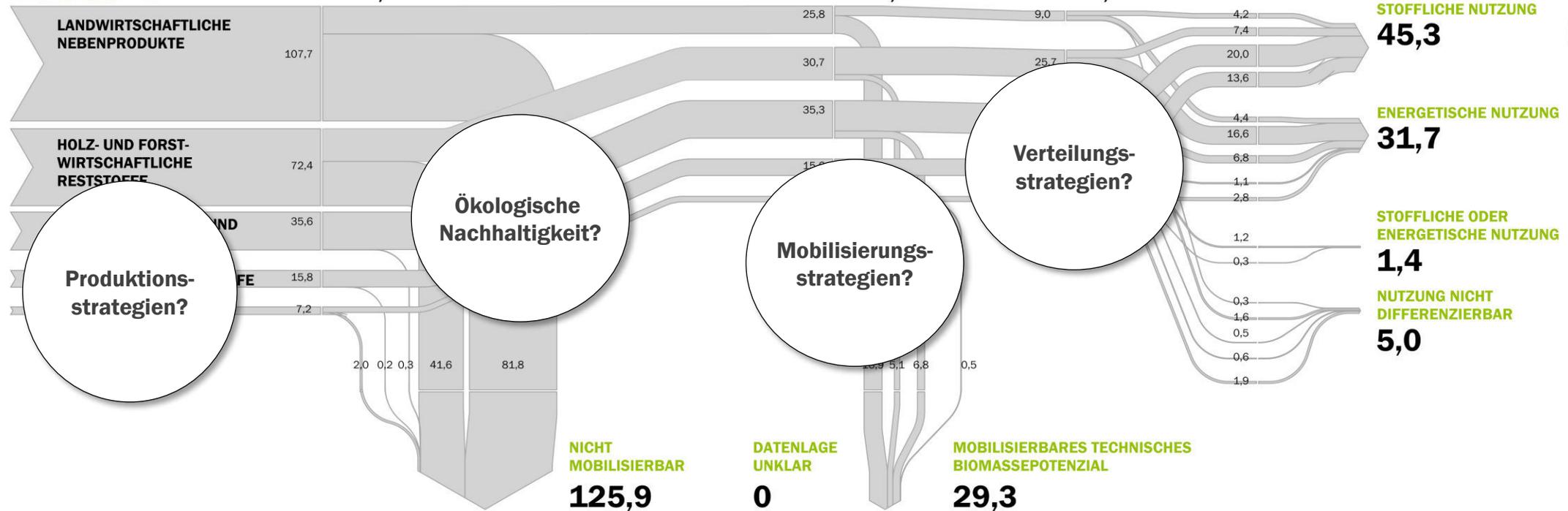
BIOGENE RESTSTOFFE IN DEUTSCHLAND MITTELWERTE

Jahr 2015
Einheit Mio. t TM
Einzelbiomassen 77

THEORETISCHES
BIOMASSEPOTENZIAL
238,6

TECHNISCHES
BIOMASSEPOTENZIAL
112,7

GENUTZTES TECHNISCHES
BIOMASSEPOTENZIAL
83,4



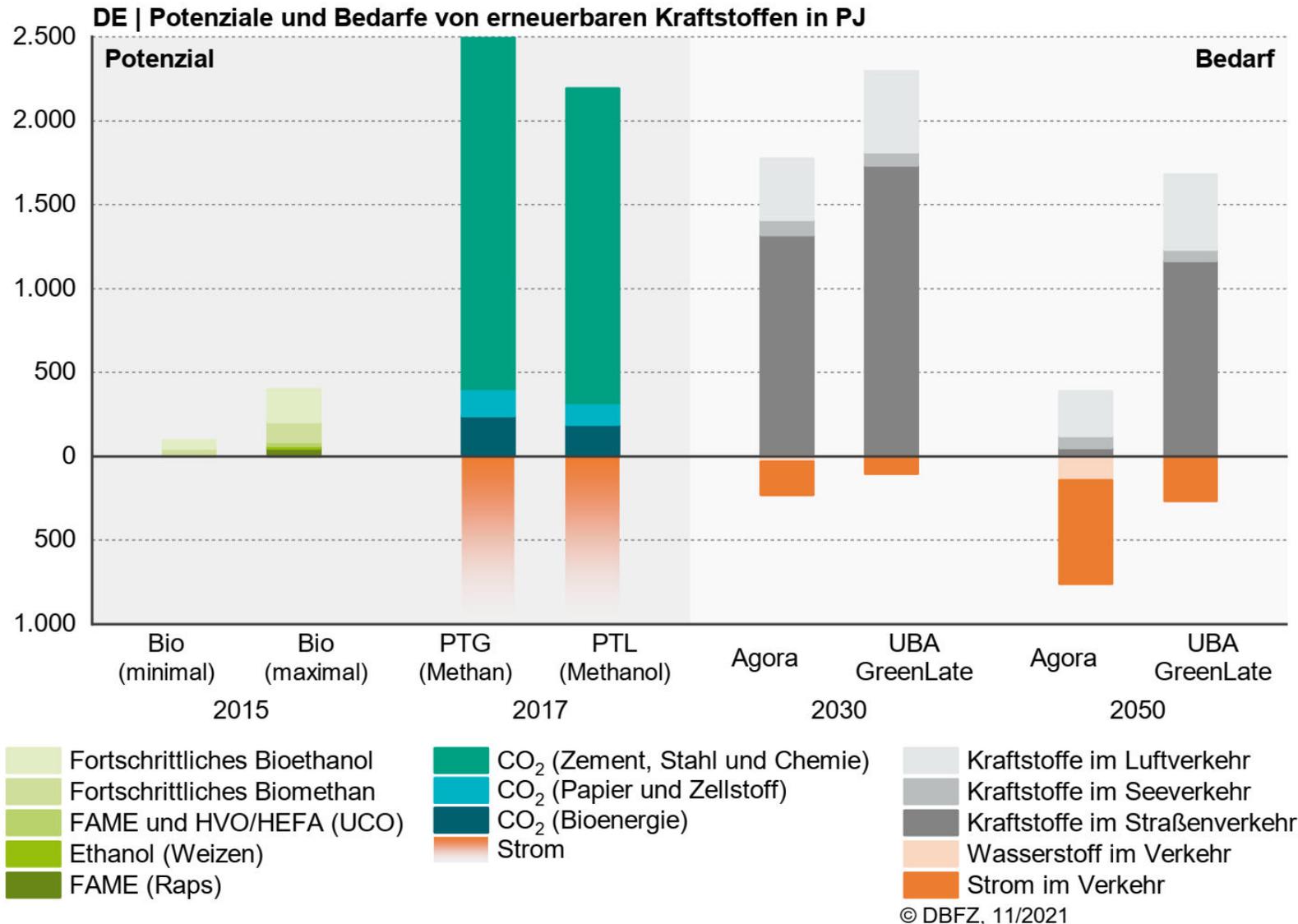
Optimierungsstrategien?
Kaskadenfaktor

Monitoring der Bioökonomie Ressourcenbasis und Nachhaltigkeit

Arbeitsgruppe Biomassereststoffmonitoring (AG BioRestMon)

Quelle: DBFZ Ressourcendatenbank 11/2021

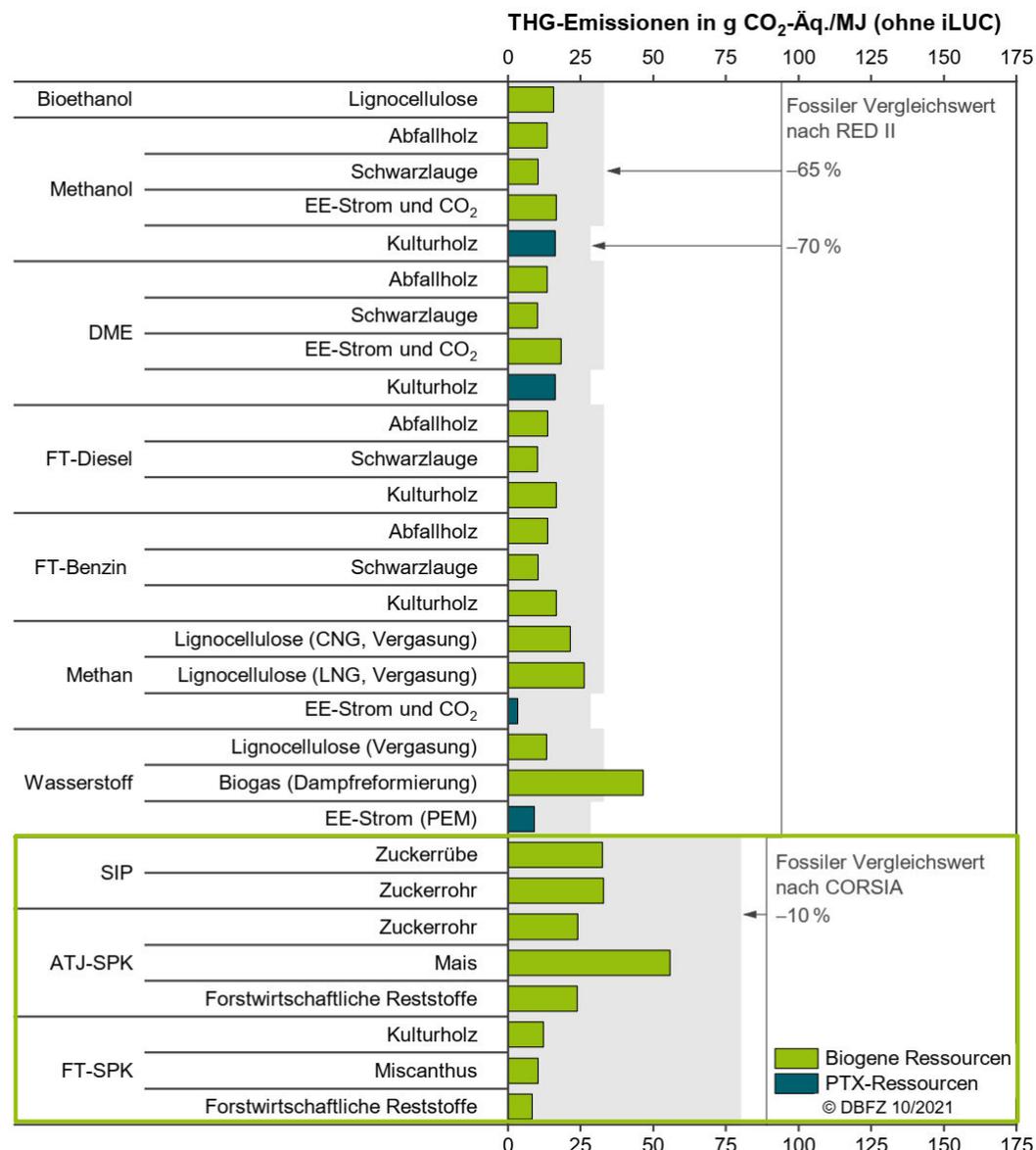
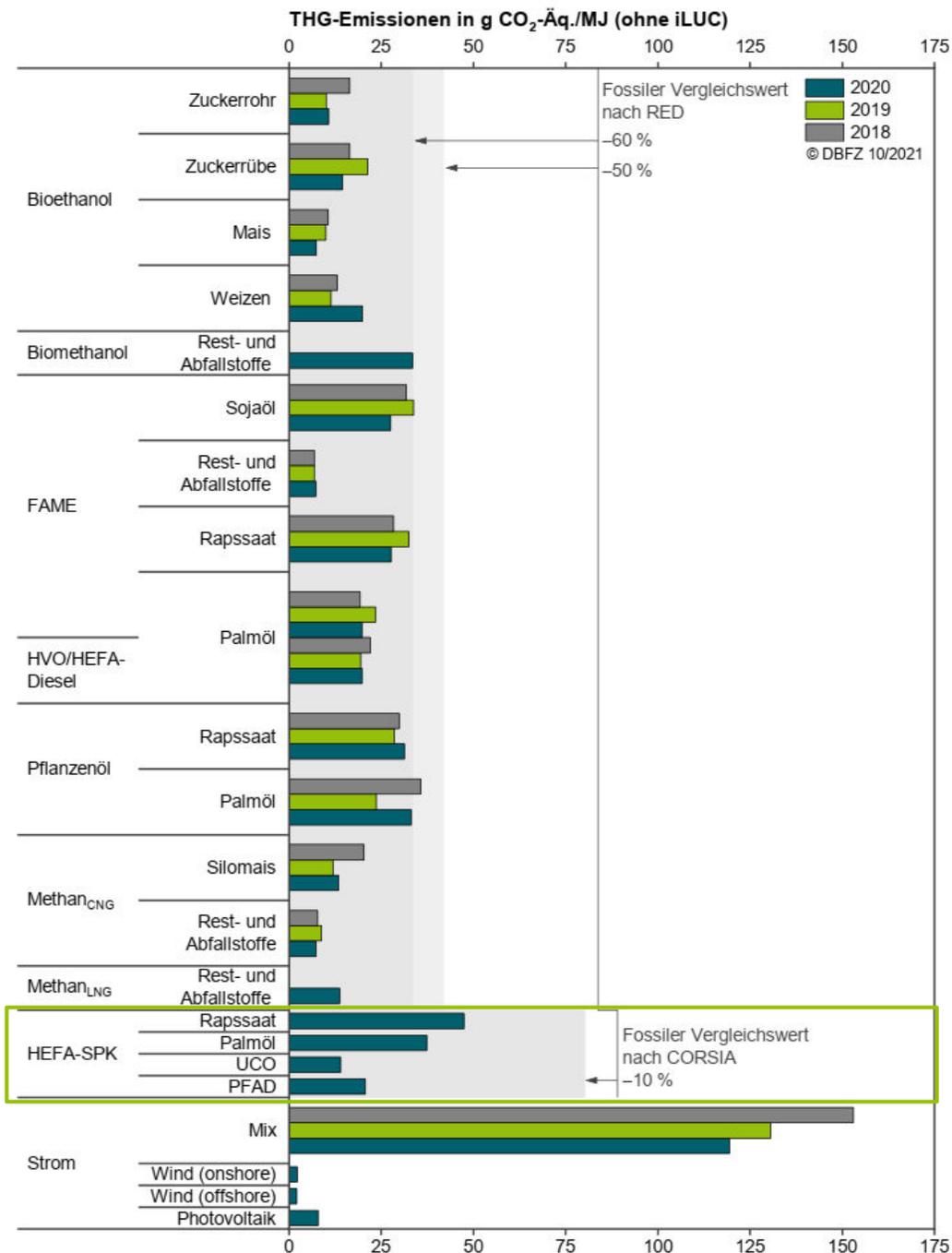
Mobilisierbares Bio-Potenzial und technisches PTx-Potenzial



» Beispielhafte Abschätzung für erneuerbare Kraftstoffe >> darin biomassebasierte Optionen unverzichtbar

eigene Berechnung bzw. Darstellung auf Datenbasis: Bandbreiten für Biokraftstoffe gemäß mobilisierbarem Potenzial; PTX-Potenzial gemäß CO₂-Punktquellen; Bedarfsszenarien beispielhaft gemäß [Purr (2019)] mit spätem Handeln und gemäß [Prognos (2021)] mit ambitionierten Maßnahmen [DBFZ (2021b); Kircher (2020); Prognos (2021); Purr (2019)]

Treibhausgasemissionen

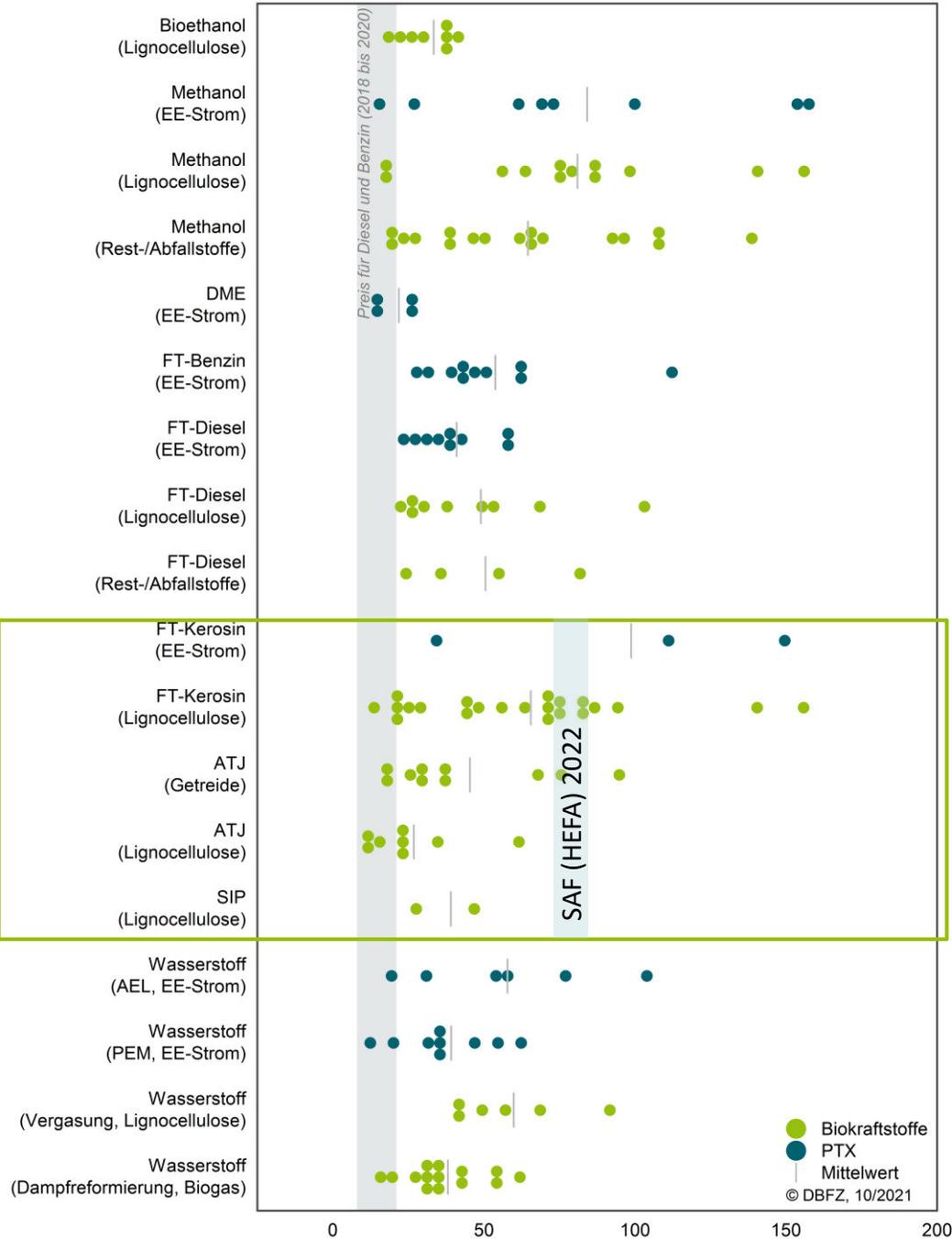


Gestehungskosten vs. Preise

- » Internationaler Wettbewerb um Ressourcen und Produkte >> für Machbarkeit auch regionale Voraussetzungen entscheidend
- » Bei SAF i.d.R. sog. Offtake-Agreements

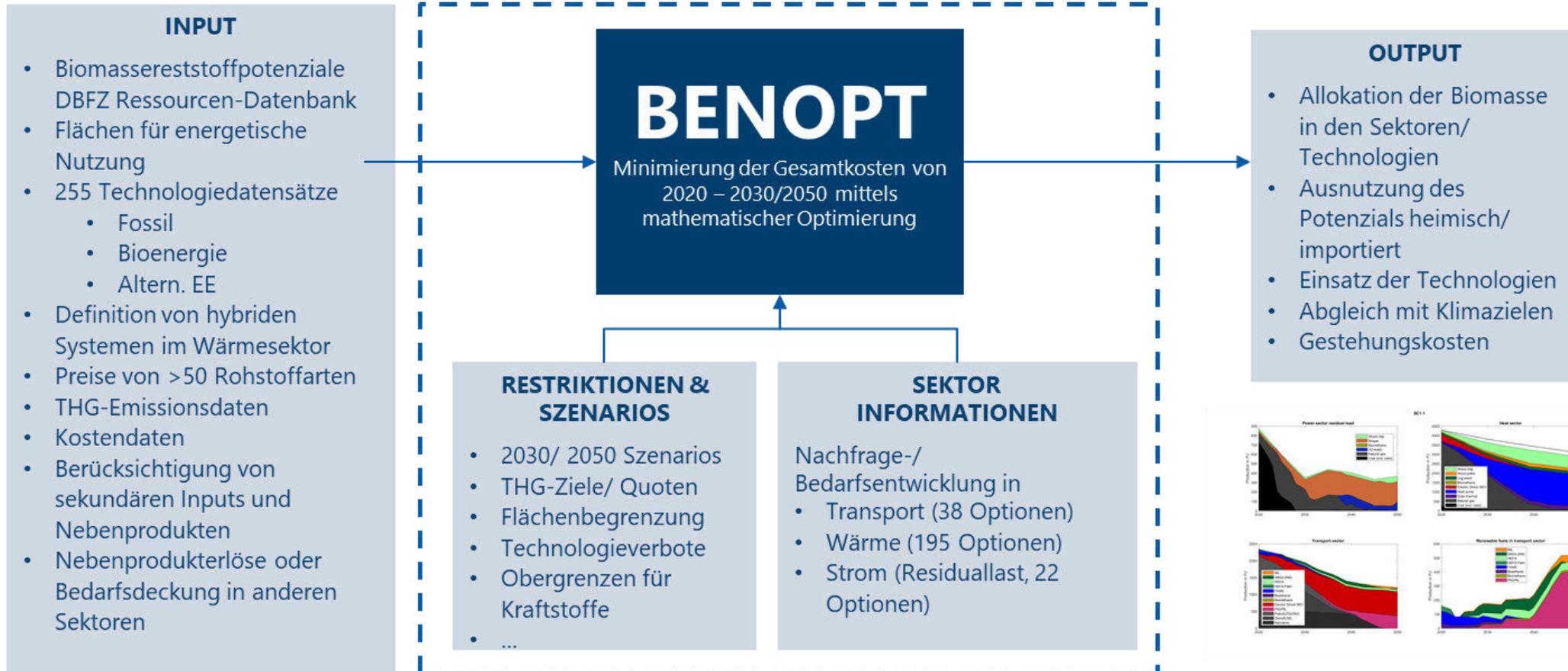
Literatur versus Marktpreise >> Vielzahl von Einflussfaktoren

- » TRL/FRL inkl. Robustheit der Daten
- » Spezifisches Anlagendesign im regionalen Kontext
- » Methodik / Annahmen der Kostenkalkulation
- » Biokraftstoffe: Rohstoffe, Investition
- » PTx: Strom, Investition (insbes. Elektrolyseure)



Quellen: [Schröder 2022]; Argus Media [2022]

Was ist die optimale Rolle der Biomasse in der Energiewende und wie ändert sie sich im Laufe der Zeit?



Langfristperspektive 2050 | Bsp.szenarien



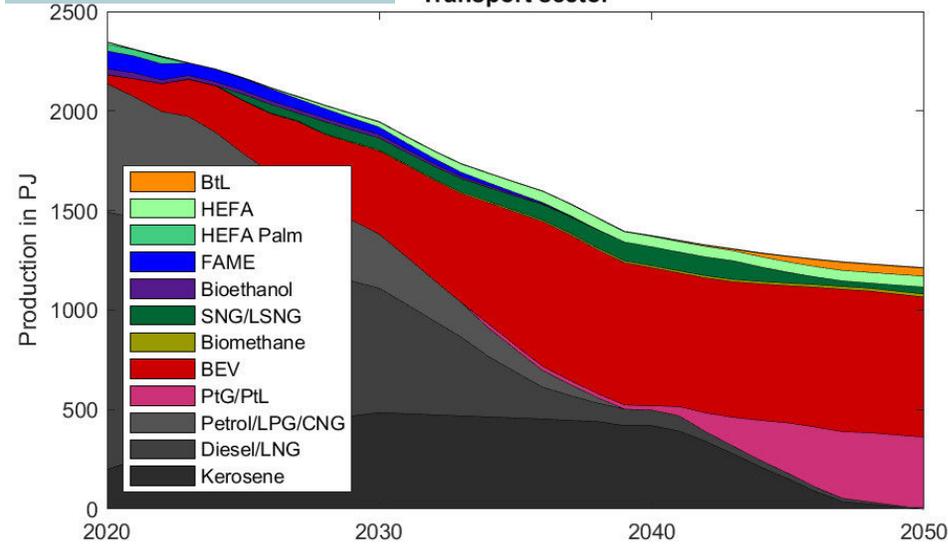
Endenergie aus Biomasse in 2050 in...	Sz. 1 Nur CO ₂ -Preis	Sz. 2 Technologiepush	Sz. 3 Nur erweiterte Reststoffnutzung	Sz. 4 Max. Biomasseverfügbarkeit
Wärme in PJ	1.001	907	345	1.262
Anteil an Gesamtwärme in %	35	32	12	44
Strom in PJ	269	330	83	367
Anteil an Gesamtstrom in %	12	10	3	11
Verkehr in PJ	146	171	184	255
Anteil an Gesamtverkehr in %	8	14	15	21
Summe PJ	1.416	1.408	612	1.884
Anbaufläche 2050 in Mio. ha	2,3	2,3	0	4,7
CO ₂ -Preis 2050	500	150	150	150
Import Energiepflanzen / Biokraftstoffe	50% der heimischen Potenzials für Bioenergie	50% der heimischen Potenzials für Bioenergie	50% der heimischen Potenzials für Bioenergie; Reststoffverfügbarkeit erhöht	100% der heimischen Potenzials für Bioenergie; Reststoffverfügbarkeit erhöht
Import Energiepflanzen / Biokraftstoffe	Status quo 2020	Status quo 2020	Keine	Status quo 2020

Langfristperspektive 2050 | Bsp.szenarien Verkehr



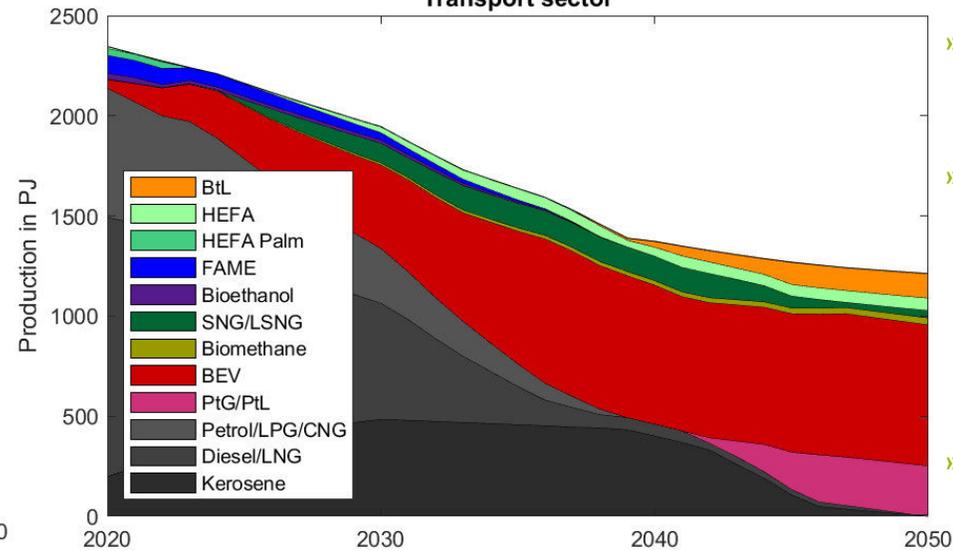
Sz.1 hoher CO₂-Preis

Transport sector



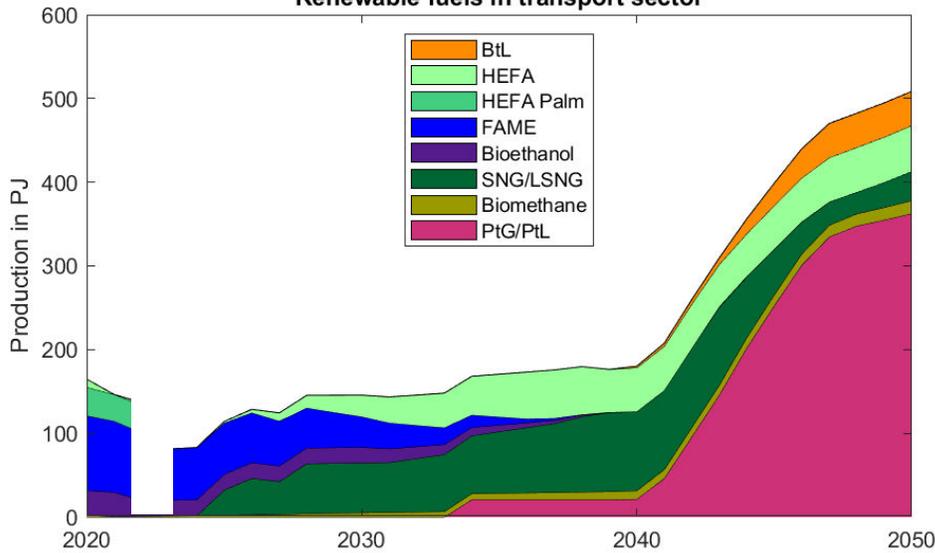
Sz.4 max. Biomasse

Transport sector

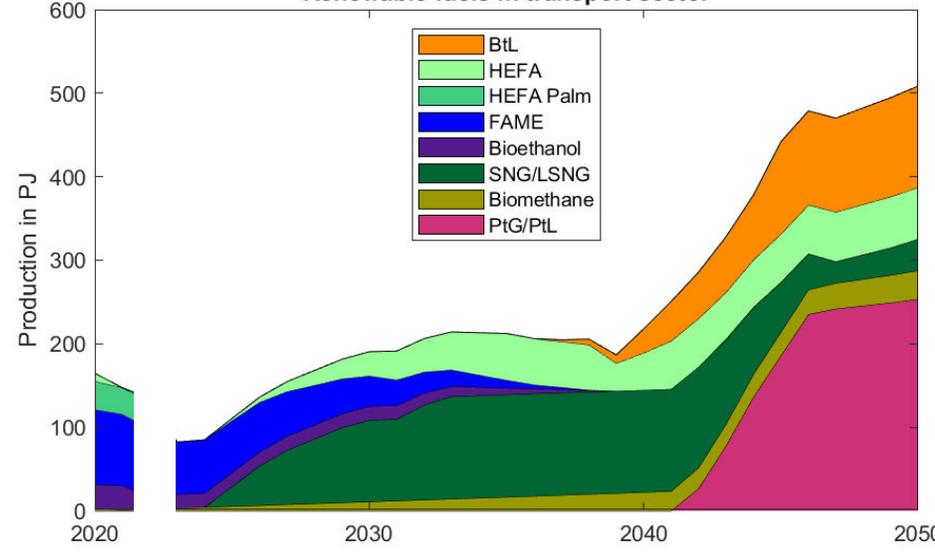


- » Überwiegend direkte Elektrifizierung und PtL
- » Biomasse langfristig immer als BtL und HEFA im Flugverkehr und als verflüssigtes Biomethan und BTG in LNG-Anwendungen im Schiffsverkehr
- » Max. Biomasseverfügbarkeit reduziert PtL-Einsatz im Flugverkehr und PTG LNG im Schiffsverkehr

Renewable fuels in transport sector

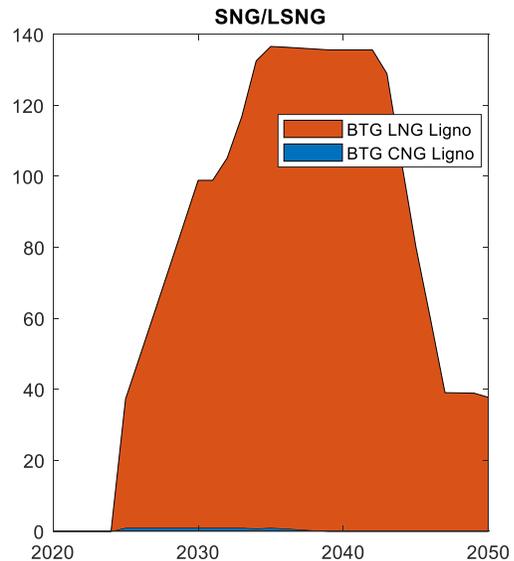
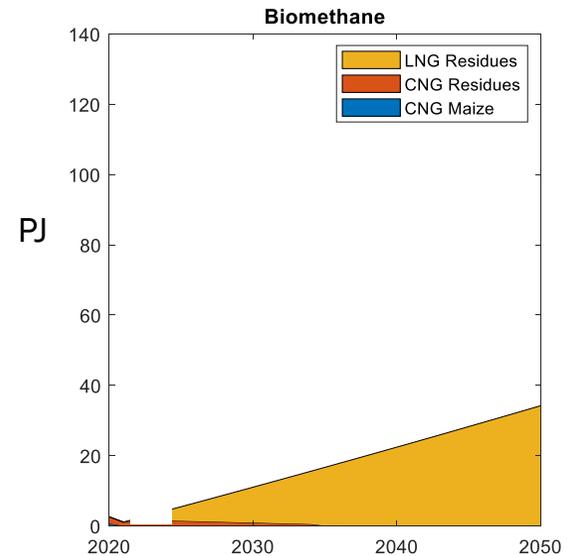
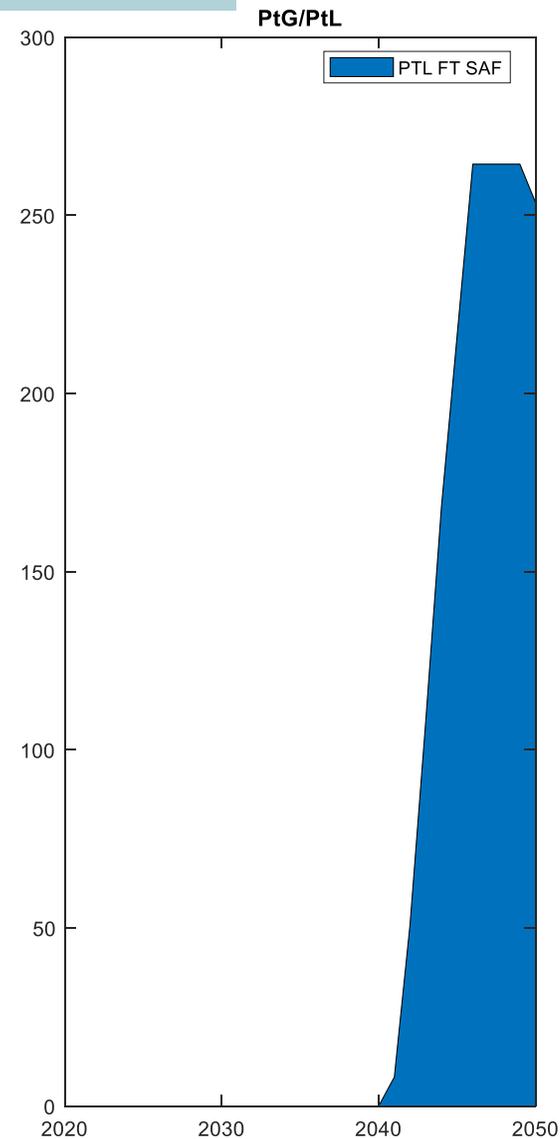
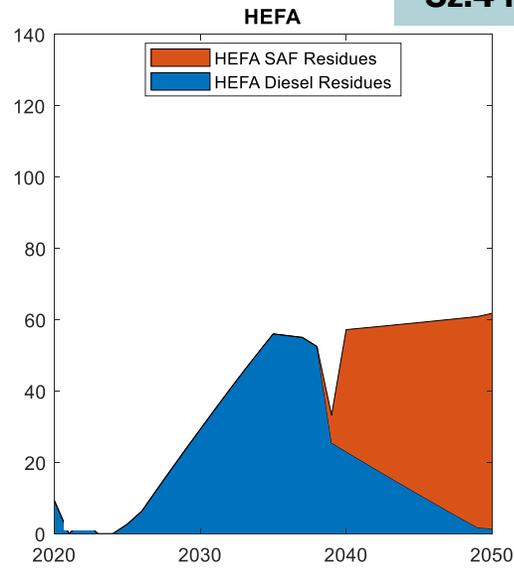
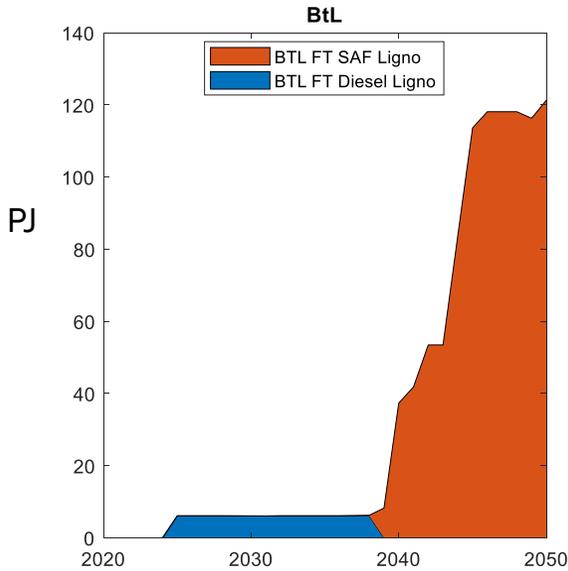


Renewable fuels in transport sector



Langfristperspektive 2050 | Bsp.szenarien Verkehr

Sz.4 max. Biomasse



- » Flugverkehr erst sehr spät defossilisiert, ab 2040 lignocellulose-basiertes BtL, reststoffbasiertes HEFA, PtL
- » FT-Diesel und HEFA-Diesel insbes. in Straßengüterverkehr und Schiffverkehr abnehmend bis Ende der 2040er Jahre, marginal in Schiene bis 2050
- » LNG im Schiffsverkehr bis 2050: Biomethan aus vergärbaren Reststoffen, lignocellulose-basiertes verflüssigtes BtG
- » LNG bis 2048 auch im Straßengüterverkehr

- » Enormer Zeit-/Handlungsdruck >> für Erreichen der Klimaziele entscheidend: deutliche Reduzierung des Endenergieverbrauchs und Nutzung aller vorhandenen und naheliegenden Optionen zur Emissionsreduktion
- » Biogene Ressourcen: hohe Bandbreiten, große Unsicherheiten in den Daten für zukünftige Potenziale
- » Bereits hohe Nutzungsgrade bei relevanten Stoffströmen und steigender Bedarf in allen Sektoren >> Sektorenübergreifende Optimierungs- und Mobilisierungsstrategien für einzelne Ressourcen erforderlich
- » Nationale Biomassestrategie (NABIS) bedarf Weiterentwicklung der Flächennutzung und Konkretisierung von Importstrategien
- » Ressourcen für Ethanol/ATJ und ATJ als SAF im internationalen Wettbewerb >> Regionale Randbedingungen beeinflussen Gestehungskosten und THG-Emissionen
- » Beispielhafte Langfristszenarien zeigen deutlich Bedarf an biobasierten Optionen auch im Verkehr
- » Technologieentwicklung und Marktetablierung erneuerbarer Kraftstoffe fördern plus begleitende Maßnahmen
- » Kraftstofftechnologien perspektivisch als Wegbereiter für biobasierte Produkte bzw. SynBioPTx (u.a. für die Chemie)

Deutsches Biomasseforschungszentrum

gemeinnützige GmbH



Ansprechpartnerin

Dr.-Ing. Franziska Müller-Langer

Bereichsleiterin Bioraffinerien &
Forschungsschwerpunkt
Biobasierte Produkte und Kraftstoffe

+49 (0)341 2434-423

franziska.mueller-langer@dbfz.de



DBFZ
Report 44
online

Aktualisiertes
Hintergrund-
papier THG-
Quote
online



www.dbfz.de/report-44



https://www.dbfz.de/fileadmin//user_upload/Referenzen/Statements/Hintergrundpapier_THG-Quote_DE_Nov2022.pdf

Nachhaltiges Kerosin – Made in Germany

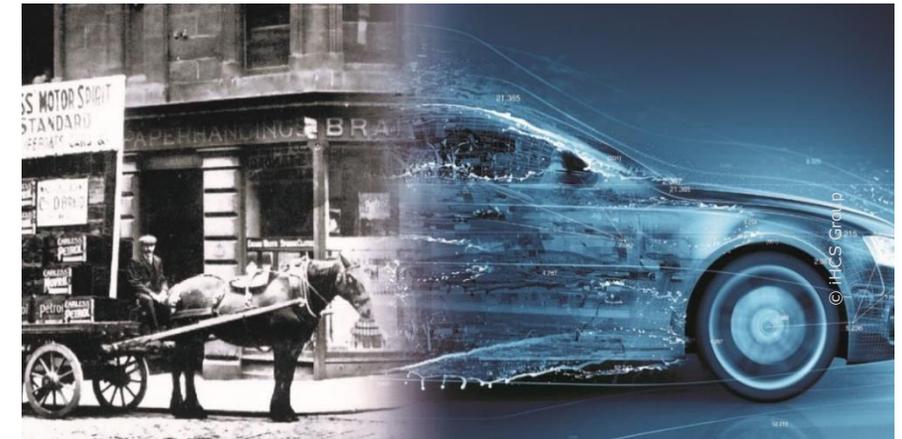
Nachhaltiges Kerosin – Made in Germany

Investitionsvorhaben „Amelia“ der HCS Group – Erfolgsfaktoren und Herausforderungen



HCS Group – ein Pionier für erneuerbare Kohlenwasserstoffe

- Führendes Chemieunternehmen für hochwertige Kohlenwasserstoffe und Additive
- Globales Unternehmen mit starken europäischen Wurzeln (DE, FR, UK), jährliche Produktionskapazität >500.000 t
- Expertise in Spezialchemie, Petrochemie und Bioraffinerien, verknüpft mit maßgeschneiderten Produktentwicklungen
- Eines der ältesten Chemieunternehmen der Welt; mit Wurzeln in das Jahr 1859
- Aktiv in einer Vielzahl von Industrien, wie bspw. Mobilität, Pharma, Agrarchemie und Energie
- Produkte mit führenden Marktpositionen; lokale und globale Blue-Chip-Kunden
- EcoVadis Gold-Status unterstreicht Fokus auf Nachhaltigkeit
- ISCC Zertifizierung erlaubt transparente Lieferketten für unsere erneuerbaren und zirkularen Produkt- und Servicelösungen
- Vorreiter für die **Defossilisierung** - bis zu 100% erneuerbare Spezialkraftstoffe, hochreine Kohlenwasserstoffe für Pharma und Kosmetik, sowie zirkuläre Lösungen für erneuerbare Energieerzeugung (z.B. rezykliertes Transformatorenöl)



1859 - 2023



SAF – Sustainable Aviation Fuel

Erfolgsfaktoren und Herausforderungen für nachhaltiges Kerosin
– **aus Sicht eines zukünftigen Anbieters**

S

Sicherheit der
langfristigen Investition

A

Akzeptanz aller
fortschrittlichen
Technologien

F

Finanzierung des
Hochlaufs

SAF Markt und Investitionsbedarf

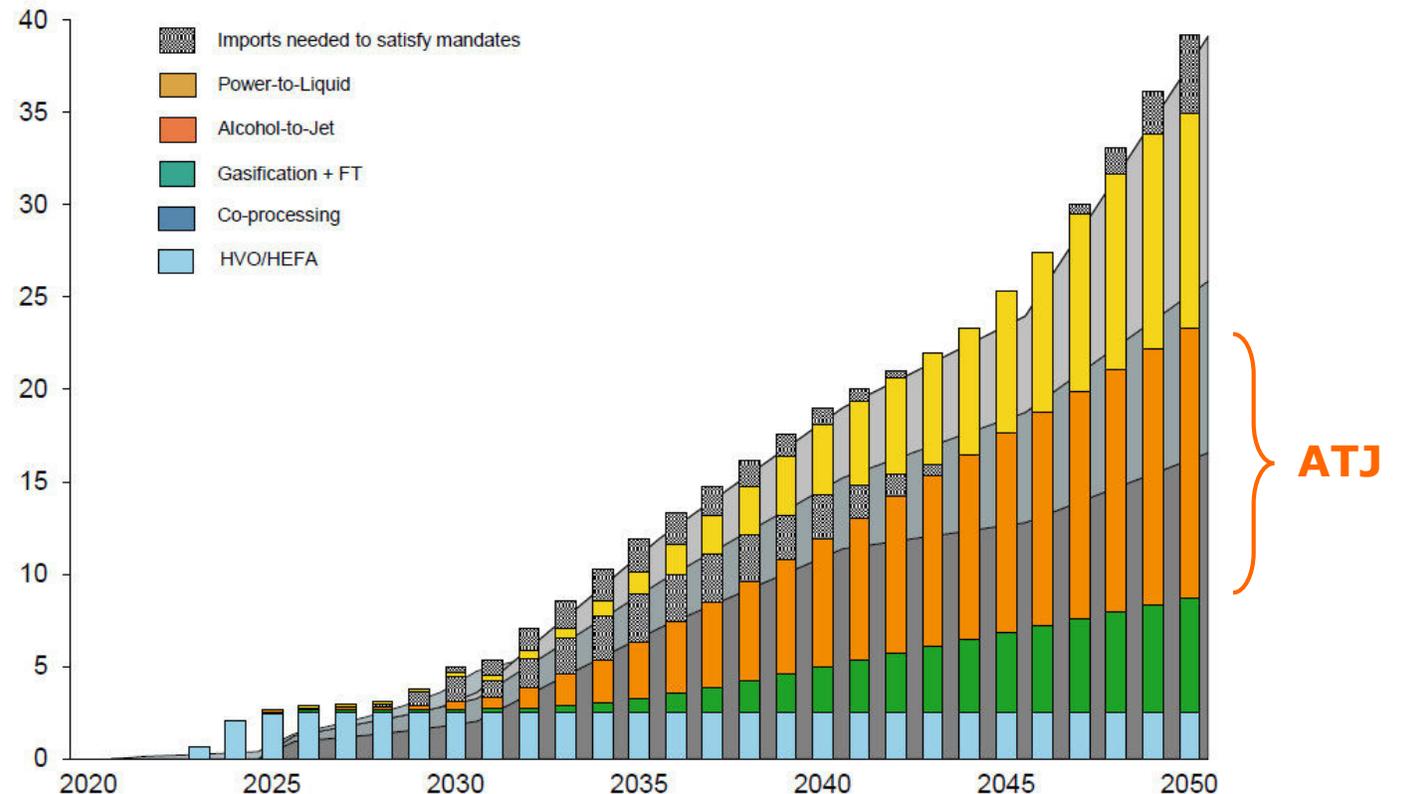
Gelebte Technologieoffenheit ist unabdingbar für den erfolgreichen SAF Hochlauf in Europa

- EU Klimaziele und Mandate für SAF Blending erfordern europäische Produktion von
 - 5 Mio. t SAF in 2030
 - 35 Mio. t SAF in 2050

- Keine frühzeitige Festlegung auf bestimmte Produktionstechnologien – **Technologieoffenheit und parallele Förderung aller fortschrittlichen SAF Routen ist essentiell**
- Die Attraktivität der unterschiedlichen Technologien kann in Abhängigkeit von regionalen Standortfaktoren variieren; HVO/HEFA durch UCO Verfügbarkeit limitiert
- Für relevante Volumina von **„drop-in“ SAF** vor 2030 sind ASTM zertifizierte Routen und „brownfield“ Standorte unabdingbar



European SAF supply outlook up to 2050 (Mt)



SAF Hochlauf erfordert massive Investitionen

Realisierung der EU SAF Mandate erfordert gezielten Aufbau von Großanlagen

Jährliche Produktion von 5 Mio t SAF in Europa erfordert signifikante Skalierung

Atmosfair

Werlte, DE
365 mtpa PTL
(in Betrieb)



x 13700

Nordic Electrofuel

Porsgrunn, NO
8000 mtpa PTL
(in Planung)



x 640

Publizierte
CAPEX
Schätzung
175m€

HCS Group

Speyer, DE
60,000 mtpa ATJ
(in Planung)



x 80

CAPEX/OPEX
als Teil der
Wirtschaftlich-
keitsbetrachtung
evaluiert

Neste

Porvoo, FI
100,000 mtpa HEFA
(in Betrieb)



x 50

Gevo

Lake Preston, US
158,000 mtpa ATJ
(in Planung)



x 30

Publizierte
CAPEX
Schätzung
\$900m

HCS Group

Quelle: Websites Unternehmen; HCS Analyse; Nordic Electrofuel plant 10 million Liter Syncrude ~ 8000 mt; Gevo plant 55 MGPY SAF ~ 158 ktpa

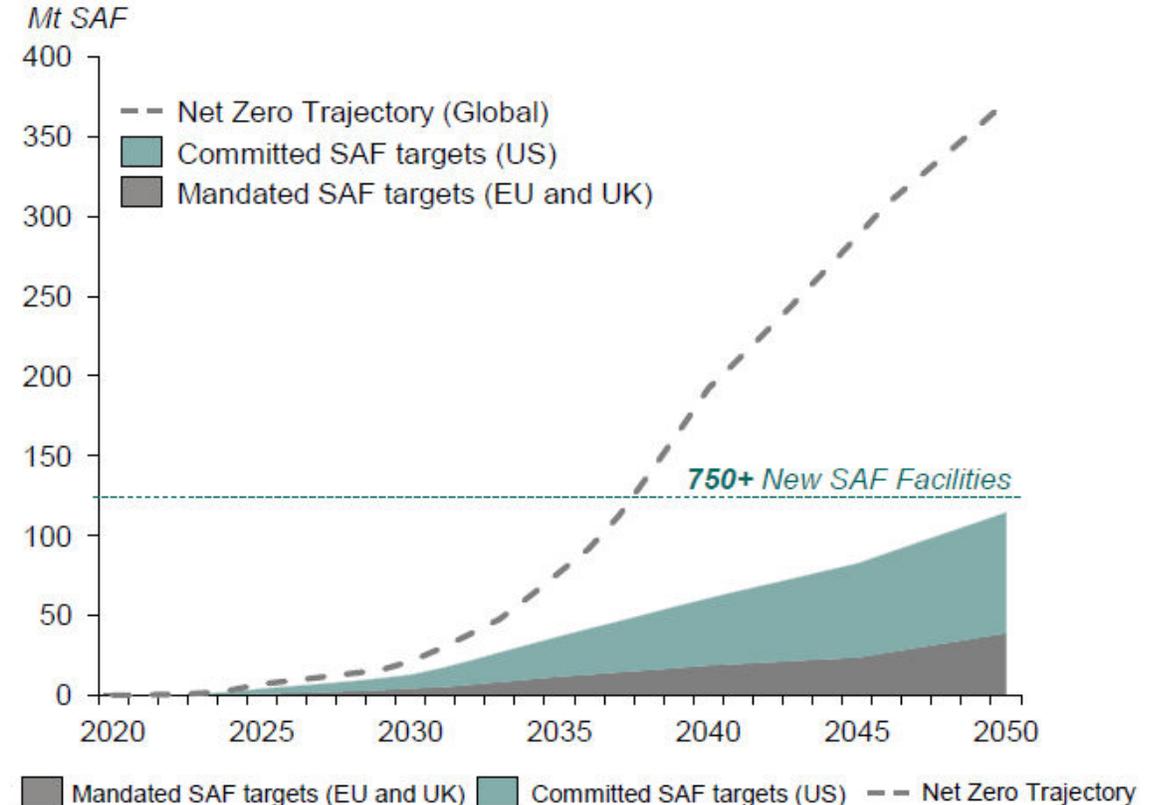
Massive Investitionen erfordern Unternehmergeist, regulative Klarheit und verlässliche Anreize

▪ SkyNRG

- Veranschlagt >750 erforderliche SAF Anlagen bis 2050 – nur für Mandate und Selbstverpflichtungen in EU, UK und US

▪ Shell

- Schätzt globalen Investitionsbedarf auf 1.45 Billionen US\$ über 30 Jahre (50 Mrd. US\$ Investment jedes Jahr!) für 5,000 – 7,000 SAF Anlagen in 2050
- 38 Mrd. US\$ Zusatzkosten pro Jahr für 10% SAF (Treibstoffkostenanstieg von 192 Mrd. US\$ auf 230 Mrd. US\$) – verglichen mit Gewinn der gesamten Luftfahrtindustrie von 40 Mrd. US\$ in 2018
- SAF Kosten 2030 für DE: ~3.5 Mrd. EURO
- SAF Kosten 2030 für UK: ~3.0 Mrd. GBP



HCS Investitionsvorhaben „Amelia“

HCS Vision

“Pioneering solutions for a fossil-free world”

Investitionsvorhaben „Amelia“

Ziel: Realisierung erster großtechnischer ATJ SAF
Produktion in Deutschland

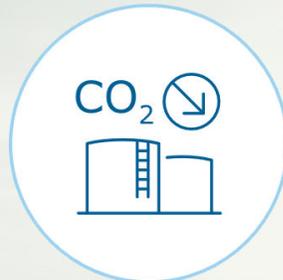


Timely



2025
Start of Production

Effective



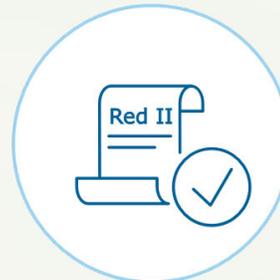
60,000 tons
Low-Carbon Product

Local



Low-Carbon Logistics
from the Centre of Europe

Future-proof



EU RED II/III
Compliant

ATJ Technologie unverzichtbar im Technologiemix

Vorteile Rohstoffverfügbarkeit, Technologiereife und SAF Ausbeute



+ Vorteile

- Verfügbarkeit von kohlenhydrat- und zellulosehaltiger Biomasse aus Abfall- und Reststoffen (Faktor 100x gegenüber HEFA Einsatzstoffen)
- Potential für **>80% Reduktion der GHG** Emissionen im Vergleich mit fossilem Jet A1

- ATJ bislang nicht großtechnisch demonstriert, aber **„bankable“** Technologiereifegrad (kommerzielle Referenzen für Einzelprozesse)
- **Einbindung in HCS Standort in Speyer** (existierende Hydrierung/Destillation)

- Extrem **hohe Ausbeute an Wertprodukt SAF** (>90%), Produktspektrum flexibel zwischen SAF und Green Diesel steuerbar
- Erneuerbare Kohlenwasserstoffe für Kosmetik, Lösungsmittel, Additive und Spezialkraftstoffe aus ATJ SAF isolierbar

- Herausforderungen

- Mangelnde Klarheit: **Revision Annex IX**
- **Kritischster Faktor für Herstellkosten und bindende Lieferverträge im Einklang mit regulatorischen Vorgaben**
- **Determiniert verfügbares ATJ Volumen**

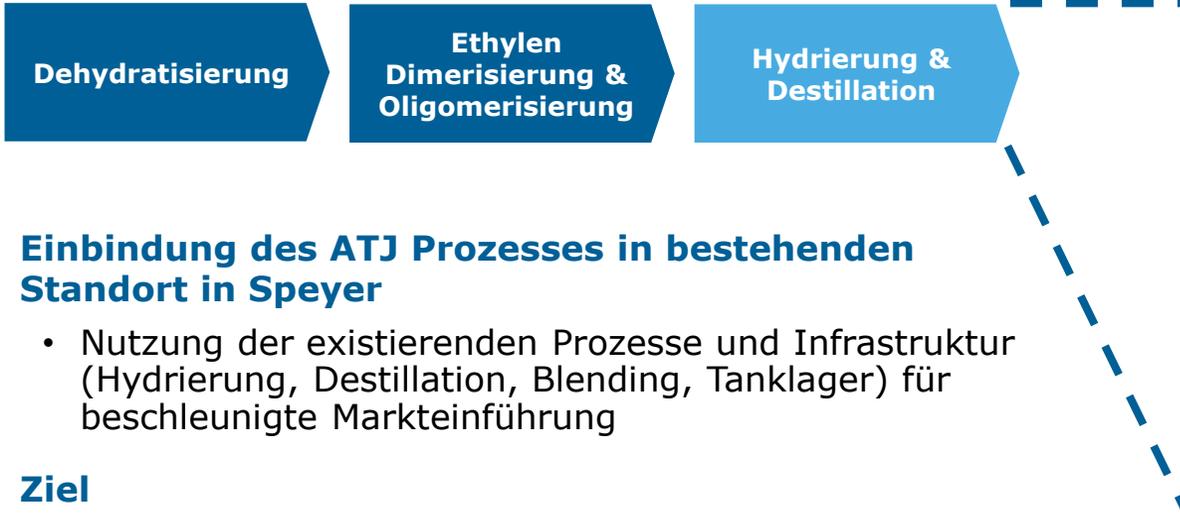
- Mangelnde Klarheit: **Harmonisierung der EU Vorgaben**
- **Kritischer Faktor für langfristige Sicherheit des Investments und damit finale Investmententscheidung**

- Mangelnde Klarheit: **Book & Claim**
- **Kritischer Faktor für langfristige Kundenverträge und Preisentwicklung**
- **Massive Unsicherheit auf Kundenseite, Sorge um Wettbewerbsfähigkeit**

Investitionsvorhaben „Amelia“

Integration von ATJ Technologie in bestehende Infrastruktur in Speyer

ATJ (Alcohol-to-Jet) Prozess



Einbindung des ATJ Prozesses in bestehenden Standort in Speyer

- Nutzung der existierenden Prozesse und Infrastruktur (Hydrierung, Destillation, Blending, Tanklager) für beschleunigte Markteinführung

Ziel

- Produktion von ca. 60.000 mt SAF und erneuerbaren Kohlenwasserstoffen
- ✓ **Ausgeprägtes Marktinteresse aus allen Sektoren** (kommerzielle Luftfahrt, Cargo, Geschäftsflugverkehr, FBOs) und konkrete Absichtserklärungen unterstützen Wirtschaftlichkeit des Investitionsvorhabens
- ✓ **Auswahl Technologiepartner** („bankable license“)
- ✓ **Conceptual Design & Engineering Phase**



© HCS Group



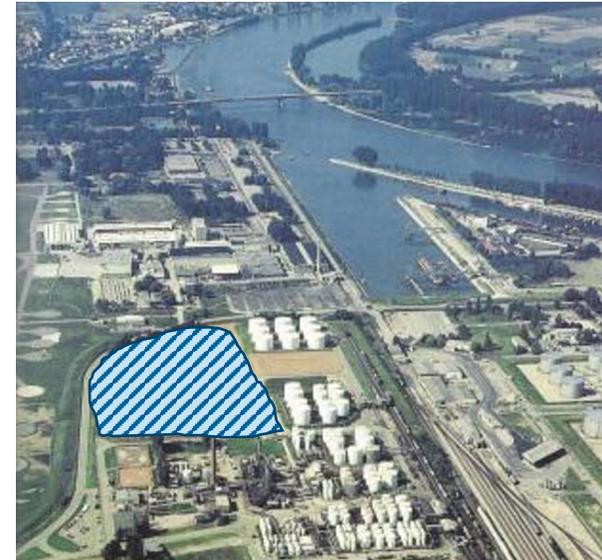
Feierliche Einweihung der Hydrieranlage am Standort Speyer gemeinsam mit Malu Dreyer, Ministerpräsidentin Rheinland-Pfalz
16. September 2022

Investitionsvorhaben „Amelia“

Haltermann Carless Standort Speyer ist ideal positioniert für Skalierung von SAF

Standortvorteile:

- Exzellente geographische Lage in Europa und am Rhein erlaubt Belieferung von FRA und anderen großen Flughäfen
- Minimierung der GHG Emissionen im Transport (Anbindung per Barge, Tankzügen und Tankwagen)
- Standort mit höchsten, auditierten Qualitätsstandards und Nachhaltigkeitszertifizierungen



© HCS Group



Areal für
„brownfield“ ATJ
Investition



Transparente und zertifizierte Lieferkette von der Biomasse zum „tip-of-the-wing“ innerhalb eines 200 km Radius unter Minimierung der „Carbon Intensity“



Haltermann Carless
Standort Speyer

Regulative Rahmenbedingungen



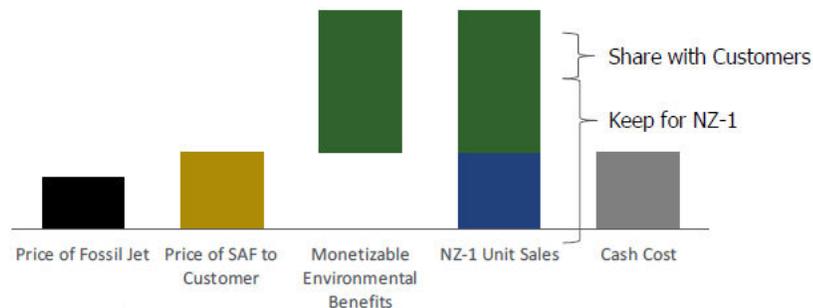
SAF in USA – massive Incentivierungspolitik



Regulative Klarheit und wirtschaftliche Anreize erlauben Unternehmen eine Quantifizierung des "Sustainability Value Stack"

- Renewable Fuel Standards (RFS)
- Low Carbon Fuel Standards (LCFS)
- SAF Tax Credit
- Wirtschaftliche Anreize können mit Kunden geteilt werden

Pricing How it Works (Illustrative Example)



US Sustainable Aviation Fuel Grand Challenge

- Klare Zielvorgabe der US Regierung
- Ziel von 9 Mio. t SAF (3 bn Gallon) in 2030 (20% niedrigere Emissionen aus der Luftfahrt)
- Ziel von 100 Mio. t SAF (35 bn Gallon) SAF in 2050 – äquivalent zu 100% SAF Einsatz
- US Kongress hat "Sustainable Skies Act" und "US Inflation Reduction Act" verabschiedet um die Skalierung von SAF Produktion durch steuerliche Anreize zu beschleunigen, Keine Importe angenommen
- 1G SAF akzeptiert (z.B. auf Basis von Mais), d.h. Strategie zuerst GHG zu reduzieren und später schrittweise Rohstoffe auf 2G zu limitieren
- **SAF Großprojekte derzeit primär in USA (Shell, World Energy, Gevo, Lanzajet, etc.)** – Europa läuft Gefahr die ambitionierte Zielen des Ff55 zu verfehlen



SAF in der EU – viele Ziele, mangelnde Klarheit

Europa riskiert die Klimaziele zu verfehlen

Stand Januar 2023

Regulative	Status	Details	2025	2030
ReFuel		<ul style="list-style-type: none"> Mandat für SAF blend: Ziel mind. 2% in 2025, 5% in 2030, 21% in 2035, 32% in 2040, 38% in 2045 und 63% in 2050¹ Synfuel Ziel: 0.7% in 2030, 5% in 2035, 8% in 2040, 11% in 2045, 28% in 2050 SAF muss aus Rohstoffen produziert werden, die in Annex IX, Teil A oder Teil B aufgeführt sind 	<ul style="list-style-type: none"> 2% SAF 0.9 Mio. t SAF 	<ul style="list-style-type: none"> 5% SAF 0.7% synfuel 2.6 Mio. t SAF
RED II		<ul style="list-style-type: none"> SAF muss 65% GHG Reduktion erreichen Keine Rohstoffe aus „high biodiversity land, high carbon stock land and land that was peatland in January 2008“ Minimaler Anteil von 14% erneuerbaren Kraftstoffen im Transportsektor (Bio-fuels from Annex IX A&B double counted for road use and 1.2x for aviation but be limited to a maximum of 1.7% maximum from Part B and a minimum of at least: 1% by 2025 & 3.5% by 2030 of Part A) 	<ul style="list-style-type: none"> Limitiert Rohstoffe / Biomasse die für die SAF Produktion eingesetzt werden können 	<ul style="list-style-type: none"> Vorschlag zur Revision von RED II Annex IX im Dez 2022 veröffentlicht. Zusätzliche Rohstoffe aufgenommen, jedoch primär in Teil B – ohne Anpassung des bestehenden Caps
RED III (revision of RED II as part of Fit for 55)		<ul style="list-style-type: none"> Erfordert 13% Reduktion der GHG Intensität im gesamten Transportsektor Multiplikatoren für Biokraftstoffe nicht länger vorgesehen (vorher: 2x Multiplier für erneuerbaren Diesel and 1.2x Multiplier für SAF im Einklang mit Annex IX Teil A & B Rohstoffen) 	<ul style="list-style-type: none"> RED III entzieht Möglichkeit für bestehende Multiplikatoren für Volumina von nachhaltigen Kraftstoffe (aber: leicht verbesserte Wettbewerbsfähigkeit für SAF gegenüber erneuerbarem Diesel) 	
EU Emission Trading System (ETS)		<ul style="list-style-type: none"> Zulässige Emissionsgrenze für Luftfahrt ca. 24.5 mio MT für 2021, reduziert um 2.2% per annum (4.2% vorgeschlagen) Freigrenzen für Luftfahrt werden außer Kraft gesetzt – Übergang zu Auktionsmodell in 2027 	<ul style="list-style-type: none"> ~€160-240/ton ETS Kosten für A1 Jet Fuel² 	<ul style="list-style-type: none"> ~€220-320/ton ETS Kosten für A1 Jet Fuel³
Energy Taxation Directive (ETD)		<ul style="list-style-type: none"> Schrittweise Einführung einer Abgabe für Kerosin geplant um in 2030 mindestens €10.75/GigaJoule für inner-EU Flüge zu erreichen 	<ul style="list-style-type: none"> ~€230/ton ETD Kosten für A1 Jet Fuel 	<ul style="list-style-type: none"> ~€470/ton ETD Kosten für A1 Jet Fuel

Renewable Energies Directive (RED)

Verabschiedet Vorschlag

Entwurf der delegierten Richtlinie vom 05.12.2022

Aktualisierte Liste nachhaltiger Biokraftstoff-Rohstoffe mangelt an Klarheit

- **HCS begrüßt überfällige Änderungen in Annex IX für Rohstoffe aus Abfall- und Reststoffen** als Voraussetzung die ambitionierten Ziele der EU und die Defossilisierung der Luftfahrt zu erreichen
- Neuer Entwurf enthält jedoch diverse Unklarheiten, was zu Verwirrung und Fehlinterpretationen führen wird (133 Eingaben bis 2. Januar 2023)
- **Neu aufgenommene Rohstoffe fallen unter Annex IX Teil B und werden damit durch eine Obergrenze von 1.7% gedeckelt** - dies beeinträchtigt den Planungshorizont massiv und schreckt Investitionen ab
- Mangelnde Kontinuität - Rohstoffe können von Teil A nach B wandern
- HCS unterstützt vorgeschlagene Lösungen eine dynamische Obergrenze auf der Grundlage der Rohstoffverfügbarkeit aufzunehmen
- **Mangelnde Definitionen**
 - Was genau ist eine "fortgeschrittene" und was ist eine "ausgereifte" Technologie?
 - Was gilt als stark „degradiertes Land“, was sind zulässige „Intermediate Crops“?
 - Kategorie Anhang IX (d) „Biomasse Fraktionen aus industriellen Abfällen“ immer noch nicht angemessen definiert, anhaltende Unklarheit bezüglich Abfällen z.B. aus der Stärkeproduktion



- **Derzeitiger Vorschlag wird zu weiteren Verzögerungen von Investitionsentscheidungen führen**
- **Gefahr ambitionierte Ziele des Ff55 zu verfehlen** und den Anschluss an USA zu verlieren was fortschrittliche Biokraftstoffe betrifft

ANNEX

Annex IX to Directive (EU) 2018/2001 is amended as follows:

(1) in Part A, the following feedstocks are added:

“

- (r) Alcoholic distillery residues and wastes (fusel oils) not fit for use in the food or feed chain;
- (s) Raw methanol from kraft pulping stemming from the production of wood pulp;
- (t) Non-food crops grown on severely degraded land, not suitable for food and feed crops.”

(2) in Part B, the following feedstocks are added:

“

- (c) Bakery and confectionary residues and waste not fit for use in the food and feed chain;
- (d) Drink production residues and waste not fit for use in the food and feed chain;
- (e) Fruit and vegetable residues and waste not fit for use in the food and feed chain, excluding tails, leaves, stalks and husks;
- (f) Starchy effluents with less than 20% starch content not fit for use in the food and feed chain;
- (g) Brewers' Spent Grain not fit for use in the food and feed chain;
- (h) Liquid whey permeate;
- (i) Deoiled olive pomace;
- (j) Damaged crops that are not fit for use in the food or feed chain, excluding substances that have been intentionally modified or contaminated in order to meet this definition;
- (k) Municipal wastewater and derivatives other than sewage sludge;
- (l) Brown grease;
- (m) Cyanobacteria;
- (n) Vinasse excluding thin stillage and sugarbeet vinasse;
- (o) Dextrose ultrafiltration retentate from sugar refining;
- (p) Intermediate crops, such as catch crops and cover crops that are grown in areas where due to a short vegetation period the production of food and feed crops is limited to one harvest and provided their use does not trigger demand for additional land and provided the soil organic matter content is maintained.”

Erfolgsfaktoren und Herausforderungen für nachhaltiges Kerosin

SAF – Sustainable Aviation Fuel

Erfolgsfaktoren und Herausforderungen für nachhaltiges Kerosin

S



Sicherheit der langfristigen Investition

- **Regulatorische Klarheit** (RED II/III, Annex IX), auch als Basis für Rohstoffsicherheit
- Abgestimmtes Vorgehen in der EU, nur ein Blending Mandate
- **Stabiler politischer Rahmen** (mind. 10 Jahre) als Basis für solide Geschäftsgrundlage und Vertrauen der Investoren in die Branche (de-risk investment)
- **Akzeptanz des Book&Claim** Mechanismus
- **„Level Playing Field“** zum Schutz von EU Investments (z.B. Carbon Border Adjustment, Anti-Tankering)

A



Akzeptanz aller fortschrittlichen Technologien

- **ATJ ist Teil der Lösung – Förderung aller fortschrittlichen SAF Routen ist essentiell**
- **Vorschlag von „submandates“ analog PTL**
- Zertifizierte GHG Reduktion muss primärer Fokus sein
- Vermeidung einer Kannibalisierung von Rohstoffen innerhalb des Transportsektors
- Für relevante Volumina von **„drop-in“ SAF** vor 2030 sind ASTM zertifizierte Routen und „brownfield“ Standorte unabdingbar

F



Finanzierung des Hochlaufs

- EU Vorgaben allein werden zu keinen ausreichenden Investitionen führen
- **EU Fördermechanismen und staatliche Unterstützung** (BMDV & BMU Programme, ETS Innovation Fund) kritisch um europäische SAF Industrie zu schaffen und Wettbewerbsfähigkeit in EU zu sichern
- **Förderung von „first of its kind“ Investitionen**
- Staatliche Anreize zur Generierung eines liquiden SAF Marktes (z.B. **CCfDs analog H2**)



H·C·S GROUP

PASSION PRAGMATISM PARTNERSHIP

Your contact:

HCS Group

Dr. Harald Dialer

Chief Commercial Officer

Phone: +49 69 695 386 114

eMail: hdialer@h-c-s-group.com

www.h-c-s-group.com



The information has been compiled to the best of our knowledge and with regard to current state of our practical experience. It is non-binding. HCS Group and its affiliated companies assume neither risk, liability nor warranty whatever in connection with this product information or any particular use, if not expressly confirmed by us in writing. Except where noted otherwise, all registered trademarks are owned by HCS Group or its affiliated companies.

Backup

SAF Technologien – ATJ hat das Potential als führende Route für den angestrebten Hochlauf

Übersicht wesentlicher SAF Technologien

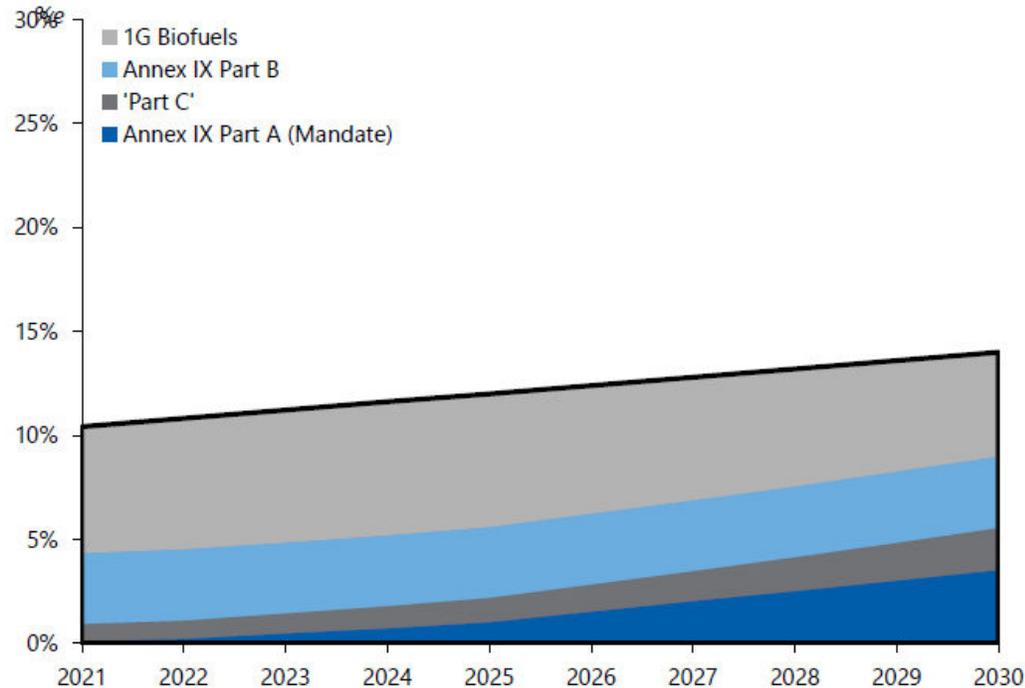
Technologie	HEFA (Hydroprocessed esters & fatty acids)	GFT (Gasification Fischer-Tropsch)	ATJ (Alcohol to Jet)	PtL (Power to Liquids)
Rohstoff	Fette und Öle: Pflanzenöle, UCO (Used Cooking Oil), fetthaltige Reststoffe	Haushaltsabfälle (MSW), lignozellulosehaltige Biomasse, Agri. Reststoffe	Pflanzliche Biomasse (USA: Zucker; EU: Abfall- und Reststoffe, Lignozellulose)	CO2 (biogen, DAC, kein „graues“ CO2), Erneuerbarer Strom, Wasser
Chemischer Prozess	Deoxygenierung und Hydrierung zur Spaltung der Fette und Freisetzung der Kohlenwasserstoffe	Vergasung der Biomasse zu Syngas (CO und H2) und nachfolgende katalytische Synthese der Kohlenwasserstoffe (optional aromatisch)	Fermentierung der Kohlenhydrate zu Bioalkohol und mehrstufige Umsetzung zu höheren Kohlenwasserstoffen	Grüner Wasserstoff aus Elektrolyse wird mit CO2 über FT oder Methanol Synthese zu höheren Kohlenwasserstoffen umgesetzt
ASTM Zertifizierung	Ja	Ja	Ja	Ja, für FT SPK
Bewertung	Technologie Reifegrad	●	●	●
	Aktuelle Kosten	●	●	●
	Emissionen	●	●	●
	Rohstoffverfügbarkeit	●	●	●
	Derzeitig verfügbare Option		Beste mittelfristige Option - mit Blick auf SAF Ausbeute und Rohstoffverfügbarkeit	Langfristig attraktive Lösung (>>10 Jahre)

Niedrige SAF Ausbeute, zusätzliche Raffinerieprozesse erforderlich

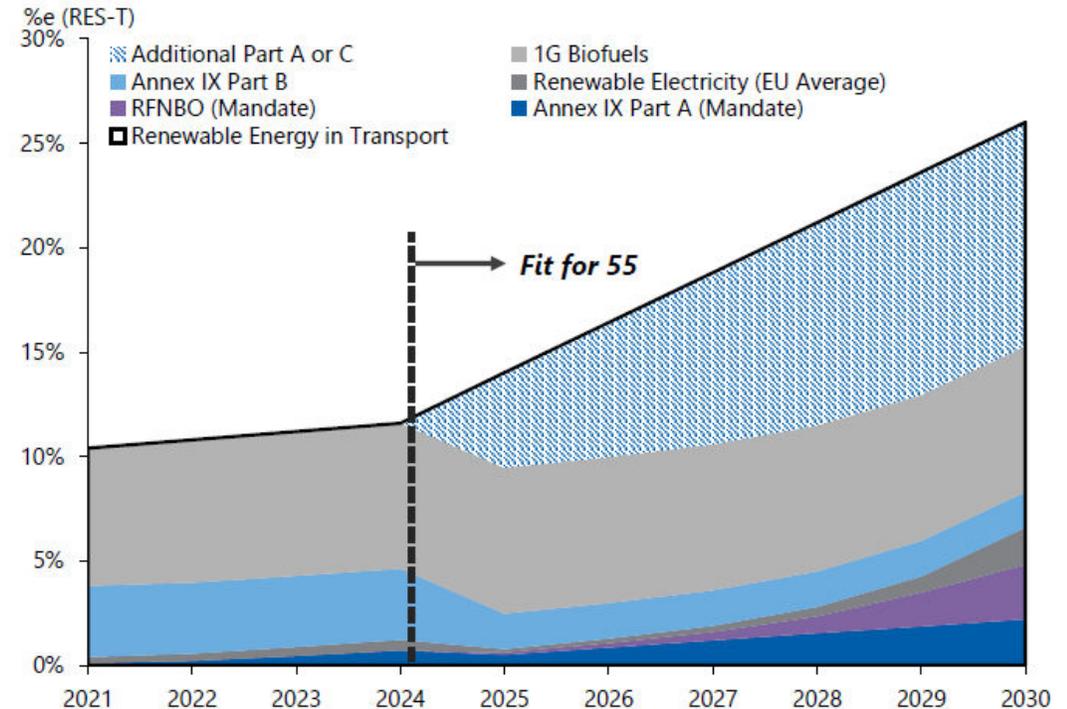
RED II und RED III Blending Vorgaben

Klarheit im Annex IX und Erweiterung zulässiger Rohstoffe dringend erforderlich

REDII blending obligation by fuel type

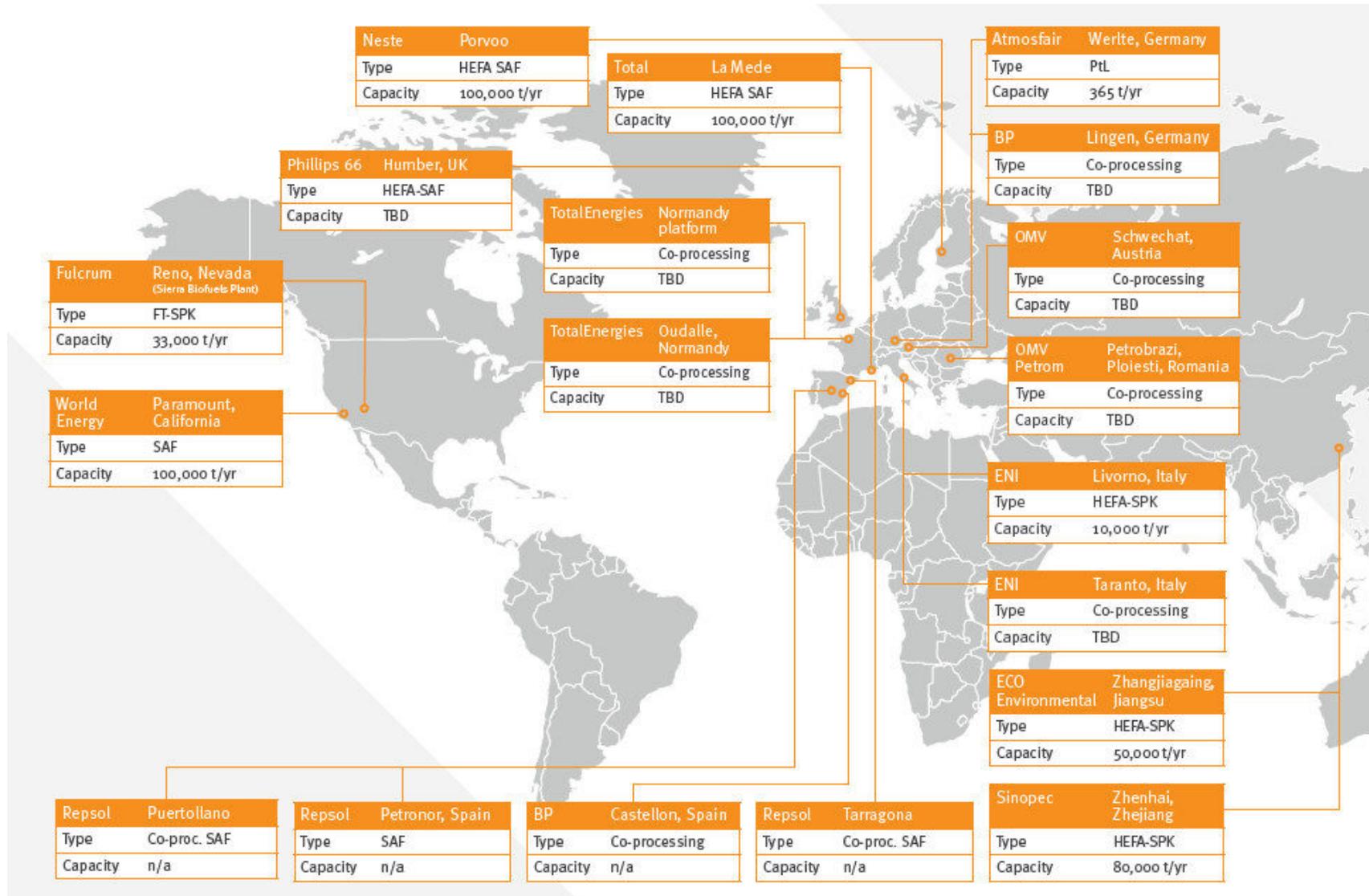


REDIII blending obligation by fuel type



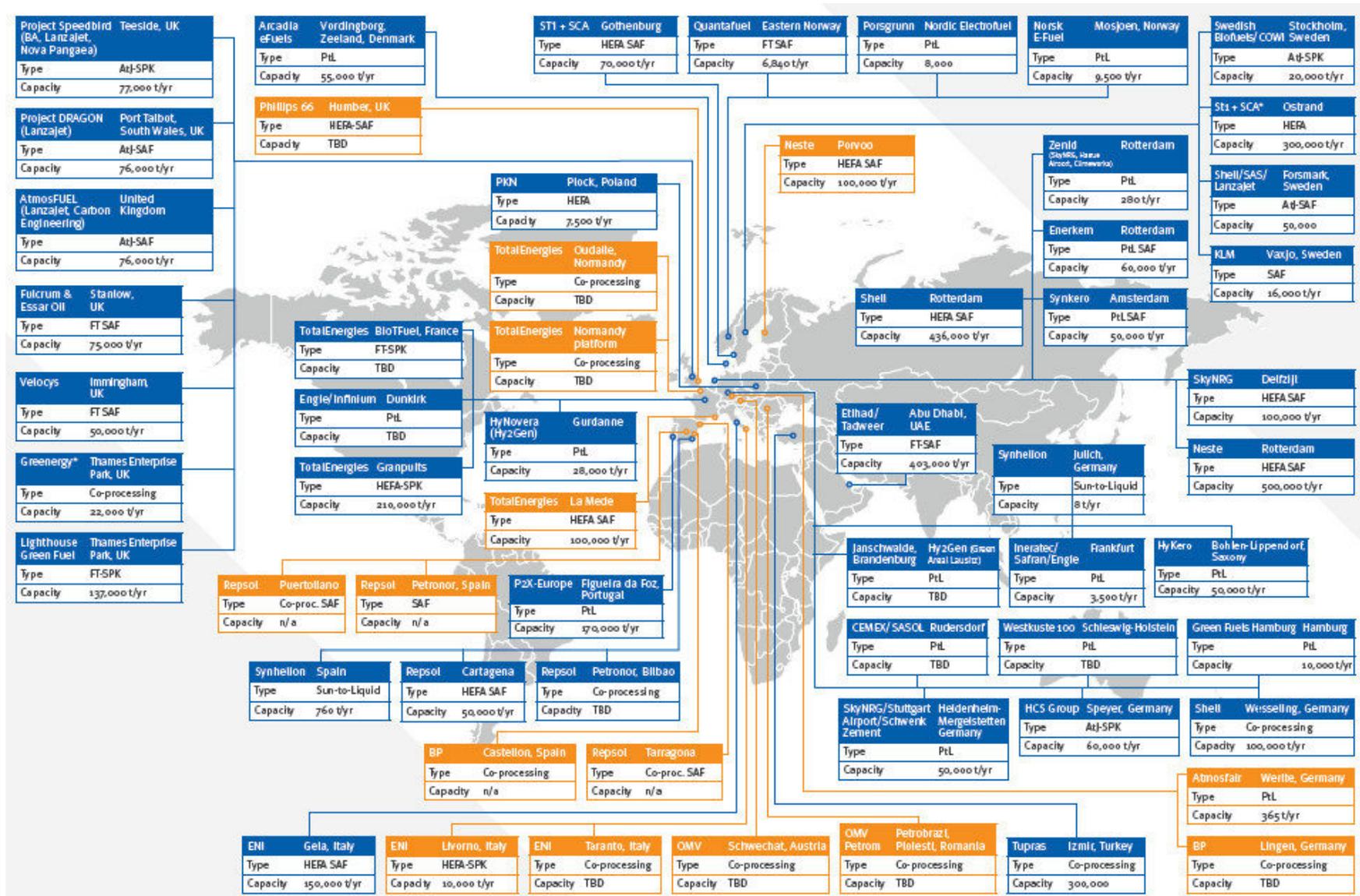
Argus SAF Map

Existierende Anlagen primär HEFA und Co-Processing basiert



Argus SAF Map

Existierende Anlagen primär HEFA und Co-Processing basiert



Kraftstoffwende im internationalen Luftverkehr



Kraftstoffwende im internationalen Luftverkehr – Stand der Regulierung und Herausforderungen

Falk Heinen

**Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und
Verbraucherschutz (BMUV), Referat „Technische Verkehrsfragen und
Kraftstoffe“**

Fachworkshop „Alcohol-to-Jet für Sustainable Aviation Fuels (SAF)“
Hessische Landesvertretung Berlin, 12. Januar 2023



Übersicht

- **Klimaschutz** im Luftverkehr
- **Rahmenbedingungen in der EU**
 - ReFuelEU Aviation
 - RED II bzw. RED II Revision
 - Delegierte Rechtsakte RFNBOs
- **Rahmenbedingungen in Deutschland**
 - Umsetzung RED II im BImSchG und 37./38. BImSchV
- **Herausforderungen**



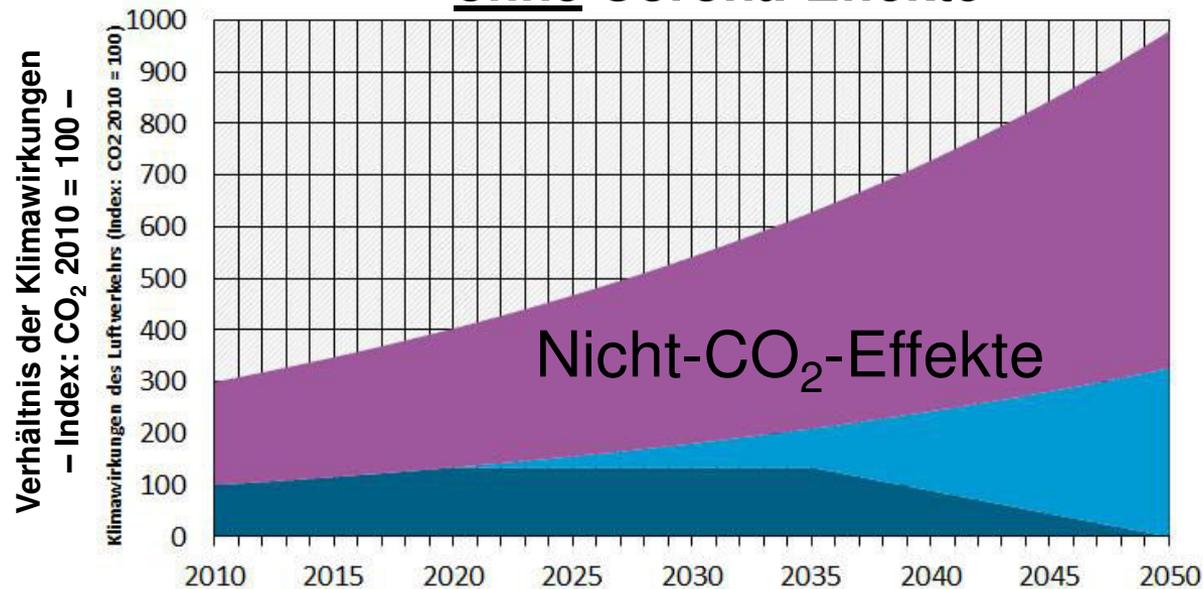
Bestandsaufnahme

- Bisherige Maßnahmen und Instrumente für mehr Klimaschutz im Luftverkehr sind **nicht ausreichend und nicht „Paris-kompatibel“**
KONSEQUENZ:
Ambitionssteigerungen und Emissionsminderung im Sektor erforderlich
- **Marktwirtschaftliche Instrumente nur teilweise kompensierend**
- **Alternative Treibstoffe im Luftverkehr: Power-to-Liquid für den Einsatz im Luftverkehr**
 - Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen **keine Alternative**
 - **Fortschrittliche Biokraftstoffe besser, aber Rohstoffe sind begrenzt und Konkurrenz mit anderen Sektoren**
 - **Langfristig tragfähige Option: strombasierte Kraftstoffe, erzeugt mit **ZUSÄTZLICHER ERNEUERBARER ENERGIE** unter **Einhaltung verbindlicher weiterer Nachhaltigkeitskriterien** (z. B. zu Wasser- und Landnutzung, aber auch sozialer Aspekte)**



Problemfeld: Nicht-CO₂-Effekte vervielfachen das Problem

CO₂- und Nicht-CO₂-Effekte des globalen Luftverkehrs - ohne Corona-Effekte -



- Aktuelle Forschungen gehen von einem **mittleren Klimawirkungsverhältnis** von CO₂ zu Nicht-CO₂-Effekten in Höhe **von 1:2** aus
- Nicht-CO₂-Effekte treten - wenngleich geringer - auch dann noch auf, wenn postfossile, treibhausgasneutrale Treibstoffe verwendet werden ⇒ weitere Maßnahmen notwendig



EU: ReFuelEU Aviation

Ziele:

- **Einführung von SAFs** im Rahmen der Umsetzung des European Green Deal und der Sustainable and Smart Mobility Strategy
- **Reduzierung des CO₂ Anteils** im Flugverkehr zwischen 2030 und 2050 durch ambitionierte Zielfestlegung
- **Förderung der SAF-Produktion** und Etablierung von Anforderungen für die EU und weltweit

Verfahrensstand:

- Derzeit laufender Trilog; letzte Verhandlungsrunde am 8.12. gescheitert
- **Ambitionsniveau offen:**
 - 2030: 5 oder 6 % SAF/ 0,7 bis 2 % PtL
 - 2035: 20 % SAF/ 5 % PtL
 - 2040: 32 bis 37 % SAF/ 8 bis 13 % PtL
 - 2045: 38 bis 54 % SAF/ 11 bis 27 % PtL
 - 2050: 63 bis 85 % SAF/ 28 bis 50 % PtL
- **Weitere Diskussionspunkte:**
 - **Erfüllungsoptionen** (Diskussion: 3 % Obergrenze Non-RED II-Kraftstoffe für Biofuels, Recycled Carbon Fuels, Synthetic Low carbon Fuels u.a.)
 - Möglichkeit eines höheren **Ambitionsniveaus** auf nationaler Ebene (Diskussion: Zeitliche Begrenzung Sonderregelung auf 2030 oder 2035)
 - Vermeidung von **Wettbewerbsverzerrungen/** Anti-Tankering



EU: RED II Revision

Stand der Diskussionen

- **aktuell Trilog**; Verabschiedung unter SWE-Präsidentschaft möglich
- **Europäisches Parlament**: deutlich höheres Ambitionsniveau von 45 % (**Verkehr 16 % CO₂-Minderung**), ambitionierte Ziele für **RFNBOs im Verkehr (5,7 %)**, keine Low carbon fuels, bei Nachhaltigkeit Fokus auf Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft
Änderung der Obergrenze bei high-risk iLUC-Substraten (Palmöl und Soja)
- **Rat**: Erhöhung EE-Ziel auf 40 % (**Verkehr: 13 % CO₂-Minderung**), verbindliche Sektorziele für Steigerung des EE-Anteils bei Wärme, Industrie und Verkehr, unverbindliches **Ziel bei RFNBOs (5,2 % mit Doppelanrechnung)**
- **Europäische Kommission**: EE-Ziel in Vorschlag „RePower“ 45 %, Umstellung auf THG-Quote in der EU, **Höhe: 13 % (ohne Multiplikatoren)**, **RFNBOs: 2,6 %**
- **Im Ergebnis** THG-Quote optional, Ziel im Verkehr >13 % bei THG-Quote, Einführung RFNBO-Unterquote möglich, ggf. Änderung bei den Nachhaltigkeitsanforderungen



Rechtliche Regelungen für die Produktion von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biologischen Ursprungs

Nr. 1: Delegierter Rechtsakt zu Artikel 27(3) der RED II

- Delegierter Rechtsakt setzt **Regeln für den Strombezug bei der Herstellung von RFNBOs** fest.
- Strombezug zur Herstellung von RFNBOs muss 100 % erneuerbar sein.
- Differenzierung zwischen **drei zulässigen Optionen** für die Herstellung von RFNBOs



Option 1: Strombezug über Direktverbindung zu EE-Anlage

Strombezug über Direktverbindung zu EE-Anlage

Zusätzlichkeit:

- Inbetriebnahme der EE-Anlage nicht früher als 36 Monate vor der grünem H2/RFNBO-Erzeugungsanlage
- RFNBO-Produktion ohne Netzstrom (EE-Anlage ohne Netzanschluss oder Smart-Meter als Nachweis, dass kein Netzstrom verwendet wurde)



Zeitliche Korrelation:

Automatisch erfüllt



Geografische Korrelation:

Automatisch erfüllt



Option 2: Stromliefervertrag (PPA) und Bezug von Netzstrom

Power Purchase Agreement (PPA) mit Betreiber von EE-Anlage + folgende Kriterien

Zusätzlichkeit:

- Inbetriebnahme der EE-Anlage nicht früher als 36 Monate vor der grünem H₂/RFNBO-Erzeugungsanlage
- Keine finanzielle Unterstützung für EE-Anlage (Investment + Produktion)
- Bestandsschutz: Regeln gelten erst für Anlagen, die ab 1. Januar 2027 in Betrieb gehen



Zeitliche Korrelation:

- Produktion des Stroms und Erzeugung von RFNBOs im selben Quartal bis 31. März 2028, danach stündlicher Abgleich (Nutzung von Batteriespeicher zulässig)
- alternativ: Strombezug während 1-Stundenzeitraum mit Day-Ahead-Strommarktpreis $\leq 20 \text{ €/MWh}$ bzw. $< 0,36\text{-fache}$ des Preises für eine Berechtigung zur Emission von **1 t CO₂Äq**



Geografische Korrelation

- EE-Anlage und der Elektrolyseur in der gleichen Gebotszone
- EE-Anlage in einer benachbarten Gebotszone mit gleichem oder höherem Strompreis
- EE-Anlage in benachbarten Offshore-Gebotszone



Option 3: Netzstrombezug nach Greifen der Auslaufklausel oder bei Dispatch von EE-Anlagen

Greifen der Auslaufklausel

- Erfüllung der Kriterien **Zusätzlichkeit** sowie **zeitlicher** als auch **geografischer Korrelation** wird angenommen, wenn Elektrolyseur sich in einer Gebotszone befinden, in der:
 - der durchschnittliche Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien im Netz im vorangegangenen Kalenderjahr über 90 % lag
 - die Produktion eine Höchstzahl von Stunden nicht überschreitet, die im Verhältnis zum Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien in der Gebotszone festgelegt wurde. (Bsp: 90% EE-Anteil → erlaubt $0,9 \cdot 8.760 \text{h/a} = 7.884 \text{h/a}$ Produktion von RFNBOs)
- Ab der Überschreitung von 90 % EE-Anteil in Gebotszone in einem Kalenderjahr, wird der EE-Anteil für die nächsten fünf Jahre höher als 90 % angenommen, außer der Anteil wird in zwei aufeinanderfolgenden Jahren verfehlt.

Dispatch von EE-Anlagen

- Strombezug zu Zeiten von abwärtsgerichtetem Redispatch von EE-Anlagen und Reduktion des Bedarfs von Redispatching durch Elektrolyseurbetrieb



Nr. 2: Delegierter Rechtsakt zu Artikel 28(5) der RED II

- Methodik für die **Bewertung der THG-Emissionseinsparungen** durch RFNBOs (sowie recycled carbon fuels (RCFs)).
- Geforderte Höhe der THG-Emissionseinsparungen durch RFNBO / H₂ mindestens 70%.
- Spezifizierung der bereits im Anhang der RED II enthaltene THG-Berechnungsmethode für (Bio-)Kraftstoffe Methode für die **Anwendung auf RFNBOs und erneuerbaren Wasserstoff**.
- Nutzung von **Strom aus erneuerbaren Energiequellen** (Wind, Sonne, Wasser und Erdwärme) mit **keinen Emissionen verbunden** sind.
- Festschreibung, wie lange noch **fossiles CO₂** genutzt werden darf (bis Ende 2040, aus Stromproduktion bis Ende 2035).



Delegierter Rechtsakt zu Artikel 28(5) der RED II

- **Berechnungsformel für die THG-Emissionen** über den Lebenszyklus der RFNBOs/RCFs berücksichtigt alle:
 - mit der **Bereitstellung der Ausgangsstoffe** verbundenen Emissionen (inklusive einer Gutschrift für die Nutzung von CO₂, das andernfalls als in die Atmosphäre emittiert worden wäre)
 - **Prozessemissionen**
 - Emissionen durch **Transport** und Verteilung
 - **Verbrennungsemissionen der Kraftstoffe** in der Endverwendung
 - Emissionseinsparungen durch **Carbon Capture and Storage (CCS)** im Produktionsprozess



Umsetzung der RED (II) in DEU

- **Seit 2015 Treibhausgasminderungs-Quote** zur Umsetzung der Vorgaben der EU aus der Erneuerbaren Energien Richtlinie (und der Kraftstoffqualitätsrichtlinie) mit sehr guten Erfahrungen.
- Große Übereinstimmung der Akteure, die THG-Quote **für den Einsatz erneuerbarer Energien im Verkehr fortzuschreiben**.

Umsetzung der RED II

- **Deutlich mehr Erfüllungsoptionen** für die Verpflichteten (insbesondere durch Strom, Wasserstoff und Folgeprodukte sowie biogene Reststoffe) um die THG-Minderungen zu erreichen, allerdings auch **größere Komplexität**.
- **Weitere Einflüsse**, u.a. durch Nationale Wasserstoffstrategie, Anforderungen an CO₂-Emissionen von Fahrzeugen, Nachhaltigkeitsanforderungen, „high-iLUC-risk“-Diskussion, ausstehende delegierte Rechtsakte



Kernelemente RED II Umsetzung

THG-Quote steigt schrittweise auf 25 % bis zum Jahr 2030

- Rund 30 Mio. t CO₂ Einsparung an direkten Emissionen in der Gesamtkette
- EE-Anteil gem. RED II über 30 % (RED II Vorgabe: 14 %)

Obergrenze für Bio-KS aus Nahrungs- und Futtermitteln: 4,4 %

- Keine Ausweitung von Agrarflächen für Bioenergie

Palmöl Phase-Out: ab 2023 Ausschluss von der Förderung

- Vermeidung von besonders hohen iLUC-Emissionen (Diskussion zu del. Rechtsakt)

Doppelanrechnung für Wasserstoff und fortschrittliche Bio-KS

- Starker Anreiz für Optionen mit hohem THG-Minderungspotenzial, Projektion 2030: 7 GW (!) Elektrolyse

Neu: Quote für strombasiertes Kerosin

- **Allokation von PtX wo keine direktelektrische Alternative besteht**

Dreifachanrechnung für Strom

- Stärkere Beteiligung der Mineralölwirtschaft am Ausbau der Ladeinfrastruktur



National: PtL in der RED II

- Umsetzung der **Erneuerbare Energien Richtlinie II (RED II – Art. 25-28)** in nationales Recht – **Teil strombasierte Kraftstoffe**

Prämisse 1: Anlagenkapazitäten bestehen noch nicht. Kraftstoffe sind sehr teuer. Wasserstoff in Raffinerien soll gefördert werden (Vorteile für alle Sektoren).

Prämisse 2: Flugverkehr hat keine Alternative. Produktionskapazitäten für *flüssige* strombasierte Kraftstoffe sollen aufgebaut werden.

Ergebnis 2021

1. **Doppelanrechnung von grünem Wasserstoff in Raffinerien für Herstellung von Kraftstoffen/ Doppelanrechnung von PtX im Straßenverkehr/ Koppelprodukte**
2. **THG-Quote berücksichtigt für DEU Ausbauziele der Nationalen Wasserstoffstrategie und geht bei der Gesamtambition weit darüber hinaus.**
3. **Steigende PtL-Mindestquote im Flugverkehr: 0,5 % im Jahr 2026, 1 % 2028, 2% im Jahr 2030 für in DEU getankte Mengen**

Weitere Rahmenbedingungen müssen durch delegierte Rechtsakte der EU KOM festgelegt werden:
v.a. Strombezugskriterien, Berechnungsmethodik;



Überblick Umsetzung RED II

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
THG-Quote (CO₂-Minderung)	7 %	8 %	9,25 %	10,5 %	12 %	14,5 %	17,5 %	21 %	25 %
Nahrungs- und Futtermittelpflanzen (Obergrenze, energetisch)	4,4 %								
Altspeiseöle und tierische Fette (Obergrenze, energetisch)	1,9 %								
Fortschrittliche Biokraftstoffe (Mindestanteil, energetisch)	2022	2023	2024	2025	2026	2028	2030		
	0,2 %	0,3 %	0,4 %	0,7 %	1,0 %	1,7 %	2,6 %		
Mengen oberhalb des Mindestanteils werden mit Faktor 2 angerechnet. POME wird nur einfach angerechnet, ist weiterhin auf den Mindestanteil anrechenbar.									
Wasserstoff und PtX-Kraftstoffe	Mengen werden mit Faktor 2 angerechnet (Raffinerien und Straßenverkehr)								
Strom	Mengen werden mit Faktor 3 angerechnet (Strom aus öffentlichen Ladepunkten, private Elektrofahrzeuge, Fahrzeugflotten)								
Luftverkehr	Quote für PtL-Kerosin: 0,5 % in 2026, 1 % in 2028, 2 % in 2030								
Palmöl	2022				ab 2023				
	0,9 %				0 %				
Co-Processing	Gesetzlicher Ausschluss bleibt; Bundestag fordert die Bundesregierung auf (Entschießung), die Anrechenbarkeit durch BlmSchV zu ermöglichen. Gemäß BlmSchG dürfen nur Reststoffe (Anhang IX Teil A der RED II, fortschrittliche Biokraftstoffe) eingesetzt werden.								
UER-Maßnahmen	Können nur noch bis einschließlich 2026 angerechnet werden								
Biogener Wasserstoff	Einsatz in Straßenfahrzeugen (nicht in Raffinerien) aus Reststoffen (Anhang IX Teil A) wird ab dem 1.7.2023 angerechnet. BlmSchV regelt notwendige Kriterien.								



Herausforderungen bei SAFs

- Rolle anderer Erfüllungsoptionen (RCFs, Low carbon fuels, Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermitteln)
- Verfügbarkeit von Ausgangsstoffen für biobasierte SAFs (Annex IX Teil A)
- Verfügbarkeit nachhaltiger Abfallstoffe (Annex IX Teil B)
- Konkurrenz zwischen Straßen- und Luftverkehr um fortschrittliche/ abfallbasierte Biokraftstoffe
- Entwicklung von strombasierten Kraftstoffen: Verfügbarkeit und Kosten



Vielen Dank!