azare
Hochschule RheinMain

Projekt „INNOFUELS“

Systemisch-ökonomische Analyse der FT Wertschöpfungskette Power-to- Kerosene (eSAF) in Deutschland

2026

Projekt „INNOFUELS“

Systemisch-ökonomische Analyse der FT Wertschöpfungskette Power-to- Kerosene (eSAF) in Deutschland

Autoren:

Karsten Jädtke

Prof. Dr. Thomas Heimer

Unter Mitarbeit von:

Dr. Manuela Unteutsch, Frontier Economics

Dr. Jens Perner, Frontier Economics Autoren

Juni 2026

Gefördert durch: Bundesministerium für Verkehr aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Koordiniert durch: NOW

Projektträger: VDI|VDE|IT, FNR

Inhaltsverzeichnis

Abbildungen 7
Tabellenverzeichnis 8
Abkürzungsverzeichnis 9
Glossar 11
Executive Summary 14
1 Einleitung 17
2 Methodische Einleitung 18
2.1 Wertschöpfungskette (System) 18
2.2 Darlegung der Annahmen und der Wertermittlungsansätze 20
3 Beschreibung der Wertschöpfungsstufen synthetischer Kraftstoffe 22
3.1 Erneuerbare Stromgewinnung 23
3.1.1 Generelle Funktionsweise von Windenergieanlagen 23
3.1.2 Offshore-Windenergieanlagen 24
3.1.3 Onshore-Windenergieanlagen 26
3.1.4 Vor- und Nachteile von Offshore- und Onshore-WEA 28
3.1.5 Zusammenfassung und Ausblick auf die Entwicklung der Windenergie in Deutschland 30
3.1.6 Exkurs: Photovoltaik (PV) 30
3.2 CO_2-Gewinnung 31
3.2.1 Abscheidung aus einer Punktquelle 32
3.2.2 Abscheidung über Direct Air Capture (DAC) 34
3.3 Wasserstoffproduktion 35
3.4 Indirekte Fischer-Tropsch-Route 37
3.5 Methanol-to-Jet-Route 41
3.6 Alcohol-to-Jet-Route 44
3.7 Zusammenfassung 47
4 Modellierung der energetischen und stofflichen Bedarfe zur Produktion von synthetischem Kerosin 48
4.1 Ausgangssituation 50
4.1.1 Erneuerbare Stromgewinnung 50
4.1.2 Gewinnung von CO_2 durch Abscheidung an einer Punktquelle 52
4.1.3 Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse 54
4.1.4 Erzeugung von Synthesegas mittels RWGS und des FT-Syncrude mittels Fischer-Tropsch-Synthese 55
4.1.5 Erzeugung von FT-Kerosin mittels Upgrading von FT-Syncrude 56
4.2 Sensitivitäten 58
4.3 Quoten und die Wirksamkeit von Pönalen 63

5 Zusammenfassung der Ergebnisse und Bewertung 67
6 Literaturverzeichnis 69
7 Anhang 75
A.1 Größenordnung Offshore-Windenergie 75
A.2 Beispiel für Alkoholproduktion (E-Ethanol) aus Strom, Wasserstoff und Kohlendioxid (1.000 Liter Ethanol) 75
A.3 Berechnung Gestehungskosten Offshore-WEA 76
A.4 Berechnung Gestehungskosten CO_2-Abscheidung 76
A.5 Berechnung Gestehungskosten H_2-Gewinnung 77
A.6 Berechnung Gestehungskosten 100.000 t Fischer-Tropsch Syncrude 77
A.7 Berechnung Gestehungskosten für 58.500 t Fischer-Tropsch Kerosin 78
A.8 Vergleichswerte 78

Abbildungen

Abbildung 1: Wertschöpfungskette zur Herstellung nachhaltigen synthetischen Kerosins 19
Abbildung 2: Regulatorischer Zusammenhang H_2 und CO_2 in den drei SAF-Kraftstoffarten 22
Abbildung 3: Aufbau einer Windenergieanlage (Onshore) 24
Abbildung 4: Aktivitäten in den Offshore-Windenergieprojekten 25
Abbildung 5: Struktur einer Offshore-Windenergieanlage 25
Abbildung 6: Struktur eines Offshore-Windenergieparks 26
Abbildung 7: Struktur einer Offshore-Windenergieanlage 27
Abbildung 8: Wind-Volllaststunden nach typischen Standorten für Windenergieanlagen 2024 28
Abbildung 9: Carbon Capture Utilisation and Storage (CCU/S) 32
Abbildung 10: Allgemeiner Prozess der CO_2-Abscheidung 32
Abbildung 11: Elektrolyse (Basismodell) 35
Abbildung 12: Fischer-Tropsch-Route 38
Abbildung 13: Beispiel Kettenwachstum bei der Fischer-Tropsch-Synthese 39
Abbildung 14: Methanol-to-Jet Route 42
Abbildung 15: Alcohol-to-Jet Route 45
Abbildung 16: Wertschöpfungsprozess RFNBO/eSAF unter Einbindung der Fischer-Tropsch-Synthese 49
Abbildung 17: Quoten für SAF und eSAF nach RFEUA 64

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kostenfaktoren der Wertschöpfungsstufen 21
Tabelle 2: Kumulierte Leistung und Anlagenanzahl Onshore in den Bundesländern 27
Tabelle 3: Gemeinsamkeiten und Unterschiede von Offshore und Onshore WEA für Deutschland 29
Tabelle 4: Energieverbrauch nach Elektrolyseverfahren 37
Tabelle 5: Generische Zusammensetzung der wichtigsten industriell hergestellten FT-Syncrude-Typen 40
Tabelle 6: Energetische und stoffliche Bedarf über alle Wertschöpfungsstufen für 100.000 t FT-Syncrude ($C_{12}H_{26}$, Dodecan) mit Upgrading 50
Tabelle 7: Bereitstellung Windenergie für 100.000 t FT Syncrude und Upgrading 50
Tabelle 8: Verhältnis von benötigten OWAE zu OnWEA für die Bereitstellung des Gesamtenergiebedarfs 51
Tabelle 9: Gestehungskosten Offshore-Windenergie für 100.000 t FT-Syncrude inkl. Upgrading 51
Tabelle 10: Gestehungskosten Onshore-Windenergie für 100.000 t FT-Syncrude inkl. Upgrading 52
Tabelle 11: Gestehungskosten CO2-Abscheidung für 100.000 t FT-Syncrude 53
Tabelle 12: Gestehungskosten Wasserstoff für 100.000 t FT-Syncrude mit Upgrading 54
Tabelle 13: Roh- und Reinstwasserbedarf 55
Tabelle 14: Anfall von Sole 55
Tabelle 15: Gestehungskosten 100.000 t FT-Syncrude pro Liter und kg 56
Tabelle 16: Gestehungskosten für 58.500 t FT-Kerosin pro kg und Liter 57
Tabelle 17: Energiebedarf entlang der Wertschöpfungskette 58
Tabelle 18: Sensitivitäten wesentlicher Einflussfaktoren (ohne ETS-I Preis) auf die Endkosten FT-Crude 59
Tabelle 19: Sensitivitäten wesentlicher Einflussfaktoren (ohne ETS-I Preis) auf die Endkosten FT-Kerosin 61
Tabelle 20: Quoten für SAF und synthetisches Kerosin (eSAF) nach RFEUA 63
Tabelle 21: 2024 RFEUA Flugkraftstoff Referenzkosten notwendig zur Unterstützung der Bestimmung der Strafzahlungen der EU-Mitgliedsstaaten gemäß RFEUA 65
Tabelle 22: Einhaltung der Quoten beispielhaft für die Jahre 2030/31 65
Tabelle 23: Nichteinhaltung der Quote für eSAF um 0,2% beispielhaft für die Jahre 2030/31 65
Tabelle 24: Vollständige Nichteinhaltung der Quote für eSAF beispielhaft für die Jahre 2030/31 66

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternate Current (Wechselstrom)
ASU	Air Separation Unit
AtJ	Alcohol-to-Jet
ATJ-SPK	Alcohol to Jet – Sythentic Paraffinic Kerosene
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
CAPEX	Kapitalkosten (Capital Expenditures)
CCUS	Carbon Capture, Utilisation and Storage
CO	Kohlenmonoxid
CO_2	Kohlendioxid
ct	Cent (EURO)
DAC	Direct Air Capture
DC	Direct Current (Gleichstrom)
EE	Erneuerbare Energie
ETS I	European Union Emissions Trading System (EU-ETS I, Europäische Emissionshandel I)
FT	Fischer-Tropsch
FT Crude	Fischer-Tropsch Crude
GO / GoO	Guarantee of Origin
GW	Gigawatt
GWp	Gigawatt peak
HEFA	Hydroprocessed Esters and Fatty Acids
H_2	Wasserstoff
H_2O	Wasser
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
kV	kiloVolt
kWh	Kilowattstunde
kWp	kiloWatt peak
MRV	Monitoring-, Berichts- und Verifizierungsanforderungen
MSW	Municipal Solid Waste
MtJ	Methanol-to-Jet
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
O	Sauerstoff
OnWEA	Onshore-WEA
OPEX	Betriebskosten (Operational Expenditures)
OWEA	Offshore-WEA
PEM	Proton Exchange Membrane (Protonen-Austausch-Membran)
PPA	Power Purchase Agreement
PtL	Power to Liquid
RCF	Recycled Carbon Fuel
RFEUA	Renewable Fuel European Union Aviation

RFNBO	Renewable Fuel of Non-Biological Origin (s. eSAF)
RWGS	Reverse Water-Gas-Shift-Reaktion
SAF	Sustainable Aviation Fuel
eSAF	Electro-Sustainable Aviation Fuel (s. RFNBO)
SOEC	Solid Oxide Electrolyzer Cell (Festoxid-Elektrolysezelle)
SPK	Synthetic Paraffinic Kerosene
TRL	Technological Readyness Levels
TWh	Terrawattstunde
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
UVPG	Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz
W	Watt
WEA	Windenergieanlage/n

INSTITUTIONEN

aireg e. V.	Aviation Initiative for Renewable Energy in Germany e. V.
BET Consulting	Beratung für die Transformation der Energiewirtschaft GmbH
BSW e. V.	Bundesverband Solarwirtschaft e. V
BWE e. V.	Bundesverband WindEnergie e. V.
BWO e. V.	Bundesverband Windenergie Offshore e. V.
DLR e. V.	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.
EASA	European Union Aviation Safety Agency
EnBW AG	Energie Baden-Württemberg
EWI	Energiewirtschaftliches Institut der Universität zu Köln
IEA	International Energy Agency
IEA BTCP	IEA Bioenergy Technology Collaboration Programme
IEA GHG	IEA Greenhouse Gas R&D Programme
IPCC WG III	The Intergovernmental Panel on Climate Change / Working Group III
IRENA	International Renewable Energy Agency
ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
IUPAC	International Union of Pure and Applied Chemistry
NASEM	The National Academies of Science, Engineering and Medicine
NEA	Nuclear Energy Agency / intergovernmental agency of OECD
NETL	National Energy Technology Laboratory / US Department of Energy
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
OECD	Organisation for Economic Co-Operation and Development
RWE	Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG
RWI	Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung (RWI Essen)
UBA	Umweltbundesamt (German Environment Agency)
WI	Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie

Glossar

Abgas- oder Prozessgasströme	Gasförmige Stoffströme, die bei industriellen oder chemischen Prozessen entstehen und behandelt/genutzt werden können.
Alcohol-to-Jet-Route	Verfahren, bei dem aus Alkoholen wie Methanol, Ethanol oder Butanol synthetischer Jet-Kraftstoff hergestellt wird.
Alkohole	Organische Verbindungen mit mindestens einer Hydroxylgruppe (–OH) am Kohlenstoffatom, z. B. Methanol, Ethanol, Butanol.
Alkene (s. Olefine)	Ungesättigte Kohlenwasserstoffe mit mindestens einer C=C-Doppelbindung; auch als Olefine bezeichnet.
Alkane (s. Paraffin)	Gesättigte Kohlenwasserstoffe mit ausschließlich Einfachbindungen (Formel C_nH_{2n+2}); z. B. Methan, Ethan, Hexan.
Bioenergy with Carbon Capture and Storage (BCCS)	Bioenergieerzeugung mit simultaner CO_2-Abscheidung und Speicherung.
Carbon Capture, Utilisation and Storage	Technologien zur Abscheidung, Nutzung und/oder Speicherung von Kohlendioxid aus Industrieprozessen oder der Luft.
CO_2-Abscheidung	Abtrennung von Kohlendioxid aus Gasströmen, z. B. per Absorption, Adsorption, Membranen oder kryogene Verfahren.
CO_2-Konzentration	Der Anteil an Kohlendioxid in einem Gasgemisch – wichtige Messgröße für Abscheidung und Prozesssteuerung.
Dehydratisierung	Chemische Reaktion, bei der Wasser (H_2O) aus einem Molekül entfernt wird, z. B. bei der Herstellung von Olefinen aus Alkoholen.
Destillation	Trennverfahren, bei dem Stoffgemische anhand unterschiedlicher Siedepunkte in Fraktionen aufgetrennt werden.
Dichte	Die Dichte eines Stoffs sagt, wie „schwer“ er im Verhältnis zu seinem Platzbedarf ist. Formal ist sie die Masse pro Volumen. Formel: Dichte ρ = Masse m / Volumen V. Sie ist Temperatur und Druckabhängig
Dimethylether	Chemischer Zwischenstoff, oft Produkt der Methanol-Dehydratisierung; auch als sauberes Kraftstoffadditiv nutzbar.
Direct Air Capture	Verfahren zur Entfernung von CO_2 aus der Umgebungsluft mittels chemischer oder physikalischer Prozesse.
Dodecan	paraffinisches Kerosin $C_{12}H_{26}$; wird häufiger als Stellvertreter für synthetische Kraftstoffe herangezogen; der Kraftstoff selbst ist ein Gemisch aus verschiedenen paraffinischen Stoffen
Elektrolyse	Spaltung chemischer Verbindungen durch elektrischen Strom (z. B. Wasserelektrolyse zur Wasserstoffproduktion).
Fermentation	biochemischer Prozess, bei dem Mikroorganismen (z. B. Bakterien) organische Substrate (z. B. Zucker) unter anaeroben Bedingungen zu einfacheren Verbindungen wie Alkohol, Säuren oder Gase (z. B. CO_2) umsetzen.
Fraktionierung	Physikalisches Trennverfahren, bei dem Gemische in einzelne Produktfraktionen (z. B. Destillation) zerlegt werden.

Guarantee of Origin	Elektronische Zertifikate pro erzeugter MWh, die belegen, dass Strom aus erneuerbaren Quellen stammt (gesetzlich verankert in RED II, Art. 19). Sie werden von nationalen Ausgabestellen erstellt, handelbar übertragen und „entwertet“ (cancellation).
Hydrierung	Chemische Reaktion, bei der Wasserstoff an Moleküle angelagert wird, meist zur Sättigung von Doppelbindungen.
Hydrocracking	Raffinerieprozess, bei dem große Moleküle durch Wasserstoffzugabe und Katalysatoren in kleinere, wertvollere Produkte gespalten werden.
Hydrogenolyse	Spaltung chemischer Bindungen unter Wasserstoffeinwirkung, oft zur Entfernung sauerstoffhaltiger Gruppen aus Molekülen.
direkte Fischer-Tropsch Route	Unmittelbare Umsetzung eines festen Kohlenstoffträgers (vor allem Kohle) in Flüssigkraftstoffe ohne Umweg über ein Synthesegas. Produkte enthalten mehr Verunreinigungen und müssen aufwändig auf Kraftstoffqualität gebracht werden.
indirekte Fischer-Tropsch Route	Herstellung flüssiger Kraftstoffe über das Zwischenprodukt Syngas (z. B. CO_2/H_2) via Fischer-Tropsch-Synthese. Ermöglicht verschiedene Kohlenstoffquellen (flexibler), aber höherer Energieaufwand.
Injektionskapazität	Die Injektionskapazität bezieht sich auf die Kapazität, CO2-Injektionskapazität in unterirdischen geologischen Speicherstätten zu schaffen, um CO2-Emissionen, die bei industriellen Prozessen entstehen, dauerhaft zu speichern und nicht in die Atmosphäre freizusetzen.
Isomerisierung	Umwandlung von Molekülen in strukturelle Isomere, um z. B. Kältebeständigkeit von Paraffinen zu verbessern.
Jet Fuel	Flugturbinenkraftstoff (Kerosin), bestehend hauptsächlich aus mittelkettigen gesättigten und isomerisierten Kohlenwasserstoffen.
Katalysatoren	Stoffe, die chemische Reaktionen beschleunigen oder selektiv beeinflussen, ohne dabei verbraucht zu werden.
Katalytisch	Bezeichnung für eine durch Katalysatoren ermöglichte oder stark beschleunigte Reaktion.
Kettenwachstumswahrscheinlichkeit (α)	Statistischer Wert in der Polymerisation und Oligomerisierung, der die Wahrscheinlichkeit beschreibt, dass eine Kette von Molekülen weiterwächst („länger wird“).
kinetische Energie	Energie, die ein Körper aufgrund seiner Bewegung besitzt; z. B. Rotationsenergie.
Kohlendioxid	Einfache anorganische Verbindung aus Kohlenstoff und Sauerstoff (CO_2), als Klimagas und Rohstoff für "grüne" Synthesen bedeutsam.
Measurement, Reporting and Verification-System	Systeme zur Erfassung, Berichterstattung und Überprüfung von klimarelevanten Treibhausgas-Emissionen.
Methanol-Route	Bezeichnet mehrere Verfahren (z. B. Methanol-to-Jet), die Methanol als Schlüsselzwischenprodukt nutzen.
Methanolsynthese	Chemische Herstellung von Methanol aus CO_2/CO und H_2 (meist unter Einsatz eines Katalysators).

Municipal Solid Waste	(kommunaler Siedlungsabfall) sind typischerweise Hausmüll aus Wohnhäusern, Einrichtungen, kleinen Unternehmen und ähnlichem und können aus organischen (biologisch abbaubaren) und nicht biologisch abbaubaren Materialien bestehen.
Olefine	Siehe Alkene; ungesättigte Kohlenwasserstoffe mit mindestens einer C=C-Doppelbindung.
Oligomerisierung	Chemischer Prozess, bei dem kleine Moleküle (z. B. Olefine) zu kürzeren Ketten (Oligomeren) zusammengefügt werden.
Paraffin	Gesättigter Kohlenwasserstoff (Alkan); Hauptbestandteil von Paraffinwachsen, Kerosin, Diesel, Naphtha (Rohbenzin). Synonym für Alkane.
Polymerisation	Prozess, bei dem viele kleine Moleküle (Monomere) zu sehr langen Molekülketten (Polymere) verknüpft werden.
Power Purchase Agreement	Ein (meist mehrjähriger) bilateraler Stromliefervertrag zwischen Erzeugenden (z. B. Wind-/PV-Anlage) und Abnehmenden (z. B. Elektrolyseur)
Produktfraktionen	Einzelne Stoffgruppen oder Schnittbereiche (z. B. Jet, Diesel, Naphtha), die durch Fraktionierung gewonnen werden.
Punktquellen	Lokalisierbare CO_2-Quellen (z. B. Industrie-, Kraftwerksabgase) zur gezielten Abscheidung und Nutzung.
RFEUA	Renewable Fuel European Union - Aviation; Verordnung 2023/2405 Gewährleistung gleicher Wettbewerbsbedingungen für einen nachhaltigen Luftverkehr
RFNBO	Renewable Fuel of Non-Biological Origin; synthetische Kraftstoffe nach RFEUA.
superkritischer Zustand (superkritisches Fluid)	Extreme Kombinationen aus Temperatur und Druck, bei denen ein Stoff weder klassische Flüssigkeit noch Gas ist, sondern einen Zwischenzustand mit speziellen Eigenschaften annimmt. Superkritische Fluide sind besonders lösungsstark und dringen leicht in feste Stoffe ein.
Sustainable Aviation Fuel	Nachhaltig erzeugtes Flugkraftstoffgemisch, das fossiles Kerosin ersetzt (z. B. durch ATJ- oder Fischer-Tropsch-Prozesse).
Technology Readiness Level	TRL: Reifegradbewertung einer Technologie von Forschung bis Markteinführung (1 Idee/Planung bis 9 Marktreife).
Wasserstoff	Das leichteste chemische Element (H_2), zentraler Energieträger und Reaktionspartner in Power-to-X- und Syntheseprozessen.

Executive Summary

Der fortschreitende Klimawandel erfordert globale Anstrengungen zur Einhaltung des Pariser Abkommens. Die Europäische Union (und Deutschland) hat sich das Ziel gesetzt Treibhausgas-Emissionen („THG“) bis zum Jahr 2050 (2045) über alle Sektoren komplett zu vermeiden. Der Verkehrssektor insgesamt und hier auch der Luftverkehr müssen hierzu ihren Beitrag leisten.

Im Luftverkehr stehen für die Produktion von klimaneutralem Kerosin zwei Wege zur Verfügung: (1) Nachhaltiges Kerosin kann aus Biomasse generiert werden. Dies wird heute auch bereits erfolgreich getätigt. Allerdings ist die Biomasse nicht nur wegen der geplanten „Biotreppe“ im Rahmen des Gebäudemodernisierungsgesetzes ein äußerst knappes Gut. Da der Erzeugungsprozess für Biokerosin bekannt und bereits skaliert betrieben wird, wird dieser Pfad in dieser Studie nicht verfolgt.

Alternativ kann (2) synthetisches Kerosin aus Wasserstoff und Kohlenstoff erzeugt werden. Die vorliegende Studie präsentiert für die Erzeugung von synthetischem Kerosin (a) eine Darstellung und Beschreibung der gesamten Wertschöpfungskette für die Produktion von synthetischem Kerosin (eSAF) für die drei aktuell diskutierten Hauptrouten (FT, MtJ, AtJ), angefangen bei der Bereitstellung erneuerbarer Energien bis zum Endprodukt, (b) als zentrales Ziel die Ermittlung der energetischen und stofflichen Bedarfe für 50% der jährlichen durchschnittlichen eSAF-Quote (ca. 60.000 t) jeweils für die Jahre 2030 und 2031 unter Verwendung der Fischer-Tropsch-Route und (c) eine kostenmäßige Abschätzung der Wertschöpfungsstufen.

Methodisch setzt die vorliegende Studie auf einer umfassenden Sekundäranalyse auf. Die Daten der Sekundäranalyse fließen in ein energetisch-stofflich-wirtschaftliches Modell ein, um die Mengenbedarfe für die Herstellung von synthetischem Kerosin und die damit abzuschätzenden Kosten zu ermitteln. Hierbei bilden die wesentlichen Annahmen, dass die Wertschöpfungskette durchgehend in Deutschland angesiedelt ist und auf jeder Ebene grüner Strom genutzt wird, da dies perspektivisch der Weg ist die regulatorischen Vorgaben zu erfüllen. Fragen bezüglich des Transport und der Speicherung werden ausgeklammert. Alle produzierten Mengen werden sofort in der nächsten Synthesestufe verbraucht. Ebenso fließen ETS-Preise und Steuern sowie Netzkosten nicht ein. Die Berechnung bildet so einen Best Case für die Herstellung von synthetischem Kerosin in Deutschland.

Das Modell zur Berechnung der energetisch-stofflich-wirtschaftlichen Werte basiert vorwiegend auf physikalischen, d.h. stöchiometrischen Werten und den mit diesen einhergehenden Kosten. Es beansprucht nicht alle relevanten technischen Prozessschritte abzubilden. Auf die energetischen und stofflichen Werte sollte dies aber keine gravierenden Auswirkungen haben, sondern führt eher noch zu einer Unterschätzung der tatsächlichen Bedarfe. Wichtige Erkenntnisse sind zum einen der enorme Energiebedarf der alleine schon für die in 2030/31 zur Verfügung zu stellende Menge an eSAF erforderlich ist und den sich daraus ergebenden Fragestellungen bezüglich der Erzeugung dieses Bedarfs, sowie die Mengen an Wasser, Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid, welche eine Abbildung der alleinigen Produktion in Deutschland unwahrscheinlich macht. Ziel einer strategischen Politik sollte daher der Aufbau einer internationalen Wertschöpfungskette mit dem anlagenbauspezifischen Know-How aus und ggfs. der finalen Produktion des synthetischen Kerosins in Deutschland sein.

Das genutzte Modell zeigt für die einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette folgende Ergebnisse:

1. Die Technologie zur **Erzeugung von Windenergie auf See und Land** ist ausgereift und sehr gut etabliert. Offen ist lediglich, ob die Ausbaupläne eingehalten werden, um die wachsenden Bedarfe zu decken, und wie umfassend effektivitätssteigernde Innovationen gelingen.

2. Für die **Gewinnung von Kohlenstoffdioxid** stehen realistischerweise in der nächsten Zeit nur die Abscheidung an einer Punktquelle und grundsätzlich auch biogene Quellen zur Verfügung. Auch wenn die Abscheidung aus der Luft/Atmosphäre über Direct Air Capture wünschenswert ist, ist die technologische Reife für eine heutige Nutzung in Anlagen in Raffineriegröße noch nicht ausreichend weit fortgeschritten, was sich auch in einer niedrigen Anzahl an Anlagen (in erster Linie Demonstrationsanlagen) weltweit zeigt. Vor allem der noch sehr hohe Energieverbrauch ist eine Hürde, die überwunden werden muss. Um CO_2 aus der Atmosphäre zu ziehen, bleibt dieser Anlagentyp aber eine bedeutende Alternative, die weiter erforscht werden muss.
3. Auch für die **Herstellung von Wasserstoff** stehen verschiedene Verfahren bereit. Davor steht zunächst die Bereitstellung ausreichend reinen Wassers. Etabliert ist die alkalische Elektrolyse. Für die anderen Verfahren (PEM, SOEC) ist weiterer Forschungsbedarf notwendig. Auch wenn PEM schon sehr weit ist, fehlt noch der wichtige Schritt der Skalierung. Auch der Wirkungsgrad hat noch weiteres Verbesserungspotenzial. Die zentrale Herausforderung ist die Senkung des Energieverbrauchs bei der Elektrolyse.
4. Für die diskutierten **drei Produktionsrouten** (FT, MtJ, AtJ) gilt, dass noch keine die kommerzielle Stufe erreicht hat. Interessant ist, dass die einzelnen Schritte des Produktionsprozesses oftmals gut verstanden sind, aber in Kombination bei der Integration der Technologien vielfältige Fragen auftauchen. In der Praxis erweist sich unter anderem die RWGS und der Schritt des Upgrading (Veredelung) des synthetischen Rohstoffes (Oligomerisierung / Hydrierung / Fraktionierung) als Herausforderung. Am weitesten in der Entwicklung/Skalierung sind FT und AtJ, während für MtJ noch die Anerkennung als Drop-in in der Beimischung mit fossilem Kerosin gänzlich fehlt.

Ausgehend von den Ergebnissen der Modellierung ergeben sich in dieser Studie Kosten für synthetisches Kerosin basierend auf dem Fischer-Tropsch Prozess von €7.799 pro Tonne. Damit liegen die Kosten für synthetisches Kerosin derzeit etwa um das 10,6-fache höher als für fossiles Kerosin, wenn die gesamte Wertschöpfungskette in Deutschland liegt. Dies verdeutlicht die dringende Untersuchung, welche Wertschöpfungsstufen in Deutschland und welche in anderen Ländern anzusiedeln sind, um die Kosten zu reduzieren. Hier zeigen sich folgende Potentiale:

Veränderungen der Kosten des FT-Kerosins durch **Veränderungen der Anlagenkosten** (-5% und -10%) sind nur in geringem Ausmaß zu erwarten (maximal um 7 bzw. 15 ct / L). Der Einfluss der Kapitelkosten (CAPEX) sind also eher gering ist.

Bei den **Betriebskosten** (OPEX) lassen sich folgende Potentiale identifizieren.

1. Verändert man die Kosten der ***Inputfaktoren*** ergeben sich unterschiedliche Ergebnisse:

- In Bezug auf die **gewichteten Stromkosten** ergeben sich Veränderungen von max. 30 ct / L (-10%).
- Die Kosten für aus Punktquellen gewonnenem **Kohlenstoff** haben kaum Einfluss auf die Endkosten. Diese sinken nur um 2 bzw. 4 ct / L.
- Die Kosten für **Wasserstoff** haben den größten Hebel und die Endkosten sinken um 20 ct / L (-5%) bzw. deutlich um 40 ct / L (-10%).

2. Die Erhöhung der ***Laufzeit*** der Anlagen hat einen nicht zu vernachlässigenden Effekt auf die Endkosten:

- Bei einer Verlängerung um **5 Jahre** von einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette sinken die Endkosten zwischen 3 ct (Onshore/CO_2-Abscheidung) und 30 ct (Offshore). Wenn bei allen Stufen der Wertschöpfungskette eine entsprechende Laufzeitverlängerung realisiert werden könnte, ergibt sich eine Reduktion der Endkosten um 63 ct / L FT-Kerosin.

- Bei einer Verlängerung um **10 Jahre** von einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette sinken die Endkosten zwischen 5 ct (Onshore/CO_2-Abscheidung) und 51 ct (Offshore). Wenn bei allen Stufen der Wertschöpfungskette eine entsprechende Laufzeitverlängerung realisiert werden könnte, ergibt sich eine Reduktion der Endkosten um 105 ct / L FT-Kerosin.

3. Deutliche Effekte auf die Kosten sind vor allem in der Stromerzeugung und der Erzeugung von Wasserstoff zu identifizieren. Diese sind:

- Vor allem bei Offshore-Anlagen lassen sich deutliche Kostenreduktionen durch höhere Vollaststunden aufzeigen.
- Das gleiche gilt für Wirkungssteigerungen bei den Elektrolyseuren. In dem Modell wurde mit 8 MW Anlagen kalkuliert. Hier lassen sich Wirkungsgradgewinne durch effektivere/größere Anlagen nachweisen.
- Bei der CO_2-Gewinnung aus Abscheideprozessen lassen sich kaum Kostenreduktionen ableiten.

Die Analyse im Modell zeigt, dass weder die regulatorisch bedingten Mengen an synthetischem Kerosin noch marktnahe Kosten im Vergleich zu fossilem Kerosin für die Nutzung synthetischen Kerosins bis 2030 erreichbar sind. Vielmehr zeichnen sich hohe Pönalen für die Luftfahrtindustrie ab, sollte die Regulierung in der jetzigen Form bestehen bleiben.

1 Einleitung

Die Auswirkungen des Klimawandels nehmen immer mehr zu[1] und die notwendigen Maßnahmen, um die Temperaturerhöhung in dem im Pariser Abkommen festgelegten Rahmen zu halten, werden bei fehlender Initiative immer restriktiver werden. Dies trifft auch auf den Verkehrssektor zu, der in den letzten Jahren regelmäßig die Vorgaben des Bundes-Klimaschutzgesetzes nicht einhalten konnte. Ein besonderes Augenmerk in der Transformation des Verkehrssektors wird im Rahmen dieser Studie auf den Luftverkehr gelegt, auf den im Jahr 2025 in Deutschland etwa 3%-4% der gesamten Emissionen entfielen.[2]

Um das Ziel der Klimaneutralität zu unterstützen, wurden sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene Regulierungen erstellt, die auf eine Reduktion der THG-Emissionen abzielen. Eine klare Regelung gibt es dabei auch für den nationalen bzw. innereuropäischen Flugverkehr. Auf nationaler Ebene ist dies für den Flugverkehr im Bundesimmissionsschutzgesetz mit Verweis auf die europäische Ebene (in der ReFuelEU-Aviation als Teil des Fit for 55 Regulierungsansatzes) geregelt. Zentrales Element der Regulierung im Luftverkehr ist eine Vorgabe zur Nutzung von Sustainable Aviation Fuels (SAF). In den jeweiligen Regulierungen sind Quoten für den Verbrauch von Sustainable Aviation Fuels festgelegt.

Ausgehend von den Regulierungen hat sich die vorliegende Studie der Frage gestellt, welche energetischen und stofflichen Inputbedarfe zur Einhaltung der Quoten erforderlich sind. Der Fokus wird dabei auf die synthetischen nachhaltigen Kraftstoffe am Beispiel der synthetischen Kerosine für den Flugverkehr gelegt. Diese sind mit einer Quote von durchschnittlich 1,2% für die Jahre 2030 und 2031[3] gemäß der europäischen Regulierung verpflichtend zu erfüllen. Synthetische Kraftstoffe sind dann als nachhaltig (EU-konform) einzuordnen, wenn sie (1) die geforderte Lebenszyklus-THG-Minderung erreichen (70%) und (2) insbesondere der Strom für die Elektrolyse die EU-Kriterien für erneuerbaren Strom erfüllt.

Bei der Analyse der Bedarfe wird der Schwerpunkt auf die Ermittlung der Mengen an erneuerbarem Strom, nachhaltigem Wasserstoff, die bis 2040 zulässigen CO_2-Abscheidung aus Punktquellen wie auch dem nachhaltigen Raffinerieprozess gelegt, um zunächst grundsätzlich den Umfang der Bedarfe zu ermitteln. D. h. in dieser Studie wird über die ganze Wertschöpfungskette mit grünem Strom gerechnet. Dabei wird von einer Produktionsmenge von 100.000 t FT-Syncrude ausgegangen. Wie in der Studie gezeigt wird, reicht dies noch nicht annähernd, um den erwarteten Bedarf zur Erfüllung der regulatorischen Mengen für das in Deutschland vertankte Kerosin für nationale und europäische Flüge zu decken.

Die Bearbeitung dieser Fragestellung erfolgt in fünf Schritten. Nach der Einleitung (Kapitel 1) und einem Abschnitt zum methodischen Vorgehen in dieser Studie (Kapitel 2) folgt eine Beschreibung der einzelnen Wertschöpfungsstufen für die Gewinnung von nachhaltigem synthetischem Kerosin (Kapitel 3). Aufbauend auf den Erkenntnissen in diesem Kapitel werden im Folgenden die jeweiligen Bedarfe in den einzelnen Wertschöpfungsstufen analysiert (Kapitel 4) und die dort gewonnen Ergebnisse abschließend zusammengefasst und bewertet (Kapitel 5).

[1] Siehe (Expertenrat für Klimafragen, 2025).
[2] Siehe (UBA (Hrsg.), 2025)
[3] Gemäß der ReFuelEU Aviation, Anhang I, Anteile von SAF nach Artikel 4, sind bereits ab 2030 mindestens 0,7% des gesamten Kerosins als synthetisches Kerosin einzusetzen (Europäische Union, 2023). Geltungsbereich s. (Luftfahrt-Bundesamt, 2025).

2 Methodische Einleitung

Die vorliegende Studie basiert auf einem Literaturstudium und Recherchearbeiten im Internet unter Hinzuziehung von ChatGPT Version 5. Ziel der Recherchen war es, die energetischen und stofflichen Voraussetzungen für die gesamte Wertschöpfungskette in der Produktion von synthetischem Kerosin zu erheben und diese dann mit Kosten zu unterlegen. Das Vorgehen basiert auf der Hypothese, dass vielen Entscheidungsträgern in Politik und Wirtschaft die energetischen und stofflichen Bedarfe einer solchen Wertschöpfungskette zur Produktion von synthetischem Kerosin nicht bewusst sind. Unter energetischem und stofflichem Bedarf wird in der Studie dabei verstanden, welche Mengen an erneuerbar gewonnenem Strom, an erneuerbar gewonnenem Wasserstoff und an CO_2 benötigt werden.

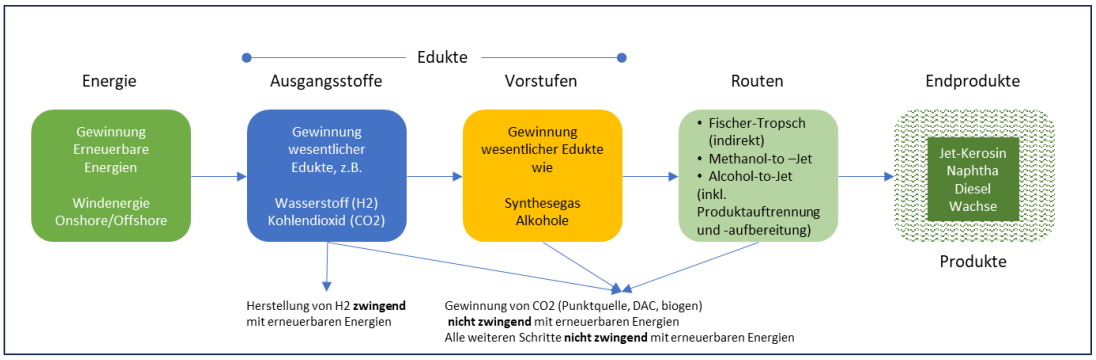
Wie in anderen Feldern der Diskussion zu den Anforderungen an eine Transformation auch, fließen Inputfaktoren wie Strom aus erneuerbaren Quellen in zahlreiche Anwendungen ein, ohne zu prüfen, ob dieser Inputfaktor überhaupt in dieser Menge verfügbar ist. So besteht ein Bedarf an erneuerbaren Strom bspw. auch im Industrie-, Gebäude- und Landwirtschaftssektor. Es gibt also eine Nutzungskonkurrenz, die zu erwarten ist, da auch erneuerbarer Strom ein knappes Gut bildet. Vielfach ist eine Konkurrenz in der Verwendung der knappen Güter nachhaltiger Strom, nachhaltiger Wasserstoff und abgeschiedenes CO_2 zu erwarten. Um die Bedarfe für die Herstellung von synthetischem Kerosin zu ermitteln, legt die vorliegende Studie einen methodischen Ansatz vor, der die ungefähren Mengen der Inputfaktoren auf die Produktion von 100.000 t FT-Syncrude (ca. 60.000 t eSAF) energetisch, stofflich und kostenseitig kalkuliert. Diese Menge liegt noch unterhalb den erwarteten Bedarfen gemäß der ReFuelEU Aviation für Deutschland im Jahr 2030.

2.1 Wertschöpfungskette (System)

In der Analyse werden die energetischen und stofflichen Bedarfe für die einzelnen Schritte zur Herstellung von synthetischem Kerosin ermittelt. Unter einer Wertschöpfungskette wird in der Studie der gesamte Prozess zur Herstellung von synthetischem Kerosin verstanden (Porter, 1986). Es gilt die Annahme in dieser Studie, dass die ganze Wertschöpfungskette in Deutschland angesiedelt ist.[4] Für die Untersuchung der Bedarfe für die Herstellung von synthetischem Kerosin wurde die Wertschöpfungskette wie folgt unterstellt:

[4] Diese Annahme ist natürlich sehr restriktiv, da durch die internationale Arbeitsteilung Synergieeffekte zu erwarten sind. Diese sind in anderen Studien des Projektes INNOFUELS auch adressiert (s. https://www.innofuels.de/89.php).

Abbildung 1: Wertschöpfungskette zur Herstellung nachhaltigen synthetischen Kerosins[5]



Eigene Darstellung

In einer ersten Stufe wurden die Ressourcenbedarfe und die damit einhergehenden OPEX- und CAPEX-Kosten zur Gewinnung von nachhaltigem Strom erhoben. Zielstellung dieser Analyse ist es, zu zeigen, wie groß die Produktionskapazitäten von Offshore- und Onshore-Windenergieanlagen sind und welche Ausbaumengen in absehbarer Zeit erreichbar sind[6].

In der zweiten Stufe der Wertschöpfungskette werden, neben den OPEX- und CAPEX-Kosten, vor allem die energetischen und stofflichen Bedarfe für die Gewinnung von Wasserstoff und Kohlendioxid analysiert und kostenseitig bewertet[7]. Bei der Herstellung des Wasserstoffs werden insbesondere die Bedarfe für die Elektrolyse und die damit einhergehenden Kosten betrachtet. Bei der Gewinnung von Kohlendioxid wird ausschließlich die Entnahme an Punktquellen einbezogen. Alternative Ansätze wie z.B. das Direct Air Capture Verfahren wurden nicht einbezogen, da die technischen und wirtschaftlichen Bedingungen der Gewinnung von Kohlendioxid auf diesem Weg noch in einen zu niedrigen Technology Readiness Level (TRL) aufweist, sodass eine seriöse Einbindung dieser Technologie in die Berechnungen dieser Studie zum jetzigen Zeitpunkt nicht sinnvoll ist. Auch biogene Quellen wurden nicht einbezogen. Neben den generell diskutierten Landnutzungskonkurrenzen bei der Herstellung von Biomasse besteht auch eine Konkurrenz in der Nutzung dieser CO_2-Quellen zwischen biogenen und synthetischen Kraftstoffen.

In der dritten Stufe der Wertschöpfungskette wird die Gewinnung wesentlicher Edukte (Vorprodukte) sowie die Bedarfe und die kostenseitigen Unterlegungen für Fischer-Tropsch-Syngase analysiert.

In der vierten Stufe der Wertschöpfungskette wird der Raffinerieprozess analysiert. Hierbei existieren derzeit drei Pfade für die SAF-Herstellung: 1. Fischer-Tropsch-Route, 2. Methanol-Route und 3. Alkohol-to-Jet. Die Pfade werden in der Studie beschrieben, wobei die vertiefende Analyse der energetischen sowie stofflichen Bedarfe und der kostenseitigen Unterlegung nur für den Fischer-Tropsch Pfad erfolgt. Mit dem Fischer-Tropsch-Prozess[8] wird noch kein fertiges synthetisches Kerosin gewonnen.

[5] Edukt: „A substance that is consumed in the course of a chemical reaction." Es handelt sich um materielle Stoffe (chemische Vorprodukte). Strom ist kein Stoff und wird daher z. B. als elektrische Energie bezeichnet aber nicht als Edukt (IUPAC, 2025).

[6] In der Studie wurden aufgrund von fehlenden Ressourcen im Projekt keine Analyse für Photovoltaikanlagen oder andere Quellen für die Gewinnung von nachhaltigem Strom vorgenommen. Dies lässt sich aber ergänzen, wenn dies benötigt wird.

[7] Die Wasserverfügbarkeit wird in dieser Studie als gegeben unterstellt. Dies ist vor dem Hintergrund des Gesamtbedarfs an Wasserstoff in den unterschiedlichen Sektoren nicht unproblematisch. Dieser Aspekt wurde bereits in einer anderen Studie untersucht (s. https://www.innofuels.de/downloads/Nutzungskonkurrenzen_beim_Wasserverbrauc.pdf).

[8] Um Verwirrung zu vermeiden: Der Fischer-Tropsch Prozess ist gleichbedeutend mit der Fischer-Tropsch-Synthese. An deren Ende ist noch keine wirtschaftlich lohnende Menge an synthetischem Kerosin entstanden. Dies erfolgt erst unter Einbindung von weiteren chemischen Prozessen im sogenannten Upgrading. Das Ganze ist dann die Fischer-Tropsch-Route oder der FT-Pfad.

2.2 Darlegung der Annahmen und der Wertermittlungsansätze

Bei der Berechnung der einzelnen Werte in der Studie werden die Interaktionen zwischen den einzelnen Wertschöpfungsstufen berücksichtigt. So wird der Bedarf an nachhaltig gewonnenem Strom für alle Wertschöpfungsstufen berechnet und jeweils der Gesamtbedarf über die Bedarfe in den einzelnen Wertschöpfungsstufen aufsummiert. Bei der ökonomischen Berechnung der Kosten der energetischen und stofflichen Bedarfe in den Wertschöpfungsstufen fließen aus Gründen der Vereinfachung folgende Faktoren in die Überlegungen ein:

1. Die ganze Wertschöpfungskette liegt in Deutschland.
2. Bei den Kosten für den nachhaltigen Strom werden keine Kosten für Speichertechnologien wie z.B. Batterien berücksichtigt. Es wird unterstellt, dass immer die benötigte Menge an nachhaltigem Strom im Netz verfügbar ist. Insofern werden auch keine konkreten Standorte diskutiert.
3. Die Netzentgelte für den Transport des nachhaltigen Stroms werden nicht berücksichtigt, da diese standortbedingt sehr unterschiedlich anfallen können und außerdem politisch reguliert sind.
4. Solarenergie wird aufgrund der regionalen Heterogenität der Ansiedlung von Solarparks nicht berücksichtigt, obwohl sie nachhaltige Energie liefert. Eine Integration in zukünftigen Berechnungen ist aber jederzeit möglich.
5. Skalenerträge werden in die Analyse nicht einbezogen, wobei gerade bei der Gewinnung von nachhaltigem Strom, von Wasserstoff und Syngas wie auch im Raffinerieprozess hohe Skalenerträge zu erwarten sind. Da diese aber aufgrund fehlender empirischer Daten nicht erhebbar sind, werden sie in der Studie nicht berücksichtigt.
6. Die Kapitalkosten (CAPEX) werden linearisiert (keine Levelized-Cost-Betrachtung). Finanzierungskosten werden nicht berücksichtigt.
7. Steuern und Abgaben wurden ebenfalls in dieser Studie nicht berücksichtigt, da sie Gegenstand der Regulierung sind und entsprechend Änderungen unterliegen, wie man derzeit am Beispiel der Energiespeicher und deren Netzkosten ersehen kann.
8. Die Kosten für Wasser werden nicht berücksichtigt. Es wird eine ausreichende Menge für die Wertschöpfungskette in Deutschland unterstellt.
9. Die Rückgewinnung von Produktionsstoffen (z. B. Wasser) oder die Nutzung von z.B. Prozesswärme, welche kostensenkend wirken, werden nicht berücksichtigt, da dies die Analyse deutlich verkomplizieren würde.
10. Die Berechnungen erfolgten im Wesentlichen auf Basis der stöchiometrischen Werte. Der Mehrverbrauch durch Prozessverluste oder Minderverbrauch durch Rückgewinnung etc. ist nicht enthalten.
11. Es wird eine Maximierung der Kerosinmenge im Prozess angenommen. Andere Neben- oder Endprodukte (z. B. Diesel, Naphtha), die in der Regel anfallen und verkauft werden könnten, werden in den Kostenberechnungen nicht berücksichtigt.
12. Als Basis für Vergleichsrechnungen werden für 2024 etwa 10 Mio. t für den jährlichen Kerosinbedarf in Deutschland angenommen (Anon., 2026). Dies beinhaltet alle Betankungen unabhängig von der Flugstrecke. Dies liegt nahe am aktuellen und unter dem für die kommenden Jahre prognostizierten Bedarf.

Alle weiteren Faktoren wurden, soweit Daten verfügbar waren, in die Berechnungen einbezogen und unterliegen gängigen Annahmen. Vielfach wurden die Daten zu den energetischen und stofflichen Mengen und den für Ihre Gewinnung notwendigen OPEX- und CAPEX-Kosten aus der Literatur gewonnen. Ergänzend wurden Suchen in ChatGPT durchgeführt. Die dort gewonnenen Werte sind in die Studie eingeflossen. Die gesamten Berechnungen wurden in Excel durchgeführt und die entsprechende Datei ist auf der Homepage des „Anwendungszentrum für alle regenerativen Energieformen zur Dekarbonisierung von Verkehr, Gebäuden und Industrie (azare)“ (https://www.hs-rm.de/azare/projekte) vorhanden. Sie kann zur weiteren Bearbeitung heruntergeladen werden.

Die nachfolgende Übersicht zeigt die berücksichtigten Kostenarten (CAPEX, OPEX). Die Spalte „Weitere wesentliche Kostenkomponenten“ enthält zusätzliche nicht abschließende Informationen.

Tabelle 1: Kostenfaktoren der Wertschöpfungsstufen

Stufe	Beschreibung	CAPEX	OPEX	Weitere wesentliche Kostenkomponenten
1	EE (Strom)	Anlagen-/Investitionskosten, Rückbaukosten, Gebühren und Umweltverträglichkeits-prüfungen Keine Berücksichtigung von Kosten für den Aufbau einer Infrastruktur für Speicher-/Puffersysteme	Personalkosten, Kosten für benötigte Inputfaktoren, Wartungs- und Instandhaltungskosten, Versicherungs- und Verwaltungskosten, Pachtkosten, Abschreibungen, sonstige Kosten	Infrastruktur für Speicher-/ Puffer (nicht betrachtet)
2	CO2-Abscheidung			Prozesseffizienz, Infrastruktur für CO2-Speicher-/Puffer (nicht betrachtet)
3	Elektrolyse (H_2)			Prozesseffizienz der Elektrolyse, Infrastruktur für H_2-Speicher-/Puffer (nicht betrachtet)
4	Syngas-Erzeugung und Reinigung			Katalysator, Prozesseffizienz
5	Fischer-Tropsch-Synthese			Reaktorgestaltung, Prozesseffizienz
6	Aufbereitung und Veredelung (Hydrocracking, Isomerisierung und Destillation)			Reaktorgestaltung, Prozesseffizienz
	Endprodukt			Rahmenbedingungen, Angebot, Nachfrage, Verteilung

Eigene Darstellung

3 Beschreibung der Wertschöpfungsstufen synthetischer Kraftstoffe

Die Reduktion und die finale Substitution von fossilen Kraftstoffen im Flugverkehr wird durch den zunehmenden Einsatz von Sustainable Aviation Fuels (SAF) ermöglicht. Die Verordnung RFEUA[9] gibt drei erlaubte Kraftstoffarten vor: synthetische strombasierte Flugkraftstoffe (Renewable fuels of non-biological origin (RFNBOs)), Biokraftstoffe für die Luftfahrt und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Flugkraftstoffe (RCF)[10]. RFNBOs sind definiert als: *„[…] jene, die aus Wasserstoff stammen, der aus erneuerbarer Energie (außer Biomassequellen) in Form von Wärme oder Strom gewonnen wird, und CO_2, das aus fossilen Quellen wie Rauchgasen, aus DAC-Technologien und aus anderen nicht erneuerbaren und natürlichen Quellen stammt, oder N_2, das aus der Luft gewonnen wird*“ (Joint Research Centre (JRC), 2023)[11]. Darüber hinaus sind weitere Vorgaben zu erfüllen[12]. Die im Flugverkehr eingesetzten RFNBOs werden auch als eSAF bezeichnet und erfüllen sowohl die SAF-Quoten, als auch die eSAF-(Unter-)Quoten[13]. Nur diese werden in dieser Arbeit betrachtet, Biokraftstoffe und RCF für die Luftfahrt sind nicht Gegenstand der Untersuchung.

Die nachfolgende Tabelle soll die Zusammenhänge von H_2 und CO_2 verdeutlichen und zeigen welche Kriterien erfüllt sein müssen, damit ein Kraftstoff als RFNBO/eSAF, als Biokraftstoff oder als recycled carbon fuels (RCF) angesehen werden kann. Dies ist von Bedeutung dafür, wie ein Kraftstoff angerechnet werden kann oder nicht.

Abbildung 2: Regulatorischer Zusammenhang H_2 und CO_2 in den drei SAF-Kraftstoffarten

Kategorie	Anforderungen an H_2 (Energiequelle, Nachweis)	Anforderungen an CO_2/Kohlenstoffquelle	Was ist (typisch) enthalten	Was ist (typisch) ausgeschlossen
RFNBO	definierendes Kriterium: H_2 muss „erneuerbar“ sein nach 2023/1184: Strom aus erneuerbaren Quellen mit Additionality-, Zeit- und Standortkriterien oder gleichwertigen Nachweisen (GOs/PPA nach Vorgaben); Einhaltung der THG-Methodik nach 2023/1185; Rückverfolgbarkeit/Registry	CO_2-Quelle kann DAC (Luft), biogene Prozess-CO_2 (z. B. Fermentation, Biogasaufbereitung) oder bestimmte punktuelle industrielle (nicht-biogene) Quellen sein (bis 2040); die THG-Bilanz muss nach 2023/1185 gerechnet werden	e-H_2, e-Methanol, e-Kerosin (PtL via FT oder MtJ/AtJ), e-Diesel/e-Benzin, e-Methan, e-Ammoniak	Kraftstoffe, deren Herstellung nicht überwiegend mit erneuerbarer Energie erfolgt; fehlende/ungültige RFNBO-Nachweise
Biokraftstoff	H_2 (falls Endprodukt H_2 ist) gilt als Biokraftstoff, wenn er aus Biomasse erzeugt wird (z. B. Vergasung/ Reformierung von Biogas/biogenen Reststoffen; i. d. R. Annex-IX-Feedstocks für „fortschrittliche“ Biokraftstoffe); sonst: biogene Flüssig-/Gaskraftstoffe (HEFA, BtL, ATJ-bio) oder aus EE-Strom gewonnen wird	definierendes Kriterium: Kohlenstoff muss aus Biomasse stammen (Öle/Fette, lignozellulosische Reststoffe, biogener Alkohol etc.); Nachhaltigkeitskriterien (RED II) und ggf. Annex-IX	HEFA-SPK (UCO), BtL-FT-Kraftstoffe, ATJ aus biogenem Ethanol/Isobutanol, Bio-H_2	Nicht-biogene Abfall-/Abgas-Kohlenstoffquellen; reine PtX-Produkte mit nicht-biogenem CO_2
Recycled Carbon Fuel (RCF)	Keine Pflicht, dass H_2 „RFNBO-erneuerbar“ ist; maßgeblich ist die RCF-Zuordnung und THG-Methodik nach 2023/1185; (erneuerbare Energie ist vorteilhaft für die THG-Bilanz)	definierendes Kriterium: Kohlenstoff/CO_2 stammt aus nicht-erneuerbaren Abfall-/Abgasströmen (z. B. Industrie-Abgase, nicht recyclingfähige Kunststoffe); genaue Definitionen/Abgrenzungen in RED II und 2023/1185; Nachweis der Herkunft obligatorisch	Kraftstoffe aus Kunststoff-Pyrolyseölen (Upgrading), aus industriellen Abgasen (CO/CO_2-Upcycling), MSW/RDF-Vergasung → FT/Methanol	Biogene Abfallströme (die wären Bio-); reine DAC-basierte CO_2-Routen (die wären RFNBO, wenn Strom erneuerbar)

PPA = Power Purschase Agreement
GO auch (GoO) = Guarantee of Origin

Eigene Darstellung; unter Hinzuziehung von ChatGPT

[9] Artikel 3 Nr 7. a) - c) der Verordnung (EU) 2023/2405 18.10.2023 Renewable Fuel EU Aviation (RFEUA).
[10] RCF = Recycled Carbon Fuels; Kraftstoff mit Hilfe nicht erneuerbarer Abfallströme wie z. B. nicht recyclefähige Kunststoffe oder unvermeidbarer Prozessgase wie z. B. Hochofengas). Hier ist die Herkunft des Kohlenstoffes das definierende Kriterium.
[11] Im Original: “*as those produced from hydrogen deriving from renewable energy (except biomass sources) in the form of heat or electricity, and CO_2 deriving from fossil sources such as flue gases, from DAC technologies and from other non-renewable and natural sources, or N_2 captured from air.*”
[12] Zeitliche und geografische Korrelation (siehe (Europäische Kommission, 2023a), >= 70% THG-Minderung (siehe (Europäische Kommission, 2023b) und zertifiziert.
[13] Im Gegensatz zu Biokraftstoffen und wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Flugkraftstoffen, welche nur SAF sind.

Um eine Idee für den komplexen Ablauf der Herstellung von eSAF zu geben, werden in diesem Abschnitt die einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette kurz beschrieben (s. o. Abbildung 1). Neben den wesentlichen Vorstufen werden auch die drei potenziellen Hauptrouten der Herstellung erläutert (Fischer-Tropsch; FT, Methanol-to-Jet; MtJ und Alcohol-to-Jet; AtJ). Um die Analyse überschaubar zu halten, wird die CO_2-Gewinnung mittels Direct Air Capture (DAC) oder durch biogene Verfahren in dieser Studie nicht betrachtet. Beides kann in Nachfolgestudien ergänzt werden.

3.1 Erneuerbare Stromgewinnung

Kern der Energiewende ist neben der Reduktion von CO_2-äquivalenten Emissionen die konsequente Nutzung erneuerbarer Energien. Als erneuerbar gelten hierbei primär solar- und windbasierte Ressourcen, da sie durch natürliche Prozesse[14] kontinuierlich bereitgestellt werden, wenngleich ihre Verfügbarkeit und Intensität zeitlich variieren. Aus klimapolitischer Perspektive zeichnet sich diese Form der Energieerzeugung vor allem durch ihre nahezu unbegrenzte und kostenfreie Primärverfügbarkeit aus. Auch wenn bei Herstellung, Transport, Installation und Instandhaltung der erforderlichen Infrastrukturen — etwa Windenergie- und Photovoltaikanlagen — bislang unvermeidbare Emissionen sowie der Einsatz umweltrelevanter Stoffe zu verzeichnen sind, erfolgt die Energieumwandlung während des operativen Betriebs dieser Anlagen hingegen emissionsarm, wodurch mittelfristig direkte Treibhausgasemissionen vermieden werden. Da die Erzeugung von erneuerbaren Energien eine wesentliche Komponente der Energiewende ist, wird diese ausführlich dargelegt und die aktuelle Situation für Deutschland genauer beschrieben.

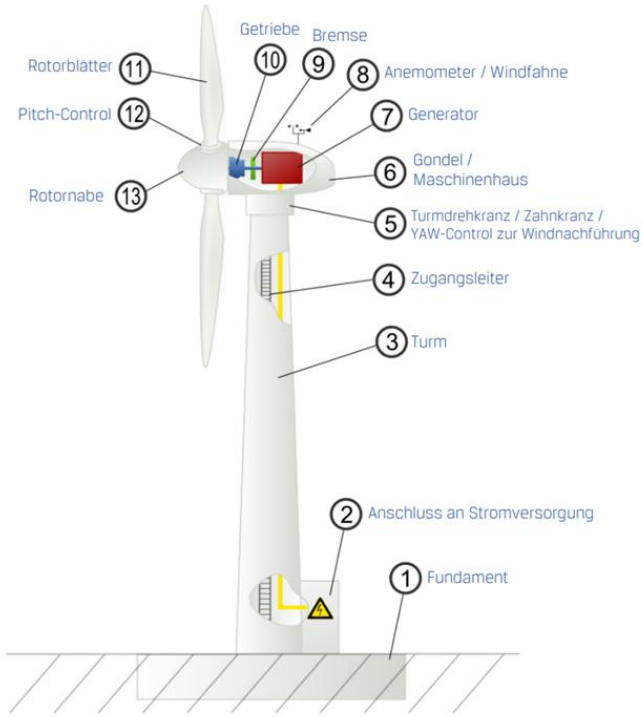
3.1.1 Generelle Funktionsweise von Windenergieanlagen

Das Ziel von Windenergieanlagen (WEA) ist es, die Bewegungsenergie des Windes (kinetische Energie) in elektrische Energie (Strom) umzuwandeln. Das dabei zugrunde liegende Prinzip ist die Nutzung der durch den Wind über die Rotorblätter entstehenden mechanischen Rotationsenergie. Diese liegt aus mehreren Gründen immer unter der tatsächlichen kinetischen Energie. Grundsätzlich gilt, dass der maximal möglichen Nutzung kinetischer Energie bei WEA'n eine physikalische Grenze gesetzt ist, welche das Betz-Gesetz beschreibt (Betz, 1920), (Betz, 1926). Diese Grenze liegt bei 59,25% (Erntegrad). Zusätzliche Begrenzungen der Rotationsenergie liegen u. a. in den technischen Wirkungsgraden der Komponenten (z. B. Rotor, Generator), in der Windgeschwindigkeit (unterhalb der notwendigen Anlaufgeschwindigkeit bis ca. 4 m/s oder Abschaltung aus Sicherheitsgründen ab ca. 25 m/s) und in der Aufbaustruktur eines Windparks (Wake-Effekte).

Auch wenn sich einzelne Anlagen unterscheiden, ist der generelle Aufbau einer WEA prinzipiell ähnlich. Ohne auf die Details einzugehen zeigt Abbildung 3 den grundsätzlichen Aufbau.

[14] Im Wesentlichen Sonneneinstrahlung, ergänzt durch Erdrotation und unterschiedliche Speicherfähigkeit von Wärme, z. B. Land/Meer.

Abbildung 3: Aufbau einer Windenergieanlage (Onshore)



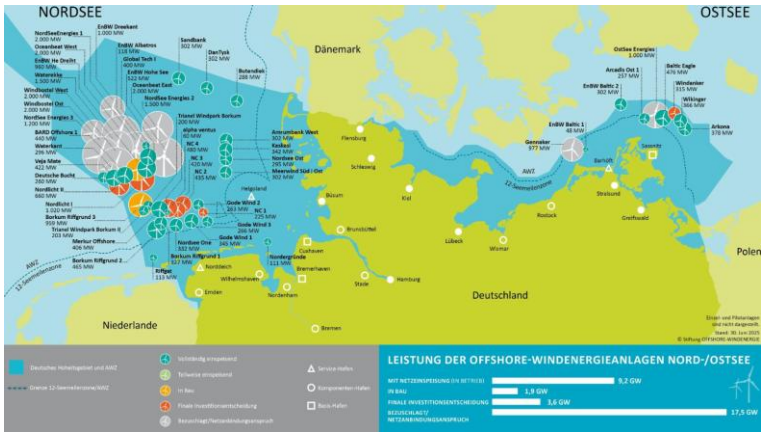
Quelle: https://www.b-command.com/anwendungen/windenergie/aufbau-windkraftanlage/

3.1.2 Offshore-Windenergieanlagen

Auch auf Grund seiner Lage gehört Deutschland zu den aktivsten Offshore-WEA-Betreibern in Europa (Wind Europe, 2024). Zur Jahresmitte 2025 waren 1.639 Offshore-WEA (OWEA) mit einer Gesamtleistung von 9,2 GW[15] in Betrieb, der Großteil davon in der Nordsee (7,4 MW) und ein kleinerer Teil in der Ostsee (1,8 MW) (DEUTSCHE WINDGUARD GmbH, 2025). Diese befinden sich in der deutschen Außenwirtschaftszone und bis auf sehr wenige Ausnahmen außerhalb der Zwölf-Seemeilenzone (Abbildung 4). Gegenwärtig beträgt die durchschnittliche Nennleistung pro OWEA etwa 5,6 MW und die durchschnittliche Entfernung von der Küste ca. 70 km (DEUTSCHE WINDGUARD GmbH, 2025). In 2024 wurde die erste 11 MW Anlage in Betrieb genommen und in 2025 ist die erste 15 MW Anlage errichtet worden (DEUTSCHE WINDGUARD GmbH, 2025). Die Windparkgröße unterscheidet sich zwischen Nord- und Ostsee kaum. Durchschnittlich 50 Anlagen gehören zu einem Windpark. Die größten haben über 80 OWEA im Bestand, die kleinsten 16.

[15] Zur Einordnung: bei einer Auslastung von 45 % der jährlichen Volllaststunden (8.760 h) können bei einem Durchschnittsverbrauch von 3.000 kWh/a (3 MWh/a) theoretisch ca. 12 Millionen Haushalte mit Strom versorgt werden (s. Anhang S. 77)

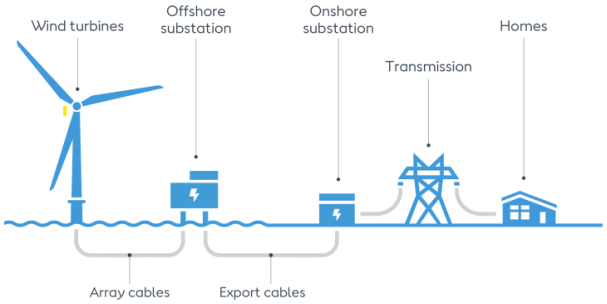
Abbildung 4: Aktivitäten in den Offshore-Windenergieprojekten



Quelle: © Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

Der grundsätzliche Aufbau einer OWEA umfasst mehrere zentrale Komponenten, die gemeinsam die effiziente Umwandlung von Windenergie in elektrischen Strom und dessen Übertragung an Land ermöglichen (s. Abbildung 5).

Abbildung 5: Struktur einer Offshore-Windenergieanlage



Quelle: Orsted A/S, 2025

Basis einer OWEA bildet das Fundament, das je nach Wassertiefe und Bodenbeschaffenheit als Monopile, Jacket, Tripod, Schwerkraftfundament oder auch schwimmend ausgeführt wird. In Deutschland wird hauptsächlich das Monopile-Fundament in einer durchschnittlichen Wassertiefe von aktuell 31 m verbaut (DEUTSCHE WINDGUARD GmbH, 2025). Auch wenn es bereits erste kommerzielle schwimmende OWEA gibt (die über Seile im Boden verankert werden) wird erst ab etwa 2030 mit dem kommerziellen Durchbruch gerechnet (IRENA, 2025). Vorteil von schwimmenden OWEA ist die Nutzung in tieferen Seegebieten (bis 1000 m) womit weitere Nutzungsflächen zur Verfügung stehen (RWE AG, 2025a).

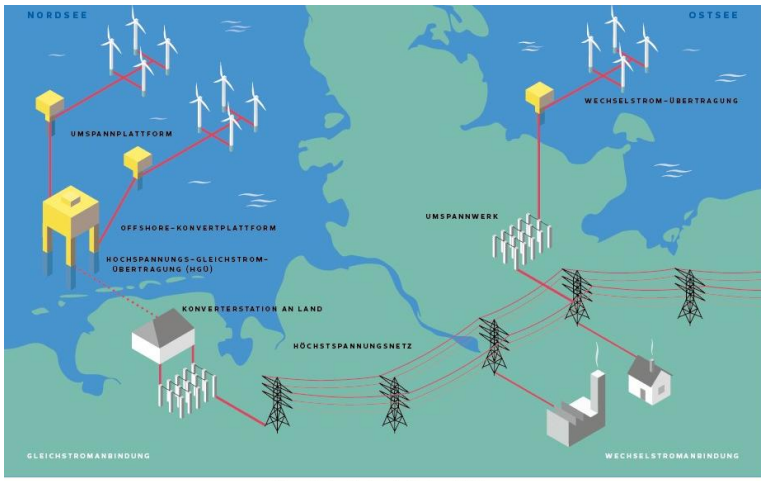
Die Tragstrukturen der Fundamente müssen nicht nur das Gewicht der gesamten Anlage, sondern auch die dynamischen Lasten von Wind, Wellen und Strömungen aufnehmen. Besonders in der Nordsee, wo der Meeresgrund überwiegend sandig und damit nachgiebig ist, sind spezielle konstruktive Maßnahmen zur Sicherstellung der Standsicherheit und zur Vermeidung von Langzeitverformungen erforderlich (Schaumann, et al., 2010). Zusätzlich sind die Anlagen aufgrund der ständigen Exposition gegenüber salzhaltigem Wasser und Luft mit erhöhten Anforderungen an den Korrosionsschutz konfrontiert, weshalb spezielle Korrosionsschutzsysteme eingesetzt werden, um die Lebensdauer der Stahlstrukturen zu verlängern.

Auf dem Fundament erhebt sich der Turm, der aus mehreren Stahlsegmenten besteht und die Gondel trägt. In der Gondel befinden sich die zentralen technischen Komponenten: die Rotorwelle, das Getriebe, der Generator, die Steuerungs- und Sicherheitssysteme, sowie der Rotor, der aus drei Rotorblättern besteht (Kowollik, 2021).

Der erzeugte Strom wird zunächst im Inneren der Anlage über einen Transformator auf eine mittlere Spannungsebene (in der Regel 30 bis 66 kV) transformiert, um die Verluste beim Transport innerhalb des Windparks zu minimieren. Die einzelnen Windenergieanlagen eines Offshore-Windparks sind über Array-Kabel miteinander verbunden. Diese Seekabel führen den Strom zu einer zentralen Offshore-Umspannplattform innerhalb des Windparks. Auf dieser Plattform erfolgt eine weitere Transformation auf Hochspannung (z. B. 150 bis 220 kV), um den Strom über größere Distanzen effizient an Land transportieren zu können. Bei weiter entfernten Windparks kommt zudem die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) zum Einsatz, bei der der Wechselstrom (AC) mittels Konverteranlagen in Gleichstrom (DC) umgewandelt wird. Diese Technik reduziert die Übertragungsverluste erheblich und ermöglicht eine wirtschaftliche Anbindung auch weit entfernter Offshore-Standorte (BWO e. V., 2025).

Über leistungsstarke Exportkabel wird der Strom schließlich von der Offshore-Umspannplattform bis zur Küste transportiert. Dort erfolgt in einer Konverterstation gegebenenfalls die Rückumwandlung von Gleichstrom in Wechselstrom, bevor die Einspeisung in das öffentliche Hochspannungsnetz erfolgt. Die gesamte Kette der Energieumwandlung und -übertragung ist darauf ausgelegt, die durch den Wind erzeugte Energie möglichst verlustarm und zuverlässig an Land zu bringen (BWO e. V., 2025).

Abbildung 6: Struktur eines Offshore-Windenergieparks



Offshore-Netzanbindung in Nord- und Ostsee.

Quelle: BWO e. V., 2025

3.1.3 Onshore-Windenergieanlagen

Auch im Bereich von Onshore-WEA (OnWEA) ist Deutschlands Position sehr stark (FA Wind und Solar, 2025). Zur Jahresmitte 2025 waren 28.879 OnWEA mit einer Gesamtleitung von 65,4 GW in Betrieb. Die Verteilung innerhalb Deutschlands zeigt Tabelle 2.

Gegenwärtig beträgt die durchschnittliche Nennleistung pro OnWEA etwa 5,4 MW (FA Wind und Solar, 2025). Das weitaus größte Flächenland Bayern weist mit Abstand die geringste Installationsdichte auf (FA Wind und Solar, 2025).

Tabelle 2: Kumulierte Leistung und Anlagenanzahl Onshore in den Bundesländern

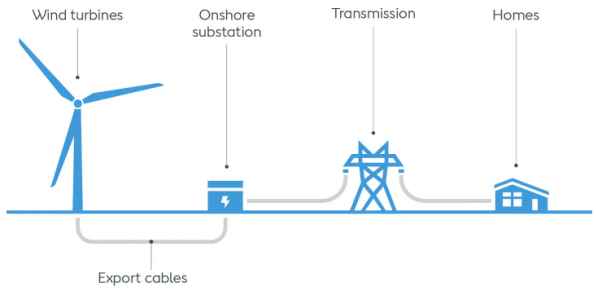
Kumulierter Anlagenbestand* (30.06.2025)				
Bundesland	**Kumulierte Leistung**	**Kumulierte Anzahl**	**Anteil**	**Leistung je km²**
Niedersachsen	13.395 MW	6.169 WEA	20%	281 kW/km²
Schleswig-Holstein	9.214 MW	3.259 WEA	14%	583 kW/km²
Brandenburg	9.186 MW	4.095 WEA	14%	310 kW/km²
Nordrhein-Westfalen	8.348 MW	3.725 WEA	13%	245 kW/km²
Sachsen-Anhalt	5.638 MW	2.741 WEA	9%	276 kW/km²
Rheinland-Pfalz	4.226 MW	1.777 WEA	6%	213 kW/km²
Mecklenburg-Vorpommern	3.850 MW	1.851 WEA	6%	165 kW/km²
Bayern	2.720 MW	1.160 WEA	4%	39 kW/km²
Hessen	2.685 MW	1.189 WEA	4%	127 kW/km²
Baden-Württemberg	1.941 MW	808 WEA	3%	54 kW/km²
Thüringen	1.884 MW	869 WEA	3%	116 kW/km²
Sachsen	1.403 MW	861 WEA	2%	76 kW/km²
Saarland	548 MW	215 WEA	1%	213 kW/km²
Bremen	203 MW	87 WEA	0%	483 kW/km²
Hamburg	125 MW	67 WEA	0%	166 kW/km²
Berlin	17 MW	6 WEA	0%	19 kW/km²
Deutschland	**65.383 MW**	**28.879 WEA**		**183 kW/km²**

* mit einer Mindestleistung von > 100 kW

Quelle: DEUTSCHE WINDGUARD GmbH, 2025

Während es bei OWEA verständlich ist, dass Windparks aus einer größeren Anzahl von Anlagen bestehen, gibt es keine eindeutige Definition wie viele Anlagen zu einem OnWEA-Park gehören. Das Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVPG) legt in Anlage 1 Nr. 1.6.3 fest, dass ab drei Anlagen im räumlichen Zusammenhang eine UVP durchzuführen ist (UVPG, 2025). Von der generellen Funktionsweise unterscheiden sich Offshore- und Onshore-WEA kaum.

Abbildung 7: Struktur einer Offshore-Windenergieanlage



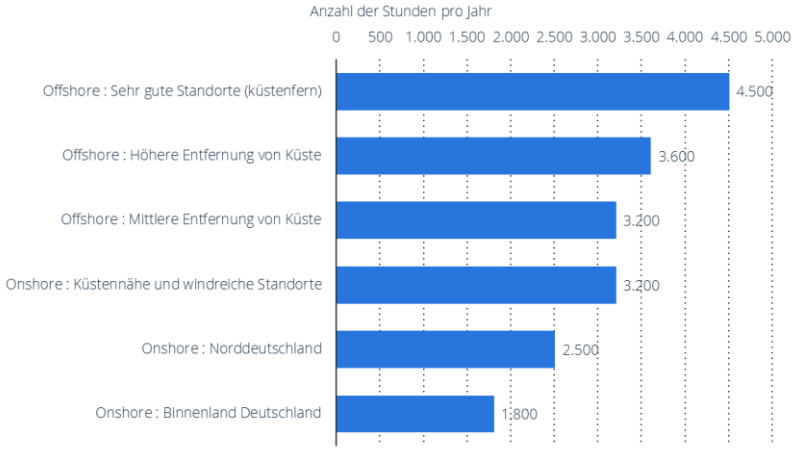
Quelle: Orsted A/S, 2025

Der Umwandlungspfad ist mehr oder weniger analog zu OWEA: Windenergie wird über den Rotor in mechanische Rotationsenergie transformiert, die der Generator in elektrische Energie umsetzt; die Leistungselektronik formt diese in netzkonforme Wechselspannung und -frequenz, der Transformator hebt die Spannung auf Mittelspannung an, das Sammelnetz verbindet mehrere OnWEA zu einem Park, und die Umspannstation transformiert für die Einspeisung in höhere Spannungsebenen. Wie bei OWEA auch, bestimmen normative Anschlussbedingungen die Anforderungen an Spannungsqualität, Blindleistung, Kurzschlussverhalten und Systemstützung und sind integraler Bestandteil der elektrischen Auslegung von OnWEAs (BWE e. V., 2025).

3.1.4 Vor- und Nachteile von Offshore- und Onshore-WEA

Die bessere Positionierung im Meer in Bezug auf die Windnutzung zeigt sich in Abbildung 8. Die besten Nutzflächen auf dem Meer weisen 2,5-mal so viele Volllaststunden auf wie im Binnenland und selbst die weniger günstigen Seestandorte erreichen mit 3.200 so viele Stunden wie die besten Onshore-Standorte.

Abbildung 8: Wind-Volllaststunden nach typischen Standorten für Windenergieanlagen 2024



Quelle: Statista GmbH, 2025 / Fraunhofer ISE, 2024

Bezüglich der Lebensdauer von WEA gibt es verschiedene Angaben (20-30 Jahre) und letztlich sind diese auch individuell für jede Anlage. Es ist Konsens, das sowohl für Offshore- als auch Onshore-WEA mit 25 Jahren Lebensdauer gerechnet werden kann (IEA, NEA, OECD, 2020). Nachfolgend eine Darstellung der Vor- und Nachteile von Offshore und Onshore Windenergieanlagen (**nicht abschließend**).

Tabelle 3: Gemeinsamkeiten und Unterschiede von Offshore und Onshore WEA für Deutschland

	Off-Shore		On-Shore	
Kategorie	**Vorteil**	**Nachteil**	**Vorteil**	**Nachteil**
Windressource / Ertrag	Höhere und konstantere Windgeschwindigkeiten in Nord- und Ostsee → größere Erträge	Schwankungen durch saisonale und meteorologische Muster; Abhängigkeit von geeigneten Seegebieten	Schnellere Standortwahl an windstarken Landflächen; gute Erträge in Küsten- und Bergregionen	Insgesamt geringere und variablere Wind-stärken als offshore
Flächen-verfügbarkeit	Große nutzbare Flächen auf hoher See; keine landwirtschaftliche Nutzungskonkurrenz	Nutzungsüber-schneidungen mit Schifffahrt, Fischerei und militärischen Bereichen	Nutzung vorhandener Landflächen möglich; Integration in regionale Planung	Limitierte Flächen in dicht besiedelten Gebieten; Konflikte mit Landwirtschaft und Siedlung
Netzanschluss / Integration	Potenzial für Großprojekte mit direkter Einspeisung in Nord-Süd-Übertragungsachsen	Lange Seekabel, hohe Anschlusskosten, Ausbaubedarf im Übertragungsnetz	Kürzere Anschluss-wege; bestehendes Verteilnetz nutzbar	Lokale Netze oft überlastet; erfordern Netzausbau und Redispatch
Bau- und Investitionskosten (CAPEX)	Größere Turbinen ermöglichen hohe spezifische Erträge	Höhere Investitions- und Installationskosten (Fundamente, Spezialschiffe)	Geringere Baukosten, einfachere Logistik	Kosten steigen bei schwierigen Gelände-verhältnissen und Enge
Betrieb & Wartung (OPEX)	Hohe Ertragsdichte pro Anlage	Wartung schwierig, wetterabhängiger Zugang; höhere OPEX	Leichterer Zugang, schnellere Reparaturen	Häufigerer Eingriff in Betrieb durch lokal höhere Betriebsunter-brechungen
Umwelt- und Naturschutz	Vermeidung direkter Landnutzungsfolgen	Beeinträchtigungen von Meeresökosystemen, Schutzgebieten, Vögeln und Meeressäugern; Lärmeinwirkungen (Bau)	Geringere Auswirkun-gen auf Meeresfauna	Eingriffe in Lebens-räume, Landschafts-bild, Artenschutzkonflikt (z. B. Vögel, Fledermäuse)
Akzeptanz & Öffentlichkeit	Weniger direkte Beeinträchtigung Anwohnender an Land	Küstennahe Sichtbarkeit kann lokalen Widerstand auslösen	Beteiligungsmodelle und lokale Wertschöpfung stärken Akzeptanz	Lärm, Schattenwurf, visueller Eingriff führt oft zu Ablehnung
Technische Reife & Innovation	Einsatz großer, leistungsfähiger Turbinen; Weiterentwicklung schwimmender Anlagen	Höhere Anforderungen an Korrosionsschutz und Offshore-Technik	Ausgereifte, bewährte Technologien und Lieferketten	Grenzen bei Turbinengröße durch Transport und Aufbau auf Land
Versorgungs-sicherheit	Großes Ausbaupotenzial	Abhängigkeit von Witterung und Übertragungs-infrastruktur	Dezentrale Erzeugung stabilisiert lokale Netze	Fluktuation erfordert Flexibilitätsmaßnahmen (Speicher, Nachfrage)
Wirtschaftlichkeit & Wertschöpfung	Hohe Erzeugungsmengen pro Projekt können Wirtschaftlichkeit verbessern	Hohe Anfangs-investitionen und Finanzierungsbedarf; Genehmigungsfristen	Schnellere Realisierung fördert regionale Wertschöpfung	Geringere spezifische Erträge können Wirtschaftlichkeit schmälern
Genehmigungs- & Planungsaufwand	Klare Ausschreibungs-rahmen in Deutschland (z. B. Offshore-Gesetz)	Komplexe UVP, langer Planfeststellungs-prozess, internationale Abstimmungen	Regional verwaltete Genehmigungen, oft schneller genehmigt	Lokal starke Konflikte verlängern Verfahren
End-of-Life / Recycling	Potenzial für groß-flächige Demontage-strategien; Forschung an Recycling für große Komponenten	Korrosions- und Deponieprobleme, Offshore-Demontage aufwändig	Etablierte Rückbaurouten und Recyclinginfrastruktur	Flächenknappheit erschwert Lagerung und Recycling großer Komponenten

Eigene Darstellung; unter Hinzuziehung von CHatGPT

Diese Vor- und Nachteile haben nicht nur Auswirkungen auf technische Fragestellungen, sondern wirken sich unmittelbar auf die politische Bewertung der Nutzung von Windenergie als Teil der Gewinnung von erneuerbarer Energie aus. Welche Auswirkungen politische Entwicklungen in Deutschland und in der Welt auf den Ausbau der Windenergie haben, ist aktuell nicht abzusehen. Die Finanzierungskosten allein für den Offshore-Bereich in Deutschland, um die Ausbauziele der Bundesregierung (Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2023) zu erreichen, werden von RWE auf rund 25 Mrd. Euro geschätzt (RWE AG, 2025b). Daher werden auch verschiedene Finanzierungsinstrumente wie z. B. Contracts for Difference diskutiert (Blömer & Eckstein, 2025), die in Frankreich und England bereits eingesetzt werden und in anderen europäischen Ländern vor der Einführung stehen.

3.1.5 Zusammenfassung und Ausblick auf die Entwicklung der Windenergie in Deutschland

Auf See sind die Möglichkeiten zur Stromerzeugung sehr gut. Die hohen Investitionskosten werden durch den konstant hohen Ertrag kompensiert. Interessant ist die Entwicklung von schwimmenden Plattformen, wenn weiter draußen auf See „Erntefelder“ für Wind möglich sind. Unterstützt wird die Entwicklung zusätzlich durch größere Windräder, welche schon in küstennäheren Gebieten höhere Energiemengen erzeugen können. Neben den notwendigen Umweltverträglichkeitsprüfungen und der Berücksichtigung der Hochseeschifffahrt werden zukünftig militärische Überlegungen eine zunehmend wichtigere Rolle bei der Erschließung von geeigneten Gebieten für Offshore-Windparks für die Sicherung der Energieversorgung spielen. Bezugnehmend auf die Ergebnisse des Gutachtens des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) und der BET Consulting GmbH (BET) wird das Ausbauziel von 30 GW für 2030 (aktuell 9,2 GW) aufgrund netzbedingter Verzögerungen wohl erst im Jahr 2032 erreicht (EWI & BET, 2025).

Im lokalen Bereich sind Onshore-Windenergieanlagen eine gute Möglichkeit erneuerbaren Strom zu generieren und zu nutzen. In manchen Bundesländern bestehen grundsätzlich noch Potenziale in der Nutzung dieser Form der Energiegewinnung. Auch bei OnWEA werden durch größere Anlagen die Erträge weiter zunehmen. Mit der Größe, insbesondere eines zunehmenden Durchmessers der Rotorblätter werden Investoren und Betreiber vermutlich eher mit Akzeptanzproblemen konfrontiert sein als dies bei OWEA der Fall ist. Speziell, wenn eine Anlage in der Nähe einer Kommune betrieben wird. Das Ausbauziel von 115 GW für OnWEA bis 2030 wird, ebenfalls auf Basis des Gutachtens von EWI und BET, wohl nicht erreicht (aktuell 65 GW). Die Genehmigungszahlen sind in letzter Zeit wieder angestiegen (EWI & BET, 2025).

Sowohl für OWEA, als auch für OnWEA gilt, dass eine politische Unterstützung und Förderung mindestens in Form von Rahmendbedingungen weiterhin erforderlich sind.

3.1.6 Exkurs: Photovoltaik (PV)

Die in dieser Studie nicht berücksichtigte Form der Energiegewinnung durch Photovoltaik (PV) soll auf Grund ihrer Bedeutung zumindest kurz vorgestellt werden.

Der Bundesverband Solarwirtschaft (BWS) nennt vier Marktsegmente der Photovoltaik (BSW e. V., 2025a):

- Freiflächenanlagen
- Gewerbedachsegment
- Heimsegment (in erster Linie Photovoltaik für Dachanlagen)
- Steckersolargeräte (z. B. Balkonsolaranlage mit Mikrowechselrichter)

Das Ausbauziel für 2030 beträgt 215 GWp(eak) (BSW e. V., 2025b). Dabei bezeichnet „peak“ die installierte maximale Nennleistung (technische Spitzenleistung) unter Standardtestbedingungen. Dies beinhaltet u. a. eine Einstrahlung von 1.000 W / m^2 und eine Modultemperatur von 25°C. Die tatsächlich erzeugte Energie hängt dann wie bei den WEA von den Volllaststunden (Kapazitätsfaktor) ab. Diese sind definiert als:

$$Volllaststunden = \frac{tatsächlich\ erzeugte\ Energie}{Nennleistung * 8.760\ h}$$

Während die Volllaststunden bei WEA von der kinetischen Energie des Windes abhängen, werden sie bei der PV maßgeblich von der Sonneneinstrahlung beeinflusst. Die Anzahl der Stunden mit Sonneneinstrahlung schwankt bekanntermaßen im Jahresverlauf (Sommer/Winter) und ist in den Nachtstunden gleich null. Der Kapazitätsfaktor (Volllaststunden) ist gleich der Anzahl der Stunden die notwendig sind, um die durch eine Anlage in einem Jahr tatsächlich schwankend erzeugte Gesamtenergiemenge nur durch die Nennleistung zu generieren. Durch diese Normierung sind Vergleiche zwischen verschiedenen Anlagen leichter möglich. Auf Grund der begrenzten Sonneneinstrahlung sind die Kapazitätsfaktoren für PV immer deutlich niedriger als für Wind, der z. B. auch in der Nacht wehen kann. Eine gute Näherung für den durchschnittlichen Jahresenergieertrag einer 1 kWp Anlage sind 1.000 kWh[16]. Dies entspricht einem Kapazitätsfaktor von ca. 11%[17] (vgl. (Fh ISE, 2025).

Das EWI und BET rechnen in ihrem Gutachten mit Bandbreiten von 851 bis 1.019 Volllaststunden. Bei der bis 2030 erreichten, durchschnittlichen Kapazität an Photovoltaik von 186 GW ergibt sich ein Energieertrag zwischen 158 und 189 TWh. Dies entspricht einem Anteil an der Bruttostromversorgung von 23% bis 32% (EWI & BET, 2025).

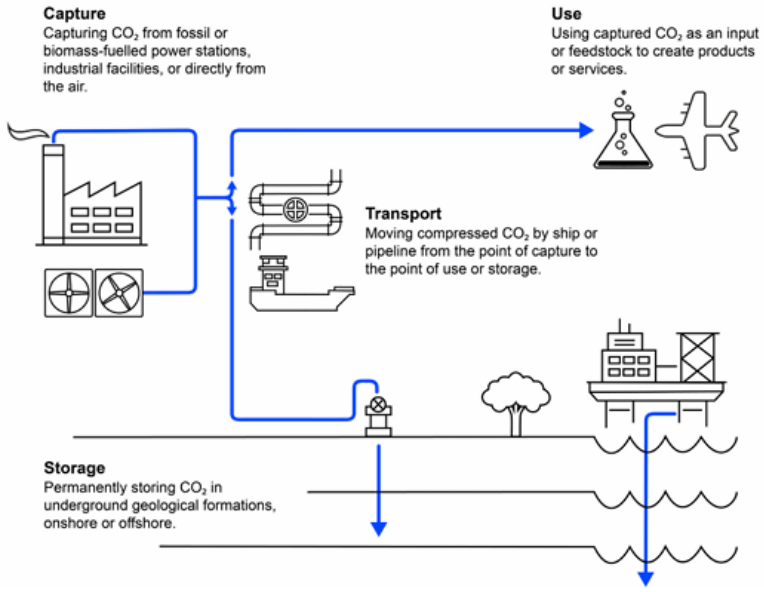
Laut BSW ist das Ziel von 215 GWp zu rund 55% (119 GWp) zum Ende 2025 erreicht (BSW e. V., 2025b). Wenn sich die Rahmenbedingungen für den Ausbau nicht grundlegend ändern, kann das Ausbauziel 2030 realistischerweise erreicht werden (EWI & BET, 2025).

3.2 CO_2-Gewinnung

Kohlendioxid (CO_2) ist, neben Wasserstoff, der wesentliche Inputfaktor (Edukt) für die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen. Die Gewinnung von CO_2 ist auf verschiedenen Wegen möglich. Für eSAF vor allem relevant sind zum einen (Industrie-) Punktquellen, zum anderen Direkt Air Capture-Anlagen (DAC), also aus der Atmosphäre gewonnenes CO_2 oder biogene Quellen. Das gewonnene CO_2 kann genutzt werden, um es anschließend u. a. für die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen zu verwenden oder um es langfristig zu speichern und somit die Belastung der Atmosphäre mit CO_2 zu verringern[18].

[16] Bandbreite zwischen 900 kWh und 1.200 kWh.
[17] Dieser Wert liegt auch in einer Bandbreite von ca. 10% bis 14%. Bei OWEA liegen sie zwischen 40% und 50% und bei OnWEA noch bei 20% bis 30%.
[18] Synthetische Kraftstoffe können nur über eine funktionierende Kreislaufwirtschaft die zusätzliche Belastung der Atmosphäre vermeiden.

Abbildung 9: Carbon Capture Utilisation and Storage (CCU/S)

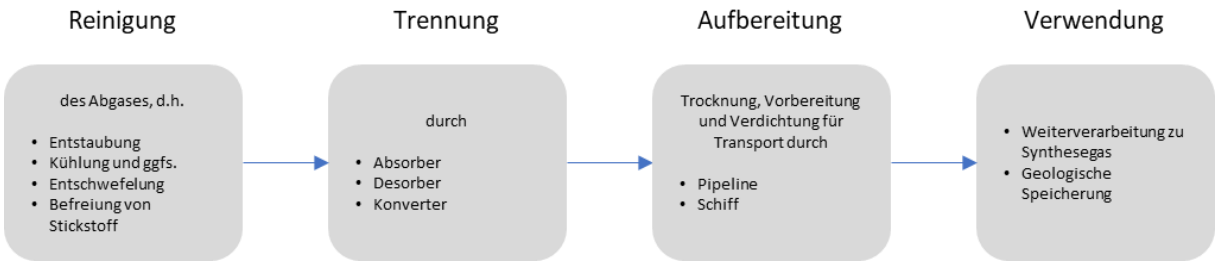


Quelle: IEA, 2020

3.2.1 Abscheidung aus einer Punktquelle

CO_2-Abscheidung an Punktquellen bezeichnet die Abtrennung von Kohlendioxid direkt dort, wo es entsteht – etwa in Zement- und Kalkwerken, der chemischen Industrie, Raffinerien oder Müllverbrennungsanlagen[19]. International definieren IPCC und IEA die Abscheidung als Bestandteil von CCUS (Carbon Capture, Utilisation and Storage) und ordnen sie insbesondere bei „schwer vermeidbaren" Industrieemissionen ein (IPCC WG III, 2022); (IEA, 2020). Um dem Ziel einer klimaneutraleren Produktion näher zu kommen ist es dringend erforderlich auch die für die Abscheidung benötigte Prozesswärme und Elektrizität idealerweise vollständig aus erneuerbaren Quellen bereitzustellen, damit die Zusatzemissionen minimal bleiben.

Abbildung 10: Allgemeiner Prozess der CO_2-Abscheidung



Eigene Darstellung

Als Punktquellen gelten Abgas- oder Prozessgasströme mit definierter CO_2-Konzentration, aus denen CO_2 technisch abgetrennt, aufbereitet, verdichtet, transportiert und gespeichert oder genutzt werden kann. Dazu zählen Gase mit mittleren CO_2-Gehalten nach Verbrennungsprozessen (typisch sind einige bis wenige Dutzend Volumenprozent, z. B. 4 - 30 Vol.-% in Rauchgasen) sowie hochreine Nebenströme, etwa aus

[19] Bei Müllverbrennungsanlagen ist für RFNBO nur der biogene Anteil nutzbar.

Fermentationen. Insbesondere die unvermeidbaren, prozessbedingten Emissionsquellen bei denen CO_2 unabhängig vom Strommix freigesetzt wird, wie beispielsweise bei der Kalzinierung im Zement- und Kalkprozess, bei der Ammoniak- und Wasserstoffherstellung auf fossiler oder biogener Basis oder in der Abfall- und Biomasseverbrennung, spielen hierbei eine besondere Rolle (IPCC WG III, 2022) (IEA, 2020) (IPCC WG III, 2005).

Aus technischer Sicht stehen mehrere **Abscheideverfahren** zur Verfügung[20].

Am weitesten verbreitet ist die **Post-Combustion-Absorption** (chemische Absorption, umgangssprachlich Aminwäsche):
Dabei bindet eine wässrige Lösung (z. B. Amine) das CO_2 aus dem Rauchgas in einem Absorber. In einem Regenerator wird das CO_2 durch Wärmezufuhr abgeschieden, getrocknet und anschließend verdichtet. Unter Verwendung von erneuerbarem Strom werden Gebläse, Pumpen und Verdichter betrieben und erneuerbare Prozesswärme (z. B. aus einer Großwärmepumpe) liefert die Regenerationsenergie. Typische CO_2-Abscheidegrade liegen bei etwa 85 - 95 Prozent. In Abhängigkeit u. a. vom verwendeten Lösungsmittel bewegt sich der Regenerationswärmebedarf in der Größenordnung einiger Gigajoule[21] pro Tonne CO_2, was die Wirtschaftlichkeit stark von der Verfügbarkeit günstiger erneuerbarer Energie abhängen lässt (IPCC WG III, 2022); (IEA, 2020); (NETL, 2023). Aminwäsche ist das einzige Verfahren zur Abtrennung von CO_2 aus Punktquellen, mit dem sich eine hohe CO_2-Reinheit erzielen lässt (Arndt, et al., 2021).

Ein alternatives Verfahren ist die **Oxyfuel-Verbrennung**:
Hierbei werden die Brennstoffe mit nahezu reinem Sauerstoff statt Luft verbrannt. Das Abgas besteht dann vorwiegend aus CO_2 und Wasserdampf und nicht mehr hauptsächlich aus Stickstoff. Nach der Abkühlung und Kondensation des Wassers kann das zurückbleibende CO_2 mit vergleichsweise geringem Zusatzaufwand gereinigt und verdichtet werden. Der wesentliche Strombedarf entsteht bei der Sauerstofferzeugung in elektrisch betriebenen Luftzerlegungsanlagen (ASU, Air Separation Unit), deren Strombedarf aus erneuerbaren Quellen erfolgen sollte. Demonstrationen zeigen Abscheidegrade von 90 Prozent und mehr (IEAGHG, 2018); (IEA, 2020); (IPCC WG III, 2022). Eine kommerzielle Anwendung besteht noch nicht.

Für Zement und Kalk werden zudem prozessintegrierte Konzepte wie Oxyfuel-Kalzinierung und Calcium-Looping demonstriert; beide erreichen „im Piloten“ bis Demonstrationsmaßstab Abscheidegrade über 90 Prozent und gelten als nächste Ausbaustufe für diese Branchen (IEAGHG, 2018), (IEA, 2020), (J. Winterhagen, 2025).

Ein anderes Verfahren ist die **Pre-Combustion-Abscheidung:**
Bei diesem Verfahren wird das CO_2 vor der Verbrennung über ein Synthesegas unter Verwendung einer Wasser-Gas-Shift Reaktion abgetrennt. Die Abscheidegrade können, je nach Prozess, im Bereich von 90 bis 95 Prozent liegen. Für ein erneuerbares Energiesystem ist diese Route vor allem dort relevant, wo biogene oder „grüne“ Prozessketten bestehen oder hochreine CO_2 Ströme anfallen (IEA, 2020); (NETL, 2023).

Ergänzend kommen Membrane und feste Sorbentien zum Einsatz, die CO_2 physikalisch durch selektive Permeation oder Adsorption trennen. Sie sind technologisch fortgeschritten, kommen aber häufiger in Hybridketten oder Nischen mit höheren CO_2 Partialdrücken zum Einsatz (IEA, 2020); (IPCC WG III, 2022).

Unabhängig vom gewählten Verfahren folgt die Prozesskette einem ähnlichen Ablauf. Bei der Gewinnung sind Monitoring-, Berichts- und Verifizierungsanforderungen (MRV) einzuhalten. Der EU-Rahmen zielt darauf,

[20] Die nachfolgende Darstellung ist nicht abschließend. Es gibt eine Vielzahl weiterer Varianten und Verfahren, die hier nicht aufgeführt werden.
[21] Zur Einordnung: 10 Gigajoule sind ca. 2,7 MWh

diese Infrastruktur bis 2030 skaliert verfügbar zu machen, damit Industriecluster – etwa an der Nordsee – verlässlich anschließen können (IPCC WG III, 2022); (IEA, 2020); (European Commission, 2024).

Hinsichtlich der technischen Reife gelten Post-Combustion-Absorption in Industrieanwendungen und Pre-Combustion in H_2/Ammoniakprozessen als kommerziell etabliert. Oxyfuel und Calcium Looping Konzepte befinden sich dagegen noch im Demonstrationsstadium; mit weiterer Skalierung in Zement und Kalk. Membrane und Adsorbentien sind ausgereift für spezifische Anwendungen, sie werden aber oftmals als Ergänzung eingesetzt. Diese Einordnung spiegelt die Bewertungen von IPCC, IEA und dem IEA Greenhouse Gas Programm wider (IPCC WG III, 2022); (IEA, 2020), 2022; (IEAGHG, 2018).

Ökonomisch liegen die spezifischen Abscheidungskosten in breiten Korridoren, da sie stark von der jeweiligen Quelle, CO_2-Konzentration, Anlagengröße und Energiekosten abhängen. Hochreine Quellen (z. B. Fermentation) verursachen die niedrigsten Kosten, während heterogene Industrieabgase wie aus Zement und Stahl im mittleren bis hohen Kostenbereich liegen. Wichtig ist auch hier, dass erneuerbare Wärme und Strom zur Anwendung kommen, was bei sinkenden Kosten für erneuerbare Energien auch die Betriebskosten entlastet. Wesentliche Kostentreiber sind außerdem der Zugang zu Transportleitungen und Speichern. Die EU-Zielgröße von 50 Mio. Tonnen pro Jahr an Injektionskapazität bis 2030 adressiert genau diesen Engpass und soll Skaleneffekte heben (IEA, 2020); (IPCC WG III, 2022); (European Commission, 2024).

Ein großes Hindernis für potenzielle Investitionen in Abscheideanlagen ist der aktuelle regulatorische Rahmen, der die Nutzung von CO_2 aus der Abscheidung aus Industrieabgasen zur Herstellung von RFNBO/eSAF nur bis einschließlich 2040 erlaubt (Europäische Kommission, 2023b).

- Biogenes CO_2

Der Fall der Abscheidung bei biogenem Ursprung des CO_2 – oft als BECCS (Bioenergy with Carbon Capture and Storage) bezeichnet – kann netto negative Emissionen ermöglichen, sofern Nachhaltigkeitskriterien über die gesamte Lieferkette eingehalten werden. Bei Fermentationsprozessen, etwa in der Bio-Ethanol-Herstellung, entsteht nahezu reines CO_2. Der Prozess ist hier vergleichsweise einfach: Das Roh-CO_2 wird getrocknet und gereinigt, dann auf superkritische Zustände verdichtet und per Pipeline oder Schiff einer geologischen Speicherung zugeführt; da keine aufwendige Abscheidestufe aus Rauchgasen nötig ist, liegen Aufwand und Kosten im unteren Bereich der typischen Bandbreiten. Bei biogener Verbrennung – etwa in Biomasse Kraft-Wärme-Kopplung oder in Abfallverbrennungsanlagen mit substanziellem biogenem Anteil – entspricht die Prozesskette der beschriebenen Post-Combustion-Absorption: Abgasaufbereitung, chemische Bindung des CO_2, Regeneration mit erneuerbarer Wärme, Trocknung und Verdichtung sowie nachgelagerter Transport und Speicherung. Ob der Gesamtpfad tatsächlich netto negativ ist, wird über standardisierte Lebenszyklusanalysen und Measurement, Reporting and Verification (MRV)-Systeme belegt; maßgebliche Leitlinien und methodische Bewertungen hierzu stellen IPCC und die Gemeinsame Forschungsstelle der EU (JRC) bereit (IPCC WG III, 2022), (IEA, 2020).

Mit potenziellen Standorten für CO_2-Quellen und deren Anbindung an Verteilnetze innerhalb Deutschlands befassen sich Rudelt et al. (2024).

3.2.2 Abscheidung über Direct Air Capture (DAC)

Auch die direkte Abscheidung aus der Luft ist ein Verfahren, CO_2 zu gewinnen und dann entweder zu speichern oder für die Weiterverarbeitung zu nutzen. Aktuell sind 27 DAC-Anlagen[22] weltweit in Betrieb wovon drei Anlagen 1.000 t oder mehr pro Jahr abscheiden. Damit verbunden gibt es nur wenige kommerzielle

[22] Siehe (IEA, 2025a)

Vereinbarungen zum Verkauf oder zur Speicherung des abgeschiedenen CO_2. Alle anderen Anlagen dienen zu Test- und Demonstrationszwecken (IEA, 2025a).

Eine Herausforderung ist unter anderem die Senkung des hohen Energieverbrauchs. Schätzungen gehen von bis zu 1.380 bis 2.760 kWh pro Tonne CO_2 aus (NASEM, 2019).

Damit ist das Verfahren aktuell noch weit von einer kommerziellen Nutzung entfernt. Daher wird in dieser Studie nicht darauf eingegangen. Gleichwohl sind eine weitere Erforschung und Optimierung möglicher Verfahren bedeutsam, auch um Möglichkeiten zu erforschen die CO_2-Konzentration in der Atmosphäre zu reduzieren.

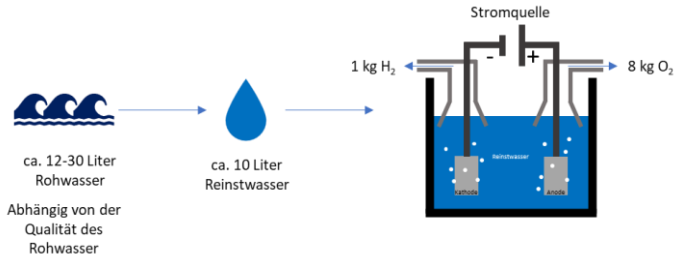
3.3 Wasserstoffproduktion

Der zweite wesentliche Inputfaktor (Edukt, s. a. Fußnote 5) für die Herstellung von eSAF ist Wasserstoff (H_2). Ein Kraftstoff, der auf Basis von H_2 hergestellt wird, das nicht mit Hilfe erneuerbaren Energien erzeugt wurde, kann regulatorisch nicht als RFNBO klassifiziert werden. Die Elektrolyse ist das zentrale Verfahren zur Herstellung von H_2 aus Wasser (H_2O) unter Einsatz von elektrischem Strom. Im Rahmen der Anforderungen zur Eindämmung des Klimawandels ist es zielführend, diesen Strom vollständig aus erneuerbaren Energiequellen bereitzustellen. Die Elektrolyse ermöglicht es, elektrische Energie in chemische Energie umzuwandeln und so Wasserstoff als vielseitigen, klimaneutralen Energieträger bereitzustellen.

Die eigentliche Elektrolyse erfolgt, indem Wasser in einem Elektrolyseur in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt wird:

$$2\ H_2O \rightarrow 2\ H_2 + O_2$$

Abbildung 11: Elektrolyse (Basismodell)



Eigene Darstellung

Die Qualität des Rohwassers ist für den Prozess ausschlaggebend. Leitungswasser, Brunnenwasser, Oberflächenwasser oder Meerwasser unterscheiden sich stark in ihrer Qualität. So hat Meerwasser z. B. sehr hohe Salzgehalte, welche zu einer deutlich niedrigeren Ausbeute führen. Brackwasser/Grundwasser mit hoher Härte oder Eisen und Schwefel erfordern eine intensivere Vorbehandlung[23], die zu mehr Abwasser bzw. Verlusten führt. Auch die eingesetzten Reinigungsverfahren haben Einfluss auf den Rohwasserbedarf. Um Membranschäden, Elektrodenverschleiß, Korrosion und Effizienzverluste zu vermeiden, muss das zur Elektrolyse eingesetzte Wasser in einem ersten Schritt gereinigt werden, da Reinstwasser die Effizienz und Lebensdauer der Elektrolyseure deutlich verbessert (Elektrolyseur-Vergleich, 2025). Für die Herstellung von einem Kilogramm Wasserstoff werden 9 bis 10 Liter Reinstwasser benötigt. Bei der Elektrolyse entstehen

[23] Z. B. Entfernung organischer Spurenstoffe, Silikate, Spurmetalle oder gelöster Gase.

zusätzlich ca. 8 kg Sauerstoff. Dieser kann anderen Verwendungen zugeführt werden (Löffler, 2022). Der benötigte Wasserbedarf hängt davon ab, ob Grund- oder Flächenwasser herangezogen wird oder Meerwasser. Bei der ersten Variante werden Schätzungen zufolge 12-16 Liter benötigt, bei Meerwasser steigt der Bedarf auf 20 bis 30 Liter (EnBW AG, 2024). Zusätzlich steigt der Energiebedarf auf Grund der Notwendigkeit der Entsalzung.

Zur Herstellung von Wasserstoff stehen verschiedene Verfahren der Elektrolyse zur Verfügung, die sich in Bezug auf Aufbau, Betriebsbedingungen und Anwendungsfeldern unterscheiden. Naturgemäß weisen die Verfahren spezifische Vor- und Nachteile auf, auf die hier nicht im Detail eingegangen werden soll (vgl. (Metz, et al., 2022).

Alkalische Elektrolyse:
Hierbei wird eine alkalische Lösung als Elektrolyt verwendet. Diese Technologie ist seit Jahrzehnten etabliert (TRL[24] 8 - 9), robust und eignet sich besonders für den stationären Betrieb mit konstanter Last. Alkalische Elektrolyseure sind technisch ausgereift und werden weltweit im industriellen Maßstab eingesetzt (Fraunhofer-Gesellschaft, 2025).

Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse):
Dieses Verfahren nutzt eine feste Polymermembran als Elektrolyt. PEM-Elektrolyseure zeichnen sich durch eine hohe Dynamik, kompakte Bauweise und schnelle Reaktionsfähigkeit auf Laständerungen aus. Sie sind daher besonders gut für die Kopplung mit schwankenden erneuerbaren Energiequellen geeignet. Sie befindet sich mit einem TRL von 7 - 8 aktuell in der Kommerzialisierungsphase (Fraunhofer-Gesellschaft, 2025).

Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC, Solid Oxide Electrolysis Cell):
Bei diesem Verfahren wird Wasserdampf bei Temperaturen von 700–1000 °C elektrolysiert. Der hohe Temperaturbereich ermöglicht einen deutlich höheren elektrischen Wirkungsgrad, da ein Teil der Energie als Wärme zugeführt wird. Hochtemperatur-Elektrolyse befindet sich allerdings noch in der Entwicklung (TRL 4 - 6) und ist bisher nicht im großtechnischen Einsatz (Fraunhofer-Gesellschaft, 2025).

Alkalische Membran-Elektrolyse:
Diese Technologie kombiniert Vorteile der alkalischen und der PEM-Elektrolyse, indem sie eine anionenleitende Membran nutzt. Sie befindet sich noch in der Entwicklung und könnte zukünftig eine größere Rolle spielen (Fraunhofer-Gesellschaft, 2025).

Neben diesen klassischen Elektrolyseverfahren werden auch photo-elektrochemische und photokatalytische Verfahren erforscht, bei denen Sonnenlicht direkt zur Wasserspaltung genutzt wird. Diese Ansätze befinden sich jedoch noch im Forschungsstadium (TRL 2 - 5) und stehen bisher für den industriellen Einsatz nicht zur Verfügung (DLR e. V., 2025).

Die Wirkungsgrade moderner Elektrolyseure liegen heute bei etwa 60–70 %, wobei in aktuellen Forschungsprojekten bereits Werte bis zu 95 % erreicht werden (EnBW AG, 2024). Die Auswahl des geeigneten Elektrolyseverfahrens hängt von verschiedenen Faktoren wie dem verfügbaren Stromangebot, den Standortbedingungen und den Anforderungen an Flexibilität und Effizienz ab.

Unabhängig vom Reifegrad der einzelnen Technologien lassen sich bzgl. des Energieverbrauchs für die drei aktuellen aussichtsreichsten, d. h. marktnähesten, Verfahren folgende Größen festhalten:

[24] Die Einschätzungen bzgl. der technologischen Reifegrade sind üblicherweise Brancheneinschätzungen und können daher etwas schwanken. Z. B. habe kleinere Anlagen häufig höhere TRL-Einschätzungen, aber die Skalierung hin zu einem echten Massenmarkt ist noch nicht erreicht.

Tabelle 4: Energieverbrauch nach Elektrolyseverfahren

Energieverbrauch[25]	**kWh/Nm³**	**kWh/kg H_2**	**MJ/kg H_2**
Alkalische Elektrolyse	4,6	51,2	184,3
PEM-Elektrolyse	4,8	53,4	192,2
SOEC	3,8	42,3	152,3

Eigene Darstellung und Rechnung für kWh/kg H_2 und MJ/kg H_2, Werte für kWh/Nm³ aus NOW GmbH, 2018

Laut NOW sollen die Werte für die Alkalische und die PEM-Elektrolyse bis 2050 sinken und sich zudem angleichen (NOW GmbH, 2018).

Eine weitere Entwicklung ist die Produktion von H_2 in maritimen Umfeldern direkt bei stromgenerierenden Offshore-Windenergieanlagen, was eine Anpassung der herkömmlichen Produktionstechniken erfordert (Suppe, 2026).

Die beiden bisher besprochenen Edukte H_2 und CO_2 sind die wesentlichen Inputfaktoren für die Produktion von eSAF und finden in allen drei nicht-biogenen Verfahren der drei Hauptrouten (FT, MtJ, AtJ) Anwendung. Diese **Routen** werden in den folgenden Kapiteln erläutert. Es wird nicht explizit auf alle Verfahrenswege und unterschiedlichen Varianten eingegangen. Die Idee ist, einen Eindruck von der Komplexität der Routen zu geben. Im Kern gilt, dass sich die Verfahren/Varianten durchsetzen werden, die technisch stabil, zuverlässig und ökonomisch am realisierbarsten sind.

3.4 Indirekte Fischer-Tropsch-Route

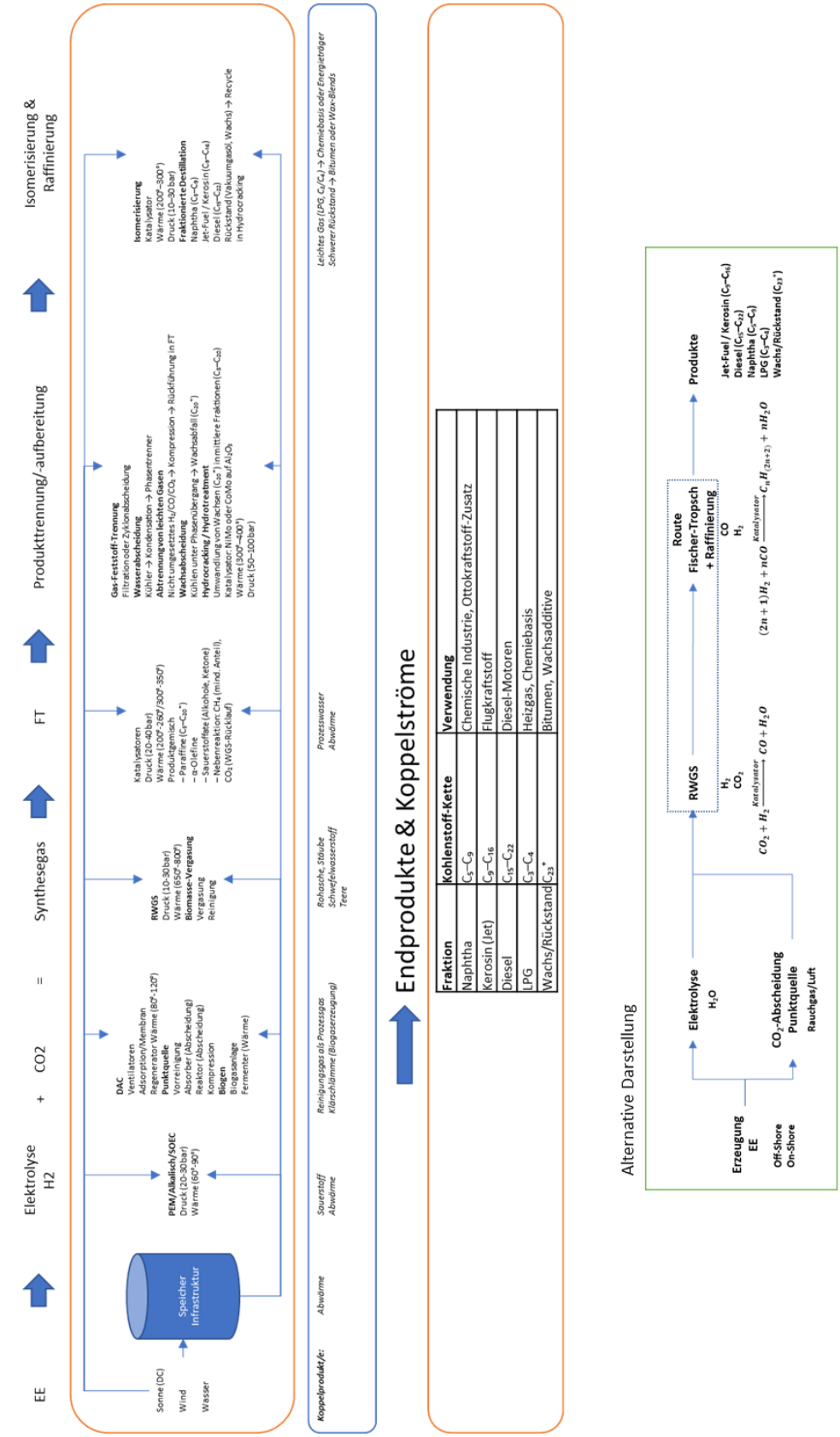
Die indirekte Fischer-Tropsch Route[26] ist ein zentrales Verfahren der Power-to-Liquid-Technologien zur Bereitstellung klimafreundlicher Treibstoffe mit Hilfe erneuerbarer Energien[27]. Bei der Beschreibung wird nicht auf alle Einzelheiten detailliert eingegangen. Dafür ist der Prozess zu komplex. So wird zum Beispiel die Wirkungsweise und der Ressourcenverbrauch unterschiedlicher Katalysatoren und Reaktoren und auch die Frage, ob die Reverse Water Gas Shift (RWGS)-Reaktion und der eigentliche Fischer-Tropsch Prozess in einer Anlage stattfinden soll oder in getrennten Anlagen (Beisswenger, 2020), nur am Rande betrachtet.

[25] Dichte H_2 gasförmig: 1 Nm³ = 0,0899 kg H_2 ⇔ 1 Nm³ / 0,0899 = 1 kg H_2 ⇔ 11,12 Nm³ = 1 kg H_2 ➔ 4,6 kWh / Nm³ * 11,12 Nm³ / kg H_2 = 51,2 kWh / kg H_2 und 51,2 kWh / kg H_2 * 3,6 MJ / kWh = 184,3 MJ / kg H_2

[26] Im Unterschied zur direkten Verflüssigung (z. B. Kohleverflüssigung, bei der Kohle direkt unter hohem Druck und mit Wasserstoff unter Katalyse in Flüssigkraftstoffe umgesetzt wird), werden bei der indirekten Route zunächst gasförmige Zwischenprodukte (Synthesegas) hergestellt. Dies erfordert zwar einen höheren Energieverbrauch, jedoch ermöglicht dieser Weg die Nutzung unterschiedlichster Rohstoffe.

[27] Das Verfahren wurde um 1922 entwickelt und wird in vielfältiger Form weltweit genutzt. Dabei kommen im Wesentlichen Kohle oder Gas als Energieträger und Rohstofflieferanten zum Einsatz.

Abbildung 12: Fischer-Tropsch-Route



Eigene Darstellung

Die indirekte Fischer-Tropsch-Route ist ein mehrstufiges Verfahren zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen unter Verwendung von Kohlendioxid und Wasserstoff. Die Herstellung von eSAF beginnt mit der Erzeugung von Synthesegas, das aus Kohlenmonoxid (CO) und Wasserstoff (H_2)[28] besteht (NETL, 2025). Hierzu wird CO_2 und H_2 durch eine Umwandlung, die sogenannte RWGS-Reaktion, zu Kohlenmonoxid und Wasser umgesetzt (INERATEC GmbH, 2025).

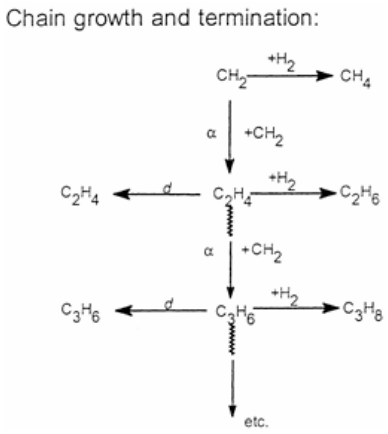
$CO_2 + H_2 \rightleftharpoons CO + H_2O$ (endotherm)

Das erzeugte Synthesegas (CO und H_2)[29] wird anschließend der Fischer-Tropsch-Synthese zugeführt. Dabei handelt es sich um eine katalytische Polymerisationsreaktion, bei der CO und H_2 auf Metallkatalysatoren unter erhöhtem Druck und hohen Temperaturen zu langkettigen Kohlenwasserstoffen umgesetzt werden (Dieterich, et al., 2020). Die allgemeine Reaktionsgleichung lautet:

$(2n+1)\ H_2 + n\ CO \rightleftharpoons C_n H_{(2n+2)} + n\ H_2O$

Dabei kommt es entsprechend der Kettenwachstumswahrscheinlichkeit (α) zu einer Verteilung von unterschiedlichen Kohlenwasserstoffketten ($C_n H_{(2n+2)}$). Die für Flugkraftstoffe relevanten Längen bewegen sich etwa im Bereich C_8 - C_{16} (Chevron, 2007).

Abbildung 13: Beispiel Kettenwachstum bei der Fischer-Tropsch-Synthese



Quelle: (Dry, 2002)

Grundsätzlich gibt es zwei unterschiedliche Ansätze für das Fischer-Tropsch-Verfahren: Das Niedertemperatur-Verfahren (LTFT) mit Temperaturen von ca. 200 bis 250°-Grad Celsius und das Hochtemperatur-Verfahren (HTFT) mit Temperaturen von ca. 320 bis 375°-Grad Celsius (de Klerk, Maitlis et al., 2013), wobei die Temperaturangaben in der Literatur nicht einheitlich sind, was auch an dem jeweiligen Design des Gesamtprozesses liegen kann. Je nach eingesetztem Reaktor[30], Katalysator[31], Temperatur und Druck können grundsätzlich verschiedene Produktfraktionen erzeugt werden (s. Tabelle 5). So bietet sich für eine Maximierung des Kerosinanteils (Kettenlängen C_8 - C_{16}) eher das Niedertemperatur-Verfahren mit Eisenkatalysator an, welches überwiegend langkettige Kohlenwasserstoffketten erzeugt, während das

[28] Zur Erinnerung: Dieser muss zwingend aus erneuerbaren Energien hergestellt sein und weitere Vorgaben erfüllen (s. Fußnote 12), um RFNBO/eSAF konform zu sein.
[29] Nach Abscheidung des Anteils an Wasser.
[30] Auch hier gibt es verschiedene Ansätze wie z. B. Tube-Cooled Fixed Bed Reactors, Circulating and Fixed Bed Reactors und Slurry Bed Reactors (de Klerk, Maitlis et al., 2013).
[31] In der Regel Eisen (Fe) oder Cobalt (Co).

Hochtemperatur-Verfahren tendenziell kurzkettige, im Naphtha/Benzinbereich liegende, Kohlenwasserstoffketten erzeugt (de Klerk, 2011). Neuere Ansätze setzen auf die direkte Nutzung von CO_2 in der FT-Synthese, bedürfen aber noch eines weiteren Forschungsbedarfs (Dieterich, et al., 2020).

Das Ergebnis der Fischer-Tropsch-Synthese ist ein Produktgemisch (Syncrude) aus leichten Gasen, flüssigen Kohlenwasserstoffen (wie Kerosin und Diesel) und festen Wachsen. Es können sich folgende Verteilungen ergeben (de Klerk, Maitlis et al., 2013):

Tabelle 5: Generische Zusammensetzung der wichtigsten industriell hergestellten FT-Syncrude-Typen[32]

Product fraction	Carbon Range	Compound Class	Syncrude composition (mass %)[a]		
			Fe-HTFT	Fe-LTFT	Co-LTFT
Tail gas	C_1	Alkane	12,7	4,3	5,6
	C_2	Alkene	5,6	1,0	0,1
		Alkane	4,5	1,0	1,0
LPG	C_3 - C_4	Alkene	21,2	6,0	3,4
		Alkane	3,0	1,8	1,8
Naphtha	C_5 - C_{10}	Alkene	25,8	7,7	7,8
		Alkane	4,3	3,3	12,0
		Aromatic	1,7	0	0
		Oxygenate	1,6	1,3	0,2
Distillate	C_{11} - C_{22}	Alkene	4,8	5,7	1,1
		Alkane	0,9	13,5	20,8
		Aromatic	0,8	0	0
		Oxygenate	0,5	0,3	0
Residue/wax	> C_{22}	Alkene	1,6	0,7	0
		Alkane	0,4	49,2	44,6
		Aromatic	0,7	0	0
		Oxygenate	0,2	0	0
Aqueous product	C_1 - C_5	Alcohol	4,5	3,9	1,4
		Carbonyl	3,9	0	0
		Carboxylic acid	1,3	0,3	0,2

a The syncrude composition is based on the total mass of product from FT synthesis, excluding inert gases (N_2 and Ar) and water-gas-shift products (H_2O, CO, CO_2 and H_2). Zero indicates low concentration and not necessarily the total absence of such compounds.

Quelle: de Klerk, Maitlis 2013

Diese Produktverteilungen sind nicht absolut reproduzierbar, da dieser Prozess verschiedene Variablen enthält, die selbst wiederum nicht 100% steuerbar sind und zum Teil noch Gegenstand der Forschung. Man erkennt, dass die Fe-LTFT Synthese tendenziell eher langkettige Kohlenstoffketten > C_{22} (Wachse) generiert.

Um den Anteil an Kerosin/eSAF zu maximieren erfolgt zwingend nach der Fischer-Tropsch-Synthese das sogenannte Upgrading. Dies sind zusätzliche Hydrocracking- oder Hydrogenolyse-Schritte, bei denen langkettige Wachse (C_{20+}) gezielt in kürzere Ketten (u. a. Kerosinfraktion) gespalten werden (de Klerk, Maitlis et al., 2013). Hierfür wird zusätzlicher H_2 und Energie benötigt. Auch die Isomerisierung gehört hierzu, um die Struktur der Moleküle so zu verändern, dass der Gefrierpunkt auf die für Flugkraftstoffe notwendigen -47° Grad erreicht wird.

Die FT-Route ermöglicht die nachhaltige Herstellung von eSAF und damit von nicht-fossilen Flugkraftstoffen. Es gibt jedoch noch Herausforderungen zu bewältigen. Auch wenn die einzelnen Prozessschritte gut

[32] Im Original: “Generic composition of the main industrially produced FT syncrude types”.

verstanden sind, ist eine der größten Herausforderungen die Integration aller Schritte in einen Produktionsablauf. Daraus erklären sich auch die zum Teil unterschiedlichen Angaben bzgl. des Technological Readiness Levels (TRL). So wird zum Beispiel der reine Fischer Tropsch Prozess mit TRL 9 eingeschätzt, die relevante RWGS jedoch nur mit TRL 6 (IEA Bioenergy TCP, 2024). Auch das Upgrading ist nicht so steuerbar, dass die genaue Ausbeute an eSAF im Vorfeld sicher festgelegt werden kann. Vor dieser Herausforderung der Integration stehen auch die beiden nächsten beschriebene Verfahren Methanol-to-Jet und Alcohol-to-Jet, wenn der Gesamtprozess auf ausschließlich erneuerbaren Energien beruht und keine Biomasse oder fossilen Ausgangsstoffen verwendet werden.

3.5 Methanol-to-Jet-Route

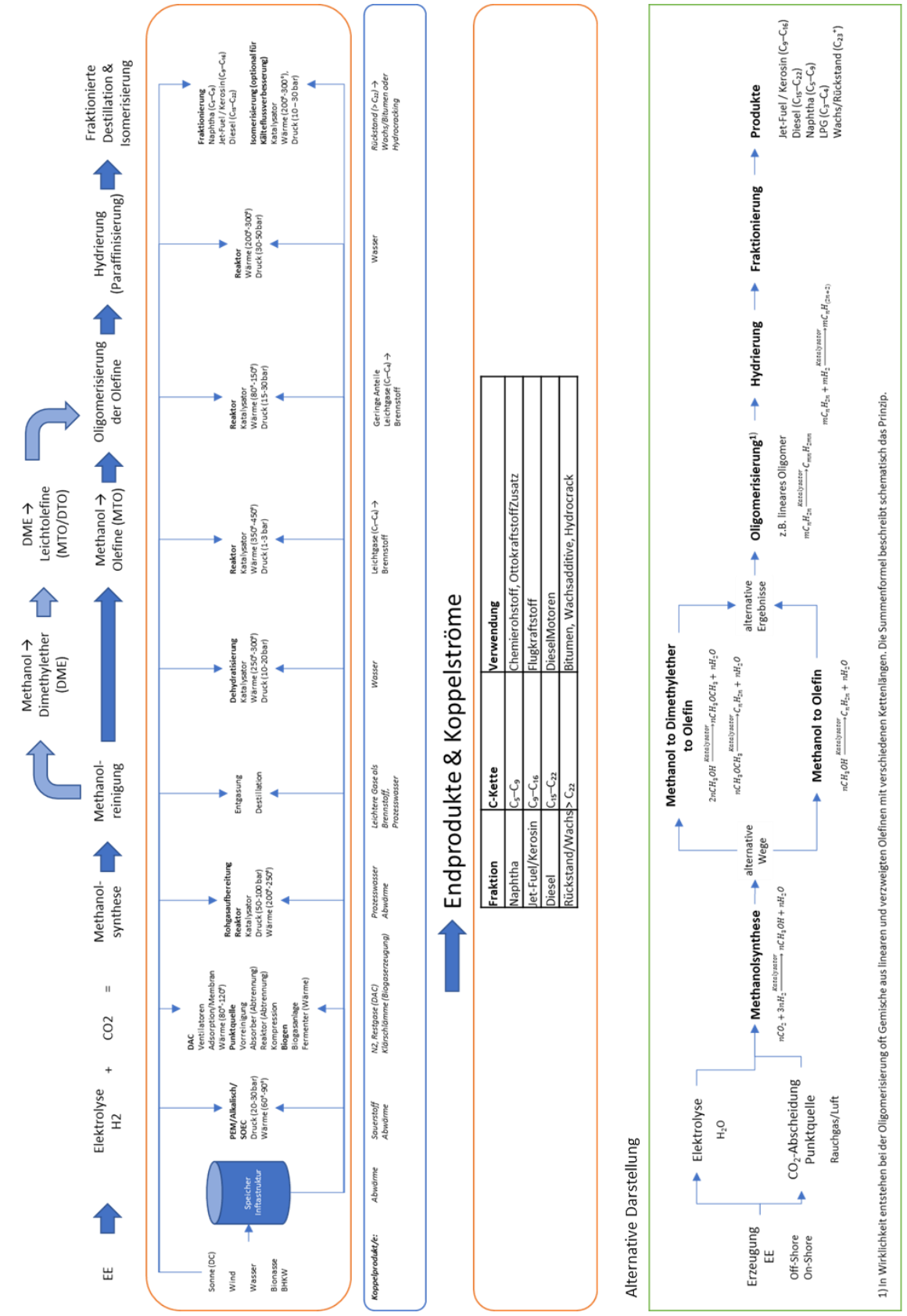
Die Methanol-to-Jet-Route[33] (MtJ) ist ebenfalls ein mehrstufiges Verfahren zur Herstellung von nachhaltigem Flugkraftstoff (eSAF) aus Methanol. Es bestehen Varianten, welche alle prinzipiell über drei Grundschritte ablaufen:

- Methanol wird in reaktivere Kohlenwasserstoffe überführt (z. B. leichte Olefine oder Dimethylether),
- Diese Bausteine werden zu längeren Ketten (C_8 - C_{16}) „umgesetzt“,
- Veredelung: Hydrierung, Isomerisierung und Destillation, bis die Jet-Spezifikation erreicht ist.

Die Varianten haben jeweils unterschiedliche Vor- und Nachteile. So kann zum Beispiel Methanol direkt zu leichten Olefinen umgesetzt werden, bevor die Oligomerisierung und dann die Hydrierung stattfindet (MtO). Vorteil hierbei ist ein klarer, modularer Aufbau sowie eine gute Kenntnis der Katalysatoren und erforderlichen Trennschritte. Nachteil ist, dass für die Hydrierung mehrere Reaktoren benötigt werden und der Wasserstoffbedarf steigt. Ein andere Variante ist, das Methanol durch Wasserabspaltung („Entwässerung“) zu Dimetylether umgesetzt wird. Vorteil hier ist die Herstellung eines Zwischenstoff mit teilweise günstigeren Reaktionsbedingungen. Nachteil ist der erforderliche zusätzliche Schritt und Trennaufwand. Eine weitere Variante in der Pilotphase ist die direkte Umsetzung von Methanol in Kohlenwasserstoffe mit gezielter Selektivität für Flugkraftstoffe. Diese Variante wäre potenziell effizienter ist aber noch in der Erforschung (Dieterich, et al., 2020), (Elwalily, et al., 2025).

[33] Die Methanol-to-Jet-Route ist im Prinzip eine spezielle Variante der Alkohol-to-Jet Route.

Abbildung 14: Methanol-to-Jet Route



Als Basisstoffe für die Herstellung von Methanol gibt es, neben dem fossilen Weg, grundsätzlich zwei und im Sinne des Klimawandels nachhaltige Varianten der MtJ-Route:

- Bio-Methanol: aus Biomasse oder biogenen Reststoffen,
- E-Methanol: aus grünem Wasserstoff und CO_2 (s. Kapitel 3.1, 3.2, 3.3).

Wie oben bereits erwähnt, wird der Weg über Biomasse hier nicht beschrieben. Hintergrund ist u. a., dass es zu Landnutzungskonkurrenzen (Biokraftstoffe der 1. Generation) kommen kann (Tank-Teller-Konflikt), die vermieden werden sollen und die Nutzung biogener Grundstoffe begrenzen (WI GmbH & RWI Essen, 2008), (UBA, 2022b). Die Gewinnung z. B. über Altspeiseöle/tierische Fette oder Lignozellulose (Biokraftstoffe der 2. Generation), die unterschiedliche regulatorisch Anerkennung erfährt, wird ebenfalls nicht berücksichtigt.

Die MtJ-Route besteht aus mehreren Schritten (ohne Biomethanol) mit dem Ausgangsstoff eines Synthesegases aus Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff[34]:

i) Methanolsynthese

Hier reagieren Wasserstoff (H_2) und Kohlendioxid (CO_2) oder Kohlenmonoxid (CO) unter erhöhtem Druck und Temperatur über Katalysatoren zu Methanol (CH_3OH):

$CO_2 + 3\ H_2 \rightleftharpoons CH_3OH + H_2O$ (über Kohlendioxid) oder

$CO + 2\ H_2 \rightleftharpoons CH_3OH$ (über Kohlenmonoxid)

Die Methanolsynthese ist sehr effizient, mit einer Kohlenstoffausbeute von bis zu 98 % (Bube, et al., 2024). Dabei kommt es auch zur Anwendung der Wasser-Gas-Shift Reaktion:

$CO + H_2O \rightleftharpoons CO_2 + H_2$ (exotherm)

ii) Methanolreinigung

Das Rohmethanol enthält Wasser und Nebenprodukte. Durch Destillation wird reines Methanol gewonnen, das für die folgenden Syntheseschritte benötigt wird (Bube, et al., 2024). Hierfür ist Wärmeenergie (idealerweise aus erneuerbaren Quellen) erforderlich.

Eine mögliche Alternative ist:

iii) Umwandlung zu Dimethylether (DME)

Methanol wird katalytisch zu Dimethylether umgesetzt:

$2\ CH_3OH \rightleftharpoons CH_3OCH_3 + H_2O$

DME ist ein Zwischenstoff, mit den oben genannten Vor- und Nachteilen.

iv) Umwandlung zu Leichtolefinen (Methanol-to-Olefins, MTO oder Dimethylether-to-Olefins DTO)

Das Methanol oder der DME werden über spezielle Katalysatoren in leichte Olefine wie Ethylen und Propylen umgewandelt. Hier entsteht auch Wasser als Nebenprodukt (Bube, et al., 2024).

v) Oligomerisierung der Olefine

Die leichten Olefine werden zu langkettigen Olefinen (z. B. C_8 - C_{16}) „zusammengefügt“ (Oligomere). Dies geschieht durch Oligomerisierung, wobei die Kettenlänge so gesteuert wird, dass sie den Anforderungen an Flugkraftstoffe entspricht. Diese Bindungen sind oft noch ungesättigt, weshalb eine Hydrierung erforderlich ist.

[34] Es gibt auch Methanol-Verfahren ohne Einsatz von Syngas (Motahari, et al., 2025).

vi) Hydrierung

Die ungesättigten Olefine werden mit Wasserstoff hydriert (H_2 wird „angelagert“), um gesättigte Kohlenwasserstoffe (Paraffine) zu erzeugen. Dadurch erfüllen die Produkte die Spezifikationen für Jet Fuel.

vii) Fraktionierung

Im letzten Schritt werden die verschiedenen Kohlenwasserstofffraktionen (z. B. Jet Fuel, Naphtha, Diesel) durch Destillation getrennt. Das Hauptprodukt ist eSAF, Nebenprodukte können als Rohstoffe für die chemische Industrie genutzt werden (Bube, et al., 2024).

Ein Vorteil des MtJ-Verfahrens ist: “MTJ kann Flugkraftstoff mit hohen Ausbeuten und geringer Nebenproduktbildung herstellen. Das ist ein Vorteil gegenüber FT, bei dem die Bildung von leichten Kohlenwasserstoffen, etwa Methan, erheblich sein kann” (Elwalily, et al., 2025)[35].

Bei der Methanol-to-Jet-Route ist zu beachten, dass sie laut Argus (Argus Media, 2026) erst kurz vor der Zulassung durch die ASTM[36] steht. Je schneller diese Zulassung erfolgt, desto eher ist ein Einsatz möglich (UBA, 2022a). Aktuell wird unter anderem durch das Fraunhofer ISE in der zweiten Phase des SAFari-Projektes auch an der Skalierung des Prozesses geforscht (aireg e. V., 2025).

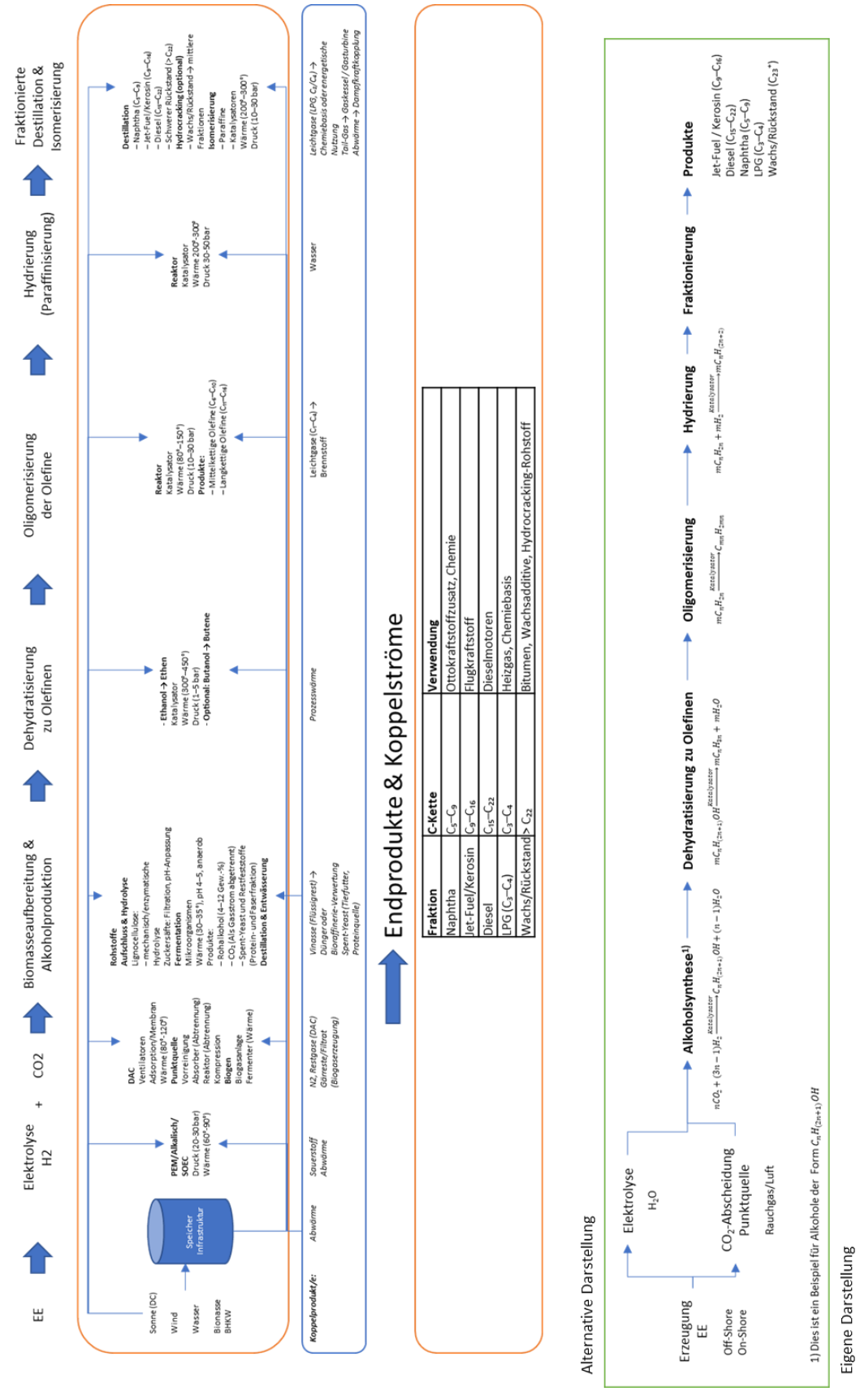
3.6 Alcohol-to-Jet-Route

Wie die beide zuvor betrachteten Prozesse ist auch der Alcohol-to-Jet Prozess ein mehrstufiger Prozess. Auch Alkohole (z. B. Ethanol, Isobutanol oder Methanol) lassen sich aus erneuerbaren Quellen herstellen:

- aus Biomasse (z. B. Reststoffen, Holz, Abfällen) oder
- elektrisch als E-Alkohole (grüner H_2 + CO_2).

[35] Im Original: “MTJ can produce jet fuel at high yields with low levels of by-product formation. This is an advantage over FT, where the formation of light hydrocarbons, such as, methane can be significant.”
[36] Die ursprünglich genannte American Society for Testing and Materials, heute ASTM International, ist eine internationale Standardisierungsorganisation mit Sitz in den USA.

Abbildung 15: Alcohol-to-Jet Route



Die Herstellung der Ausgangsalkohole (E-Alkohole) erfolgt in der Regel unter Verwendung eines mit erneuerbaren Energien hergestellten Synthesegases aus H_2 und CO_2, beispielsweise:

- Methanol: siehe oben Kapitel 3.5 oben i)
- Ethanol: $2\ CO_2 + 6\ H_2 \rightarrow C_2H_5OH + 3\ H_2O$
- Isobutanol: $4\ CO_2 + 12\ H_2 \rightarrow C_4H_{10}O + 7\ H_2O$

Ethanol und Isobutanol sind wichtige Vertreter der Alkohole für die AtJ-Route mit Zertifizierung durch die ASTM (IEA Bioenergy TCP, 2024).[37] Methanol kann seit kurzem als Ausgangsstoff für AtJ verwendet werden (Annex 5 der ASTM).

Der Prozess der Jet Fuel-Herstellung läuft dann für alle Alkoholumsetzungen ähnlich (Geleynse, et al., 2018):

i) Alkohol „entwässern“ (Dehydratisierung): Dem Alkohol wird Wasser entzogen wodurch ein „reaktiver Baustein“ entsteht (Olefin). Beispielsweise wird Ethanol zu Ethylen (C_2H_4) oder Isobutanol zu Isobutylen (C_4H_8) umgesetzt:

   $C_2H_5OH \rightarrow C_2H_4 + H_2O$

   $C_4H_{10}O \rightarrow C_4H_8 + H_2O$

ii) Bausteine koppeln (Oligomerisation): Viele kleine Bausteine werden zu längeren Ketten verbunden. Wie häufig bei Edukten hat auch im Hinblick auf die Umsetzung zu Jet fuel jeder Alkohol seine Vor- und Nachteile. Aus Ethanol beispielsweise entsteht ein breiteres Spektrum an Kettenlängen, während Isobutanol unmittelbarer vorwiegend zu C_{12}- und C_{16}-Verbindungen umgewandelt wird. Die Oligomerisation benötigt oft einen Kreislaufbetrieb, weil ein Teil der Produkte wieder in den Reaktor rückgeführt wird, um die Ausbeute im Kerosin-Bereich zu optimieren

iii) Formen und glätten (Hydrierung und Isomerisierung): Die Ketten werden „in Form gebracht“, damit sie bei Kälte flüssig bleiben und sauber verbrennen. Die mehrfach ungesättigten Oligomere werden katalytisch mit Wasserstoff zu gesättigten Paraffinen (Alkanen) hydriert. Je nach Bedarf erfolgt zusätzlich eine Isomerisierung, um verzweigte Ketten für bessere Kälteeigenschaften zu erzeugen und die Kraftstoffqualität zu sichern.

iv) Fraktionierung: Am Ende wird die Jet fuel-Fraktion (ungefähr C_8 - C_{16}, Siedebereich Jet-A/Jet-A-1) sauber (destillativ) abgetrennt und als Produkt abgezogen. Leichtere oder schwerere Komponenten werden als Kraftstoffkoprodukte oder für das Recycling weiterverwendet.

Der technische Reifegrad bei der Verwendung von Alkoholen ist unterschiedlich. Die Herstellung von AtJ aus Ethanol und Isobutanol (AtJ-SPK) auf Basis von Biomasse ist heute bereits verfügbar und auch ASTM zertifiziert (TRL 8-9). Eine Beimischung kann bis zu 50 Vol.-% zu fossilem Jet-A erfolgen. Erste kommerzielle Anlagen, etwa von LanzaJet (USA) sind im Aufbau oder in Betrieb (Lanzajet, 2025).

AtJ aus anderen Alkoholen (z. B. Methanol, 1-Butanol) liegen aktuell technisch im Bereich von TRL 5-7, d.h. es gibt fortgeschrittene Pilot- oder Demonstrationsanlagen aber noch keine ASTM-Zulassung. Hierzu ist noch weitere Forschung erforderlich (aireg e. V., 2025). Und AtJ aus rein synthetischen Alkoholen ist ebenfalls noch nicht ausreichend weit fortgeschritten.

Insgesamt bleibt festzuhalten, dass noch keines der hier beschriebenen Verfahren im kommerziellen Bereich angekommen ist und die bisher produzierten Mengen keinen Effekt auf einen möglichen Markt, insbesondere

[37] Im Anhang A.2 ist ein Beispiel für Alkoholproduktion (1.000 Liter E-Ethanol) aus Strom, Wasserstoff und Kohlendioxid.

Nachfrageseite, haben. Hierzu wären Anlagen mit Volumina von mindestens 100.000 t eSAF erforderlich. Dies entspricht jedoch auch nur etwa einem siebtel des innerdeutschen Flugverkehrs (aireg e. V., 2023).

3.7 Zusammenfassung

Betrachtet man die Wertschöpfungskette in Kürze können folgende Ergebnisse festgehalten werden:

Die Technologie zur **Erzeugung von Windenergie auf See und Land** ist ausgereift und sehr gut etabliert. Durch die weitere Entwicklung in der Materialwirtschaft (vor allem in Bezug auf die Rotorblätter) und der Turbinentechnik ist zu erwarten, dass zukünftig noch leistungsfähigere Anlagen errichtet werden können. Ob dies an Land zu größerem Widerstand bei der Bevölkerung führt, bleibt abzuwarten. Auf See stellt dies eine geringere Herausforderung dar. Dafür spielen hier in der Zukunft möglicherweise sicherheitspolitische Überlegungen eine größere Rolle bei der Ausschreibung von Meeresflächen als bisher. Generell stehen in Deutschland für beide Formen noch Ausbauflächen zur Verfügung. Die Ausbauziele werden vermutlich für beide Anlagentypen für 2030 knapp verfehlt.

Für die **Gewinnung von Kohlenstoffdioxid** stehen realistischerweise in der nächsten Zeit nur die Abscheidung an einer Punktquelle und grundsätzlich auch biogene Quellen zur Verfügung. Auch wenn die Abscheidung aus der Luft/Atmosphäre über Direct Air Capture wünschenswert ist, ist die technologische Reife noch nicht ausreichend weit fortgeschritten, was sich auch in einer niedrigen Anzahl an Anlagen (in erster Linie Demonstrationsanlagen) weltweit zeigt. Vor allem der noch sehr hohe Energieverbrauch ist eine Hürde, die überwunden werden muss. Um CO_2 aus der Atmosphäre zu ziehen, bleibt dieser Anlagentyp aber eine bedeutende Alternative, die weiter erforscht werden muss. Auf die Nutzungskonkurrenz bei biogenen Quellen wurde oben bereits hingewiesen.

Für die Abscheidung an einer Punktquelle besteht auch weiterhin Forschungsbedarf. Gleichwohl stehen hier nicht nur eine breitere Palette an potenziellen Verfahrensarten zur Verfügung, sondern existieren bereits etablierte Verfahren (z. B. Post-Combustion-Absorption und Pre-Combustion) und weitere Verfahren sind aussichtsreich (Oxyfuel-Verbrennung). Problematisch bleibt der regulative Rahmen der Abscheidungen aus Industrieabgasen zur Herstellung von RFNBO/eSAF nur bis einschließlich 2040 erlaubt.

Auch für die **Herstellung von Wasserstoff** stehen verschiedene Verfahren bereit. Davor steht zunächst die Gewinnung ausreichend reinen Wassers. Etabliert ist die alkalische Elektrolyse. Für die anderen Verfahren (PEM, SOEC) ist weiterer Forschungsbedarf notwendig. Auch wenn PEM schon sehr weit ist, fehlt noch der wichtige Schritt der Skalierung. Auch der Wirkungsgrad hat noch weiteres Verbesserungspotenzial. Ein Thema, das eine hohe Bedeutung hat, ist der Energieverbrauch bei der Elektrolyse.

Für die diskutierten **drei Produktionsrouten** (FT, MtJ, AtJ) gilt, dass noch keine die kommerzielle Stufe erreicht hat. Interessant ist, dass die einzelnen Schritte des Produktionsprozesses oftmals gut verstanden sind, aber in Kombination bei der Herstellung vielfältige Fragen auftauchen. In der Praxis erweist sich unter anderem die RWGS und der Schritt des Upgrading (Veredelung) des synthetischen Rohstoffes (Oligomerisierung / Hydrierung / Fraktionierung) als Herausforderung. Am weitesten sind FT und AtJ, während für MtJ noch die Anerkennung als Drop-in gänzlich fehlt.

4 Modellierung der energetischen und stofflichen Bedarfe zur Produktion von synthetischem Kerosin

Im Kapitel 2 wurden die Annahmen für die Wertermittlung und in Kapitel 3 wichtige technischen Bedingungen und Voraussetzungen für die Herstellung von eSAF/RFNBO dargelegt. Im Folgenden erfolgt die ökonomische Analyse der unterschiedlichen Stufen der Wertschöpfungskette. Zentraler Aspekt ist hierbei wirtschaftliche Erkenntnisse zu erzielen und Knappheiten zu identifizieren. Die systemisch-ökonomische Betrachtung bezieht sich dabei auf die bisher dargelegte Wertschöpfungskette, d.h. auf die Gewinnung/Erzeugung von

1 erneuerbarer Energie aus Wind: Offshore und Onshore,

2 Kohlendioxid durch ein Post-Combustion-Verfahren mit chemischer Absorption an einer Punktquelle,

3 Wasserstoff durch Elektrolyse mit erneuerbarem Strom,

4 Synthesegas unter Nutzung der Reverse Water Gas Shift Reaktion,

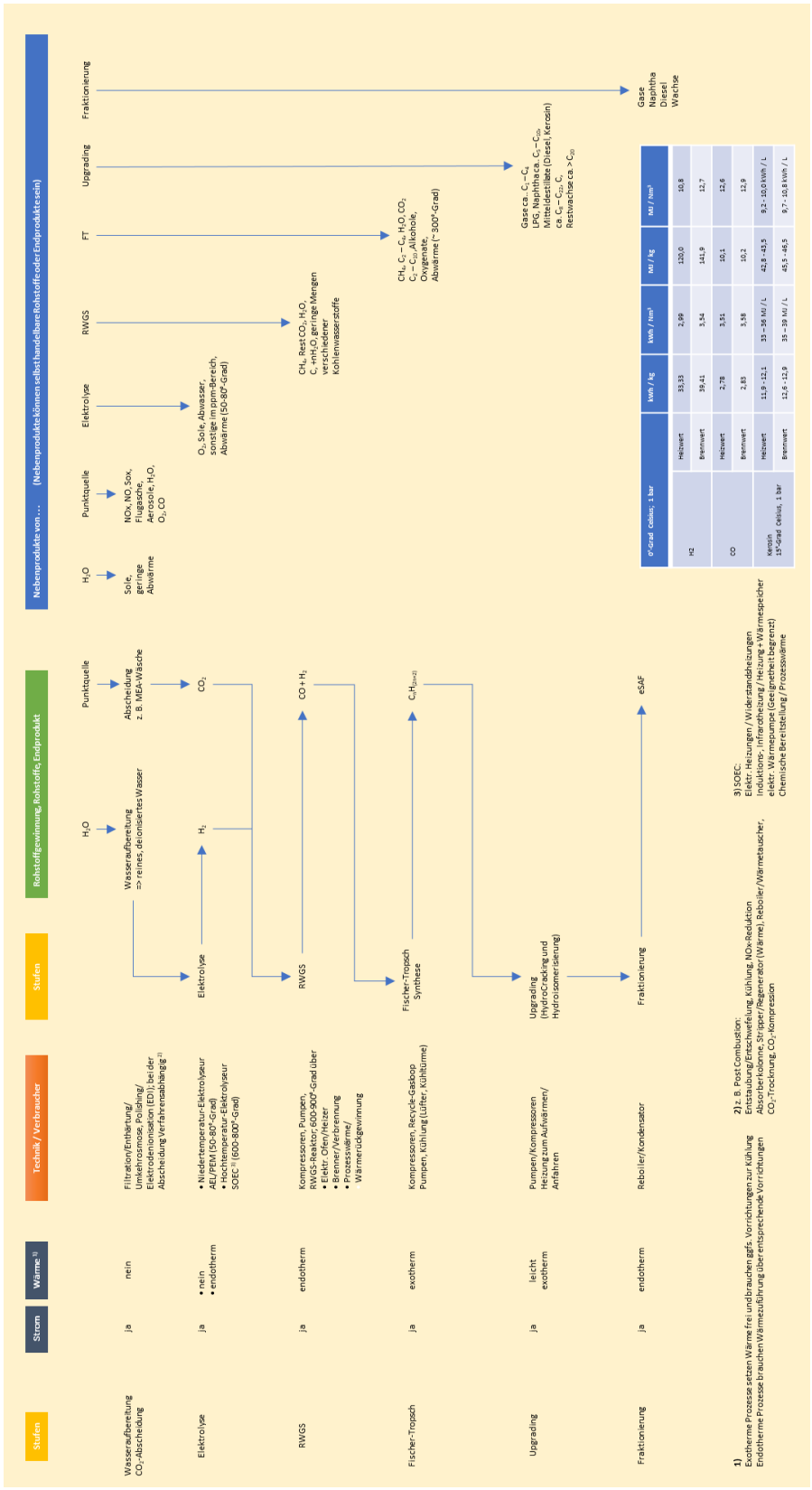
5 synthetischem Crude-Oil (FT-Syncrude) mittels der Fischer-Tropsch-Synthese und

6 des Upgradings zum Endproduktes (FT-Kerosin).

Ab Stufe 2 wird die Analyse des Betriebs der weiteren Wertschöpfungsstufen in dieser Studie ausschließlich mit erneuerbarer Energie aus Wind durchgeführt. Des Weiteren wird die Analyse der Herstellung von synthetischen Kraftstoffen auf die indirekte Fischer-Tropsch-Synthese begrenzt. Diese Einschränkung wird in der Studie vorgenommen, da es das zentrale Ziel ist, nicht eine einzelne Verfahrensroute und deren technischen Details separiert zu bewerten, sondern das Zusammenspiel aller notwendigen Wertschöpfungsschritte und deren Abhängigkeiten voneinander, potenzielle Knappheiten und Einflussfaktoren darzustellen (Metaperspektive). Im Ergebnis spiegeln sich dann die energetischen und stofflichen Bedarfe an Inputfaktoren und die dazu erforderlichen Produktionskapazitäten wider.

Die technischen Aspekte der Wertschöpfungskette unter Verwendung der Fischer-Tropsch-Synthese zeigt die folgende Abbildung:

Abbildung 16: Wertschöpfungsprozess RFNBO/eSAF unter Einbindung der Fischer-Tropsch-Synthese



Eigene Darstellung

4.1 Ausgangssituation

Zunächst wurden im Rahmen der Studie die Mengen der wesentlichen, benötigten Inputfaktoren für die Produktion von 100.000 t FT-Syncrude (Dodecan) ermittelt. Da das FT-Syncrude noch nicht das eigentliche Endprodukt (Jet A1 Kerosin) darstellt, müssen weitere benötigte Inputfaktoren für das sogenannte Upgrading[38] des FT-Syncrude bereitgestellt werden (Tabelle 6). Da der (erneuerbare) Energiebedarf ein über alle Wertschöpfungsstufen verbindendes Element ist, wurde somit die notwendigen Gesamtenergiebereitstellung abgeleitet. Für den Bedarf bezüglich H_2 wurde der Bedarf für das FT-Syncrude und das Upgrading ermittelt. CO_2 wird in erster Linie nur bei der Herstellung des FT-Syncrude benötigt. Aus dem Zielprodukt Dodecan ($C_{12}H_{26}$) wurden die Gesamtmengen als Orientierungsgrößen für alle Prozessstufen abgeleitet.

Tabelle 6: Energetische und stoffliche Bedarf über alle Wertschöpfungsstufen für 100.000 t FT-Syncrude ($C_{12}H_{26}$, Dodecan) mit Upgrading

2.927.390.265	kWh **Gesamtenergiebedarf** über die gesamte Wertschöpfungskette	
	2.870.113.942 kWh	Energiebedarf für 100.000 t **FT-Syncrude**
	57.276.323 kWh	Energiebedarf des **Upgradings** auf 58.500 t FT-Kerosin
44.967	t H_2 (Stoffbedarf)	
	43.850 t H_2	H_2-Bedarf für 100.000 t **FT-Syncrude**
	1.117 t H_2	H_2-Bedarf des **Upgradings** auf 58.500 t FT-Kerosin
310.290	t CO_2 (Stoffbedarf)	CO_2-Bedarf für 100.000 t **FT-Syncrude**

Eigene Darstellung

Im Anschluss werden dann Auswirkungen von Änderungen in wesentlichen Parametern analysiert (Kapitel 4.2 Sensitivitäten) bevor abschließend auf die Wirkung von Pönalen (Kapitel 4.3) eingegangen wird.

4.1.1 Erneuerbare Stromgewinnung

Die Energieerzeugung erfolgt ausschließlich aus Windenergieanlagen. Ausgehend vom Gesamtenergiebedarf werden folgenden Energiemengen von der unterstellten Komposition von Onshore- und Offshore-WEA bereitgestellt (Tabelle 7).

Tabelle 7: Bereitstellung Windenergie für 100.000 t FT Syncrude und Upgrading

Energiebedarf	**2.927.390.265**	**kWh Gesamtenergiebedarf**
Energiebereitstellung	2.877.660.000	kWh jährliche Leistung des Offshore-Windpark
	52.560.000	kWh jährliche Leistung des Onshore-Windparks
	2.930.220.000	**kWh Gesamtenergiebereitstellung**
	2.829.735	**kWh Überschussbereitstellung**

Eigene Darstellung

Für die Bereitstellung der benötigten Energie werden 73 Offshore- und sechs Onshore-WEA angenommen (s. Tabelle 9 und Tabelle 10)

[38] Der Erfolg des Upgradings, also welche Menge an Jet A1 Kerosin produziert wird hängt stark von den angenommenen Werten für den Hydrocarbon-Yield und die Kerosin-Selektivität ab (s. u. Kapitel 4.1.5).

Generell ist die Zusammensetzung dieser beiden Erzeugungsarten völlig frei, wobei eine OWEA die Energieerzeugung von ca. 4,5 OnWEA abdeckt (s. Tabelle 8). Der höhere Energieertrag bei Offshore-WEA sollte bei der Zusammensetzung jedoch berücksichtigt werden. Es kann vorkommen, dass in Zeiten von schwachem Seewind die Onshore-Anlagen verstärkt genutzt werden müssen und generell gilt, dass bzgl. des Zubaus an Kapazität der Bau von Onshore-WEA in der Regel schneller möglich ist. Daher wurde auch Onshore-Kapazität berücksichtigt. Zur Verdeutlichung der bevorzugten Nutzung von Offshore-WEA bei den gewählten Nennleistungen: werden in obiger Rechnung nur sechs Offshore-WEA genutzt, sind 308 Onshore-WEA erforderlich, um die notwendige Energie bereitzustellen. Und selbst bei 70 Onshore-WEA sind immer noch 59 Offshore-WEA notwendig, um den Energiebedarf der Wertschöpfungskette zu decken. Zur Einordnung: um 100.000 t FT-Syncrude mit Upgrading auf ca. 60.000 t eSAF zu erzeugen ist ungefähr 1 ¼ Offshorewindpark erforderlich[39].

Tabelle 8: Verhältnis von benötigten OWAE zu OnWEA für die Bereitstellung des Gesamtenergiebedarfs

Anzahl	OWEA	73	63	53	43	33	23	13	3
	OnWEA	6	51	96	141	186	231	276	321

Eigene Darstellung

In der nachfolgenden Tabelle 9 werden die in dieser Studie unterstellten Basisdaten für die Offshore-Windenergie zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 9: Gestehungskosten Offshore-Windenergie für 100.000 t FT-Syncrude inkl. Upgrading

10	MW Leistung pro Windrad
73	Windparkgröße (Anlagen im Offshore-Windpark)
20	Laufzeit in Jahren
730	MW Gesamtleistung des Offshore-Windpark
730.000	kW Gesamtleistung des Offshore-Windpark
2.399.881.706,70 €	CAPEX Offshore-Windpark
99.280.000,00 €	OPEX Offshore-Windpark pro Jahr
8.760	Jahresstunden
45,0%	Kapazitätsfaktor
2.877.660.000	kWh jährliche Leistung des Offshore-Windpark
300,38 €	pro kW pro Jahr (mit CAPEX annualisiert)
219.274.085 €	Gesamtkosten pro Jahr (mit CAPEX annualisiert)
0,07620 €	kWh
7,62	ct / kWh

Eigene Darstellung[40]

[39] Die durchschnittliche Größe von Windparks in der Nord- und Ostsee beträgt 54 und 52 WEA; Wikipedia, Stand 31.10.2025.
[40] Die in den Tabellen blau hinterlegten Variablen sind die, die im Rahmen der Sensitivitätsanalyse verändert werden.

Ausgehend von CAPEX für eine einzelne Anlage von rund 33 Mio. Euro und den zugehörigen OPEX von ca. 1,4 Mio. Euro pro Jahr ergeben sich, unter den in Kapitel 2.2 genannten Annahmen, Energiegestehungskosten von 7,62 ct / kWh (Berechnung s. Anhang A.3).

Aus den Werten für eine Onshore-WEA (CAPEX ca. 8,1 Mio. Euro und OPEX 424 TEURO) ergeben sich Gestehungskosten von 9,48 ct / kWh (Berechnung s. Anhang A.3 analog).

Tabelle 10: Gestehungskosten Onshore-Windenergie für 100.000 t FT-Syncrude inkl. Upgrading

4	MW Leistung pro Windrad
6	Anlagen im Onshore-Windpark
20	Laufzeit in Jahren
24	MW Gesamtleistung des Onshore-Windpark
24.000	kW Gesamtleistung des Onshore-Windpark
48.782.186,77 €	CAPEX Onshore-Windpark
2.544.000 €	OPEX Onshore-Windpark pro Jahr
8.760	Jahresstunden
25%	Kapazitätsfaktor
52.560.000	kWh jährliche Leistung des Onshore-Windparks
207,63 €	pro kW pro Jahr (mit CAPEX annualisiert)
4.983.109 €	Gesamtkosten pro Jahr (mit CAPEX annualisiert)
0,09481 €	kWh
9,48	ct / kWh

Eigene Darstellung

Die Werte für die Leistung pro Windrad, die Kapazitätsfaktoren sowie der Laufzeit sind durchaus üblich und entsprechen den gängigen Annahmen (Fh ISE, 2024), (Fh IWES, 2026), (Fh IGCV, 2026).

Die **Gesamtgestehungskosten für Strom**, gerechnet als **gewichteter Mittelwert aus Offshore und Onshore (73:6)**, ergeben sich somit zu **0,0776 Euro / kWh (7,76 ct / kWh bzw. 77,61 Euro / MWh).** Dieser Wert wird in den nachfolgenden Wertschöpfungsstufen zu Grunde gelegt.

4.1.2 Gewinnung von CO_2 durch Abscheidung an einer Punktquelle[41]

Den Berechnungen in dieser Studie liegt ein Post Combustion-Verfahren unter Verwendung des chemischen Absorptionsverfahrens zugrunde. Dabei wird von einer Anlage ausgegangen, die ca. 1,6 Mio. t Rauchgas freisetzt. Konservativ betrachtet sind etwa 20% davon für den tatsächlichen Abscheideprozess verwertbar (CO_2-wt%)[42]. Nimmt man eine Abscheidungsquote von 95% an ergeben sich 310.290 t CO_2 für die weitere

[41] Wie bereits oben gesagt wurde eine Berechnung unter Verwendung des Direct Air Capture-Verfahrens (DAC) nicht durchgeführt. Dieses Verfahren, so bedeutsam es für die Gewinnung von CO_2 direkt aus der Atmosphäre zukünftig ist, um eine echte Kreislaufnutzung zu ermöglichen, ist aktuell noch zu weit von einer wirtschaftlichen Umsetzung entfernt. So beginnen Schätzungen bzgl. des Kosten zwar zum Teil bei 100 € / t CO_2, liegen aber realistischerweise eher im mittleren dreistelligen bis nahezu vierstelligen Bereich und für first-of-a-kind-Anlagen auch darüber (IEA, 2020), (IEA, 2025b).

[42] Eigentlich werden CO_2-Mengen in Zementrauchgasen in Vol.-% (CO_2-Konzentration) angegeben. Für die Rechnung hier wurden Gew-% verwendet, wobei dieser Wert unter anderem stark von der tatsächlichen Zusammensetzung des Rauchgases abhängt. Der Wert 20-wt% korrespondiert ungefähr mit einem Wert von 15-Vol.-%.

Verwendung. Die Berechnung der Gestehungskosten für eine t CO_2 gestaltet sich umfangreicher. Dies drückt sich in der größeren Anzahl an Variablen aus, die bei der Berechnung berücksichtigt werden müssen, da z. B. neben dem reinen Strombedarf auch der Wärmebedarf berücksichtigt werden muss. Wieder wurden diese Variablen in der Ausprägung so gewählt, dass sie üblichen und verwendeten Werten entsprechen (IPCC WG III, 2005), (Danish Energy Agency, 2020). Unter der Annahme von CAPEX in Höhe von ca. 221,4 Mio. Euro und OPEX von ca. 18,1 Mio. Euro ergeben sich **Gestehungskosten für CO_2 von 94,08 € / t** (s. Anhang A.4).

Tabelle 11: Gestehungskosten CO2-Abscheidung für 100.000 t FT-Syncrude[43]

1.633.106	t Rauchgaskapazität
1	Anlage/n
20	Laufzeit in Jahren
20%	CO2-wt%
326.621	davon verwertbare CO2-Emissionen
95%	davon Abscheidungsrate
310.290	t gewonnenes CO2
0,15	Faktoren chemische Absorption elektrisch (el)
0,95	Faktoren chemische Absorption thermisch (th)
2,5	Coefficient of Performance
173.109.236	kWh benötigte jährliche Leistung (Punktquelle)
173.109	Summe MWh (el)
8.760	Jahresstunden
90%	Kapazitätsfaktor
7.884	Volllastkapazität
21,96	MW benötigte Gesamtleistung der Punktquelle
21.957	kW benötigte Gesamtleistung der Punktquelle
221.374.792 €	CAPEX der Punktquelle
0,07761	€ / kWh (Srompreis Offshore/Onshore)
18.123.199 €	OPEX der Punktquelle pro Jahr
- €	Kosten ETS I
	ETS I Preis (Jan 26)
310.290.140	Ertrag kg CO2 (95% Abscheidungsrate)
0,558	kWh / kg CO2
1.329,50 €	pro kW pro Jahr (mit CAPEX annualisiert)
29.191.939 €	Gesamtkosten pro Jahr (mit CAPEX annualisiert)
0,094 €	kg CO2 (linearisierte CAPEX)
94,08 €	t CO2

Eigene Darstellung

[43] Hier beziehen sich die Werte tatsächlich nur auf das FT-Syncrude, da weiteres CO_2 im Upgrading nicht gebraucht wird.

4.1.3 Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse

Der derzeit größte Elektrolyseur in Deutschland ist die Anlage in Leuna, die von Linde betrieben wird. Diese Anlage hat eine Leistung von 24 MW (PEM-Elektrolyseur). Ein weiterer großer Elektrolyseur ist "REFHYNE" in Wesseling, Nordrhein-Westfalen. Diese Anlage wurde von Shell in Zusammenarbeit mit ITM Power und weiteren Partnern entwickelt. Sie hat eine Kapazität von 10 MW (PEM-Elektrolyseur). In dieser Studie wird ein Elektrolyseur mit 8 MW Eingangsleistung angenommen, der modular auf beliebige Größen skaliert werden kann.

Wie bei der Windkraft sind auch bei der Produktion von Wasserstoff mehrere Anlagen erforderlich. Geht man von 8 MW Eingangsleistung aus werden insgesamt 66 Einheiten benötigt, um die erforderliche Menge an Wasserstoff (44.967 t H_2) für die Herstellung von 100.000 t FT Syncrude und das Upgrading bereitzustellen. Das ist äquivalent zu einer 528 MW Anlagenleistung. Dabei wird die einzelne 8 MW-Anlage mit CAPEX von etwa 10,3 Mio. Euro und OPEX von 4,0 Mio. Euro pro Jahr angenommen. Der Wirkungsgrad wird mit durchschnittlich 65% gerechnet, was sowohl für Alkalische- als auch PEM-Elektrolyseure Standardwerte sind (IEA, 2019). Zusammen mit den anderen Werten ergeben sich dann **Gestehungskosten für Wasserstoff in Höhe von 6,60 € / kg H_2 (6.600 € / t H_2)**. Ein insgesamt sehr günstiger Wert im Verhältnis zu sonstigen Angaben, die bei über 7,50 € / kg H_2 (EY Consulting & BDEW e. V., 2025) und bis über 10 € / t H_2 liegen (FfE e. V., 2025). Ein entscheidender Grund dafür liegt darin, dass Steuern und Abgaben auf die Stromkosten nicht berücksichtigt sind. Zusätzlich spiegeln die Werte für den Elektrolyseur optimistische bis mittlere Kostenschätzungen für einen 8-MW-Elektrolyseur auf alkalischer Basis wider. PEM-Elektrolyseure sind in der Regel teurer. Auch der Wirkungsgrad der Anlagen ist nicht immer erreichbar (Berechnungen s. Anhang A.5)

Tabelle 12: Gestehungskosten Wasserstoff für 100.000 t FT-Syncrude mit Upgrading

8	MW Eingangsleistung
66	Anlage/n
20	Laufzeit in Jahren
528	MW Gesamtleistung des Elektrolyseurs
528.000	kW Gesamtleistung des Elektrolyseurs
681.696.109 €	CAPEX des Elektrolyseurs
0,07761	€ / kWh (Offshore/Onshore)
263.704.868 €	OPEX des Elektrolyseurs pro Jahr
8.760	Jahresstunden
50,00%	Kapazitätsfaktor
65,00%	Wirkungsgrad (PEM, Akalisch)
2.312.640.000	kWh jährliche Leistung des Elektrolyseurs
51,2769	kWh / kg H2
45.100.990	Ertrag Wasserstoff in kg /Jahr
564,00 €	pro kW pro Jahr (mit CAPEX annualisiert)
297.789.673 €	Gesamtkosten pro Jahr (mit CAPEX annualisiert)
0,12877 €	kWh
12,88	ct / kWh
6,60 €	kg H2
6.602,73 €	t H2

Eigene Darstellung

Exkurs Wasserverbrauch

Für den Wasserverbrauch ergibt sich folgendes: Auf Basis der genannten Werte für die Produktion von Wasserstoff (s. o. Tabelle 12) ergibt sich ein Rohwasserbedarf für die benötigten 44.967 t H_2 zwischen 539.604 m^3 und 1.359.010 m^3 (äquivalent zu 216 bzw. 540 olympischen Schwimmbädern oder bei zwei Meter Wassertiefe 0,2698 bzw. 0,6745 km^2)[44]. Bei Reinstwasser[45] (deionisiert) ergibt sich ein Bedarf zwischen ca. 469.670 m^3 und 674.505 m^3 (äquivalent zu 180 bzw. 270 olympischen Schwimmbäder oder 0,2248 km^2 bzw. 0,3373 km^2). Zum Thema „Nutzungskonkurrenzen beim Wasserverbrauch“ s. a. (Nemec & Schilffarth, 2025).

Tabelle 13: Roh- und Reinstwasserbedarf

Typ	Faktor [L/kg H2]	H2-Masse [kg]	Wasser [L]	Volumen [m³]	Fläche (2 m) [km²]	Schwimmbecken (ca.)
Rohwasser	12	44.967.000	539.604.000	539.604	0,2698	216
Rohwasser	30	44.967.000	1.349.010.000	1.349.010	0,6745	540
Reinstwasser	10	44.967.000	449.670.000	449.670	0,2248	180
Reinstwasser	15	44.967.000	674.505.000	674.505	0,3373	270

Eigene Darstellung

Je nachdem, ob es sich um Ostsee- oder Nordseewasser handelt entstehen dabei auch Mengen an Sole.

Tabelle 14: Anfall von Sole[46]

	Recovery	Wasserbedarf [L]	Sole [L]	Volumen [m³]	Fläche bei 2 m Tiefe [km²]	Schwimmbecken (ca.)
Nordsee	45%	539.604.000	296.782.200	296.782	0,1484	119
		1.349.010.000	741.955.500	741.956	0,3710	297
Ostsee	70%	539.604.000	161.881.200	161.881	0,0809	65
		1.349.010.000	404.703.000	404.703	0,2024	162

Eigene Darstellung

4.1.4 Erzeugung von Synthesegas mittels RWGS und des FT-Syncrude mittels Fischer-Tropsch-Synthese

Alle drei Inputfaktoren (Energie, CO_2, H_2) und ihre Gestehungskosten gehen nun in die Produktion von FT-Syncrude ein. Wie bereits dargelegt, wird in dieser Studie die Annahme getroffen, dass hierfür Dodecan als paraffinisches Mitteldestillat genutzt wird. Für eine Produktionsanlage von 100.000 t FT-Syncrude inklusive anschließendem Upgrading werden CAPEX von rund 665,8 Mio. Euro (6.658 € / t) und OPEX von rund 411,1 Mio. Euro pro Jahr angesetzt. Wesentliche Positionen bei den OPEX sind hierbei der Strombezug in Höhe von 29,8 Mio. Euro, die Beschaffung von Wasserstoff in Höhe von 289,5 Mio. Euro und Kohlenstoffdioxid in Höhe von 29,1 Mio. Euro. Bei einer Produktionsmenge von 100.000 t FT-Syncrude ergeben sich unter Berücksichtigung der spezifischen Werte und einer angenommenen Auslastung von 90% **Gestehungskosten für FT-Syncrude von 3,51 € / Liter bzw. 4,44 € / kg**[47] (s. Anhang A.6).

[44] Ein olympisches Schwimmbad mit Mindesttiefe (50 m * 25 m * 2 m) fasst 2.500.000 Liter oder 2.500 m^3 Wasser.
[45] Sehr weitgehend von Ionen, organischen Spurenstoffen, Partikeln und Mikroorganismen befreit.
[46] Recovery (auch: Wasserwiedergewinnung, Rückgewinnungsrate) ist der Anteil des zugeführten Rohwassers, der als aufbereitetes Wasser gewonnen wird.
[47] Angenommene Dichte von 0,79.

Tabelle 15: Gestehungskosten 100.000 t FT-Syncrude pro Liter und kg

100.000	t Produktions FT Crude
20	Laufzeit
8.760	Volllaststunden
90%	Kapazitätsfaktor/Betriebsfaktor
7.884	Volllastkapazität
0,4385	t H2 / t FT Syncrude
3,1029	t CO2 / t FT Kerosin
1,9735	t CO / t FT Kerosin
43.850	t H2 / 100.000 t FT Crude
310.290	t CO2 / 100.000 t FT Kerosin
197.350	t CO / 100.000 t FT Kerosin
384.364.706	kWh Energie /100.000 t FT Crude
6,60	€ / kg H2
94,08	€ / t CO2
0,07761	€ / kWh
665.789.127 €	Capex der PtL Anlage
411.153.004 €	Opex der Ptl Anlage pro Jahr
444.442.460 €	Gesamtkosten pro Jahr (Capex annualisiert)
4.444 €	pro t PtL Jahr (Capex annualisiert)
4,44 €	pro kg PtL Jahr (Capex annualisiert)
3,51 €	pro l PtL Jahr (Capex annualisiert)

Eigene Darstellung

4.1.5 Erzeugung von FT-Kerosin mittels Upgrading von FT-Syncrude

Der letzte Schritt in der Produktion von synthetischem Kerosin ist das Upgrading des FT-Syncrude.[48] Dies beinhaltet zwei wesentliche Prozessschritte (Cracking und Isomerisierung) für die weiterer Bedarf an H_2 und Energie anfällt und die getrennt oder in einem Schritt durchgeführt werden können.

4.1.5.1 Cracking

Hierbei werden die längeren Kohlenwasserstoffketten C_{20+} auf die erforderlichen Längen der gewünschten Mitteldestillate (C_8 - C_{16}) für Kerosin zurechtgeschnitten (gecrackt). Dabei kommen Druck, Temperatur, Katalysatoren und Wasserstoff zum Einsatz. Die Kohlenstoffketten werden aufgespalten und mit Wasserstoff an den Bruchstellen gesättigt, um die entstandenen Ketten zu stabilisieren. Dieser Prozessschritt lässt sich aktuell nicht so genau steuern wie gewünscht, sodass die Ausbeute an „passenden“ Kohlenstoffketten noch variabel ist (s. o. Tabelle 5, Seite 40).

[48] Die genauen Prozessbedingungen für eine optimale Ausbeute an den für synthetisches Kerosin gewünschten Mitteldestillaten ist Gegenstand von laufenden Forschungsarbeiten.

4.1.5.2 Hydroisomerisierung

Das hier beispielhaft betrachtete Dodecan (auch: n-Dodecan) ist ein gesättigter, unverzweigter Kohlenwasserstoff aus der Stoffgruppe der Alkane (lineares Isomer). Diese haben in der Regel einen hohen Erstarrungs- oder Gefrierpunkt, der sie in ihrer Grundform für Kerosin[49] ungeeignet macht. Um diesen zu senken wird die Struktur der Moleküle so verändert, dass sie den geforderten Erstarrungs- bzw. Gefrierpunkt von -47°-Grad Celsius erreichen. Der Prozess führt zu einer Verzweigung, die aus linearen n-Paraffinen verzweigte Iso-Paraffine macht, was dazu führt, dass die Moleküle nicht mehr so früh kristallisieren. Für diesen Prozess wird Energie und in der Regel auch etwas Wasserstoff gebraucht.

Darüber hinaus sind für diesen finalen Produktionsschritt die Annahmen über den Hydrocarbon-Yield und die Kerosin-Selektivität bedeutsam. Der Hydrocarbon-Yield gibt an, wie viel Kohlenstoff aus dem eingesetzten Feed (100.000 t FT-Syncrude) am Ende als flüssiges Gemisch (C_{5+}) vorliegt (der Rest sind überwiegend Gase C_1-C_4). Der hier angenommene Wert von 97,5% ist eher ein best-case Fall. Die Kerosin-Selektivität ist dann der entscheidende Wert, nämlich der Massenanteil des Kerosinschnitts (C_8 - C_{16}) innerhalb der flüssigen C_{5+}-Produkte nach dem Upgrading. Auch der hier genutzte Wert von 60%[50] ist eher ein best-case Fall. Die Herausforderung in der Forschung ist, dass sich die beiden Werte nur schwer gleichzeitig optimieren lassen, da zwischen beiden ein trade-off besteht.

Tabelle 16: Gestehungskosten für 58.500 t FT-Kerosin pro kg und Liter

100.000	t Produktion FT-Crude
60%	Kerosin-Selektivität
97,5%	HydroCarbon Yield (= Upgrading-Effizienz)
58.500	t eSAF
20	Laufzeit
8.760	Volllaststunden
90%	Kapazitätsfaktor/Betriebsfaktor
7.884	Volllastkapazität
0,4385	t H2 / t FT-Syncrude (Stoffbedarf)
3,1029	t CO2 / t FT-Kerosin (Stoffbedarf)
1,9735	t CO / t FT-Kerosin (Stoffbedarf)
1.117	t H2 / Upgrading (Stoffbedarf)
310.290	t CO2 / 100.000 t FT-Kerosin (Stoffbedarf)
197.350	t CO / 100.000 t FT-Kerosin (Stoffbedarf)
384.364.706	kWh Energieverbrauch / 100.000 t FT Syncrude
57.276.323	kWh Energieverbrauch des Upgrading
6,60	€ / kg H2
94,08	€ / t CO2
0,07761	€ / MWh
665.789.127 €	Capex der PtL Anlage
422.973.590 €	Opex der PtL Anlage pro Jahr
456.263.046 €	Gesamtkosten pro Jahr (Capex annualisiert)
4.563 €	pro t FT-Syncrude Jahr (Capex annualisiert)
4,56 €	pro kg FT-Syncrude Jahr (Capex annualisiert)
3,60 €	pro L FT-Syncrude Jahr (Capex annualisiert)
7.799 €	**pro t FT-Kerosin (Capex annualisiert)**
7,80 €	pro kg FT-Kerosin
6,16 €	pro Liter FT-Kerosin

Eigene Darstellung

[49] Hinweise: Kerosin besteht nicht nur aus Kohlenstoffen einer einzigen Kettenlänge, sondern aus einer Vielzahl von Kettenlängen. Wichtig ist, dass das Gesamtgemisch die Anforderungen an die Vorgaben der normsetzenden Institutionen (z. B. ASTM) erfüllt.

[50] Damit wird unterstellt, dass man das Fischer-Tropsch Verfahren im Hinblick auf die Kerosinproduktion maximiert. Welche Kerosin-Selektivität tatsächlich technisch möglich ist, ist noch Gegenstand der aktuellen Forschung. Es gibt theoretische Arbeiten, die eine Kerosin-Selektivität von 86,3% berechnen (Nyholm, Toppinen, & Saxen, 2025).

Die CAPEX von rund 665,8 Mio. Euro bleiben unverändert. Der zusätzliche Energieaufwand und H_2-Bedarf für das Upgrading erhöht die OPEX um ca. 11,8 Mio. € auf 422,9 Mio. €. Die theoretischen Kosten für das kg FT-Syncrude steigt dadurch auf 4,56 € / kg bzw. 3,60 € / L FT-Syncrude. Bei einer angenommenen Kerosin-Selektivität von 60% und einem Hydrocarbon-Yield von 97,5 % ergeben sich 58.500 t FT-Kerosin als synthetisches Kerosin (Endprodukt). Wie oben genannt ein optimistischer Wert. **Dies führt zu einem Endproduktkosten von 7.799 € / t FT-Kerosin bzw. 7,80 € / kg** (Berechnung s. Anhang A.7). Zum Vergleich können die geschätzten Produktionskosten von 7.695 € / t synthetischem Kerosin der EASA (EASAb, 2025) herangezogen werden. Unter Berücksichtigung der Dichte von Jet A1 konformen Blend (ca. 0,79) ergeben sich Kosten pro Liter von 6,16 €. In der hier gezeigten Berechnung werden potenzielle Erlöse aus den Nebenprodukten (z. B. Naphtha und Diesel) nicht berücksichtigt.

Betrachtet man den oben gezeigten Gesamtenergiebedarf zeigt sich die Verteilung über die Wertschöpfungskette damit insgesamt wie folgt:

Tabelle 17: Energiebedarf entlang der Wertschöpfungskette[51]

Energiebedarf		
2.312.640.000	kWh jährliche Leistung des Elektrolyseurs	79%
173.109.236	kWh benötigte jährliche Leistung (CO2-Punktquelle)	6%
384.364.706	kWh Energie (RWGS und FT)	13%
57.276.323	kWh Upgrading	2%
2.927.390.265	**kWh Gesamtenergiebedarf**	**100%**

Eigene Darstellung

Es ist unmittelbar ersichtlich, dass der wesentliche Treiber bei den Energiekosten die Wasserstoffproduktion der Elektrolyseure ist. Dieser macht in dem Modell 79% des Gesamtenergiebedarfes aus.

4.2 Sensitivitäten

Unter einer Sensitivitätsanalyse versteht man die Variation von wesentlichen Einflussfaktoren, um deren Auswirkungen auf das Ergebnis zu bewerten. In der Sensitivitätsanalyse werden alle anderen Faktoren konstant gehalten (ceteris-paribus Prinzip). In diesem Abschnitt werden beispielhaft die Parameter Anlagekosten (Teil der CAPEX), Laufzeit der Anlagen, Kosten der Inputfaktoren, Kapazitätsfaktoren und Wirkungsgrade um 5% bzw. 10% verändert, um zu sehen, wie sich dies auf den Endkosten für einen Liter FT-Syncrude auswirkt. Die Ausgangswerte erfassen alle Werte mit denen die Endkosten von 3,51 € / L FT-Syncrude errechnet wurden. Die nachfolgende Diskussion erfolgt auf Basis der Kosten pro Liter und nicht pro Tonne. Die entsprechenden Veränderungen sind in der nachfolgenden Tabelle 18 auch ablesbar. Die Tabelle enthält die Berechnungen ohne Berücksichtigung eines ETS-I Preises.

[51] Bei einem durchschnittlichen Verbrauch von 3.000 kWh pro Familie können mit dem Gesamtenergiebedarf fast 1 Mio. Haushalte ein Jahr mit Strom versorgt werden.

Tabelle 18: Sensitivitäten wesentlicher Einflussfaktoren (ohne ETS-I Preis) auf die Endkosten FT-Crude

FT-SYNCRUDE				Ausgangswert € / L FT-Syncrude	3,51 €	Ausgangswert € / kg FT-Syncrude*	4,44 €
WERTSCHÖPFUNGSSTUFE	AUSGANGSWERTE DES INPUTFAKTORS	VERÄNDERUNG EINES PARAMETERS		NEUER ENDPRODUKTPREIS / Liter FT-Syncrude (5%)	NEUER ENDPRODUKTPREIS / Liter FT-Syncrude (10%)	NEUER ENDPRODUKTPREIS / kg FT-Syncrude (5%)	NEUER ENDPRODUKTPREIS / kg FT-Syncrude (10%)
CAPEX (nur Anlagenkosten)**		-5%	-10%				
Offhsore (kWh)	7,62 ct	7,41 ct	7,21 ct	3,47 €	3,43 €	4,39 €	4,34 €
Onshore (kWh)	9,48 ct	9,25 ct	9,02 ct	3,51 €	3,50 €	4,44 €	4,43 €
CO2-Abscheidung (t)	94,08 €	92,31 €	90,54 €	3,51 €	3,50 €	4,44 €	4,43 €
Elektrolyseur (kg)	6,60 €	6,57 €	6,53 €	3,50 €	3,49 €	4,43 €	4,41 €
RWGS + FT + Upgrading (Liter)	3,51 €			3,50 €	3,49 €	4,43 €	4,41 €
Preise		-5%	-10%				
gewichteter Strompreis (kWh)	7,76 ct / kWh	7,37 ct / kWh	6,99 ct / kWh	3,43 €	3,34 €	4,34 €	4,23 €
CO_2 (t)	94,08 € / t CO_2	89,38 € / t CO2	84,67 € / t CO2	3,50 €	3,49 €	4,43 €	4,42 €
Wasserstoff (kg)	6,60 € / kg H_2	6,27 € / kg H2	5,94 € / kg H2	3,40 €	3,28 €	4,30 €	4,15 €
LAUFZEIT DER ANLAGE		+ 5 Jahre	+ 10 Jahre				
Offhsore (kWh)	7,62 ct	6,78 ct	6,23 ct	3,34 €	3,23 €	4,23 €	4,08 €
Onshore (kWh)	9,48 ct	8,54 ct	7,92 ct	3,50 €	3,48 €	4,42 €	4,41 €
CO2-Abscheidung (t)	94,08 €	86,92 €	82,15 €	3,49 €	3,48 €	4,42 €	4,41 €
Elektrolyseur (kg)	6,60 €	6,45 €	6,35 €	3,46 €	3,42 €	4,38 €	4,33 €
RWGS + FT (Liter)				3,41 €	3,34 €	4,31 €	4,22 €
ALLE + 5 Jahre				3,15 €		3,99 €	
ALLE + 10 Jahre					2,91 €		3,68 €
KAPAZITÄTSFAKTOREN		+ 5%	+ 10%				
Offhsore (kWh)	45%	6,86 ct	6,23 ct	3,36 €	3,24 €	4,25 €	4,10 €
Onshore (kWh)	25%	7,90 ct	6,77 ct	3,48 €	3,47 €	4,41 €	4,39 €
CO2-Abscheidung (t)	90%	91,41 €		3,50 €		4,44 €	
Elektrolyseur (kg)	50%	6,36 € / 6,59 €	6,16 € / 6,52 €	3,43 € / 3,53 €	3,36 € / 3,51 €	4,34 € / 4,46 €	4,25 € / 4,45 €
ALLE				3,24 €	3,02 €	4,10 €	3,83 €
WIRKUNGSGRAD		+ 5%	+ 10%				
Elektrolyseur (kg)	65%	6,13 €	5,72 €	3,35 €	3,21 €	4,24 €	4,06 €

* Da in Studien häufiger die Kosten pro kg angegeben wird, wird er hier ebenfalls dargestellt (Dichte 0,79).
** nicht Rückbaukosten und Genehmigungsgebühren etc.

Eigene Quelle

Betrachtet man die Veränderungen der Endkosten des FT-Crude bei Veränderungen der **Anlagenkosten** (-5% und -10%) sieht man, dass diese maximal um 4 bzw. 8 ct / L sinken und der Einfluss der CAPEX auf die Endkosten eher gering ist[52].

Verändert man die Kosten der ***Inputfaktoren*** ergeben sich unterschiedliche Ergebnisse:

- In Bezug auf die **gewichteten Stromkosten** ergeben sich Veränderungen von max. 17 ct / L (-10%).
- Die Kosten für aus Punktquellen gewonnenes **Kohlenstoffdioxid** hat kaum Einfluss auf die Endkosten. Diese sinken nur um 1 bzw. 2 ct / L.
- Die Kosten für **Wasserstoff** haben den größten Hebel und die Endkosten sinken um 11 ct / L (-5%) bzw. deutlich um 23 ct / L (-10%).

Die Erhöhung der ***Laufzeit*** der Anlagen hat einen nicht zu vernachlässigenden Effekt auf die Endkosten:

- Bei einer Verlängerung um **5 Jahre** von einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette sinken die Endkosten zwischen 1 ct (Onshore) und 17 ct (Offshore). Wenn bei allen Stufen der Wertschöpfungskette eine entsprechende Laufzeitverlängerung realisiert werden könnte, ergibt sich eine Reduktion der Endkosten um 36 ct / L FT-Syncrude.
- Bei einer Verlängerung um **10 Jahre** von einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette sinken die Endkosten zwischen 3 ct (Onshore/CO_2-Abscheidung) und 28 ct (Offshore). Wenn bei allen Stufen der

[52] Offshore-Strom hat mit Abstand die höchsten CAPEX.

Wertschöpfungskette eine entsprechende Laufzeitverlängerung realisiert werden könnte ergibt sich eine Reduktion der Endkosten um 60 ct / L FT-Syncrude.

Die ***Volllaststunden (Kapazitätsfaktoren)*** haben einen unterschiedlichen Einfluss auf die Endkosten. Hierbei ist zu beachten, dass für eine Erhöhung der Volllaststunden, mit Ausnahme bei der Winderzeugung, auch der benötigte Strom zur Verfügung gestellt werden muss:

- Bei einer Erhöhung um **5%** liegen die Veränderungen zwischen 1 ct / L (CO_2-Abscheidung) und 15 ct / L (Offshore). Erhöhen sich die Volllaststunden bei OWEA werden 7 Anlagen weniger benötigt (66 Anlagen). Dieselbe Veränderung führt bei OnWEA nur zu einer Reduzierung um eine Anlage (5 Anlagen). Bemerkenswert ist, dass sich bei Erhöhung des Kapazitätsfaktors des Elektrolyseurs die Kosten um 2 ct / L erhöhen können. Hintergrund ist, dass für die längere Nutzung auch der Strom bereitgestellt werden muss. Wird diese über OWEA bereitgestellt sinken die Kosten noch um 8 ct / L trotz der Mehrkosten für 6 OWEA (79 Anlagen). Werden OnWEA genutzt müssen 27 zusätzliche Anlagen bereitgestellt werden (33 Anlagen), was sich in erhöhten Endkosten niederschlägt[53]. Wenn sich alle Betriebszeiten der betrachteten Wertschöpfungsstufen um 5% erhöhen würden, sinken die Endkosten um 27 ct.
- Bei einer Erhöhung um **10%** liegen die Veränderungen zwischen 4 ct / L (Onshore) und 27 ct / L (Offshore). Die CO_2-Abscheidung wurde bei 95% belassen, da eine 100% Quote bei den Volllaststunden nicht realistisch erscheint. Erhöhen sich die Volllaststunden bei OWEA werden 13 Anlagen weniger benötigt (60 Anlagen). Dieselbe Veränderung führt bei OnWEA wie zuvor nur zu einer Reduzierung um eine Anlage (5 Anlagen). Auch hier gibt es einen umgekehrten Kosteneffekt bei Veränderungen beim Elektrolyseur, der sich aber zumindest nicht in einer Kostensteigerung auswirkt. Wie oben ist auch hier der Hintergrund, dass für die längere Nutzung des Elektrolyseurs auch der Strom bereitgestellt werden muss. Wird diese über OWEA bereitgestellt sinken die Kosten noch um 15 ct / L trotz der Mehrkosten für 12 OWEA (85 Anlagen). Werden OnWEA genutzt müssen 53 zusätzliche Anlagen bereitgestellt werden (59 Anlagen), was sich in gleichen Endkosten niederschlägt[54]. Wenn sich alle Betriebszeiten der betrachteten Wertschöpfungsstufen um 10% erhöhen würden, sinken die Endkosten um 49 ct / L.

Einen unmittelbaren Effekt hat die Erhöhung des **Wirkungsgrades** des Elektrolyseurs. Kann dieser um 5% gesteigert werden, ergibt sich eine Reduktion der Endkosten von 16 ct / L. Bei einer Steigerung um 10% sind dies bereits 30 ct / L. Hier liegt sicher ein wesentlicher Hebel, da die technologischen Fortschritte in diesem Bereich diese Effizienzsteigerungen als sehr realistisch erscheinen lassen.

[53] Durch die Verschiebung der Anteile OWEA zu OnWEA steigen die Stromkosten (Stromkosten OnWEA sind höher als für OWEA) und die Kosten für Wasserstoff sinken leicht (Mengeneffekt der zunehmenden Auslastung), aber der Gesamteffekt führt zu einer Erhöhung.

[54] Obwohl die Stromkosten in diesem Fall am höchsten sind, sinken die Kosten für Wasserstoff auf 6,52 € stark (Mengeneffekt), was insgesamt zu keiner Kostenänderung führt.

Tabelle 19: Sensitivitäten wesentlicher Einflussfaktoren (ohne ETS-I Preis) auf die Endkosten FT-Kerosin

FT-Kerosin				Ausgangswert € / L FT-Kerosin	6,16 €	Ausgangswert € / kg FT-Kerosin	7,80 €
WERTSCHÖPFUNGSSTUFE	AUSGANGSWERTE DES INPUTFAKTORS	VERÄNDERUNG EINES PARAMETERS		NEUER ENDPRODUKTPREIS / Liter FT-Kerosin (5%)	NEUER ENDPRODUKTPREIS / Liter FT-Kerosin (10%)	NEUER ENDPRODUKTPREIS / kg FT-Kerosin (5%)	NEUER ENDPRODUKTPREIS / kg FT-Kerosin (10%)
CAPEX (nur Anlagenkosten)**		**-5%**	**-10%**				
Offhsore (kWh)	7,62 ct	7,41 ct	7,21 ct	6,09 €	6,01 €	7,70 €	7,61 €
Onshore (kWh)	9,48 ct	9,25 ct	9,02 ct	6,15 €	6,15 €	7,79 €	7,78 €
CO2-Abscheidung (t)	94,08 €	92,31 €	90,54 €	6,15 €	6,15 €	7,79 €	7,78 €
Elektrolyseur (kg)	6,60 €	6,57 €	6,53 €	6,14 €	6,12 €	7,77 €	7,74 €
RWGS + FT (Liter)				6,14 €	6,12 €	7,77 €	7,74 €
Preise		**-5%**	**-10%**				
gewichteter Strompreis (kWh)	7,76 ct / kWh	7,37 ct / kWh	6,99 ct / kWh	6,01 €	5,86 €	7,61 €	7,41 €
CO_2 (t)	94,08 € / t CO_2	89,38 € / t CO2	84,67 € / t CO2	6,14 €	6,12 €	7,77 €	7,75 €
Wasserstoff (kg)	6,60 € / kg H_2	6,27 € / kg H2	5,94 € / kg H2	5,96 €	5,76 €	7,55 €	7,29 €
LAUFZEIT		**+ 5 Jahre**	**+ 10 Jahre**				
Offhsore (kWh)	7,62 ct	6,78 ct	6,23 ct	5,86 €	5,65 €	7,41 €	7,16 €
Onshore (kWh)	9,48 ct	8,54 ct	7,92 ct	6,13 €	6,11 €	7,76 €	7,74 €
CO2-Abscheidung (t)	94,08 €	86,92 €	82,15 €	6,13 €	6,11 €	7,76 €	7,74 €
Elektrolyseur (kg)	6,60 €	6,45 €	6,35 €	6,07 €	6,01 €	7,68 €	7,60 €
RWGS + FT (Liter)				5,98 €	5,86 €	7,57 €	7,42 €
ALLE + 5 Jahre				5,53 €		7,00 €	
ALLE + 10 Jahre					5,11 €		6,46 €
KAPAZITÄTSFAKTOREN		**+ 5%**	**+ 10%**				
Offhsore (kWh)	45%	6,86 ct	6,23 ct	5,89 €	5,68 €	7,46 €	7,18 €
Onshore (kWh)	25%	7,90 ct	6,77 ct	6,11 €	6,08 €	7,74 €	7,70 €
CO2-Abscheidung (t)	90%	91,41 €		6,15 €		7,79 €	
Elektrolyseur (kg)	50%	6,36 € / 6,59 €	6,16 € / 6,52 €	6,01 € / 6,19 €	5,89 € / 6,17 €	7,61 € / 7,83 €	7,45 € / 7,81 €
ALLE				5,68 €	5,30 €	7,19 €	6,71 €
WIRKUNGSGRAD		**+ 5%**	**+ 10%**				
Elektrolyseur (kg)	65%	6,13 €	5,72 €	5,87 €	5,62 €	7,43 €	7,11 €
SELEKTIVITÄT		**+ 5%**	**+ 10%**				
Upgrading (wt%)	60%			5,69 €	5,28 €	7,20 €	6,69 €

* Da in Studien häufiger die Kosten pro Tonne angegeben wird, wird er hier ebenfalls dargestellt (Dichte 0,79).

** nicht Rückbaukosten und Genehmigungsgebühren etc.

Eigene Quelle

Betrachtet man die Veränderungen der Endkosten des FT-Kerosins bei Veränderungen der **Anlagenkosten** (-5% und -10%) sieht man, dass diese maximal um 7 bzw. 15 ct / L sinken und der Einfluss der CAPEX auf die Endkosten weiter eher gering ist (wieder getrieben durch OWEA).

Verändert man die Kosten der ***Inputfaktoren*** ergeben sich unterschiedliche Ergebnisse:

- In Bezug auf die **gewichteten Stromkosten** ergeben sich Veränderungen von max. 30 ct / L (-10%).
- Die Kosten für aus Punktquellen gewonnenem **Kohlenstoff** hat kaum Einfluss auf die Endkosten. Dieser sinkt nur um 2 bzw. 4 ct / L.
- Die Kosten für **Wasserstoff** haben den größten Hebel und die Endkosten sinken um 20 ct / L (-5%) bzw. deutlich um 40 ct / L (-10%).

Die Erhöhung der ***Laufzeit*** der Anlagen hat einen nicht zu vernachlässigenden Effekt auf die Endkosten:

- Bei einer Verlängerung um **5 Jahre** von einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette sinken die Endkosten zwischen 3 ct (Onshore/CO_2-Abscheidung) und 30 ct (Offshore). Wenn bei allen Stufen der Wertschöpfungskette eine entsprechende Laufzeitverlängerung realisiert werden könnte, ergibt sich eine Reduktion der Endkosten um 63 ct / L FT-Kerosin.

- Bei einer Verlängerung um **10 Jahre** von einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette sinken die Endkosten zwischen 5 ct (Onshore/CO2-Abscheidung) und 51 ct (Offshore). Wenn bei allen Stufen der Wertschöpfungskette eine entsprechende Laufzeitverlängerung realisiert werden könnte ergibt sich eine Reduktion der Endkosten um 105 ct / L FT-Kerosin.

Die ***Volllaststunden (Kapazitätsfaktoren)*** haben einen unterschiedlichen Einfluss auf die Endkosten. Hierbei ist zu beachten, dass für eine Erhöhung der Volllaststunden, mit Ausnahme bei der Winderzeugung, auch der benötigte Strom zur Verfügung gestellt werden muss:

- Bei einer Erhöhung um **5%** liegen die Veränderungen zwischen 1 ct / L (CO_2-Abscheidung) und 27 ct / L (Offshore). Erhöhen sich die Volllaststunden bei OWEA werden (wie oben) 7 Anlagen weniger benötigt (66 Anlagen). Dieselbe Veränderung führt bei OnWEA nur zu einer Reduzierung um eine Anlage (5 Anlagen). Bemerkenswert ist, dass sich bei Erhöhung des Kapazitätsfaktors des Elektrolyseurs die Kosten um 3 ct / L erhöhen kann. Hintergrund ist, dass für die längere Nutzung auch der Strom bereitgestellt werden muss. Wird diese über OWEA bereitgestellt sinken die Kosten noch um 15 ct / L trotz der Mehrkosten für 6 OWEA (79 Anlagen). Werden OnWEA genutzt müssen 27 zusätzliche Anlagen bereitgestellt werden (33 Anlagen), was sich in um 3 ct / L erhöhte Endkosten niederschlägt[55]. Wenn sich alle Kapazitätsfaktoren der betrachteten Wertschöpfungsstufen um 5% erhöhen würden, sinken die Endkosten um 48 ct auf 5,68 € / L.
- Bei einer Erhöhung um **10%** liegen die Veränderungen zwischen 8 ct / L (Onshore) und 48 ct / L (Offshore). Die CO_2-Abscheidung wurde bei 95% belassen, da eine 100% Quote bei den Volllaststunden nicht realistisch erscheint. Erhöhen sich die Volllaststunden bei OWEA werden 13 Anlagen weniger benötigt (60 Anlagen). Dieselbe Veränderung führt bei OnWEA wie zuvor nur zu einer Reduzierung um eine Anlage (5 Anlagen). Auch hier gibt es einen umgekehrten Kosteneffekt bei Veränderungen beim Elektrolyseur, der sich in einer Kostensteigerung um 1 ct / L auswirkt. Wie oben ist auch hier der Hintergrund, dass für die längere Nutzung des Elektrolyseurs zusätzlicher Strom bereitgestellt werden muss. Wird diese über OWEA bereitgestellt sinken die Kosten noch um 27 ct / L trotz der Mehrkosten für 12 OWEA (85 Anlagen). Werden OnWEA genutzt müssen 53 zusätzliche Anlagen bereitgestellt werden (59 Anlagen), was sich in leicht erhöhten Endkosten niederschlägt[56]. Wenn sich alle Betriebszeiten der betrachteten Wertschöpfungsstufen um 10% erhöhen würden, sinken die Endkosten um 86 ct / L auf 5,30 € / L.

Einen unmittelbaren Effekt hat die Erhöhung des **Wirkungsgrades** des Elektrolyseurs. Kann dieser um 5% gesteigert werden, ergibt sich eine Reduktion der Endkosten von 29 ct / L. Bei einer Steigerung um 10% sind dies bereits 54 ct / L. Hier liegt sicher ein wesentlicher Hebel, da die technologischen Fortschritte in diesem Bereich diese Effizienzsteigerungen als sehr realistisch erscheinen lassen.

Auch im besten Fall mit Kosten von 5,11 € / L (Laufzeit aller Anlagen steigt um 10 Jahre) liegt diese immer noch deutlich über dem für fossilen Kerosin in Höhe von 57,9 ct / L bzw. 73,4 ct / kg (EASAb, 2025).

Berücksichtigt man den **ETS-I Preis** von ca. 72 € / t CO_2 (Stand April 2026) erhöhen sich die Ausgangswerte pro Liter und Tonne um etwa 5%, d. h. um 30 ct bzw. 38 ct auf 6,46 € / L **FT-Kerosin** und 8,18 € / kg **FT-Kerosin** (bzw. auf 6.463 € / m^3 FT-Syncrude und 8.181 € / t FT-Syncrude).

[55] Durch die Verschiebung der Anteile OWEA zu OnWEA steigen die Stromkosten (Stromkosten OnWEA sind höher als für OWEA) und die Kosten für Wasserstoff sinken leicht (Mengeneffekt der zunehmenden Auslastung), aber der Gesamteffekt führt zu einer Erhöhung.

[56] Die Erhöhung fällt etwas niedriger aus als bei 5% Steigerung des Kapazitätsfaktors (1 ct zu 3 ct). Obwohl die Stromkosten in diesem Fall am höchsten sind, sinken die Kosten für Wasserstoff auf 6,52 € (von 6,59 €) stark.

4.3 Quoten und die Wirksamkeit von Pönalen

Ende 2025 wurde der Referentenentwurf für die nationalen Vorgaben des Bundesimmissionsschutzgesetzes (BImSchG) zurückgezogen. Damit sind die europäischen Vorgaben nach der Verordnung (EU) 2023/2405 vom 18. Oktober 2023 (RFEUA) nun auch in Deutschland anzuwenden. Dies bedeutet vor allem, dass nicht bereits vor 2030 eine Verpflichtung zur Beimengung von synthetischem Kerosin besteht.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die vorgesehenen Quoten nach der oben genannten Verordnung.

Tabelle 20: Quoten für SAF[57] und synthetisches Kerosin (eSAF) nach RFEUA

Zeitraum	Quote	Quotenerfüllung (bei 10 Mio. t Gesamtverbrauch in Deutschland)
ab 2025	2,00% SAF (biogen + synth.)	200.000 t
Ab 2030	6% SAF (biogen + synth.) davon	600.000 t
2030-31	¯ 1,20% synthetisch (min. 0,7% / a)	120.000 t
2032-33	¯ 2,00% synthetisch (min. 1,2%) / a	200.000 t
ab 2034	2,00% synthetisch	200.000 t
2035	20% SAF (biogen + synth.) davon	2.000.000 t
	¯5% synthetisch	500.000 t
2040	34% SAF (biogen + synth.) davon	3.400.000 t
	¯ 10% synthetisch	1.000.000 t
2045	42% SAF (biogen + synth.) davon	4.200.000 t
	15% synthetisch	1.500.000 t
2050	70% SAF (biogen + synth.) davon	7.000.000 t
	35% synthetisch	3.500.000 t

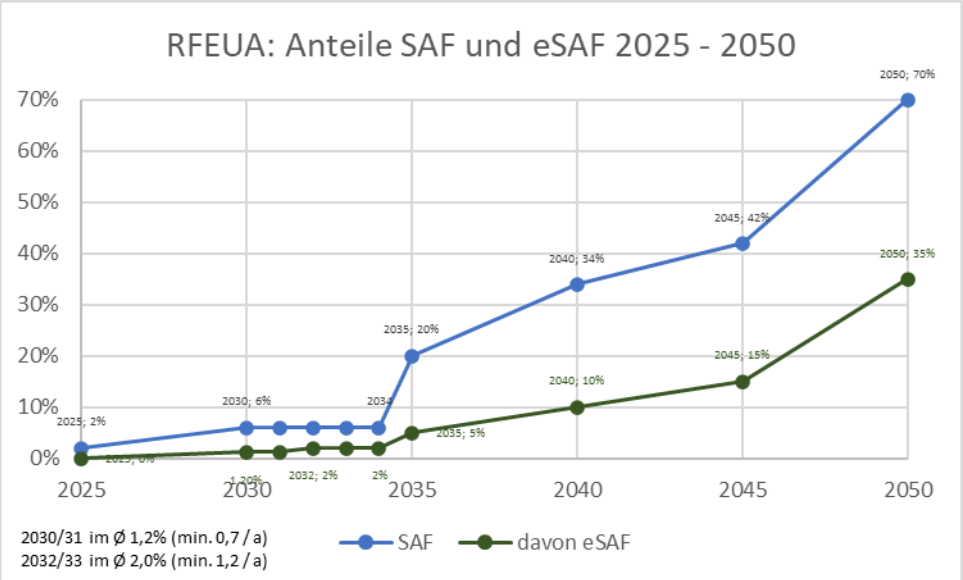
Eigene Darstellung

Aus der Tabelle wird unmittelbar ersichtlich, vor welchen Herausforderungen der Luftverkehr insgesamt steht, wenn ab 2030 die eSAF-Quoten greifen. Nach den in Kapitel 4.1 ermittelten Zahlenwerten sind für 58.500 t eSAF ca. 79 WEA notwendig (73 OWEA und 6 OnWEA). Noch deutlicher wird die Situation ab 2032, wenn schon 200.000 t eSAF dem fossilen Kerosin beigefügt werden müssen. Aktuell ist ein solcher Markthochlauf allein in Deutschland schwer vorstellbar.

Zusätzlicher Druck zur Erfüllung der Quoten soll durch Pönalen bei Nichteinhaltung der Quoten aufgebaut werden. Die nachfolgende Darstellung gibt einen Überblick über die Anteile von SAF und eSAF bis zum Jahr 2050.

[57] Zur Erinnerung: SAF umfasst synthetische, biogene und Kraftstoffe aus wiederwerteten Kohlenstoffen, während eSAF nur synthetische Kraftstoffe/eSAF/RFNBO meint.

Abbildung 17: Quoten für SAF und eSAF nach RFEUA



Eigene Darstellung

Die Pönalen auf Basis der RFEUA berechnen sich folgendermaßen (Artikel 12 Abs. 4 und 5):

- Gemäß der "ReFuelEU Aviation"-Verordnung werden Strafen für das Nichterfüllen der vorgeschriebenen SAF-Quoten wie folgt berechnet: Strafe = Zweimal (Kostenunterschied zwischen SAF und fossilem Kerosin) mal fehlende SAF-Menge
- Gemäß der "ReFuelEU Aviation"-Verordnung werden Strafen für das Nichterfüllen der vorgeschriebenen eSAF-Quoten wie folgt berechnet: Strafe = Zweimal (Kostenunterschied zwischen eSAF und fossilem Kerosin) mal fehlende eSAF-Menge

Nimmt man die Kostenschätzungen der EASA (Tabelle 21) als Ausgangspunkt ergeben sich die folgenden Pönalen:

P_{SAF} =	(2.085 € / t - 734 € / t) x 2 =	2.702 € / t
P_{eSAF} =	(7.695 € / t - 734 € / t) x 2 =	13.922 € / t

Tabelle 21: 2024 RFEUA Flugkraftstoff Referenzkosten notwendig zur Unterstützung der Bestimmung der Strafzahlungen der EU-Mitgliedsstaaten gemäß RFEUA[58]

RFEUA AVIATION FUELS CATEGORY		2024 REFERENCE PRICE (€/tonne)
(i)	CAF	734
(ii)	SAF	2,085
(iii)	Synthetic aviation fuels	7,695
(iv)	Aviation fuels	734

Quelle: (EASAb, 2025)

Legt man diese Pönalen zu Grunde ergeben sich folgende Berechnungen für potentiale Strafzahlungen:

Tabelle 22: Einhaltung der Quoten[59] beispielhaft für die Jahre 2030/31

	SAF Gesamtquote in %	SAF Gesamtquote in t bei 10.000.000 t Jahresverbrauch	Erfüllungsmenge in % SAF_{rest}	Erfüllungsmenge in % eSAF	erfüllte SAF_{rest} Menge in t	erfüllte eSAF Menge in t
2030 - 2031 pro Jahr	6,00%	600.000	4,80%	1,20%	480.000	120.000

Fehlmenge in % SAF_{rest}	Fehlmenge in % eSAF	fehlende SAF_{rest} Menge in t	Pönale SAF_{rest}	fehlende eSAF Menge in t	Pönale eSAF	Summe Pönale
0,00%	0,00%	-	- €	-	- €	- €

Eigene Darstellung

Bei einer 6% Vorgabe für SAF mit einer Unterquote von 1,2% für eSAF (2030/2031) müssen entsprechend 480.000 t SAF und 120.000 t eSAF bereitgestellt werden. Werden die Quoten eingehalten sind Fehlmengen gleich 0 und die Pönale beträgt entsprechend 0 EURO.

Doch wenn die eSAF-Quote bereits nur um 0,2% verfehlt wird und die oben genannte Pönale von 13.922 € berücksichtigt wird gilt:

Tabelle 23: Nichteinhaltung der Quote für eSAF um 0,2% beispielhaft für die Jahre 2030/31

	SAF Gesamtquote in %	SAF Gesamtquote in t bei 10.000.000 t Jahresverbrauch	Erfüllungsmenge in % SAF_{rest}	Erfüllungsmenge in % eSAF	erfüllte SAF_{rest} Menge in t	erfüllte eSAF Menge in t
2030 - 2031 pro Jahr	6,00%	600.000	4,80%	1,00%	480.000	100.000

[58] Im Original: 2024 RFEUA aviation fuels reference prices necessary to support the determination of penalties under RFEUA by EU Member States.

[59] Die Erfüllungsquote für die Jahre 2030/31 beträgt pro Jahr mindestes 0,7%, muss aber über beide Jahre im Durchschnitt 1,2 % betragen. Ähnliches gilt für die Jahre 2032/33. Hier soll pro Jahr mindestens 1,2% erreicht werden, im Durchschnitt über beide Jahre 2%. Es gilt außerdem, dass eSAF-Mengen Teil der SAF-Quote sind aber nicht umgekehrt, wenn es nur nachhaltige aber nicht synthetische Kraftstoffe sind.

Fehlmenge in % SAF_{rest}	Fehlmenge in % eSAF	fehlende SAF_{rest} Menge in t	Pönale SAF_{rest}	fehlende eSAF Menge in t	Pönale eSAF	Summe Pönale
0,00%	0,20%	-	- €	**20.000**	278.440.000 €	278.440.000 €

Eigene Darstellung

Eine 0,2%ige Verfehlung bei eSAF führt bereits zu einer Strafzahlung von 278.440.000 €. Und sollte die Unterquote für eSAF gar nicht eingehalten werden können werden rund 1,7 Mrd. € an Strafzahlungen fällig. Dabei sind mögliche Strafzahlungen für das Nichteinhalten der SAF-Quote insgesamt noch nicht berücksichtigt.

Tabelle 24: Vollständige Nichteinhaltung der Quote für eSAF beispielhaft für die Jahre 2030/31

	SAF Gesamtquote in %	SAF Gesamtquote in t bei 10.000.000 t Jahresverbrauch	Erfüllungsmenge in % SAF_{rest}	Erfüllungsmenge in % eSAF	erfüllte SAF_{rest} Menge in t	erfüllte eSAF Menge in t
2030 - 2031 pro Jahr	6,00%	600.000	4,80%	0,00%	480.000	-

Fehlmenge in % SAF_{rest}	Fehlmenge in % eSAF	fehlende SAF_{rest} Menge in t	Pönale SAF_{rest}	fehlende eSAF Menge in t	Pönale eSAF	Summe Pönale
0,00%	1,20%	-	- €	**120.000**	1.670.640.000 €	1.670.640.000 €

Eigene Darstellung

Wenn man die Ergebnisse aus Kapitel 4.1 hinzuzieht und bedenkt, dass die Wertschöpfungskette annahmegemäß komplett in Deutschland betrachtet wird, wird ersichtlich, dass die Airlines gar nicht in der Lage wären die Menge an eSAF einzukaufen, weil sie schlicht am Markt in Deutschland nicht erhältlich ist. Jede Strafzahlung wird aber am Ende von diesen getragen und wird auf den Ticketpreis nahezu 1:1 durchschlagen[60]. Dies macht bei dem oben gerechneten Beispiel von 1,7 Mrd. € eine Menge aus und vermindert die Wettbewerbsfähigkeiten deutlich.

Wenn man einbezieht, dass ab 2035 schon 5% eSAF/RFNBO verwendet werden müssen (Tabelle 20) erkennt man, dass die Strafzahlungen in ihrer jetzigen Höhe den europäischen Fluggesellschaften enorme finanzielle Belastungen auferlegen werden.

[60] Die Preiselastizität der Nachfrage nach Flügen ist zu berücksichtigen.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse und Bewertung

Die hier vorgestellte Untersuchung bzgl. der systemisch-ökonomischen Zusammenhänge bei der Produktion von 60.000 t synthetischem Kerosin zeigt, obwohl noch wesentliche Einflussfaktoren nicht berücksichtigt wurden (z. B. Netzkosten, Steuern und Abgaben, Speicherfunktion und deren Kosten), vor welchen Herausforderungen eine Produktion alleine in Deutschland steht. Und sie zeigt aus Sicht der Autoren, dass dies ein Show-Stopper ist, insbesondere wenn man an den Wunsch einer möglichen Autarkie von Kraftstoffimporten für die verschiedenen Verkehrssektoren und die Industrie denkt. Die benötigten Mengen sind alleine schlicht nicht zu erreichen. Es erscheint zwingend auf eine internationale Arbeitsteilung zu setzen und mit solchen Ländern zu kooperieren die in den jeweiligen Inputfaktoren komparative Kostenvorteile in der Herstellung besitzen.

Feststellungen:

Aus dem Modell lassen sich folgende Feststellungen treffen:

1. Der Ausbau von Offshore-Energieerzeugung, so notwendig dieser ist, kann - neben der industriellen Nutzung - nur einen Bruchteil der notwendigen Energie für den Luftverkehrssektor bereitstellen. Unabhängig von der Technologie (wie z.B. schwimmende WEA weiter draußen im Meer) ist die Flächennutzung in der deutschen Außenwirtschaftszone dazu zu begrenzt.
2. Die Bereitstellung der benötigten Energie (ca. 3,0 TWh) für die Produktion von rund 60.000 t eSAF ist planerisch/strategisch bisher in den Ausbauzielen für erneuerbare Energien nicht berücksichtigt. Eine entsprechende Ausweitung der in Deutschland angesiedelten Produktion, selbst unter Berücksichtigung von Stromerzeugung aus PV, erscheint nicht realistisch. Insbesondere da der Kerosinbedarf weiter steigend prognostiziert wird. Die aktuelle RFNBO Definition erfordert aber zusätzliche Stromerzeugungskapazitäten (zeitliche/geografische Korrelation), die spezifisch für die Produktion von RFNBOs zur Verfügung stehen.
3. Nimmt man den Kerosinbedarf in Deutschland mit 10 Mio. t an und will die durchschnittliche eSAF-Quote von 1,2% sowohl für die Jahre 2030 als auch 2031 erfüllen, sind 240.000 t eSAF in diesem Zeitraum, bereitzustellen. Das Ergebnis der Studie zeigt, dass insgesamt mit den zugrunde gelegten Parametern nur ca. ¼ an EU-konformen Kerosin (rund 60.000 t eSAF) in Deutschland hergestellt und bereitgestellt werden kann und dies zu Kosten, die etwa das 10,6fache des fossilen Kerosinpreises ausmachen würden.
4. Um die regulationsbedingten Mengen an CO_2 für die Produktion synthetischer Kraftstoffe bereitzustellen, ist aktuell und in den kommenden Jahren keine Technologie in Deutschland weit genug, um dies aus nicht-fossilen Punktquellen zu leisten. Weder für den Flugverkehr noch für andere Verkehrssektoren. Darüber hinaus fehlt derzeit noch eine ausreichende Anzahl Abnehmer und eine entsprechende Infrastruktur oder eine garantierte Abnahmemenge, um die Produktion anzukurbeln. International (z.B. Norwegen) gibt es zwar große Erfahrungswerte mit der Abscheidung von CO_2. Dies bezieht sich aber im Wesentlichen auf die Abscheidung aus Quellen mit fossilem Ursprung.
5. Die enorme Menge an Energie wird in erster Linie für die Erzeugung von Wasserstoff benötigt, die rund 80% des Gesamtenergiebedarfs für sich beansprucht. Wenn man berücksichtigt, dass in dieser Studie nur 0,6% des Bedarfs des Flugverkehrs abgebildet ist, ist eine Produktion der benötigten Menge ausschließlich in Deutschland eher unwahrscheinlich.

6. Auch wenn die Frage von Speichern für Energie oder Edukten wie CO_2 und H_2 in der Modellierung explizit nicht berücksichtigt wurde, ist erkennbar, dass auch hier noch große Herausforderungen zu bewältigen sind.
7. Die Auswertung gibt einen ersten Überblick über die Kosten auf den einzelnen Wertschöpfungsstufen, was für weitere Analysen zur internationalen Aufstellung der Wertschöpfungskette als Ausgangspunkt geeignet ist.
8. Das Fehlen von in Betrieb befindlichen Anlagen über den Demonstrationsstatus hinaus erschwert die Umsetzung zusätzlich. Physikalische und chemische Herausforderungen lassen sich theoretisch und Labortechnisch oftmals gut lösen. Die Skalierung bei größeren Anlagen führt aber erst zu einem echten Erkenntnisgewinn, weil Umsetzungsproblemen jenseits der Theorie erst dann augenscheinlich werden. Um diese Anlagen zu bauen, bedarf es entsprechender Mengen und Speicher an CO_2 und H_2, die derzeit nicht zur Verfügung stehen. Vor allem aber eine verlässliche Finanzierung.
9. Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass es sich um eine Grundsatzentscheidung handelt, ob der Staat in nachhaltige Klimapolitik investieren will. **Keine Kostenreduzierung in den vorgelagerten Wertschöpfungsstufen führt dazu, dass die sich bildenden Endkosten für FT-Kerosin annähernd konkurrenzfähig mit dem fossilen Kraftstoff sind**. Dementsprechend ist der Raum für Geschäftsmodelle kaum gegeben. Und Abgaben, Transport und Speicherkosten sind dabei noch nicht berücksichtigt. Dies gibt Potenzial zukünftig internationale Kooperationen in der Wertschöpfungskette zu betrachten.
10. Die Studie zeigt, dass auch im europäischen Rahmen gewaltige Anstrengungen in den kommenden Jahren und Jahrzehnten notwendig sind, um die Voraussetzungen für eine ausreichende Menge in Inputfaktoren (Strom, H_2, CO_2) zu schaffen.

6 Literaturverzeichnis

aireg e. V., 2023. *Power-to-Liquid Fact Sheet,* Berlin: aireg – Aviation Initiative for Renewable Energy in Germany e.V..

aireg e. V., 2025. *Webinar | From Methanol to Jet Fuel: Exploring MtJ Production Expansion, Processing Pathway & SAFari,* https://www.youtube.com/watch?v=WvivCbXpHSw | 39:30 min: s.n.

Anon., 2026. *Klimaschutz Portal.* [Online]
Available at: https://www.klimaschutz-portal.aero/faq/wie-viel-kerosin-verbrauchen-deutsche-fluggesellschaften-in-einem-jahr/

Argus Media, 2026. *Methanol-to-jet nears ASTM approval in SAF supply boost.* [Online]
Available at: https://www.argusmedia.com/de/news-and-insights/latest-market-news/2841999-methanol-to-jet-nears-astm-approval-in-saf-supply-boost

Arndt, C. et al., 2021. *Konzeptionelle und technische Ausgestaltung einer Entwicklungsplattform einer Entwicklungsplattform - Abschlussbericht,* s.l.: DLR, Griesemann, TUHH, UE.

Beisswenger, L., 2020. *Reaktionstechnische Untersuchungen zur Hydrierung von CO2 zu Fischer-Tropsch-Produkten (Diss,),* Darmstadt: Technische Universität Darmstadt.

Betz, A., 1920. Das Maximum der theoretisch möglichen Ausnützung des Windes durch Windmotoren. *Zeitschrift für das gesamte Turbinenwesen*, p. Heft 26.

Betz, A., 1926. *Wind-Energie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen.* Göttingen: Vandenhoeck & Ruprecht (Ökobuch Verlag Staufen, unveränderter Nachdruck 1994).

Blömer, R. & Eckstein, J., 2025. *Contracts for Difference zur Förderung des Hochlaufs von eSAF im Flugverkehr,* Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI.

BSW e. V., 2025a. *Bundesverband Solarwirtschaft e. V..* [Online]
Available at: https://www.solarwirtschaft.de/wp-content/uploads/2025/08/PG_PV-Zubau_Marktsegmente_ID_2025_38.pdf

BSW e. V., 2025b. *Bundesverband Solarwirtschaft e. V..* [Online]
Available at: https://www.solarwirtschaft.de/wp-content/uploads/2025/12/PG_Fuellstandsgrafik_ID_2025_26-8_D.pdf

Bube, S., Bullerdiek, N., Voß, S. & Kaltschmitt, M., 2024. Kerosene production from power-based syngas – A technical comparison of the Fischer-Tropsch and methanol pathway. *Fuel (Vol. 366)*, 15 Juni, pp. 1-17.

BWE e. V., 2025. *Konstruktiver Aufbau.* [Online]
Available at: https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/konstruktiver-aufbau/

BWO e. V., 2025. *Offshore Stromerzeugung.* [Online]
Available at: https://bwo-offshorewind.de/category/offshore-windenergie/grundlagen/aufbau-und-funktion-eines-owp/

Chevron, 2007. *Aviation Fuels - Technical Review,* San Ramon, California: Chevron Products Company.

Danish Energy Agency, 2020. *Technology Data - Industrial process heat and CC,* Copenhagen: Danish Energy Agency and Energinet.

de Klerk, Maitlis et al., 2013. *Greener Fischer-Tropsch Processes for Fuels and Feedstocks.* s.l.:Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, ISBN:9783527329458.

de Klerk, A., 2011. Fischer–Tropsch fuels refinery design. *Energy & Environmental Science,* pp. 1177 - 1205.

DEUTSCHE WINDGUARD GmbH, 2025. Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland. *Erstes Halbjahr 2025*.

Dieterich, V. et al., 2020. Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer–Tropsch-fuels: a review. *Energy & Environmental Science*, 13 August, pp. 3207 - 3252.

DLR e. V., 2025. *Wasserstoff als Energieträger.* [Online]
Available at: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.; https://www.dlr.de/de/ff/forschung-und-transfer/themen/wasserstoff-als-energietraeger

Dry, M. E., 2002. The Fischer–Tropsch process: 1950–2000. *Catalysis Today (71)*, p. 227–241.

EASAa, 2025. *EASA - European Union Aviation Safety Agency.* [Online]
Available at: https://www.easa.europa.eu/en/domains/environment/eaer/sustainable-aviation-fuels/saf-policy-actions#refueleu-aviation

EASAb, 2025. *EASA 2025 BRIEFING NOTE - 2024 Aviation Fuels Reference Prices for ReFuelEU Aviation,* Cologne: European Union Aviation Safety Agency .

Elektrolyseur-Vergleich, 2025. *Das Portal für Elektrolyseure & Wasserstofftechnologie.* [Online]
Available at: https://www.elektrolyseur-vergleich.de/wasserreinheit/

Elwalily, A. et al., 2025. Sustainable aviation fuel production via the methanol pathway: a technical review. *Sustainable Energy & Fuels*, 25 Mai, p. DOI: 10.1039/d5se00231a.

EnBW AG, 2024. *Grüner Wasserstoff: Was er für die Energiewende leisten kann.* [Online]
Available at: https://www.enbw.com/unternehmen/themen/wasserstoff/gruener-wasserstoff.html

Europäische Kommission, 2023a. *Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184,* Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission, 2023b. *Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185,* Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Union, 2023. *Verordnung (EU) 2023/2405 des Europäischen Parlaments und des Rates (ReFuelEU Aviation),* Straßburg: Europäische Union.

Europäischer Rat, 2025. *Industriepolitik: Rat erteilt endgültige Zustimmung zur Netto-Null-Industrie-Verordnung.* [Online]
Available at: https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2024/05/27/industrial-policy-council-gives-final-approval-to-the-net-zero-industry-act/

European Commission, 2024. *Industrial carbon management.* [Online]
Available at: https://energy.ec.europa.eu/topics/carbon-management-and-fossil-fuels/industrial-carbon-management_en

EWI & BET, 2025. *Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode, im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.,* Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) .

Expertenrat für Klimafragen, 2025. *Prüfbericht zur Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2024 und zu den Projektionsdaten 2025. Prüfung und Bewertung der Emissionsdaten sowie der Projektionsdaten gemäß § 12 Abs. 1 Bundes-Klimaschutzgesetz.,* Berlin: Expertenrat für Klimafragen (https://www.expertenrat-klima.de).

EY Consulting & BDEW e. V., 2025. *Fortschrittsmonitor 2025 - Energiewende,* München: EY Consulting GmbH & BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. .

FA Wind und Solar, 2025. *Status des Wind-energieausbaus an Land in Deutschland im 1. Halbjahr 2025,* Berlin: Fachagentur Wind und Solar e. V..

FfE e. V., 2025. *Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht,* München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V..

Fh IGCV, 2026. *Fraunhofer-Institut für Gießerei-, Composite- und Verarbeitungstechnik IGCV.* [Online] Available at: https://www.igcv.fraunhofer.de/de/presse_downloads/pressemitteilungen/recycling-potential-von-windenergieanlagen-.html?utm_source=openai

Fh ISE, 2024. *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien,* Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme.

Fh ISE, 2025. *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Harry Wirth, Download von www.pv-fakten.de, Fassung vom 13.12.2025,* Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.

Fh IWES, 2026. *FlexiWind: Modellierung virtueller Offshore Windparks zum flexiblen Betrieb sowie zur Last- und Performanceoptimierung.* [Online]
Available at: https://www.iwes.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/aktuelle-projekte/flexiwind.html?utm_source=openai

Fraunhofer-Gesellschaft, 2025. *Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse und weitere Verfahren.* [Online] Available at: https://www.fraunhofer.de/de/forschung/fraunhofer-strategische-forschungsfelder/wasserstofftechnologien/wasserstofferzeugung-durch-elektrolyse-und-weitere-verfahren.html

Geleynse, S. et al., 2018. The Alcohol-to-Jet Conversion Pathway for Drop-In Biofuels: Techno-Economic Evaluation. *ChemSusChem, Volume 11*, 21 November, pp. 3689-3833.

IEA Bioenergy TCP, 2024. *Progress in Commercialization of Biojet/Sustainable Aviation Fuels (SAF): Technologies and policies (IEA Bioenergy Task 39),* Paris: International Energy Agency (IEA): IEA Bioenergy Technology Collaboration Programme (TCP).

IEA, NEA, OECD, 2020. *Projected Costs of Generating Electricity - 2020 Edition,* Paris: International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organisation for Economic Co-Operation and Development.

IEA, 2019. *The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities,* France: IEA Publications.

IEA, 2020. *Energy Technology Perspectives 2020 - Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage,* Frankreich: International Energy Agency.

IEA, 2024. *Carbon Capture Utilisation and Storage.* [Online]
Available at: https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/direct-air-capture

IEA, 2025a. *Direct Air Capture.* [Online]
Available at: https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/direct-air-capture

IEA, 2025b. *The State of Energy Innovation,* France: IEA Publications.

IEA, 2026. *The State of Energy Innovation 2026.* [Online]
Available at: https://www.iea.org/reports/the-state-of-energy-innovation-2026

IEAGHG, 2018. *Cost of CO2 Capture in the Industrial Sector: Cement and Iron and Stell Industries,* Cheltenham: IEAGHG Technical Report TR03.

INERATEC GmbH, 2025. *Fischer-Tropsch Synthesis.* [Online]
Available at: https://www.ineratec.de/en/glossary/fischer-tropsch-synthesis

IPCC WG III, 2005. *Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage,* Cambridge & New York: Cambridge University Press.

IPCC WG III, 2022. *Climate Change 2022 - Mitigation of Climate Change - contribution to the 6th AR,* s.l.: Intergovernmental Panel on Climate Change.

IRENA, 2025. *Renewable Power Generation Costs in 2024,* Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

IUPAC, 2025. *Compendium of Chemical Terminology - International Union of Pure and Applied Chemistry.* [Online]
Available at: https://goldbook.iupac.org/terms/index/R

J. Winterhagen, 2025. *Kann das jetzt weg?.* [Online]
Available at: https://zeitung.faz.net/data/461/reader/reader.html?#!preferred/0/package/461/pub/576/page/29/content/69036

Joint Research Centre (JRC), 2023. *Renewable fuels of non-biological origin in the european union - Status report on technology development, trends, value chain & markets,* Luxembourg: Publications Office of the European Union.

König, D. H., 2016. *Techno ökonomische Prozessbewertung der Herstellung synthetischen Flugturbinentreibstoffes aus CO2 und H2 (Diss.).* Universität Stuttgart: Institut für Energiespeicherung der Universität Stuttgart.

Kowollik, M., 2021. *Aufbau eines OPEX-Modells von zukünftigen Offshore-Windparks im Gigawattbereich (Masterarbeit),* Hamburg: Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg.

Lanzajet, 2025. *Lanzajet.* [Online]
Available at: https://www.lanzajet.com/news-insights/what-is-saf

Löffler, J., 2022. *Nutzungspotentiale des Nebenprodukt-Sauerstoffs der Wasserelektrolyse (Masterarbeit),* Leoben: Montan Universität Leoben; Lehrstuhl für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes.

Luftfahrt-Bundesamt, 2025. *Luftfahrtunternehmen.* [Online]
Available at: https://www.lba.de/DE/Luftfahrtunternehmen/Flugbetrieb/ReFuel/ReFuel_node.html

Metz, S. et al., 2022. Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse und weitere Verfahren. In: R. Neugebauer, Hrsg. *Wasserstofftechnologien.* s.l.:Springer Verlag, pp. 207 - 258.

Motahari, S., Froud Moorjani, S. & Reza Rahimpour, M., 2025. Methanol Production: A Comprehensive Review of Processes, Catalysts, and Reactors. *Comprehensive Methanol Science - Production, Applications, and Emerging Technologies (Volume 2)*, pp. 518-541, https://doi.org/10.1016/B978-0-443-15740-0.00067-7.

NASEM, 2019. *Negative Emissions Technologies and Reliable Sequestration - A Research Agenda,* Washington: The National Academies Press - The National Academies of Science, Engineering and Medicine.

Nemec, B. & Schilffarth, D., 2025. *Nutzungskonkurrenzen beim Wasserverbrauch durch PtL-Verfahren,* Rüsselsheim: Anwendungszentrum für alle regenerativen Energieformen zur Dekarbonisierung von Verkehr, Gebäuden und Industrie (azare) & InnoFuels Innovationsplattform .

NETL, 2023. *Point Source Carbon Capture Program,* Albany, Morgantown, Pittsburgh, Houston: National Energy Technology Laboratory / US Departement of Energy.

NETL, 2025. *Fischer-Tropsch Synthesis.* [Online]
Available at: https://www.netl.doe.gov/research/carbon-management/energy-systems/gasification/gasifipedia/ftsynthesis

NOW GmbH, 2018. *Studie IndWEDe: Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland,* Berlin: Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie.

Nyholm, F., Toppinen, S. & Saxen, H., 2025. Sustainable power-to-liquids aviation fuels: Modelling and comparison of two Fischer-Tropsch upgrading process concepts. *Energy Conversion and Management 342.*

Orsted A/S, 2025. *Technology - How does offshore wind power work?.* [Online]
Available at: https://orsted.com/en/what-we-do/renewable-energy-solutions/offshore-wind/technology

Porter, M. E., 1986. *Wettbewerbsvorteile (Competitive Advantage). Spitzenleistungen erreichen und behaupten. Aus dem Englischen übers. von Angelika Jaeger.* Frankfurt am Main: Campus Verlag; ISBN 3-593-33542-5.

Rudelt, M. et al., 2024. *Standortanalyse für die Kohlenstoffbereitstellung zur Herstellung von reFuels in Deutschland,* Rüsselsheim: AZARE Forschungszentrum Hochschule RheinMain.

RWE AG, 2025a. *RWE Floating-Wind Factsheet.* [Online]
Available at: https://www.rwe.com/-/media/RWE/documents/11-forschung-und-entwicklung/floating-offshore-wind/rwe-floating-wind-factsheet.pdf

RWE AG, 2025b. *Warum wir auf CfD-Verträge setzen.* [Online]
Available at: https://rwe.canto.global/direct/video/to12v98hrp4m996kkim20obd0d/ljcXTusu4hRj-6uX7mUnDYCRgp4/play

Schaumann, P., Lochte-Holtgreven, S. & Göhlmann, J., 2010. Tragstrukturen von Offshore-Anlagen. *Erneuerbare Energien*, Februar, pp. 32-37.

Statista GmbH, 2025. *Anzahl der Wind-Volllaststunden nach typischen Standorten für Windenergieanlagen in Deutschland im Jahr 2024.* [Online]
Available at: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/224720/umfrage/wind-volllaststunden-nach-standorten-fuer-wea/

Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE, 2025. *INFOS; Zahlen, Daten Fakten.* [Online]
Available at: https://www.offshore-stiftung.de/de/status-quo-offshore-windenergie.php

Suppe, L., 2026. *https://h2-news.de/wirtschaft-unternehmen/elektrolysetechnologie-fuer-wasserstoffherstellung-auf-see-in-entwicklung/.* [Online].

UBA (Hrsg.), 2025. *Treibhausgas-Projektionen für Deutschland: Daten- und Modelldokumentation,* Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA).

UBA, 2022a. *Power-to-Liquids - A scalable and sustainable fuel supply perspective for aviation,* Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (German Environment Agency).

UBA, 2022b. *Finanzierung einer klimafreundlichen Bodennutzung – Zentrale Aspekte - Landnutzungskonkurrenz,* Umweltbundesamt (UBA): s.n.

UVPG, 2025. *Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG),* https://www.gesetze-im-internet.de/uvpg/anlage_1.html: s.n.

WI GmbH & RWI Essen, 2008. *Nutzungskonkurrenzen bei Biomasse - Auswirkungen der verstärkten Nutzung von Biomasse im Energiebereich auf die stoffliche Nutzung in der Biomasse verarbeitenden Industrie und deren Wettbewerbsfähigkeit durch staatlich induzierte Förderprogramme,* Essen: Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie GmbH (WI) und des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung (RWI Essen).

Wind Europe, 2024. *https://windeurope.org/.* [Online]
Available at: https://windeurope.org/intelligence-platform/product/offshore-wind-in-europe-key-trends-and-statistics-2024/

7 Anhang

Bei den Berechnungen können Rundungsdifferenzen zu den Zahlen im Text bestehen.

A.1 Größenordnung Offshore-Windenergie

Aktuelle Menge Strom aus OWEA zum 30.06.2025 und versorgte Haushalte:

1		9,20	GW
2		8.760	jährliche Volllaststunden
3		0,45	Auslastung der jährlichen Volllaststunden
	1*2*3	36.266,40	GWh
4	*1000	36.266.400	MWh
5		3.000	kWh Stromverbrauch durchschnittlicher Haushalt
6	5/1000	3	MWh
	4 / 6	12.088.800,00	jährlich versorgte Haushalte (theoretisch)

A.2 Beispiel für Alkoholproduktion (E-Ethanol) aus Strom, Wasserstoff und Kohlendioxid (1.000 Liter Ethanol)

Quelle ChatGPT 15.09.2025, Modell 4.1:

Grunddaten: Ethanol (C_2H_5OH)

Dichte (bei 20 °C): ca. 0,789 kg/L

1.000 L Ethanol = 789 kg Ethanol

1. Chemische Bilanz

Reaktionsgleichung (aus CO_2 und H_2): $2\ CO_2 + 6\ H_2 \rightarrow C_2H_5OH + 3\ H_2O$

Molare Massen:

Ethanol (C_2H_5OH):	46,07 g/mol
CO_2:	44,01 g/mol
H_2:	2,016 g/mol

Wie viel Mol sind 789 kg Ethanol?

789 kg / 46,07 g/mol	≈ 17.125 mol

Bedingt für 1 mol Ethanol:

2 mol CO_2 pro mol Ethanol	⇒ 2 × 17.125 mol	= 34.250 mol CO_2
6 mol H_2 pro mol Ethanol	⇒ 6 × 17.125 mol	= 102.750 mol H_2

In Masse:

CO_2:	34.250 mol × 44,01 g/mol	≈ 1.507 kg CO_2
H_2:	102.750 mol × 2,016 g/mol	≈ 207,2 kg H_2

2. Energiebedarf (elektrisch, für H_2 aus Elektrolyse)

Niedrigschätzung, nur für H_2-Erzeugung:

1 kg H_2 via PEM-Elektrolyse braucht ca. 50–55 kWh (Strombedarf).

Für 207 kg H_2:	207 × 52,5 (Mittelwert)	≈ 10.857 kWh

Chemische Umsetzung CO_2 + H_2 zu Ethanol:

Zusätzlich Prozessenergie nötig (Reaktoreffizienz, Wärme, Kompression usw.).
Industriell werden für die gesamte „Power-to-Ethanol"-Kette (inkl. Wasserstoff, CO_2-Aufbereitung, Fischer-Tropsch-ähnliche Katalyse) ungefähr 15–22 kWh/kg Ethanol als Untergrenze in Studien berichtet.

Für 789 kg Ethanol:	789 × 18,5 (als Mittelwert)	≈ 14.600 kWh (Gesamtprozess)

3. Zusammenfassung

Für die chemische Umwandlung (theoretisch Mindestbedarf):

CO_2:	ca. 1.500 kg
H_2:	ca. 207 kg
Strom für Elektrolyse + Synthese:	ca. 14.000–15.000 kWh

(tatsächlich liegen weitere Energieverluste durch Aufreinigung, Kühlung, Kompression etc. vor, sodass der Endwert in der Praxis etwas höher sein kann, je nach Prozessführung und technischer Ausstattung)

Wenn man annimmt, dass die Kohlenstoffausbeute an Jet-Fraktion bei 45-50 Gewichtprozenten liegt ergibt sich zum Beispiel

789 kg Ethanol × 0,45	= 355 kg Jetfuel
355 kg / 0,8 kg/L	= ca. 444 Liter (mit Dichte Jet-A1: ca. 0,8 kg/L))

A.3 Berechnung Gestehungskosten Offshore-WEA

Die nachfolgende Rechnung ergibt sich analog auch für Onshore-WEA. Windpark mit 73 OWEA:

Investitionskosten (Invest):	32,875092 Mio. € * 73	= 2,399881707 Mrd. €
Jährliche Betriebskosten:	1,36 Mio. € * 73	= 99,3 Mio. €
Jährliche Kosten (annualisierte Invest):	2,399881707 Mrd. € / 20 Jahre + 99,3 Mio. €	= 219,274085 Mio. €
Gesamtleistung des Windparks:	730.000 kWh * 8.760 * 0,45	= 2,8777 TWh
Kosten pro kWh:	219,274085 Mio. € / 2,8777 TWh	= 0,0762 € / kWh

A.4 Berechnung Gestehungskosten CO_2-Abscheidung

Verwertbares CO_2 der Rauchgaskapazität t	1.633.106 t Rauchgas * 0,2	326.621 t CO_2
Gewonnenes CO_2	**326.621 t CO_2 * 0,95**	**= 310.290 t CO_2**
Zur Abscheidung benötigte elektrische Energie	326.621 t CO_2 * 0,15 * 1.000	48.993.180 kWh (el)

Zur Abscheidung benötigte thermische Energie (über Wärmepumpe)	326.621 t CO_2 * 0,95 * 1.000	= 310.290 kWh (th) (zufällig gleich der Anzahl t da Faktor 0,95 in beiden Fällen))
Umrechnung der thermischen Energie in elektrische Energie	310.290 kWh (th) / 2,5	= 124.116.056 kWh (el)
Summe Energie kWh (el)	**48.993.180 kWh + 124.116.056 kWh**	**= 173.109.236 kWh = 173.109 MWh (el)**
Benötigte Energie in MW	173.109 MWh / 7.884 h	= 21,96 MW
Jährliche Kosten (annualisierte Invest):	221,374792 Mio. € / 20 Jahre + 18,12 Mio. €	= 29,191939 Mio. €
Kosten pro t CO_2:	29,191939 Mio. € / 310.290 t CO_2	= 94,0795 € / kWh

Der Coefficient of Performance (COP) ist das Verhältnis von Nutzenergie zu zugeführter elektrischer Energie.

Der gesamte elektrische Bedarf ist dann: $E_{el,\,gesamt}$ = $0{,}15\ kWh\ /\ kg\ CO2 + \frac{0{,}95\ kWh/\ kg\ CO2}{COP}$

A.5 Berechnung Gestehungskosten H_2-Gewinnung

Investitionskosten:	10,328729 Mio. € * 66	= 681,69611 Mio. €
Jährliche Betriebskosten:	3,995528 Mio. € * 66	= 263,704868 Mio. €
Jährliche Kosten (annualisierte Invest):	681,69611 Mio. € / 20 Jahre + 263,704868 Mio. €	= 297,789673 Mio. €
Jährliche Leistung des Elektrolyseurs	528.000 kW * 8.760 * 0,5	= 2,312640000 TWh
kWh pro kg H_2	33,33 Heizwert / 0,65 Wirkungsgrad	= 51,2769 kWh pro kg H_2
Gesamtleistung des Elektrolyseur:	2,312640000 TWh / 51,2769 kWh pro kg H_2	= 45.100.990 kg H_2
Kosten pro t H_2:	297,789673 Mio. € / 45.100.990 kg H_2 * 1000	= 6.602,7 € / t H_2

A.6 Berechnung Gestehungskosten 100.000 t Fischer-Tropsch Syncrude

Investitionskosten:		= 665,789127 Mio. €
Jährliche allgemein Betriebskosten:		= 62,600 Mio. €
Jährliche Kosten H_2:	43.850 t * 6.602,7303	= 289.529.723 €
Jährliche Kosten CO_2:	310.290 t * 94,07949	= 29.191.926 €
Jährliche Kosten Strom:	384.364.706 MWh * 77,6121	= 29.831.355 €
Summe jährliche Kosten (OPEX):		**= 411.153.004 €**
Jährliche Kosten (annualisierte Invest):	665,789127 Mio. € / 20 Jahre + 411.153.004 €	= **444,442460 Mio. €**
Kosten pro t FT-Syncrude	444,442460 Mio. € / 100.000 t	= 4.444 € pro t

A.7 Berechnung Gestehungskosten für 58.500 t Fischer-Tropsch Kerosin

Investitionskosten:		= 665,789127 Mio. €
Jährliche allgemein Betriebskosten:		= 62,600 Mio. €
Jährliche Kosten H_2:	43.850 t * 6.602,7303 € / t	= 289.529.723 €
Jährliche Kosten CO_2:	310.290 t * 94,07949 € / t	= 29.191.926 €
Jährliche Kosten Strom:	384.364.706 MWh * 77,6121 € / MWh	= 29.831.355 €
Zusätzliche Kosten H_2 für das Upgrading:	1.117 t H_2 * 6.602,7303 € / t	= 7.375.250 €
Zusätzliche Kosten Strom für das Upgrading:	57.276 MWh * 77,61 € / MWh	= 4.445.336 €
Summe jährliche Kosten (OPEX):		**= 422.973.590 €**
Jährliche Kosten (annualisierte Invest):	665,789127 Mio. € / 20 Jahre + 422.973.590 €	= **456,263046 Mio. €**
Kosten pro t FT-Syncrude	456,263046 Mio € / 58.500 t eSAF	= 7.799 € / t eSAF

A.8 Vergleichswerte

Vergleichstabelle mit Joule-Einheiten

Energie	In Joule	Entspricht ungefähr	Anmerkung
1 kWh	3,6 MJ	ca. 0,086 Liter Benzin	Benzin hat grob 9–11 kWh pro Liter
10 kWh	36 MJ	ca. 0,86 Liter Benzin	knapp 1 Liter Benzin
1.000 kWh = 1 MWh	3,6 GJ	ca. 86 Liter Benzin	oder grob 1 kleiner Tankwagen-Anteil
2.500 kWh	9,0 GJ	ca. 215 Liter Benzin	Größenordnung eines größeren Pkw-Jahresverbrauchs in Kraftstoffäquivalent
10 MWh	36 GJ	ca. 860 Liter Benzin	oder etwa 700–800 Liter Diesel-Äquivalent
1.000 MWh = 1 GWh	3,6 TJ	ca. 86.000 Liter Benzin	sehr große Energiemenge
10 GWh	36 TJ	ca. 860.000 Liter Benzin	Größenordnung eines kleinen industriellen Brennstoffbedarfs
1.000 GWh = 1 TWh	3,6 PJ	ca. 86 Mio. Liter Benzin	sehr große Energiemenge
700 TWh	2,52 EJ	ca. 60 Mrd. Liter Benzin	Größenordnung eines großen nationalen Energieverbrauchs
10 TWh	36 PJ	ca. 860 Mio. Liter Benzin	sehr große Strom-/Brennstoffmenge
1.000 TWh	3,6 EJ	ca. 86 Mrd. Liter Benzin	enorme Energiemenge auf nationalem Maßstab

Nahrungsmittel / Vergleich	Energie	In Joule	Einordnung
1 kcal	0,001163 kWh	4,184 kJ	kleine Kalorie
1 durchschnittlicher Tagesbedarf	2.000–2.500 kcal	8,4–10,5 MJ	typische Ernährung pro Tag

azare – Anwendungszentrum für alle regenerativen Energieformen zur Dekarbonisierung
von Verkehr, Gebäuden und Industrie
c/o Hochschule RheinMain
Am Brückweg 26
65428 Rüsselsheim
www.hs-rm.de/azare