Biokerosin und EE-Kerosin für die Luftfahrt der Zukunft – von der Theorie zu Pilotvorhaben

Studie im Rahmen des Auftrags

Wissenschaftliche Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVI in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffe und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima

für das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI)

AZ Z14/SeV/288.3/1179/UI40, Ausschreibung vom 19.12.2011

Hauptauftragnehmer:
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)
Institut für Verkehrsforschung
Rutherfordstraße 2, 12489 Berlin
Tel.: 030 67055-221, Fax: -283

im Unterauftrag:

Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu)
Wilckensstraße 3, 69120 Heidelberg
Tel.: 06221 4767-35

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)
Daimlerstraße 15, 85521 München/Ottobrunn
Tel.: 089 608110-36

Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ)
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig
Tel.: 0341 2434-423

K. Zech, K. Naumann, F. Müller-Langer, J. Ponitka, S. Majer (DBFZ),
P. Schmidt, W. Weindorf, M. Altmann, J. Michalski (LBST),
M. Niklaß, H. Meyer, A. Lischke (DLR),
H. Fehrenbach, J. Jöhrens, S. Markwardt (ifeu)

Leipzig, München, Berlin, Heidelberg, 11/2015;
aktualisierte Zusammenfassung 07/2016

Inhaltsverzeichnis

1 Zusammenfassung 8

1.1 Gesamteinordnung von erneuerbarem Kerosin für die Luftfahrt 8
1.2 Technologiekonzepte für Piloten zur Kerosinproduktion in Deutschland 10
1.3 Ableitung konkreter Forschungs- und Entwicklungsbedarfe 15
1.4 Anforderungen an Pilotvorhaben aus Nachhaltigkeitsgesichtspunkten 19
1.5 Chancen und Herausforderungen bei der Etablierung von Wertschöpfungsketten 20
1.6 Maßnahmen für eine erfolgreiche Umsetzung von Pilotvorhaben in Deutschland 22
1.7 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen 23

2 Hintergrund 25

3 Konversionstechnologien für die Kerosinproduktion 26

3.1 Generelle Einordnung von Technologiestadien und Ansätze für Pilotvorhaben 27
3.2 Biokerosin 29
3.3 EE-Kerosin (PTL) 29

3.3.1 Charakterisierung der PTL-Routen 29
3.3.2 Betriebsflexibilität von PTL-Produktionsanlagen 34
3.3.3 Geeignete PTL-Anlagenstandorte und Konzepte 37

3.4 Bewertung der Konversionstechnologien 44

3.4.1 Methodischer Ansatz 44
3.4.2 Bewertung des technischen Entwicklungsstandes 45
3.4.3 Bewertung der Flexibilität 51
3.4.4 Bewertung der Gestehungskosten 54
3.4.5 Bewertung der Treibhausgasemissionen 57
3.4.6 Gesamtbewertung 58

3.5 Fazit 59

4 Infrastrukturen für die Distribution und Nutzung 62

4.1 Überblick über die notwendigen Infrastrukturen zur Distribution 62
4.2 Nutzung von Bio-/EE-Kerosin im Flugzeug 65
4.3 Fazit 68

5 Beispielhafte Technologiekonzepte für Pilotvorhaben zur Kerosinproduktion in Deutschland 69

5.1 Biokerosin 69

5.1.1 Pilot in Ergänzung zum bioliq®-Ansatz 69
5.1.2 Pilot für mehrstufige hydrothermale Verflüssigung 70

5.2 EE-Kerosin (PTL) 73

5.2.1 PTL über Fischer-Tropsch-Route 73
5.2.2 PTL über Methanol-Route 74

5.3 Bio-PTL-Synergiekonzepte und Dezentralisierungsoptionen 75

5.3.1 Dezentralisierungsoptionen 75
5.3.2 Bio-/EE-Hybridkonzepte 77

6 Nachhaltigkeitsaspekte 78

6.1 Biokerosin 78

6.1.1 Nachhaltigkeitskonflikte der Bioenergie 78
6.1.2 Gesetzliche Mindestanforderungen an die Nachhaltigkeit von Bioenergie 80
6.1.3 Weitere standardgebende Institutionen 82
6.1.4 Zertifizierungssysteme zum Nachweis von Nachhaltigkeit 92
6.1.5 Bleibende Lücken bei der Nachhaltigkeit für Bioenergie 96

6.2 EE-Kerosin (PTL) 102

6.2.1 Relevante Nachhaltigkeitsaspekte für EE-Kerosin (PTL) 102
6.2.2 Rechtliche Grundlagen zur Nachhaltigkeitsbewertung von EE-Kerosin (PTL) 102
6.2.3 Bewertung von EE-Strom für PTL-Anlagen 104
6.2.4 Ansätze zur Bewertung von EE-Wasserstoff und Syntheseverfahren 111

6.3 Fazit 114

7 Wertschöpfungsketten 116

7.1 Abgrenzung und methodischer Ansatz 116
7.2 Relevante Aspekte von neuen Wertschöpfungsketten 117
7.3 Analyse beispielhafter Wertschöpfungsketten 119

7.3.1 Beispielkette BTL-Kerosin 120
7.3.2 Beispielkette HTP-Kerosin jeweils auf Basis diverser Reststoffe 122
7.3.3 Beispielkette PTL-MeOH-Kerosin 123
7.3.4 Herausforderungen und Chancen neuer Wertschöpfungsketten 128

7.4 Fazit 130

8 Maßnahmen für Pilotvorhaben 132

8.1 Rahmenbedingungen für das Pilotvorhaben 132

8.1.1 Technischer Rahmen 132
8.1.2 Standortwahl 132
8.1.3 Beteiligung und Finanzierung 133

8.2 Auswahl vergleichbarer Pilotvorhaben 134
8.3 Vernetzungsmaßnahmen verschiedener Pilotvorhaben 136

8.3.1 Konzeptionelle Vernetzungsmaßnahmen 137
8.3.2 Vernetzung durch wissenschaftlichen Austausch 137

8.4 Ableitung von Maßnahmen für Pilotvorhaben 137
8.5 Fazit 140

9 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen 141

Abkürzungen 146

Literatur- und Referenzverzeichnis 148

Anhang 163

Steckbriefe Biokerosin 164
Steckbriefe EE-Kerosin (PTL) 176
Pilot- und Demonstrationsvorhaben im Überblick 184
Nachhaltigkeitskriterien 188
Nachhaltigkeitszertifizierung 189

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Handlungsfelder und Bausteine für erneuerbares Kerosin im Luftverkehr (Darstellung DLR & DBFZ, 2015) ... 9

Abbildung 2 Bedarf an erneuerbarem Kerosin zum Erreichen der *aireg*-Ziele und Umsetzung der IATA-Ziele in Deutschland bei Annahme einer durchschnittlichen kerosinspezifischen THG-Minderung von 80% gegenüber der fossilen Referenz gemäß RED (Darstellung DBFZ 2015 auf Basis MKS 2014) ... 10

Abbildung 3 F&E-Maßnahmen zur Verbesserung von PTL-Produktionsverfahren mit gleichzeitigen Synergien zu biomassebasierten Technologien ... 16

Abbildung 4 Themenschwerpunkte des Vorhabens ... 25

Abbildung 5 Übersicht Verfahrensrouten für Kerosin aus Biomasse und erneuerbarem Strom ... 26

Abbildung 6 Innovationskette sowie Einordnung und Charakterisierung der Technologiestadien ... 28

Abbildung 7 PTL-Kerosin via NT-Elektrolyse und FT-Synthese ... 30

Abbildung 8 Investitionsbedarf Niedertemperaturelektrolyse [LBST 2016] ... 31

Abbildung 9 PTL-Kerosin via HT-Elektrolyse und FT-Synthese ... 31

Abbildung 10 PTL-Kerosin via HT-Co-Elektrolyse und FT-Synthese ... 32

Abbildung 11 PTL-Kerosin via NT-Elektrolyse und MeOH-Synthese ... 33

Abbildung 12 PTL-Kerosin via HT-Elektrolyse und MeOH-Synthese ... 34

Abbildung 13 PTL-Kerosin via HT-Co-Elektrolyse und MeOH-Synthese ... 34

Abbildung 14 Import- und Dezentralisierungsoptionen ... 38

Abbildung 15 Jährliche Globaleinstrahlung sowie PV-Stromertrag bei optimal ausgerichteten PV-Modulen in Deutschland, Europa sowie EU-Anliegern [JRC/PVGIS 2012] ... 38

Abbildung 16 Jährliche Direkteinstrahlung (H_{DNI}, [kWh/m²]) weltweit in 2002 [Gracia et al. 2014] ... 39

Abbildung 17 Monatliche Stromerträge eines Solarthermischen Kraftwerks mit einem 24h-Wärmespeicher [DLR 2006] ... 40

Abbildung 18 Bewertung Konversionstechnologie ... 49

Abbildung 19 Kerosingestehungskosten auf Basis eigener Analysen und Literatur (siehe Steckbriefe im Anhang – 1 t Kerosin ≈ 43 GJ daher 23,2 EUR/GJ ≈ 1.000 EUR/t) ... 55

Abbildung 20 Bewertung der Treibhausgasemissionen auf Basis eigener Analysen und Literatur (siehe Steckbriefe in Kapitel 3, ohne Klimawirkung in großen Höhen) ... 57

Abbildung 21 Versorgungskette adaptiert nach [An 2011] ... 62

Abbildung 22 Bilanzierungsmethoden für den Emissionshandel mit Biokraftstoffen adaptiert nach [Toop 2014] ... 64

Abbildung 23 Verfahrenskonzept bioliq® mit Weiterentwicklungsansätzen (Darstellung DBFZ 2015) ... 70

Abbildung 24 Verfahrenskonzept der mehrstufigen hydrothermalen Verflüssigung (Darstellung DBFZ 2015) ... 71

Abbildung 25 Prinzipschema für ein Pilotkonzept mit Fokus auf der Aufbereitung von Roh-PTL aus existierendem Demovorhaben in Deutschland (Grafik: LBST 2016) ... 74

Abbildung 26 Prinzipschema für ein Pilotkonzept zur Aufbereitung von Methanol zu Kerosin (Grafik: LBST) ... 74

Abbildung 27 Prinzipschema für ein Pilotkonzept zur Realisierung einer integrierten PTL-Kerosinproduktion via Methanol-Route (Grafik: LBST) ... 75

Abbildung 28 Dezentralisierungsoptionen für die Fischer-Tropsch-Route (Grafik: LBST) ... 76

Abbildung 29 Dezentralisierungsoptionen für die Methanol-Route (Grafik: LBST) ... 76

Abbildung 30 Übersicht über Verschränkungsoptionen von biogenen und strombasierten Komponenten in Syntheseverfahren zur Herstellung von Kerosin (Grafik: LBST) 77

Abbildung 31 Schematisch dargestellte Wirkungsbeziehungen von Landnutzung und Landnutzungsänderung mit Konfliktfeldern zu Nachhaltigkeit (Darstellung ifeu 2015) 79

Abbildung 32 Einrichtungen, die im Zusammenhang stehen mit der Setzung und Anwendung von Nachhaltigkeitsstandards für Biokraftstoffe, auf nationaler, EU-seitiger und globaler Ebene. 83

Abbildung 33 Anwendung der Nachhaltigkeitskriterien entlang der Biokraftstoff- Produktionspfade [Köppen et al. 2013] 89

Abbildung 34 Ansatz der Ampelmethode zur Analyse von Nachhaltigkeitskriterien [Köppen et al. 2013] 89

Abbildung 35 Entscheidungsbaum für den Indikator Treibhausgasemissionen [Köppen et al. 2013] 90

Abbildung 36 Teilnehmer in Deutschland an den verschiedenen Zertifizierungssystemen im Jahr 2013 (BLE 2014) 92

Abbildung 37 Schematische Darstellung des Prinzips von indirekter Landnutzungsänderung (iLUC); [Fehrenbach et al. 2008] 98

Abbildung 38 Zusammenstellung einer Auswahl an iLUC-Faktoren von verschiedenen Autoren 99

Abbildung 39 Potenziale an Biokraftstoffen aus Reststoffen in Deutschland [Erhard et al. 2014] .. 100

Abbildung 40 Preise verschiedener strombezogener Handelsprodukte pro kWh (Mittelwerte für 2013). Darstellung: ifeu auf Grundlage von [IE Leipzig 2014] 105

Abbildung 41 Treibhausgasvermeidungspotential verschiedener Einsatzmöglichkeiten von 1 kWh EE-Strom (Darstellung: ifeu 2015) 110

Abbildung 42 Faktoren für die Auswahl und Konzeption eines Pilotvorhabens „Biokerosin/EE-Kerosin“ (Fragebogenrücklauf (n=13) der Workshopteilnehmer vom 19.03.2014; Mehrfachnennungen möglich); [Kategorie „Andere“: bereits vorhandene Infrastrukturen, Ressourcenverfügbarkeit, Technologiereife, Anschubfinanzierung, Wirtschaftlichkeit] 118

Abbildung 43 Beispielkette Kerosin auf Basis BTL auf Basis von Holz und Halmgut mit Dezentralisierungsoption bzw. Weiterentwicklungsansätzen zur Nutzung nasser Biomassen 121

Abbildung 44 Beispielkette HTP auf Basis von Reststoffen (perspektivisch Algen)..... 122

Abbildung 45 Beispielkette PTL-MeOH 124

Abbildung 46 Leitsektoren entlang der generischen Wertschöpfungskette 125

Abbildung 47 Absolute Verteilung der Kraftstoffkosten (Vollkosten) entlang der Wertschöpfungskette 126

Abbildung 48 Beispiel Zeitplan Pilotanlage bis Kommerzialisierung einschließlich begleitender Maßnahmen 139

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Zusammenfassung der Gesamtbewertung zur Identifizierung geeigneter Piloten für eine Kerosinproduktion in Deutschland (Einzelbewertung nach Kategorien siehe Kapitel 3.4) ... 12

Tabelle 2 Verfahren zur Abtrennung von CO_2 aus Luft ... 43

Tabelle 3 Charakterisierung der Konversionsverfahren nach Hauptprozessschritt ... 46

Tabelle 4 Bewertung der Flexibilität hinsichtlich biogener Ausgangs-/Rohstoffe ... 52

Tabelle 5 Erste Einschätzung der Betriebsflexibilität verschiedener PTL-Routenvarianten ... 53

Tabelle 6 Gesamtbewertung mit Blick auf Pilotierung in Deutschland ... 59

Tabelle 7 JET A-1 Spezifikationen ... 62

Tabelle 8 Transport des erneuerbaren Kerosins von der Erzeugung zum Flughafen ... 63

Tabelle 9 Kraftstoffsystem am Flughafen ... 63

Tabelle 10 Auswirkungen unterschiedlicher Bilanzierungsmethoden für den Emissionshandel auf die Infrastruktur am Bsp. von Biokerosin ... 64

Tabelle 11 Einfluss von Kraftstoffkomponenten auf Flugzeugsubsysteme ... 65

Tabelle 12 Einfluss des Einsatzes von Bio-/EE-Kerosin auf Luftverkehrsemissionen und Treibstoffverbrauch ... 67

Tabelle 13: Beispielhafte Stoff- und Energiebilanz des Gesamtprozesses für einen technischen Piloten (erste Abschätzung DBFZ 2015) ... 72

Tabelle 14 Verbindliche Anforderungen der RED und FQD für anrechenbare und förderungsfähige Biokraftstoffe ... 81

Tabelle 15 Allgemeine Berichtspflichten der Mitgliedsstaaten der RED und FQD für anrechenbare und förderungsfähige Biokraftstoffe ... 81

Tabelle 16 Nachhaltigkeitsindikatoren der Global Bioenergy Partnership (eigene Übersetzung nach GBEP 2011) ... 84

Tabelle 17 Soziale, ökonomische und ökologische Prinzipien und Kriterien aus ISO 13065 (eigene Übersetzung) ... 87

Tabelle 18 Leistungsstandards der Internationalen Finanz-Korporation (IFC) (eigene Übersetzung [IFC 2012] ... 90

Tabelle 19 Häufigste Verstöße gegen die Systemgrundsätze des ISCC Zertifizierungssystems (Hawighorst 2015) ... 96

Tabelle 20 Ökostromlabel in Deutschland [EnergieVision 2015, GSL 2015, TÜV Nord 2014, TÜV Süd 2015a, TÜV Süd 2015b] ... 107

Tabelle 21 Wasserbedarfe für die Bereitstellung von EE-Strom und verschiedenen Kraftstoffe (in m^3/GJ) ... 113

Tabelle 22 Gewichtung zu berücksichtigender Aspekte (individuelle Wertung der Workshopteilnehmer zu den im Workshop am 19.03.2014 festgehaltenen Hinweisen und Positionen) von Biokerosin und EE-Kerosin ... 118

Tabelle 23 SWOT BTL-Kerosin ... 121

Tabelle 24 SWOT HTP-Kerosin ... 123

Tabelle 25 Relative Verteilung der Kraftstoffkosten entlang der Wertschöpfungskette ... 127

Tabelle 26 SWOT PTL-MeOH-Kerosin ... 127

Tabelle 27 Zusammenfassung der Aspekte (SWOT) für die Etablierung neuer Wertschöpfungsketten der vielversprechenden Verfahrensansätze (Biokerosin und EE-Kerosin) ... 130

Tabelle 28 Potenziell geeignete Förderprogramme und Initiativen für Komplementärfinanzierung [BMBF 2014, 2015a, 2015b], [BMWi 2014], [EC 2015b], [EIB, EC 2015], [FNR 2015] 133
Tabelle 29 Vergleichbare Initiativen für Pilotvorhaben [Blades 2006], [dena 2006], [FNR 2006, 2015], [KIT 2013, 2015a, 2015b] 135
Tabelle 30 Fuel Readiness Level (FRL) nach [CAAFI 2010], [CAAFI 2013]..... 163
Tabelle 31 Steckbrief: HEFA-Kerosin 164
Tabelle 32 Steckbrief: BTL-Kerosin 167
Tabelle 33 Steckbrief: Bio-Gas-to-Liquid (Bio-GtL) 169
Tabelle 34 Steckbrief: Hydrotreated Depolymerised Cellulosic Jet..... 170
Tabelle 35 Steckbrief: HTP-Kerosin 171
Tabelle 36 Steckbrief: Alcohol to Jet (ATJ) 173
Tabelle 37 Steckbrief: Hydrodeoxygenated Synthetic Kerosene (HDO)..... 174
Tabelle 38 Steckbrief: Synthesized Iso-Paraffins (SIP)..... 175
Tabelle 39 Steckbrief: Kerosin aus Wasserstoff über Niedertemperaturelektrolyse aus erneuerbarem Strom und Synthese mit CO_2 über die Fischer-Tropsch-Route 176
Tabelle 40 Steckbrief: Kerosin aus Wasserstoff über Hochtemperaturelektrolyse aus erneuerbarem Strom und Synthese mit CO_2 über die Fischer-Tropsch-Route 178
Tabelle 41 Steckbrief: Kerosin aus Wasserstoff über Niedertemperaturelektrolyse aus erneuerbarem Strom und Synthese mit CO_2 über die Methanol-Route 180
Tabelle 42 Steckbrief: Kerosin aus Wasserstoff über Hochtemperaturelektrolyse aus erneuerbarem Strom und Synthese mit CO_2 über die Methanol-Route 182
Tabelle 43 Aktuelle Pilot- und Demonstrationsvorhaben für Biokerosin 184
Tabelle 44 Aktuelle Pilot- und Demonstrationsvorhaben für PTL..... 186
Tabelle 45 Übersicht über Länder, die die Nachhaltigkeitsindikatoren der GBEP (GSI) umgesetzt haben, umsetzen oder umzusetzen beabsichtigen. 188
Tabelle 46 Zertifizierungssysteme, anerkannt von der EU Kommission gemäß RED (Stand Juni 2015)..... 189
Tabelle 47 Nachhaltigkeitskriterien Umwelt in Zertifizierungssystemen RSB, ISCC, REDCert und in der RED 191
Tabelle 48 Nachhaltigkeitskriterien Sozioökonomie in Zertifizierungssystemen RSB, ISCC, REDCert und in der RED..... 193
Tabelle 49 Zusätzliche Aspekte Nachhaltigkeitskriterien in Zertifizierungssystemen RSB, ISCC, REDCert und in der RED..... 193

1 Zusammenfassung

Aufbauend auf den in der im Juni 2013 veröffentlichten „Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS) – Energie auf neuen Wegen“ [MKS 2013] aufgezeigten konkreten Aufgaben der Luftfahrt und den in der im Oktober 2014 fertiggestellten Studie „Drop-In-Kraftstoffe für die Luftfahrt“ [MKS 2014] aufgezeigten Handlungsbedarfe, ergeben sich Themen für weiterführende Untersuchungen mit dem Schwerpunkt auf Biokerosin und EE-Kerosin (sog. Power-to-Liquid, PTL, auf der Basis von Strom aus erneuerbaren Energien, EE). Ziel des Vorhabens „Biokerosin und EE-Kerosin für die Luftfahrt der Zukunft – von der Theorie zu Pilotvorhaben“ ist, möglichst konkrete Hinweise und Handlungsempfehlungen für wegweisende Pilotvorhaben und die damit verbundenen Voraussetzungen für eine Pilotierung in Deutschland abzuleiten.

Im aktuellen Vorhaben werden neben technischen Fragestellungen zur Kerosinproduktion und zu Infrastrukturen ebenso Nachhaltigkeits- und Wertschöpfungsaspekte untersucht. Mit dem Ziel, geeignete wegweisende Pilotvorhaben vorzubereiten, erfolgen Vorschläge für Maßnahmen. Begleitend zum Vorhaben wurden am 19.03.2015 und am 16.10.2015 zwei Fachworkshops in Berlin mit Vertretern aus Industrie, Wissenschaft, Politik und Verbänden / NGOs durchgeführt. Die Ergebnisse aus diesen Workshops sind ebenso in Untersuchungen eingeflossen.

Die nachfolgende Zusammenfassung greift die wichtigsten Fazits aus diesem im Zeitraum von 11/2014 bis 10/2015 durchgeführten Vorhaben auf und schließt mit konkreten Handlungsempfehlungen für Pilotvorhaben zur Bereitstellung von erneuerbarem Kerosin in Deutschland im Kontext der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie.

1.1 Gesamteinordnung von erneuerbarem Kerosin für die Luftfahrt

Vor dem Hintergrund aktuell vereinbarter Klimaschutzziele kommt erneuerbarem Kerosin eine Schlüsselrolle[1] für einen umweltfreundlichen Luftverkehr zu. Aufgrund der sehr langen Entwicklungs- und Einführungsphasen sowie der langen Lebensdauer von Flugzeugen in der Luftfahrt dauert die Einführung neuer Antriebssysteme (z. B. mit Batterien oder Wasserstoff / Brennstoffzellen) mehrere Jahrzehnte bis zu einem signifikanten Durchdringen in der Flotte und einer damit einhergehenden effektiven Verringerung unerwünschter Umweltwirkungen. Daher steht der Einsatz von nachhaltigem erneuerbarem Kerosin im Mittelpunkt, das in Bezug auf Eigenschaften konventionellem Kerosin gleicht und damit wenig bis keine Änderung am Flugzeug erfordert (sog. Drop-in-Kerosin). Hinsichtlich der Klimaschutzstrategien steigt der Bedarf an erneuerbarem Kerosin erst mittelfristig, dann aber in erheblichem Umfang. Die miteinander in Einklang zu bringenden Handlungsfelder umfassen einerseits die internationalen und nationalen (Klima-)Ziele im Kontext des prognostizierten Luftverkehrswachstums sowie andererseits die Entwicklungszyklen für Flugzeuge und die vielfältigen technischen Optionen für erneuerbares Kerosin im Sinne eines Drop-In-Kraftstoffs (Abbildung 1).

[1] Eine Einordnung vergleichbarer Szenarien für die Entwicklung des Kerosinverbrauchs im Kontext Gesamtverkehrssektor bis 2050 zeigt, dass ausgehend vom Status 2010 mit 263 PJ Kerosin (d. h. 13% des Gesamtenergieverbrauchs im Verkehr) je nach Untersuchung für 2050 Anteile von 17 bis 22% am Gesamtenergieverbrauch im Verkehr denkbar sind (z. B. MKS EE im Verkehr [MKS 2015a]: 467 PJ Kerosin = 17 bis 21% Gesamtenergieverbrauch; Verbändekonzept 2014 [WWF et al 2014]: 201 PJ Kerosin = 22% Gesamtenergieverbrauch).

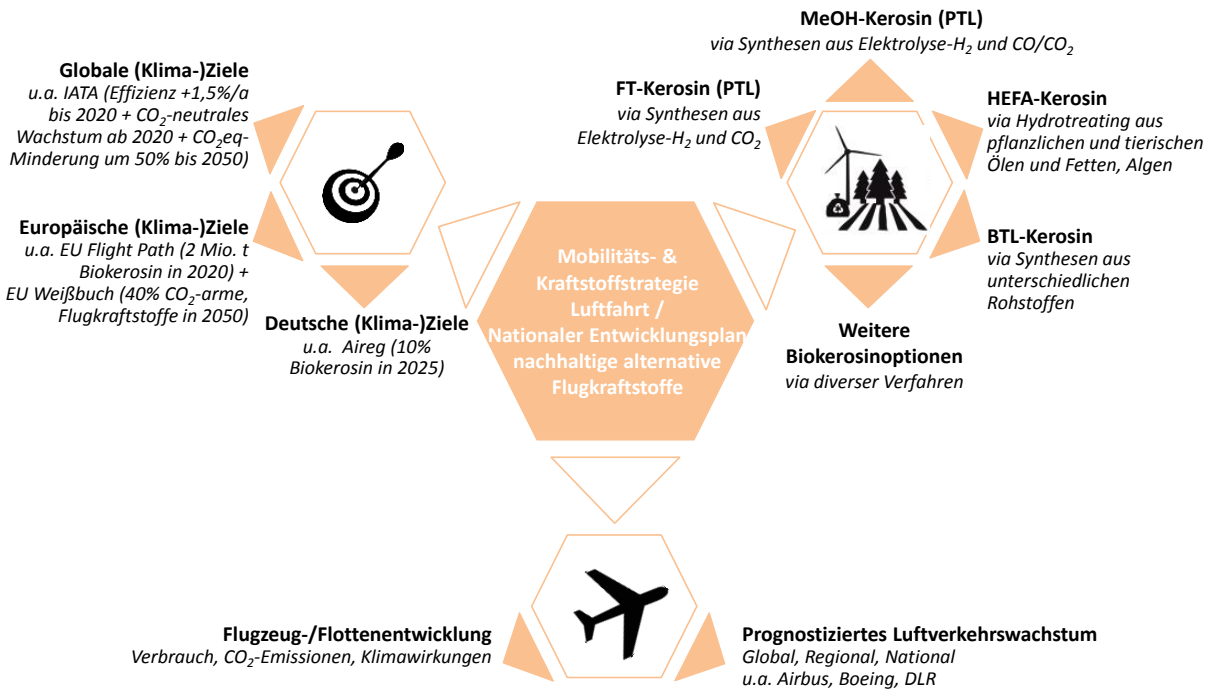


Abbildung 1 Handlungsfelder und Bausteine für erneuerbares Kerosin im Luftverkehr (Darstellung DLR & DBFZ, 2015)

Das internationale Ziel der IATA formuliert ein CO_2-neutrales Wachstum ab 2020 sowie eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von 50 % bis 2050 (gegenüber 2005). Übertragen auf den Kerosinverbrauch aller in Deutschland startenden Flugzeuge (Abbildung 2) ist dies gleichbedeutend mit einem zunehmenden Bedarf von erneuerbarem Kerosin von 7 PJ in 2021 bis 75 PJ in 2030, wenn eine spezifische Treibhausgasminderung von durchschnittlich 80 % unterstellt wird. Im Jahr 2025 würde der Bedarf bei etwa 37 PJ liegen. Davon unabhängig steht das nationale Ziel der *aireg* von 10 % Biokerosin in 2025, welches – je nach Nachfrageszenario – etwa 47 bis 57 PJ/a umfasst. Ebenso wird deutlich, dass zum Erreichen der IATA-Ziele in Deutschland bis 2050 etwa 368 PJ/a an erneuerbarem Kerosin notwendig würden, was etwa dem Kerosinverbrauch im Jahr 2014 entspräche. Unter Berücksichtigung der derzeitigen ASTM-zertifizierten Kerosinoptionen (HEFA und Fischer-Tropsch-Synthese bis 50 Vol.-% Beimischung, SIP / Farnesen bis 10 Vol.-% Beimischung und ATJ / Isobutanol bis 30 Vol.-% Beimischung) ergibt sich damit, bei einer Beimischungsgrenze von 50 Vol.-% für 2050, eine Menge von ungefähr 184 PJ.

Diesen Bedarfen stehen, bezogen auf Deutschland, technische Potenziale für erneuerbares Kerosin in Größenordnungen von etwa 125 bis 176 PJ/a Biokerosin (Bezugsjahr 2025 für ausgewählte Optionen) sowie bis zu 293 PJ/a strombasiertes EE-Kerosin (PTL, Power-to-Liquid)) gegenüber.

Kommerzielle Anlagenkapazitäten (weltweit ca. 3,1 Mio. t/a bzw. ca. 130 PJ/a) sind bisher nur für HVO / HEFA mit Fokus auf die Dieselproduktion verfügbar. Perspektivisch sind weitere HVO / HEFA-Kapazitäten in der EU und den USA in konkreter Planung und Umsetzung. Diese erlauben es, kurz- bis mittelfristig auch erneuerbares Kerosin bereitzustellen. Damit darüber hinaus die Bedarfe gedeckt werden können, müssen jetzt weitere Optionen auf Biomassebasis (BTL / FT, SIP, ATJ, HTP, Tabelle 1) sowie Strombasis (PTL) entlang der Innovationskette (Abbildung 6) weiterentwickelt werden, damit bis 2030 kommerzielle Anlagen und damit Mengen bereitgestellt werden können.

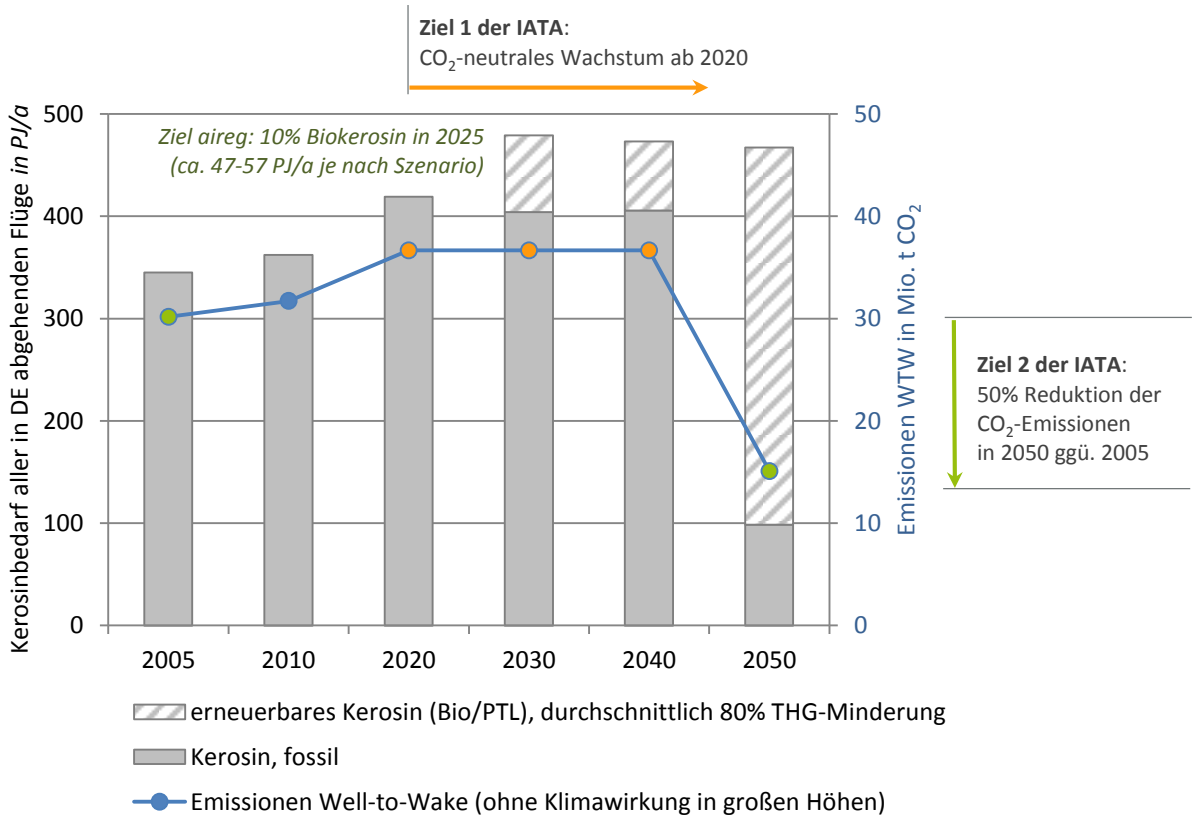


Abbildung 2 Bedarf an erneuerbarem Kerosin zum Erreichen der *aireg*-Ziele und Umsetzung der IATA-Ziele in Deutschland bei Annahme einer durchschnittlichen kerosinspezifischen THG-Minderung von 80% gegenüber der fossilen Referenz gemäß RED
(Darstellung DBFZ 2015 auf Basis MKS 2014)

Die gemäß der Branchenziele der Luftfahrt respektive gemäß EU-Weißbuch (40 % nachhaltiges CO_2-reduziertes Kerosin bis 2050, [MKS 2014]) mittel- bis langfristig erforderlichen Mengen an erneuerbarem Kerosin können nur dann erreicht werden, wenn EE-Kerosin (PTL) und Biokraftstoffe, in sich perspektivisch ändernden Anteilen, gleichermaßen zum Einsatz kommen und jeweils entsprechende Mindestkriterien (insbesondere in Bezug auf Gestehungskosten und THG-Minderung) erfüllen. Langfristige THG-Minderungsbedarfe gehen über die derzeit formulierten IATA-Ziele hinaus. Mit dem Ende 2015 in Paris beschlossenen Klimaabkommen hat sich die Weltgemeinschaft völkerrechtlich verbindlich zum Ziel gesetzt die globale Erwärmung auf 1,5 °C bis maximal 2 °C zu begrenzen und ab 2050 treibhausgasneutral zu werden. Dafür ist bis 2050 das nahezu emissionsfreie Fliegen als Entwicklungsziel zu verfolgen. Ein wichtiger Schritt auf dem Weg dorthin ist die Einführung von erneuerbaren Kerosinsubstituten mit quasi Nullemissionen in der Vorkette „well-to-tank“ (WTT). Im Maßnahmenkatalog zum Klimaschutzplan 2050 wird konkret die Weiterentwicklung von PtX-Systemen aufgegriffen [BMUB 2016].

1.2 Technologiekonzepte für Piloten zur Kerosinproduktion in Deutschland

Die Diskussionen um Drop-in-Kraftstoffe in der Luftfahrt entwickeln sich von einem Fokus auf Biokerosin zunehmend in Richtung Technologieoffenheit. Das Demonstrationsvorhaben der Firma *Sunfire* zu PTL, eine Reihe von Studien[2] und nicht zuletzt auch die MKS-Aktivitäten, haben die Basis für eine technologieneutrale Betrachtung möglicher erneuerbarer Kraftstoffoptionen in der Luftfahrt

[2] z. B. [INFRAS et al. 2015], [LBST 2013], [LBST 2016], [Öko-Institut 2014]

gelegt und damit Chancen eröffnet, die sich aus einer Verzahnung zwischen EE-Kerosin (PTL) und Biokerosin ergeben können. Hervorzuheben ist, dass Kraftstoffproduktionsanlagen i. d. R. neben Kerosin (je nach Prozess Größenordnungen bis ca. 35 bis 55 %) auch weitere Produkte wie Diesel- und Benzinfraktionen erzeugen und damit ein breiteres Anwendungsspektren (z. B. auch den Straßenverkehr) bedienen.

Erneuerbares Kerosin muss hohe internationale Qualitätsstandards (u. a. Zertifizierung nach ASTM – *American Society for Testing and Materials*) erfüllen. Derzeit wird Biokerosin ausschließlich für Testflüge unterschiedlicher Airlines und somit nur in kleinen Chargen gezielt produziert. Grund dafür sind die unzureichende Verfügbarkeit der Technologien[3] und die deutlich höheren Gestehungskosten für erneuerbares Kerosin im Vergleich zu fossilem Kerosin.

In Ergänzung zu den Untersuchungen in der „Drop-In-Studie“ [MKS 2014] wurden in dieser Studie weitere technische Optionen für die Produktion von erneuerbarem Kerosin analysiert und anhand ausgewählter Kategorien bewertend gegenübergestellt, um geeignete Technologiekonzepte für Piloten zur Produktion von Kerosin in Deutschland zu identifizieren.

Mit Blick auf die Innovationskette gilt grundsätzlich, dass die Technologiestadien „Technikum“, „Pilot“ und „Demonstration“ fließend ineinander übergehen. Pilotvorhaben bilden dabei eine wichtige Brücke zwischen Grundlagenuntersuchungen im Labor / Technikum und der Demonstration von Gesamtkonzepten in der Praxis. Pilotanlagen dienen der Erprobung verschiedener Einzeltechnologien für Teilprozesse, um unerlässliche Erfahrungen bezüglich der Prozesse sowie möglichen Unsicherheiten zu sammeln. Ihre Leistungsklasse in Bezug auf die Anlagengröße ist mindestens um den Faktor 50 geringer als bei kommerziellen Anlagen, sie sind sehr kostenintensiv und werden i. d. R. gemeinsam mit Industriepartnern unter intensiver Forschungsbeteiligung, teils an Standorten von Forschungseinrichtungen, realisiert. Zur Erprobung werden regelmäßige, ebenso kostenintensive Versuchskampagnen durchgeführt. Neben den rein technischen Untersuchungen erfolgt i. d. R. auch eine umfassende Begleitforschung.

Für die vergleichende Bewertung international relevanter Optionen für Biokerosin und EE-Kerosin / PTL nach ausgewählten Kategorien (hier technischer Entwicklungsstand über TRL als sog. *Technology readiness level* und FRL als *Fuel readiness level*, Flexibilität, Gestehungskosten und Treibhausgasemissionen, Kapitel 3.4) wurde auch auf international etablierte und jeweils von Expertengremien verwendete Ansätze zurückgegriffen, die es erlauben, dass dieser Bewertungsansatz in der (Fach-)Öffentlichkeit und im politischen Raum gut nachvollziehbar ist. Anschließend folgte eine, auf diesen Ergebnissen beruhende, qualitative Gesamteinschätzung mit dem Ziel, Optionen für Pilotvorhaben zur Produktion von Kerosin in Deutschland zu identifizieren. Eine stark vereinfachte Zusammenfassung der Gesamtbewertung zeigt Tabelle 1. Durch Kontextualisierung lassen sich Vor- und Nachteile der einzelnen Technologien untereinander ableiten. Dabei wird unterschieden, ob ein Verfahren im Vergleich mit den anderen untersuchten Verfahren eher schlechter (+), durchschnittlich (++) oder eher besser abschneidet (+++) bzw. als weniger oder mehr für eine Realisierung in einer Pilotanlage geeignet scheint.

[3] Derzeit wird in geringem Umfang HEFA-Kerosin und SPK (Farnesan) produziert, siehe auch Steckbriefe im Anhang). Einzelkomponenten von Bio- und EE-Kerosinprozessen sind prinzipiell kommerziell verfügbar, z. B. Reaktoren zur Kraftstoffsynthese und -aufbereitung. Bislang sind noch keine kommerziellen Anlagen zur Produktion von erneuerbarem Kerosin installiert oder produzieren nennenswerte Kerosinmengen für den internationalen Markt (siehe Studie „Drop-In-Kraftstoffe“ Abb. 22 und Kapitel 5.2.2 [MKS 2014]).

Tabelle 1 Zusammenfassung der Gesamtbewertung zur Identifizierung geeigneter Piloten für eine Kerosinproduktion in Deutschland (Einzelbewertung nach Kategorien siehe Kapitel 3.4)

		KATEGORIEN							
Technologie		**Technischer Entwicklungsstand**		**Flexibilität**		**Gestehungskosten**		**Treibhausgasemissionen**	
Kurzbezeichnung	**Einordnung bzgl. Vorhaben mit speziellem Fokus auf Kerosin und fördernde Institution (Auswahl)**	**Angabe TRL (Bandbreite der Komponenten) und FRL, ASTM-Zertifizierung und Blending**	**Techn. Reife ausreichend für Pilotanlage mind. im Teilprozess: TRL ≈ 3-5**	**geeignete Rohstoffe (Biokerosin) / Betriebs-flexibilität (EE-Kerosin)[a]**	**Bandbreite von Rohstoffen (Biokerosin) Flexibilität im Anlagenbetrieb (EE-Kerosin)**	**in EUR/GJ, normalisiert auf 2014 (Umrechnung: 1 EUR/GJ = 43,1 EUR/t)**	**niedrige Kosten (Benchmark: 22 EUR/GJ) hohes Kosten-senkungs-potenzial[b]**	**Treibhausgas-minderung in %**	**Mind. 60% Treibhaus-gasminde-rung**
Biokerosin									
HEFA (konventionelle Pflanzenöle)	Testflüge in DE (BurnFAIR, BMWi)	TRL: 9 / FRL: 9 ASTM, 50%	+	ÖF, S	++	17,5 - 51,0	+	9% - 53%	+
HEFA (Algenöl)	Pilotvorhaben in DE (AUFWIND, BMEL)	TRL: 4 - 9 / FRL: 4 ASTM, 50%	+++	ÖF, Aq, S	++	11,7 - 3.775	+++	-130% - 79%	++
BTL (diverse Rohstoffe)	Pilotanlage als F&E-Infrastruktur (Bioliq®, BMEL)	TRL: 5 - 9 / FRL: 7 ASTM für FT, 50%	+++	Hm, Hz, Aq, S	+++	14,2 - 97,4	++	-19% - 92%	+++
Bio-GTL (Biomethan)	Voruntersuchungen	TRL: 9 / FRL: 2	++	ÖF, ZS, Hm, Hz, Aq, S	+++	55,0 - 75,0	+	43%	+
HDCJ (Lignozellulose)	Demonstrationsanlage (USA)	TRL: 5 - 9 / FRL: 6	++	Hm, Hz,	++	9,8 - 140,8	++	93% - 97%	+++
HTP (Algenbiomasse, Reststoffe)	Technikumsanlage für HTL (FeBio, BMBF)	TRL: 4 - 6 / FRL: 3	++	ZS, Hm, Hz, Aq, S	+++	13,6 - 29,2	+++	-31 - 65%	+++
ATJ (Bioethanol)	Pilotanlagen (SWE, USA)	TRL: 5 - 9 / FRL: 5	++	ZS, Hm, Hz	++	15,0 - 104,0	+	65%	
HDO-SK/SAK (Saccharide)	Demonstrationsanlage (USA)	TRL: 6 - 9 / FRL: 6	+	ZS, Hm	++	16,4 - 20,5	++	Keine Angaben	
SIP (Zuckerrohr)	Demonstrationsanlage (USA/BRA)	TRL: 7 - 9 / FRL: 5 ASTM, 10%	+	ZS, Hm	++	8,5 - 87,6	+	22% - 106%	+++
EE-Kerosin (PTL)									
PTL-FT (EE-Strom)	—	TRL: 6 - 9 / FRL: 8 ASTM: 50% FT	+++	FT-Synthese	++	40 - 134	+	99%	+++
PTL-FT (EE-Strom, Hochtemperatur)	Pilotanlage (Sunfire, BMBF, in Betrieb)	TRL: 5 - 9 / FRL: 5 ASTM: 50% FT	++	Wärme-integration	++	25 - 76	+++	83 - 99%	+++
PTL-MeOH (EE-Strom)	Demonstration (Steag et al., EU Horizon 2020, Planungsphase)	TRL: 7 - 9 / FRL: 8	+++		+++	33 - 129	++	99%	+++
PTL-MeOH (EE-Strom, Hochtemperatur)	—	TRL: 5 - 9 / FRL: 5	+	Wärme-integration	++	27 - 78	+++	99%	+++

Erläuterungen: [a] Geeignete Biomassen: ÖF = Öl-/fetthaltig; ZS = zucker-/stärkehaltig; Hm = halmgutartig; Hz = holzartig; Aq = aquatisch; S = sonstige; PTL = Power-to-Liquid; FT = Fischer-Tropsch; EE = Erneuerbarer Strom; MeOH = Methanol. [b] Hohes Kostensenkungspotenzial ergibt sich aus hohem Kapital- bzw. Roh-/Ausgangsstoffkostenanteil bei gleichzeitig niedrigem Entwicklungsstadium.

Hieraus lässt sich folgendes zusammenfassen.

Generell:

Derzeit verfolgt lediglich ein Pilotvorhaben in Deutschland die dezidierte Produktion von alternativem Kerosin. Im (durch das BMEL geförderten) Vorhaben AUFWIND ist die Pilotierung der Produktion von HEFA-Kerosin aus Algenöl der Forschungs- und Entwicklungsgegenstand.

Weiterhin gibt es laufende und in Entwicklung befindliche Pilot- und Demonstrationsvorhaben, die Teilschritte bei der Herstellung von erneuerbarem Kerosin sein können. Beispielsweise führt die vom BMBF geförderte und seit April 2015 in Betrieb befindliche PTL-Demonstrationsanlage von *Sunfire* auch Kerosin in der Bandbreite möglicher Syntheseprodukte auf. Eine Aufbereitung des dort produzierten Roh-PTLs zu spezifizierten Kraftstoffen ist derzeit jedoch nicht vorgesehen.

Für ein durch das BMVI unterstütztes Pilotvorhaben werden prinzipiell zwei Wege vorgeschlagen: (i) Darstellung einer Gesamtkette für erneuerbare Kerosinproduktion, d. h. von der Primärenergie (Biomasse, EE-Strom) bis zum erneuerbaren Kerosin; (ii) Vernetzung und Integration mit bestehenden und laufenden Vorhaben. Gleichzeitig ist es grundsätzlich zielführend, Produkte aus der PTx-Produktion (insbesondere Wasserstoff) z. B. für die Kraftstoffsynthese oder -aufbereitung bzw. gemeinsame Aufbereitung (z. B. FT-Produkte aus BTL und PTL) zur Kerosinherstellung zu verwenden. In diesem Zusammenhang wird derzeit das von *aireg* vorgeschlagene PTG-HEFA-Hybrid-raffineriekonzept hinsichtlich seiner Machbarkeit untersucht.

Biokerosin:

In der Gesamtbewertung für unterschiedliche Biokerosinoptionen sind drei Biokerosintechnologien für die Realisierung in einer Pilotanlage in Deutschland vielversprechend: (i) HEFA-Kerosin auf Basis von Algenöl, (ii) Kerosin über Biomass-to-Liquid (BTL) über verschiedene Synthesewege (z. B. Methanol- oder Fischer-Tropsch) und (iii) hydrothermale Prozesse (HTP), jeweils auf Basis diverser Rohstoffe. Diese drei Optionen schneiden in drei bzw. zwei von vier Bewertungskategorien gut ab und haben in keinem Kriterium bedeutende Nachteile.

Berücksichtigend, dass die Pilotierung der Herstellung von Biokerosin aus Algenöl über die HEFA-Route bereits Gegenstand des BMEL-geförderten Vorhabens AUFWIND ist, werden daher zunächst zwei Technologiekonzepte für Piloten vorgeschlagen. Beide Piloten umfassen nicht die kompletten Verfahrensketten vom Ausgangsstoff Biomasse zum Endprodukt Kerosin, sondern vielmehr innovative Teilschritte.

- Die Pilotierung ausgewählter Teilschritte und Vernetzung bzw. Integration mit / in bestehende / n F&E-Piloten in Deutschland: Hier ist beispielsweise die Ergänzung bzw. Weiterentwicklung des maßgeblich durch das BMEL geförderten bioliq®-Ansatzes an der Pilotanlage am KIT unter Einsatz der dort verfügbaren Forschungs- und Entwicklungsinfrastruktur für die Optimierung zu Biokerosin möglich. Dies könnte einerseits die Nutzung von nassen Biomassen über hydrothermale Umwandlung alternativ bzw. in Ergänzung zu den Zwischenprodukten aus der Schnellpyrolyse umfassen. Andererseits bietet die Weiterentwicklung der Kraftstoffsynthese über eine entsprechende Adaptierung des Katalysatorsystems respektive die Kleinskalierung von typischerweise großskaligen Synthesen wie der Fischer-Tropsch-Synthese bei gleichzeitiger Maximierung der Ausbeute der Kerosinfraktion Raum für eine technische Pilotierung.
- Die Pilotierung weiterer Teile einer Verfahrenskette: Bislang ist die hydrothermale Verflüssigung in keinem technischen Piloten in Deutschland realisiert. Hierfür wird vorgeschlagen, auf laufende Forschungsvorhaben aufzubauen (u. a. BMBF / BioProFi: FEBio@H_2O), in welchen die hydro-thermale Verflüssigung derzeit im Labor- bzw. Technikumsmaßstab untersucht wird. Zielprodukte

dieser Verflüssigung sind Kraftstoffvorprodukte, die dann über etablierte Verfahren der Feinraffination zum Zielprodukt Kerosin aufbereitet werden können.

EE-Kerosin (PTL):

In der Gesamtbewertung für unterschiedliche EE-Kerosinverfahren stellen sich die Pilotierung einer Aufbereitung von Roh-PTL aus der Fischer-Tropsch-Synthese sowie die Pilotierung einer Gesamtkette der PTL-Kerosinherstellung via Methanol-Route als vielversprechend dar.

Sowohl die Fischer-Tropsch- als auch die Methanol-Route sind technologisch fortgeschrittene Verfahren und verfügen bei Verwendung von Niedertemperaturelektrolyse und beim Einsatz von CO_2 aus konzentrierten Quellen (z. B. Biogasaufbereitung, Rauchgas) über gute bzw. sehr gute Bewertungen. Beide Routen werden in aktuellen Demo-Vorhaben zumindest abschnittsweise adressiert. Sowohl der Fischer-Tropsch- als auch der Methanol-Route fehlt jedoch weiterhin die geschlossene Darstellung über die gesamte Route vom EE-Strom bis zum EE-Kerosin. In beiden Routen einsetzbare innovative Technologiekomponenten, wie z. B. die Co-Elektrolyse (d. h. die gemeinsame Umsetzung von Wasser zu Wasserstoff und CO_2 zu CO) oder die Hochtemperaturelektrolyse, bewegen sich im frühen bzw. fortgeschrittenen Entwicklungsstadium.

In der PTL-Demoanlage der Firma *Sunfire* wird derzeit die Hochtemperaturelektrolyse weiterentwickelt. Das *Sunfire*-Vorhaben (Fischer-Tropsch-Route) ist viel beachtet und ein wichtiger Meilenstein bei der Industrialisierung von PTL-Verfahren, insbesondere der Hochtemperatur-Elektrolyse. Die ersten veröffentlichten Ergebnisse nach knapp einem Jahr Testbetrieb scheinen vielversprechend. Für eine eingehendere technische und ökonomische Bewertung bedarf es jedoch der Veröffentlichung detaillierterer Daten über einen längeren Zeitraum im Testbetrieb.

Das im Rahmen von Horizon 2020 co-finanzierte Mitsubishi- / Steag-Vorhaben (Methanol-Route) befindet sich derzeit im Aufbau, daher stehen hierzu noch keine Ergebnisse zur Verfügung. Eine vergleichbare Anlage auf Island produziert seit mehreren Jahren synthetisches Methanol aus erneuerbarem Geothermiestrom und CO_2 aus der Geothermieförderung. Es kann daher von einer bewährten Technologie ausgegangen werden.

Zur Realisierung eines **F&E-nahen Pilotvorhaben** wird vorgeschlagen, dass dieses eines oder mehrere der folgenden Elemente beinhaltet:

- Hochtemperatur-Co-Elektrolyse (sowohl für Methanol- als auch Fischer-Tropsch-Route geeignet);
- flexibler Betrieb und Systemdienstleistungen mit Hochtemperatur-Elektrolyse nächstgrößerer Anlagenkapazität gegenüber dem laufenden Vorhaben von BMBF / *Sunfire*;
- CO_2-Extraktion aus Luft (via Absorption und Elektrodialyse oder via Temperaturwechsel-adsorption);
- Betriebsflexibilität Methanolsynthese;
- Testeinsatz des am KIT entwickelten Fischer-Tropsch-Mikrosynthesereaktors;
- Emissionsmessungen von EE-Kerosin aus Methanolroute auf einem Messstand und im Flugbetrieb.

Ein forschungsnahes Pilotvorhaben eignet sich insbesondere für eine Kooperation mit dem BMBF.

Bei einer Realisierung eines **praxisnahen Pilot- / Demonstrationsvorhabens** mit einem größeren Produktionsvolumen werden folgende Konzeptelemente als prioritär empfohlen:

- Fischer-Tropsch Route mit Niedertemperaturelektrolyse;

- Erweiterung des Methanolsynthesevorhabens in Lünen um eine Methanolaufbereitung zu Kerosin („Methanol-to-Jetfuel“, hierbei könnte zudem auch Biomethanol verarbeitet werden), z. B. an einem deutschen Raffineriestandort, bei dem der EE-Wasserstoff zusätzlich auch in konventionellen Raffinerieprozessen (Benzin, Diesel) eingesetzt wird;
- Zertifizierung von Kerosin aus der Methanol-Route;
- Demonstrationsflüge mit EE-Kerosin.

Eine Berücksichtigung der Methanol-Route in den Diskussionen um Pilot- / Demovorhaben erscheint sinnvoll, weil die Fischer-Tropsch-Synthese mit dem Vorhaben von BMBF und *Sunfire* bereits umfassend pilotiert und demonstriert wird (mit Ausnahme des FT-Mikrosynthesereaktors vom KIT), die Methanolsynthese eher flexibler im Betrieb ist, die Methanolweiterverarbeitungsverfahren tendenziell geeigneter für die Produktion von spezifiziertem Kerosin sind und eine zweite, für die Kerosinnutzung zertifizierte PTL-Technologieroute, generell sinnvoll ist mit Blick auf Technologieangebot und Wettbewerb. Der große Vorteil der Fischer-Tropsch-Route liegt in der bereits vorhandenen Beimischungszulassung bis 50 % Anteil sowie im hohen Bekanntheitsgrad im Luftfahrtsektor.

Infrastrukturen:

Konventionelles und erneuerbares Kerosin können aus technischer Sicht dieselbe Versorgungsinfrastruktur nutzen. Voraussetzung hierfür ist eine Klassifizierung des erneuerbaren Kraftstoffs nach ASTM als JET A-1 und ihre Integration in den CO_2-Emissionshandel. Da bereits das Massenbilanzierungsprinzip zur Bestimmung der Eigentumsverhältnisse im Tanklager benutzt wird, ist eine Erweiterung auf die Emissionsbilanzierung von erneuerbarem Kerosin zu empfehlen.

Negative Einflüsse von erneuerbarem Kerosin auf Flugzeugsubsysteme können ausgeschlossen werden, falls das Bio- / EE-Kerosin nach ASTM als JET A-1 zertifiziert ist. Ihr Einsatz verändert jedoch die Nutzlast-Reichweiten-Charakteristik von Flugzeugen, da sich die gravimetrische Energiedichte (Heizwert pro Masseneinheit: MJ/kg) und die volumetrische Energiedichte (Heizwert pro Volumeneinheit: MJ/m³) der jeweiligen Bio- / EE-Kraftstoffe von denen fossiler Kerosine unterscheidet.

Derzeit sind erneuerbare Kerosine je nach Technologie nur bis zu einer maximalen Beimischung von 50 % zu konventionellem Kerosin zugelassen. Für geeignete Kraftstoffe, wie z. B. maßgeschneiderte synthetische Kerosine (XTL), ist auf Basis weiterer Erfahrungswerte anzustreben, dass zukünftig bis zu 100 % Zumischung möglich ist. Die Lager- und Betankungsprozesse können dadurch vereinfacht werden.

1.3 Ableitung konkreter Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

Neben teils heute schon verfügbaren Biokerosinoptionen und für Deutschland sinnvolle Piloten (siehe Abschnitt 1.2) sind für die mittel- bis langfristige Deckung des EE-Kerosinbedarfs erhebliche Mengen an PTL-Kerosin mit entsprechend hohen THG-Minderungspotenzialen erforderlich (Abbildung 2). Damit perspektivisch die Herstellung von PTL im kommerziellen Maßstab erfolgen kann, sind neben den laufenden Vorhaben weitere gezielte F&E-Maßnahmen erforderlich. Auf Komponentenebene stellen sich die F&E-Bedarfe in einem generischen PTL-Schaubild wie folgt dar (Abbildung 3).

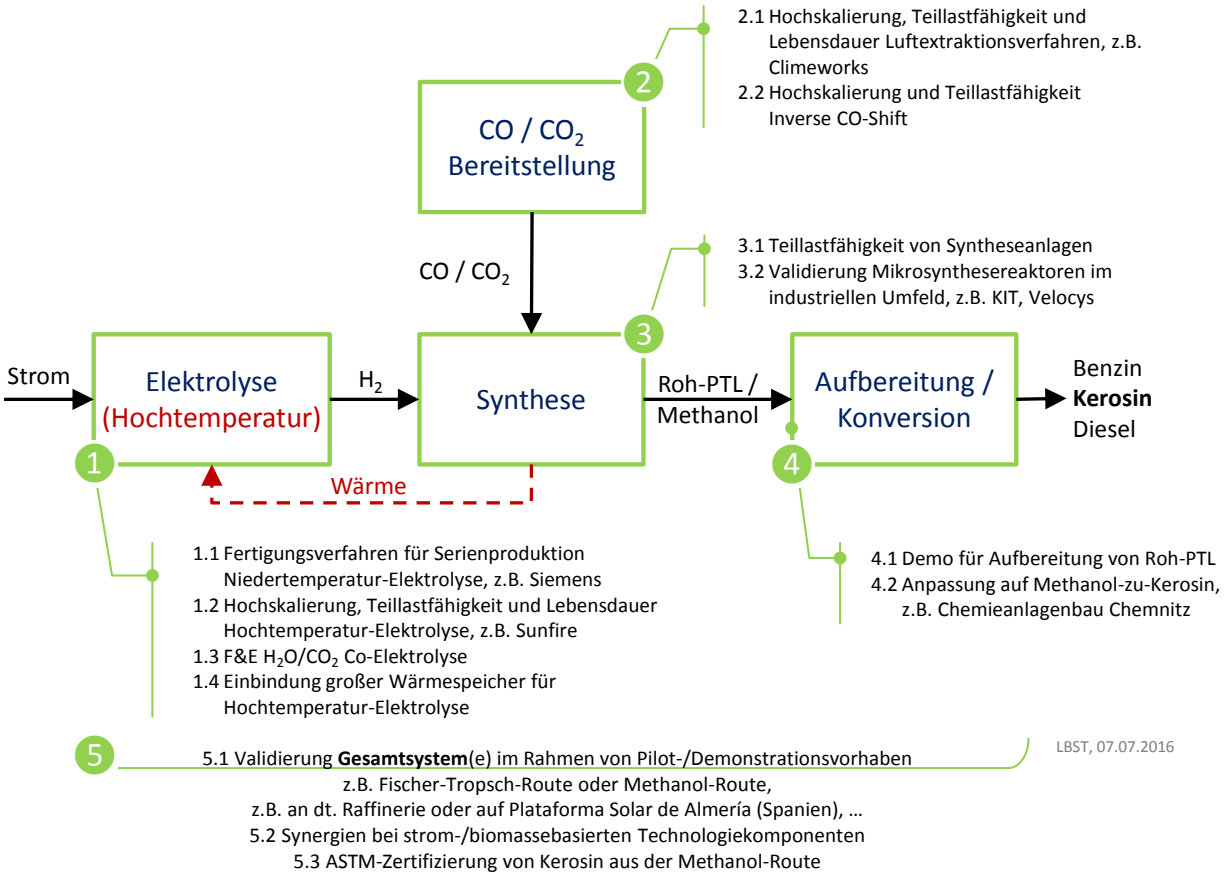


Abbildung 3 F&E-Maßnahmen zur Verbesserung von PTL-Produktionsverfahren mit gleichzeitigen Synergien zu biomassebasierten Technologien

1 | Elektrolyse

1.1 Fertigungsverfahren für die Serienproduktion von Niedertemperatur-Elektrolyseuren.

Alkalische Elektrolyseure sind Stand der Technik. Polymermembran-Elektrolyseure (PEM) befinden sich aktuell in einer frühen Markteinführungsphase. Bisher werden Elektrolyseanlagen nur in kleinen Stückzahlen (Manufaktur) und mittleren Anlagengrößen (wenige MW je Einheit) produziert. Neben einer Hochskalierung in Richtung zweistelliger MW-Einheiten könnten insbesondere durch Serienfertigung noch signifikante Kostenreduktionspotenziale von mehr als 40 % [LBST/Hinicio 2016] gehoben werden. Forschungsbedarf gibt es bei den Fertigungsverfahren zur Herstellung von Elektrolysezellen und deren Zusammenbau zu Zellstapeln. Weiterer Entwicklungsbedarf besteht in der Steigerung des Wirkungsgrades bei gleicher Stromdichte und gleicher Lebensdauer. Dazu sind unter anderem Forschungsarbeiten im Bereich der Fertigung von Membran-Elektroden-Einheiten (MEA) bei PEM-Elektrolyseuren erforderlich.

1.2 Hochskalierung, Teillastfähigkeit und Lebensdauer der Hochtemperatur-Elektrolyse.

Die von *Sunfire* im BMBF-Vorhaben getestete Hochtemperatur-Elektrolyse verfügt über eine Leistung von 10 kW elektrisch. Für zukünftige PTL-Anlagen sind Elektrolyseleistungen von 10 bis einigen 100 MW_{el} notwendig, wofür Zellstapel im Bereich von mehreren MW_{el} erforderlich sind. Forschungsbedarf gibt es in der Entwicklung großflächiger Elektrolysezellen und größerer Zellstapel inklusive der dafür erforderlichen Fertigungsverfahren, insbesondere bei der Hochtemperatur-Elektrolyse. Zudem besteht bei der Hochtemperatur-Elektrolyse Validierungsbedarf hinsichtlich Teillastfähigkeit, Betriebsflexibilität und Lebensdauer auch größerer Elektrolyseure.

1.3 F&E zu H_2O / CO_2-Co-Elektrolyse.
Die Co-Elektrolyse von Wasser und CO_2 wurde bisher nur im Labormaßstab realisiert. Forschungsbedarf existiert hier bezüglich der Demonstration und anschließender Hochskalierung auf industrielle Anlagengrößen, der Lebensdauer, der Teillastfähigkeit sowie ihrer Validierung im Zusammenspiel mit anderen Komponenten zur PTL-Produktion.

1.4 Einbindung großer Wärmespeicher für Hochtemperatur-Elektrolyse.
Wärmespeicher könnten die Betriebsflexibilität von PTL-Produktionsanlagen erhöhen (EE-Integration) und die Auslastung von Verfahrenskomponenten verbessern (Kostenoptimierung). Für große Hochtemperatur-Wärmespeicher wurden in den letzten Jahren u. a. bei der DLR verschiedene Technologien entwickelt und getestet, z. B. für die Speicherung von Wärme aus solarthermischen Kraftwerken mit Hilfe von Beton, Ziegel, Salzen und Zeolithen. Für die Wärmespeicherung von Hochtemperatur-Abwärme aus Syntheseprozessen sind nunmehr geeignete Speicherkonzepte zu identifizieren und das Zusammenspiel mit Hochtemperatur-Elektrolyse zu validieren.

2 | CO / CO2-Bereitstellung

Für die Kraftstoffsynthese gelten sehr hohe Reinheitsanforderungen an das einzusetzende Synthesegas und damit an CO bzw. CO_2. Wird CO_2 aus industriellen Prozessen genutzt, muss dieses i. d. R. entsprechend abgetrennt und gereinigt bzw. getrocknet werden, was mit adäquatem energetischen Aufwand und Kosten verbunden ist.

2.1 Hochskalierung, Teillastfähigkeit und Lebensdauer von Luftextraktionsverfahren.
Anlagen zur Abtrennung von CO_2 aus Luft über Auswaschung mit NaOH, Strippung des CO_2 aus dem gebildeten Na_2CO_3 mit H_2SO_4 und Regenerierung des gebildeten Na_2SO_4 über Elektrodialyse wurden im Labor- und Technikumsmaßstab realisiert. Erste Anlagen zur Abtrennung von CO_2 aus Luft auf Basis der Temperaturwechseladsorption sind kommerziell verfügbar. Forschungsbedarf gibt es bezüglich der Hochskalierung auf eine Kapazität von bis zu 20 t CO_2/h, des Teillastbetriebs und des zuverlässigen Betriebs der Anlagen über einen längeren Zeitraum (z. B. von 20 Jahren).

2.2 Hochskalierung, Teillastfähigkeit und Lebensdauer von Inverse CO-Shift.
Die klassische Fischer-Tropsch-Synthese benötigt CO als Reaktionsmittel, das über inverse CO-Shift-Reaktion aus CO_2 und H_2 erzeugt werden kann. Im Gegensatz zur CO-Shift-Reaktion, die bei relativ niedrigen Temperaturen ab 200 °C abläuft, sind bei der inversen CO-Shift-Reaktion sehr hohe Temperaturen bis etwa 1.000 °C erforderlich. Ein Reaktor zur inversen CO-Shift-Reaktion wird im *Sunfire*-Vorhaben getestet; weiterer Forschungsbedarf besteht hinsichtlich Hochskalierung, Teillastbetrieb und Lebensdauer.

3 | Kraftstoffsynthese

Unabhängig von der Art der Synthesegasherkunft (biomasse- und / oder strombasiert) sind Syntheseanlagen zur Herstellung von Methanol und Fischer-Tropsch auf Basis fossiler Ressourcen im großen Maßstab Stand der Technik.

3.1 Teillastfähigkeit von Syntheseanlagen.
Methanol- und Fischer-Tropsch-Syntheseanlagen sind kommerziell verfügbar. Forschungsbedarf besteht bezüglich des Teillastbetriebs und der Flexibilität.

3.2 Validierung von Mikrosynthesereaktoren im industriellen Umfeld.
Konventionelle Synthesereaktoren werden in Kapazitäten von 3.000 bis 10.000 t/d realisiert. Für EE-basierte Synthesen sind, unabhängig davon ob biomasse- und / oder strombasiert, deutlich kleinere Skalen erforderlich. In Forschungseinrichtungen (z. B. KIT bzw. Ausgründung *Ineratec, Bioenergie2020+* in Österreich) und von Anlagenherstellern (z. B. *Velocys* in den USA) wurden Mikrosynthesereaktoren entwickeln, die bezogen auf die Produktionskapazität ein sehr geringes

Bauvolumen aufweisen. Forschungsbedarf besteht – unabhängig von der EE-Synthesegasherkunft – bezüglich der Validierung in einem industriellen Umfeld (z. B. Leistungsgrößen, Lebensdauer, Betriebsflexibilität).

4 | Aufbereitung / Konversion

4.1 Demonstration der Aufbereitung von Rohprodukten aus der Synthese zu Kerosin.
Um eine möglichst hohe Ausbeute an den gewünschten Produkten zu erreichen (hier: Kerosin), werden auch unabhängig der EE-Synthesegasherkunft bei der Fischer-Tropsch-Synthese zunächst sehr langkettige Kohlenwasserstoffe produziert, die in nachgeschalteten Anlagen über Hydrocracking und Isomerisierung zu den gewünschten Produkten umgesetzt werden. Verfahren zur Aufbereitung von langkettigen Fischer-Tropsch-Produkten zu Naphtha, Kerosin (Flugturbinenkraftstoff) und Diesel werden weltweit in CTL- und GTL-Anlagen seit Jahrzehnten eingesetzt. Forschungsbedarf gibt es hier nur bezüglich weiterer Optimierung, z. B. der Auswahl geeigneter Katalysatoren zur Steigerung der Kerosinausbeute.

4.2 Anpassung auf Methanol-zu-Kerosin Verfahren.
Die Umwandlung von Methanol zu Naphtha, Kerosin (Flugturbinenkraftstoff) und Diesel erfolgt über die Teilschritte DME-Synthese, Olefinsynthese, Oligomerisierung und Hydrotreating. Die Einzelprozesse sind kommerziell verfügbar, z. B. von *Chemieanlagenbau Chemnitz, Air Liquide/Lurgi*. Die Zusammenführung der genannten Einzelschritte wurde jedoch bisher weltweit nur in wenigen Anlagen realisiert. Validierungsbedarf gibt es bezüglich dem Zusammenspiel der Komponenten. Darüber hinaus ist zu untersuchen, inwieweit die Kerosinausbeute von Methanol-zu-Kerosin-Prozessen erhöht werden kann.

5 | Gesamtsystem

5.1 Validierung von PTL -Produktionsrouten im Gesamtsystem (Pilot / Demonstration).
Forschungsbedarfe gibt es sowohl bei der Fischer-Tropsch- als auch bei der Methanol-Route bezüglich der Wärmeintegration, dem flexiblen Betrieb in Kombination mit fluktuierender Stromerzeugung sowie Erfahrungen bei einem Betrieb über längere Zeiträume.

Untersuchungsbedarf besteht des Weiteren in standortangepassten Anlagenkonfigurationen und deren techno-ökonomische Optimierung. Diese Analysen könnten prototypisch in Form von Fallbeispielen erfolgen anhand geeigneter Standorte in EE-Gunstgebieten weltweit.

Im Fall der Methanol-Route wurde die PTL-Kette bisher in einigen Anlagen von der Elektrolyse bis zum Methanol realisiert. In anderen Anlagen wurde die PTL-Kette vom Methanol bis zu den Produkten Benzin, Kerosin (Flugturbinenkraftstoff) und Diesel realisiert, bei denen das Methanol über Vergasung und Synthese aus Biomasse stammte. Noch nicht realisiert wurde die gesamte PTL-Kette von der Elektrolyse bis zu den gewünschten Produkten.

Bei der Fischer-Tropsch-Route wurde bisher die PTL-Kette von der Elektrolyse bis zu den gewünschten Produkten realisiert, allerdings nur in einer sehr kleinen Anlage (Produktionskapazität für FT-Rohprodukt ca. 159 l/d) und mit nur wenig Betriebserfahrung.

Forschung und Entwicklung von innovativen Prozessen zur Verbesserung der PTL-Routen können bis zu einem gewissen Grad im Labor oder auf dem Papier erfolgen. Innovative Prozesse sind dann jedoch im Zusammenspiel der Komponenten entlang der Innovationskette (Abbildung 6) zu validieren und wissenschaftlich zu begleiten. Hieraus ergeben sich oft neue F&E-Bedarfe zu deren weiteren Verbesserung.

5.2 Untersuchung von Synergien bei strom- und biomassebasierten Technologiekomponenten.
Viele der Verfahren zur Bereitstellung von alternativem Kerosin sind unabhängig von der Art der Ausgangsstoffe (fossil, Biomasse, EE-Strom). Dies betrifft insbesondere die CO_2-Bereitstellung,

Kraftstoffsynthesen sowie Kraftstoffaufbereitungsverfahren. Synergien von biomasse- und strombasierten Technologiekomponenten sind bislang nur in punktuellen Ansätzen untersucht, wie. beispielsweise die Nutzung von Wasserstoff beim PTG-HEFA-Konzept. Für belastbare Erfahrungen zur Nutzung von CO_2 aus Bioenergieanlagen für die Kraftstoffsynthese (z. B. aus der Fermentation in Bioethanolanlagen oder Aufbereitung von Biogas zu Biomethan) müssen entsprechende Demonstrationsvorhaben erfolgen und je – nach Verfahren – weitere Technologieoptimierungen (u. a. Lebensdauerverbesserung, schnellere Kinetik der Be- / Entladung) vorgenommen werden. Dies gilt auch im Zusammenhang mit Kraftstoffsynthesen, die für PTL und BTL gleich sind (z. B. Fischer-Tropsch-Synthese). Eine starke Verzahnung ermöglicht eine Technologieoffenheit in der frühen Phase der Marktentwicklung und erlaubt den Einsatz regional angepasster Technologien (Exportmarkt Anlagenbau).

5.3 ASTM-Zertifizierung von Kerosin aus der Methanol-Route.
Synthetisches Kerosin aus der Fischer-Tropsch-Route ist nach ASTM für eine max. 50 %ige Beimischung zu konventionellem Kerosin zugelassen. Für Flugturbinenkraftstoff, der über die Methanol-Route erzeugte wurde, ist dies noch nicht der Fall. Das Durchlaufen eines ASTM-Zulassungsprozesses für synthetisches Kerosin aus der Methanol-Route wird empfohlen, weil Mengenpotenzial und Nachhaltigkeitsperformance gegeben sind und dadurch ein Technologiewettbewerb angereizt wird.

1.4 Anforderungen an Pilotvorhaben aus Nachhaltigkeitsgesichtspunkten

Die durch Pilotvorhaben verursachten Umweltwirkungen (positiv wie negativ) sind zwangsläufig begrenzt. Bei der Nachhaltigkeitsbewertung werden daher an dieser Stelle auch Aspekte betrachtet, die im Rahmen einer Pilotierung möglicherweise nur schwer berücksichtigt werden können oder vernachlässigbar wären, die aber beim künftigen Aufbau einer Massenproduktion hohe Relevanz haben.

Auf Biokerosin sind die gesetzlich verbindlichen Nachhaltigkeitsstandards für Biokraftstoffe im Straßenverkehr (Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009 / 28 / EG, kurz RED) grundsätzlich direkt übertragbar. Auch die implementierten Zertifizierungssysteme können direkt zum Nachweis guter Praxis und der Einhaltung definierter Nachhaltigkeitskriterien eingesetzt werden. Für Biokerosin aus Anbaubiomasse bleiben Herausforderungen wie:

- Grenzen bei der Einsparung von Treibhausgasemissionen aufgrund unvermeidbarer Aufwendungen durch die landwirtschaftlichen Anbauprozesse;
- Wasserbedarf für Anbaubiomasse, insbesondere an prekären Standorten / Regionen und mit dem Klimawandel steigenden Unsicherheiten beim zukünftigen Wasserangebot (hinsichtlich Menge, Qualität und zeitlicher Verfügbarkeit);
- Potenzielle Flächennutzungkonkurrenz mit u. a. folgenden Kernkonflikten: (i) Umwandlung von Naturflächen mit Verlust von Biodiversität und (ii) Tank-Teller-Trog jeweils aufgrund indirekter Landnutzungsänderungen (iLUC).

Bei der Entwicklung nachhaltiger Pilotprojekte für die Biokerosinproduktion sind die angesprochenen Konfliktbereiche zu minimieren bzw. zu vermeiden (z. B. durch Beschränkung auf Reststoffe statt Anbaubiomasse und die konsequente Umsetzung von Flächennutzungsplänen sowie die explizite Allokation von Bioenergiemengen für die Luftfahrt). Ein praktikabler Ansatz zur Einordung bzw. Identifikation vielversprechender und nachhaltiger (v. a. in Bezug auf die hier diskutierten Konfliktbereiche) Technologiekonzepte ist in diesem Kontext die Definition der fortschrittlichen Kraftstoffoptionen gemäß der RED.

Der Flächenbedarf für die Stromerzeugung zur Produktion von EE-Kerosin (PTL) ist demgegenüber um ein Vielfaches geringer und die Stromerzeugung kann auf landwirtschaftlich ungeeigneten Flächen erfolgen. Nichtsdestotrotz unterliegen auch die EE-Strompotenziale in Deutschland technischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Grenzen sowie derzeit einer regulatorischen Mengensteuerung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014. Für eine nachhaltige PTL-Produktion ist daher zentral, frühzeitig die benötigten erneuerbaren Strommengen bei den EE-Ausbauplanungen zu berücksichtigen, damit eine bilanzielle Verschiebung aus anderen Sektoren ausgeschlossen wird.

Darüber hinaus sind bei der Produktion von PTL-Kraftstoffen aus Nachhaltigkeitssicht weitere Anforderungen zu stellen, insbesondere:

- Erneuerbare Herkunft des für die Synthese benötigten CO_2 (zur Vermeidung von Pfadabhängigkeiten mit fossilen Emittenten);
- Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Wasser bei prekären Standorten / Regionen;
- Maximierung der Effizienz des Verfahrens, auch aus ökonomischen Erwägungen;
- Ermöglichung einer flexiblen Anlagenfahrweise, damit die PTL-Anlage bei weiter steigendem Anteil erneuerbarer Energieträger auf Fluktuationen im Angebot reagieren und gesamtsystemisch vorteilhaft eingebunden werden kann.

Werden Bio- / EE-Kerosin an Stelle von fossilem Kerosin verbrannt, so können Aerosolpartikelemissionen leicht gesenkt werden, falls die reduzierende Wirkung des Biokraftstoffes im Blend höhere Emissionen des fossilen Kerosins kompensiert. Verminderte Aerosolemissionen können u. a. die Bildungshäufigkeit von Kondensstreifen und die Veränderung der Strahlungs¬eigenschaften von natürlichen Zirruswolken reduzieren.

Die hier diskutierten Kerosinoptionen (biobasiert bzw. PTL) können zwar potenziell die CO_2-Bilanz der Luftfahrt erheblich verbessern. Durch die signifikanten nicht-CO_2-bedingten Klimawirkungen bei der Kerosinverbrennung in großen Höhen ermöglichen sie jedoch prinzipiell keinen klimaneutralen Flugverkehr. Dies ist nur durch weitere Maßnahmen möglich, insbesondere durch Flugroutenoptimierung, eine Reduktion der Luftverkehrsleistung bzw. der Einführung elektrischer Antriebe im Luftverkehr.

1.5 Chancen und Herausforderungen bei der Etablierung von Wertschöpfungsketten

Bei der Frage nach geeigneten Pilotvorhaben sind – neben den „technisch-ökonomisch-ökologischen“ Fakten – mit Blick auf sich anschließende Demonstrationsvorhaben und die spätere Marktimplementierung den Chancen und Herausforderungen des Aufbaus neuer Wertschöpfungsketten Rechnung zu tragen. Folgende Aspekte sind bei der Entscheidungsfindung zu berücksichtigen beziehungsweise im Zuge der weiteren Pilotierungsschritte frühzeitig mit Maßnahmen zu flankieren:

- Generell ist festzustellen, dass im nationalen Kontext ausgehend vom Status quo zunächst für die vielversprechenden Technologiekonzepte kaum Lücken oder Fehlstellen sowohl auf der Seite der Akteure (F&E, Produzenten bzw. -bereitsteller der Roh- bzw. Ausgangsstoffe, Handel, Logistik, Anlagenbau, Anlagenbetrieb, Investoren) als auch auf der Rohstoff- bzw. Ausgangsstoffseite entlang der Wertschöpfungsketten identifiziert werden können. Beim Übergang hin zur Marktimplementierung erneuerbarer Kerosinsubstitute ergeben sich jedoch durch zum Beispiel Nachfrageveränderungen durch neue Geschäftsfelder und Akteursnetze, insbesondere beim Markteintritt neuer Akteure und der Ausweitung der Aktivitäten etablierter Akteure, veränderte und ggf. neue Wettbewerbsstrukturen.

- Ein Erfolgsfaktor beim Aufbau neuer Wertschöpfungsketten, sowohl für Biokerosin als auch EE-Kerosin, sind die Akteure insbesondere auf der Roh- / Ausgangsstoffbereitstellungsseite und bezüglich der zukünftigen Betreiber von Anlagen. Mit zumeist dezentralen Verfahrensschritten (z. B. dezentrale Biomassekonversionsanlagen zur Rohstoffaufbereitung, semi-zentrale Produktion von FT-Roh-PTL respektive Methanol), welche jedoch in der Regel zentrale Raffinerien beliefern, erhöht sich die Komplexität der Lieferkette (u. a. durch hohe Zahl der Geschäftspartner, erhöhte Anforderungen an Handel und Transportlogistik).
    - Für EE-Kerosin (PTL) sind die EE-Stromerzeugung, der Transport und die Verteilung in der Strombranche etabliert. Es ergeben sich mit PTL-Anlagen und deren Betrieb neue Absatzwege für erneuerbaren Strom oder gar eigene erweiterte Betätigungsfelder für Energieunternehmen. Die Einführung von PTL-Kraftstoffen bedeutete für mit fossilen Kraftstoffen handelnde Mineralölunternehmen die Chance einer Diversifizierung in zukunftsfähige Umwelttechnologien und nachhaltige Produkte. Neue Akteure stellen sich hierfür bereits auf, wie z. B. der Stromsektor, die Gaswirtschaft und der Industrieanlagenbau. In Deutschland gibt es hierfür eine breite Firmenbasis mit hoher Technologiekompetenz.
    - Für Biokerosin sind für die meisten Rohstoffarten (Ausnahme bei Algen als Perspektive) etablierte Netzwerke der Rohstoffproduktion bzw. –bereitstellung, insbesondere in Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Abfallwirtschaft, vorhanden. Diese müssten sich ggfs. auf die neuen Abnehmerstrukturen bzw., wenn sie selbst Betreiber dezentraler Anlagen werden, auf neue Geschäftsfelder einstellen. Im nationalen Umfeld ist es unwahrscheinlich, dass sich die etablierten Akteure der Mineralölwirtschaft aktiv in die Rohstoffbereitstellungskette einbringen. Für den Anlagenbau und -betrieb sind bereits Akteure und Expertise in der deutschen Wirtschaft vorhanden.
- Es besteht die Notwendigkeit der frühzeitigen Information bzw. aktiven Einbindung der wesentlichen heute etablierten und neuen Akteure bei Pilotierung und bei Upscaling von Pilot- bzw. späteren Demonstrationsanlagen. Zur Steigerung der Akzeptanz sind ebenfalls Verbraucher (hier Fluggäste), welche ggfs. Sicherheitsbedenken (trotz z. B. Zertifizierung) haben, zu informieren.
- Ein Flaschenhals für Biokerosin und EE-Kerosin ist die Verfügbarkeit der Roh- / Ausgangsstoffe. Trotz der verhältnismäßig hohen Zahlen für die technischen Potenziale in Deutschland werden die Roh- / Ausgangsstoffe zum einen bereits heute durch etablierte Verwertungswege (z. B. Kraft- und Wärmebereitstellung aus Strom und Biomasse, stoffliche Biomassenutzungen) genutzt. Hierdurch besteht die Notwendigkeit des Umgangs mit möglicherweise aufkommenden Nutzungskonkurrenzen, ggfs. sind entsprechende Nutzungspriorisierungen durch politische Rahmenbedingungen erforderlich. Ansonsten stellen sich aufgrund des Preiswettbewerbs zwischen den verschiedenen Nutzern von selbst Nutzungspräferenzen ein und führen nicht zu den politisch gewünschten Effekten bei der Treibhausgasminderung in den verschiedenen Wirtschaftsbereichen.
- Zum anderen wird die Erschließung der technischen EE-Strom- und Biomassepotenziale durch die wirtschaftlichen Randbedingungen begrenzt und in unterschiedlicher Ausprägung realisiert werden. Soll die Versorgung des Flugverkehrs als möglicher neuer EE-Stromverbraucher in Deutschland möglich sein, so sind hierfür entsprechende EE-Ausbauziele zu berücksichtigen. Es ist zu erwarten, dass bei zunehmender Verwendung von EE-Kerosin, dieser aus Kostengründen nach Deutschland importiert wird, wie dies heute bei Rohöl für konventionelles Kerosin auch der Fall ist. Die weitergehende technische und ökonomische Erschließung von insbesondere landwirtschaftlichen, industriellen und kommunalen Rest- und Abfallstoffen ist aufgrund des zumeist kleinteiligen, dezentralen Aufkommens mit Unsicherheiten behaftet bzw. bedarf der Anpassung bestehender rechtlicher Regelungen.

- Für die Etablierung entsprechend zukunftsfähiger, nachhaltiger Kerosinsubstitute sind die marktseitigen Voraussetzungen mit Blick auf eine mangelnde Investitionssicherheit derzeit nicht gegeben. Die unsichere Entwicklung auf der Nachfrageseite für nachhaltig produziertes Kerosin stellt ein wesentliches Hemmnis für die weitere Technologieentwicklung und deren Kommerzialisierung dar. Dieses Hemmnis kann derzeit nur durch entsprechend langfristige und ausreichend vergütete Verträge zwischen Anbietern und Abnehmern überwunden werden. Da für die Vertragserfüllung nur Herstellungsrouten mit maximalem Kraftstoffreifegrad (hohes sog. *Fuel Readiness Level*, FRL) in Frage kommen, schaffen bilaterale Abnahmeverträge allerdings kaum Anreize für die Weiterentwicklung bisher weniger erforschter, erneuerbarer Kerosinherstellungsverfahren. Diese Anreize sind jedoch aus drei Gründen unbedingt notwendig: Erstens, die spezifischen THG-Emissionsminderungen müssen in Richtung Nullemission in der Kraftstoffvorkette („well-to-tank“) gehen, um die Klimaziele über alle Sektoren trotz Klimawirkungen der Luftfahrt in großen Höhen zu erreichen. Zweitens, die mengenmäßige Verfügbarkeit der Kerosinsubstitute muss gegeben sein vis-à-vis den prognostizierten Kraftstoffnachfragen. Drittens, die Kerosinsubstitute müssen die qualitativen Voraussetzungen an Nachhaltigkeit vollumfänglich erfüllen.
- Die aktuellen politischen, gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sind für einen zielgerichteten Ausbau erneuerbarer Kerosinsubstitute anzupassen. Hierfür sind verbindliche Ziele (auch seitens der EU ist für die Zeit nach 2020 ein Ausbaupfad für alternative Flugkraftstoffe aufzuzeigen) und eine langfristige politische Unterstützung (z. B. durch noch mit Akteuren zu diskutierende Anreizmechanismen und ggfs. Anpassung von beeinflussbaren Rahmenbedingungen in Deutschland) die Voraussetzung, damit sowohl etablierte als auch neue Akteure mit einem kalkulierbaren Risikoumfeld (stabile Nachfrage) in neuen Geschäftsfeldern aktiv werden können. Die zum Teil volatilen Preisentwicklungen und Marktbedingungen sind parallel dazu kontinuierlich zu beobachten und bei weiteren Schritten hin zur Marktimplementierung angemessen zu berücksichtigen.

1.6 Maßnahmen für eine erfolgreiche Umsetzung von Pilotvorhaben in Deutschland

Ausgehend von den Untersuchungen zur Auswertung von Initiativen für Pilotvorhaben, zu den Erfahrungen bisheriger Pilotanlagen in Deutschland und den Herausforderungen bzgl. der Realisierbarkeit von Pilotvorhaben ergeben sich drei Handlungsfelder, in denen Maßnahmen für eine erfolgreiche Umsetzung von Pilotvorhaben in Deutschland anzusiedeln sind. Sie sind einzuordnen in die zwei Zeithorizonte: (i) der „Pilot- und Demonstrationsphase“ bis 2030 als entscheidende Phase um absehbar zu signifikanten Mengen an erneuerbarem Kerosin zu kommen und (ii) der „Marktphase“ ab 2030.

- Planung einer Pilotanlage und weitere Technologieentwicklung (national): Hierzu gehört beginnend ab 2016 für die auszuwählenden technischen Verfahrensansätze, die in einer Pilotanlage umgesetzt werden sollen, eine detaillierte Machbarkeits- und Standortanalyse, gefolgt von Basic- und Detailengineering als Grundlage für eine entsprechende Fertigung und Montage in den Folgejahren, um – je nach Randbedingungen – rund um das Jahr 2019 / 2020 mit der Inbetriebnahme und den Versuchskampagnen starten zu können. Diese Erfahrungen aus dem Anlagenbetrieb bieten eine wichtige Grundlage für die Konzeption, das Engineering und die Errichtung einer Demonstrationsanlage mit entsprechend größerer Anlagenkapazität.
- Regulatorische Rahmenbedingungen (national und international): Parallel zu den Planungen und Umsetzungen für eine Pilotanlage gilt es, regulatorische Rahmenbedingungen zu beachten. Hierzu zählen insbesondere entsprechende Genehmigungen für den Bau einer Anlage, Anforderungen im Zusammenhang mit dem Kraftstoffhandling (u. a. REACH, ECHA) und der ASTM-Zertifizierung.

- Politische Rahmenbedingungen (national und international): Damit – aufbauend auf entsprechend erforderlichen Pilotvorhaben als ersten Schritt – mittelfristig eine erfolgreiche Kommerzialisierung von erneuerbarem Kerosin erfolgen kann, sind neben den bestehenden politischen Rahmenbedingungen parallel zu den technischen Weiterentwicklungen folgende Aspekte im Detail unter entsprechender Akteursbeteiligung vertieft zu untersuchen und entsprechend umzusetzen: Zum Einen eine Definition verbindlicher Etappenziele einschließlich entsprechender ordnungs- und förderrechtlicher Maßnahmen durch die Politik (als Teil einer Strategieentwicklung unter Berücksichtigung von quantifizieren Bedarfen und Angeboten ausgehend vom Ziel 2050); zum Anderen die Umsetzung des Nationalen Entwicklungsplans nachhaltige alternative Flugkraftstoffe durch die Industrie („10.000 t-Programm“ für Bio- / EE-Kerosin) inklusive der Entwicklung einer geeigneten Technologieroadmap.

Ergänzend dazu ist es erforderlich, verschiedene bereits laufende oder derzeit initiierte Pilot- und Demonstrationsvorhaben zur Bereitstellung alternativer Energieträger respektive alternativer Infrastrukturen und Gesamtansätze, die durch die unterschiedlichen ministeriellen Ressorts gefördert werden, besser zu vernetzen und somit auch für die MKS nutzbar zu machen, Synergien und Entwicklungsperspektiven zu erkennen und auszubauen. Dabei ist sicherzustellen, dass die Entwicklungen zu einer kohärenten nationalen Strategie beitragen bzw. in eine solche münden. Dies sollte über die Organisation und Durchführung regelmäßiger Statusworkshops, mit dem Ziel der Vernetzung, des Austausches und der Diskussion von Ergebnissen aus den verschiedenen Vorhaben erfolgen. Darüber hinaus muss das weitere Vorgehen die Erarbeitung und Entwicklung vereinheitlichter Methoden zur Vergleichbarkeit der Ergebnisse (gemeinsam mit Vertretern aus den Vorhaben) umfassen und somit die Ableitung von möglichen Entwicklungsperspektiven, Synergien und erforderlichen Handlungsbedarfen im Rahmen MKS und darüber hinaus sicherstellen.

1.7 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Aus den untersuchten Teilaspekten ziehen die Studienbearbeiter folgende wesentliche Schlussfolgerungen:

- Die mittel- bis langfristig erforderlichen Mengenbedarfe an erneuerbarem Kerosin können – auch teils – nur dann erreicht werden, wenn Biokerosin und EE-Kerosin (PTL), in sich perspektivisch ändernden Anteilen, gleichermaßen zum Einsatz kommen und jeweils entsprechende Mindestkriterien (insbesondere in Bezug auf Gestehungskosten und Treibhausgasminderung im Kontext von Nachhaltigkeitskriterien) erfüllen.
- Anlagen zur Produktion von Biokerosin und EE-Kerosin (PTL) erzeugen i. d. R. prozessbedingt nicht nur Kerosin, sondern auch weitere Produkte wie z. B. Diesel- und Benzinfraktionen. Somit lassen sich grundsätzlich gleichzeitig mehrere (Verkehrs-)Sektoren bedienen.
- Mit Fokus auf die Produktion von erneuerbarem Kerosin sind derzeit das BMBF (z. B. *Sunfire*), das BMEL (z. B. bioliq®, AUFWIND) sowie die EU H2020 (Mitsubishi / Steag) themennah in Deutschland aktiv. Den konkreten Einsatz von Biokerosin im Luftverkehr adressierte v. a. das BMWi-geförderte Projekt BurnFAIR.
- Ergänzend bzw. andockend an laufende F&E- / Pilot- / Demonstrationsvorhaben zur Bereitstellung und Nutzung erneuerbaren Kerosins bzw. erneuerbarer Kraftstoffe müssen zeitnah weitere Umsetzungsvorhaben angestoßen werden, sollen die erforderlichen Mengenbedarfe perspektivisch zumindest anteilig gedeckt werden.
- Die Einführung von erneuerbarem Kerosin in der Luftfahrt ist kein Selbstläufer. Dieser steht maßgeblich der Vorbehalt deutlich höherer Kosten im Vergleich zu fossilem Kerosin mit den damit verbundenen Risiken für die Akteure gegenüber. Ohne regulatorische und flankierende politische

Maßnahmen mit entsprechend strategischen Elementen (als Baustein für eine Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie) wird eine Marktimplementierung absehbar nicht stattfinden.

Daraus lassen sich folgende wesentliche Handlungsempfehlungen für das weitere Agieren des BMVI zur Weiterverfolgung der Aktivitäten zu technischen Piloten für die Produktion von erneuerbarem Kerosin im Rahmen der MKS für die Luftfahrt ableiten:

- In seiner Federführung in der MKS sollte das BMVI ausdrücklich Anschub leisten für Pilotvorhaben im Kontext „…Entwicklung und Umsetzung eines ‚Nationalen Entwicklungsplans nachhaltige alternative Flugkraftstoffe' durch die Industrie" („10.000-t-Biokerosin-Programm"), insbesondere durch verstärkte Kooperation mit anderen ministeriellen Ressorts, dem Produktionsvolumen angemessenen Industriebeiträgen sowie Unterstützung von Sektorallianzen zur Erweiterung der Wertschöpfungsketten.
- Eine eher marktnahe Umsetzung im Rahmen internationaler Kooperationen z. B. in Süd- oder Nordeuropa realisieren, wo am Beispiel einer PTL-Produktion die dafür notwendigen Wind- bzw. Solarpotenziale höher und entsprechend niedrigere Gestehungskosten zu erwarten sind.
- Entscheidungsfindung zur Weiterverfolgung technischer Piloten über zwei sinnvolle Wege: (i) Darstellung Gesamtkette für erneuerbare Kerosinproduktion, d. h. von Primärenergie (Biomasse, EE-Strom) bis zum erneuerbaren Kerosin, z. B. mit FT-Route, Methanol-Route, hydrothermale Verfahren zur Kraftstoffbereitstellung aus Reststoffen (und perspektivisch ggf. Algen gemäß Anforderungen an fortschrittliche Kraftstoffe in der EU RED) und (ii) Vernetzung und Integration mit bestehenden / in Entwicklung befindlichen Vorhaben (z. B. bioliq®, *Sunfire*, Mitsubishi / Steag) zur Vervollständigung offener Teilschritte für erneuerbare Kerosinproduktion. Hier sollte das BMVI ausdrücklich Anschub leisten, es muss diese aber nicht zwingend mit einer eigenen BMVI-Pilotanlage zur Kerosinproduktion umsetzen. Vielmehr ist hier die verstärkte Kooperation mit anderen ministeriellen Ressorts notwendig. Zudem gilt es die Industrie entsprechend in die Pflicht zu nehmen.
- Zwingende Berücksichtigung von Nachhaltigkeitskriterien (Qualität vor Quantität) in Bezug auf Vermeidung potenzieller Nachhaltigkeitskonflikte und verbindliche Übertragung und Erfüllung der bereits bestehenden Nachhaltigkeitsanforderungen von RED und FQD auch auf EE-Kerosin (PTL).
- Gezielte Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen für ein Pilotvorhaben: (i) Praktische Umsetzung von Pilotanlagen als Grundlage für weitere Anlagenentwicklung unter (ii) Beachtung nationaler und internationaler regulatorischer Rahmenbedingungen, (iii) Ableitung und Umsetzung begleitende Strategie im Einklang mit dem Klimaschutzplan der Bundesregierung, Entwicklungsplan inklusive Technologieroadmap im Kontext politischer Rahmenbedingungen und (iv) Vernetzung bereits laufender oder derzeit initiierter Pilot- und Demonstrationsvorhaben für erneuerbare Kraftstoffe

2 Hintergrund

Strategisch sind alternative Kraftstoffe auf Basis von erneuerbaren Energien für einen umweltfreundlichen Luftverkehr unersetzlich. Aufgrund der sehr langen Entwicklungs- und Einführungsphasen, sowie der langen Lebensdauer der Flugzeuge in der Luftfahrt, dauert die Einführung vollständig neuer Kraftstoffalternativen mehrere Jahrzehnte. Daher wird in der Luftfahrt der Schwerpunkt in der Entwicklung kerosinähnlicher alternativer Kraftstoffe gesetzt, die wenig bis keine Änderung an der Kraftstoffverteilinfrastruktur und im Flugzeug selbst erfordern. In den derzeitigen Klimaschutzstrategien wird davon ausgegangen, dass Kraftstoffe auf Basis erneuerbarer Energien in der Luftfahrt erst mittelfristig in großem Maßstab zur Einsatzreife gelangen. Die Einführung muss aber entsprechend vorbereitet sein. Die qualitativen Voraussetzungen (insbesondere im Hinblick auf Nachhaltigkeit) für den quantitativen Ausbau müssen für diese Systeme ebenso gegeben sein wie in allen anderen Einsatzbereichen. Der Luftverkehr steht jedoch wegen der hohen technischen Anforderungen und den internationalen Versorgungsnotwendigkeiten der Flughäfen vor besonderen Herausforderungen.

Aufbauend auf den in der im Juni 2013 veröffentlichten „Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS) – Energie auf neuen Wegen“ [MKS 2013] aufgezeigten konkreten Aufgaben der Luftfahrt und den in der im Oktober 2014 fertig gestellten Studie „Drop-In-Kraftstoffe für die Luftfahrt“ [MKS 2014] aufgezeigten Handlungsbedarfe ergeben sich Themen für weiterführende Untersuchungen mit dem Schwerpunkt auf Biokerosin und EE-Kerosin (sog. Power-to-Liquid, PTL, auf der Basis von Strom aus erneuerbaren Energien, EE). Dabei ist es das übergeordnete Ziel des Vorhabens, möglichst konkrete Hinweise und Handlungsempfehlungen für wegweisende Pilotvorhaben und die damit verbundenen Voraussetzungen für Pilotierung in Deutschland abzuleiten.

Im aktuellen Vorhaben werden neben technischen Fragestellungen zur Kerosinproduktion (Aufgaben 1 und 2) und Infrastrukturen (Aufgabe 3) ebenso Nachhaltigkeitsaspekte (Aufgabe 4) und Wertschöpfungsaspekte (Aufgabe 5) untersucht. Mit dem Ziel, geeignete wegweisende Pilotvorhaben vorzubereiten, erfolgt eine Strukturierung und ein Vorschlag von Maßnahmen (Aufgabe 6) (Abbildung 4). Im nachfolgenden Bericht werden die Ergebnisse aus den einzelnen Arbeitspaketen, die im Zeitraum von 11/2014 bis 10/2015 bearbeitet worden, zusammengefasst.

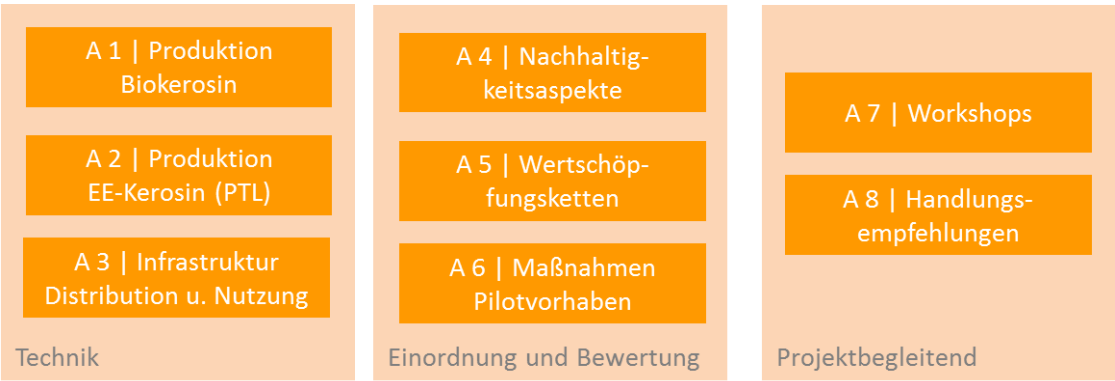
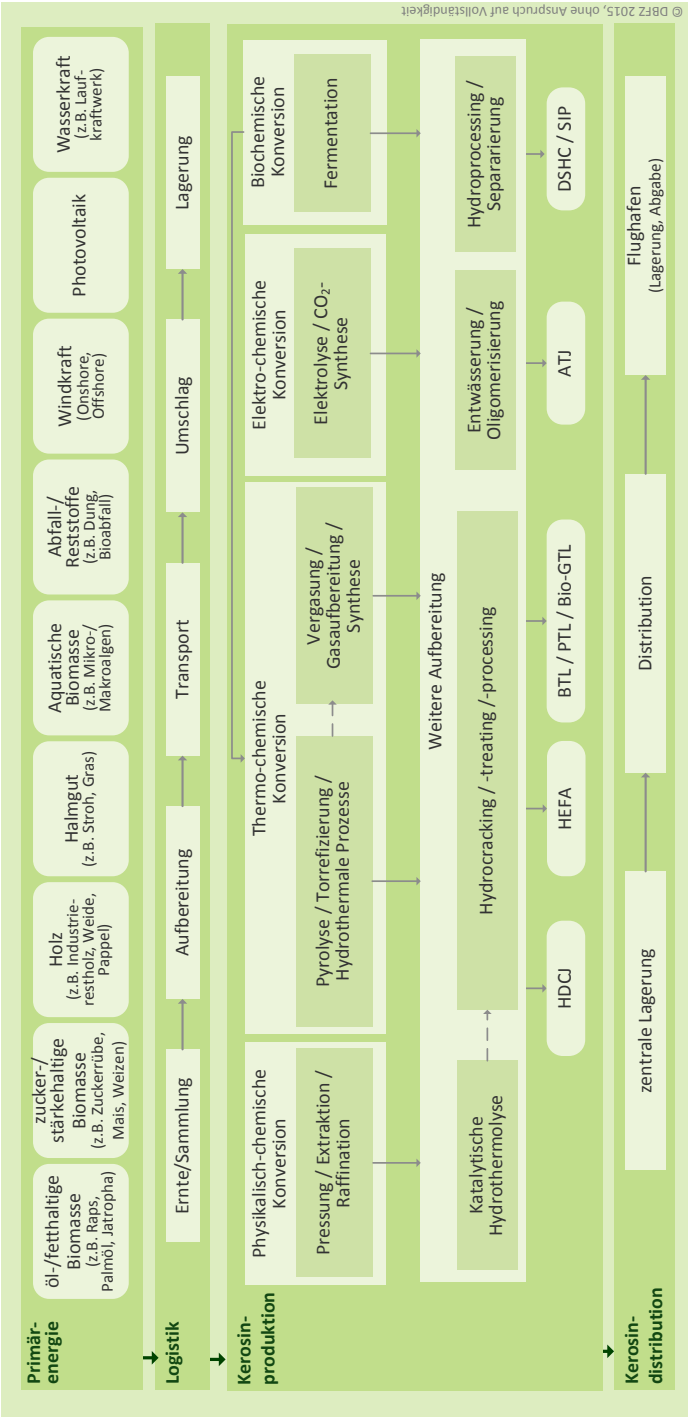


Abbildung 4 Themenschwerpunkte des Vorhabens

3 Konversionstechnologien für die Kerosinproduktion

Eine Übersicht der derzeit in Diskussion befindlichen alternativen Kraftstoffe für die Luftfahrt zeigt Abbildung 5. Dabei kann grundsätzlich eine Vielzahl unterschiedlicher biogener Rohstoffe oder Strom aus erneuerbaren Energien zum Einsatz kommen. Der Mehrheit der Kerosinoptionen gemein sind im Regelfall entsprechende raffinerienahe Aufbereitungstechnologien und ein Produktspektrum, das i. d. R. neben Kerosin (je nach Prozess Größenordnungen bis ca. 35 bis 55 Gew.-%) weitere Kraftstofffraktionen umfasst.



ATJ | Alcohol to Jet; BTL | Biomass to Liquid; Bio-GTL | Biogas/biomethane to liquid; CH | Catalytic Hydrothermolysis; CO_2 | Carbon Dioxide; DSHC | Direct Sugar to Hydrocarbons; HDCJ | Hydrotreated Depolymerised Cellulosic Jet; HEFA | Hydrotreated Esters and Fatty Acids; SIP | Synthetic Iso-paraffin from Fermented Hydroprocessed Sugar (auch DSHC); PTL | Power to Liquid;

Abbildung 5 Übersicht Verfahrensrouten für Kerosin aus Biomasse und erneuerbarem Strom

3.1 Generelle Einordnung von Technologiestadien und Ansätze für Pilotvorhaben

Derzeit wird erneuerbares Kerosin für Testflüge gezielt produziert. Im Falle von HVO/HEFA und SIP wurde erneuerbares Kerosin auch bereits auf kommerziellen Flügen unterschiedlicher Airlines zu Demonstrationszwecken eingesetzt. Wenngleich neben verfügbaren HVO/HEFA- und SIP-Anlagen Einzeltechnologien prinzipiell kommerziell verfügbar sind (z. B. Reaktoren zur Kraftstoffsynthese und -aufbereitung), wurden bislang keine Anlagen zur Produktion erneuerbaren Kerosins installiert oder nennenswerte Kerosinmengen für den internationalen Markt erzeugt.

Nachfolgende Abbildung 6 erlaubt eine generelle Einordnung von unterschiedlichen Technologiestadien („Technology Readiness Level“, TRL) entlang der Innovationskette. Darin aufgezeigt ist, wie sich die grundsätzlich fließend ineinander übergehenden Technologiestadien „Technikum“, „Pilot“ und „Demonstration“ voneinander abgrenzen lassen und mit welchen Charakteristika (z. B. Leistungsklassen, Anlagenfahrweise, typische Akteure, grobe Größenordnungen für Kosten mit Bezug auf Biokerosin und EE-Kerosin) diese jeweils verbunden sind.

Die amerikanische Commercial Aviation Alternative Fuels Initiative (CAAFI) hat entsprechend darüber hinaus ein Schema für die Einordnung von neuen Flugzeugkraftstoffen (entlang der gesamten Verfahrenskette vom Ausgangstoff bis hin zum Kerosin) einschließlich Vorgaben für produzierte Mengen entwickelt, den sog. „Fuel Readiness Level“ (FRL). Diese findet, in Verbindung mit der für einen Einsatz von erneuerbarem Kerosin (auch zu Testzwecken) erforderlichen ASTM-Zertifizierung, mittlerweile international Anwendung und ist ebenfalls in Abbildung 6 dargestellt. Details zum FRL sind in Tabelle 30 im Anhang einsehbar.

Innovations-kette	Grundlagenforschung	Angewandte Forschung			Technische Entwicklung				Marktaufnahme
Technology Readiness Level (TRL)[a]	1 | Beobachtung und Beschreibung des Funktionsprinzips	2 | Beschreibung und Anwendung einer Technologie	3 | Experiment. Nachweis der Funktionstüchtigkeit einer Technologie	4 | Technologie-validierung im Labor/Technikum	5 | Technologie-validierung unter relevanten Einsatz-bedingungen	6 | Demonstration Prototyp unter relevanten Einsatz-bedingungen	7 | Demonstration Prototyp im Einsatz	8 | Qualifizierung des gesamten Systems mit Nachweis der Funktions-tüchtigkeit	9 | Nachweis des erfolgreichen Einsatzes

Technologiestadien (vereinfacht)	Labor / Technikum	Pilot	Demonstration
Technologienentwicklung	Versuche zur Grundlagen-ermittlung und Identifizierung von Unsicherheiten, idealisierte Versuchsbedingungen	Erprobung verschiedener Technologien für Teilprozesse, Aufdecken von Unsicherheiten in Teiltechnologien Erfahrungen im Prozessverständnis	Realisierung als integrierter Gesamtprozess, Produktion für Tests (auch im Dauerbetrieb)
Typische Relisierungszeiträume bis Markteinführung[b]	8 bis > 15 Jahre	3 bis 8 Jahre	1 bis 4 Jahre
Leistungsklasse in Bezug auf Anlagengröße	sehr kleine Leistungsklassen (i.d.R. g bis kg/h)	um einen Faktor von ca. 50 bis 500 kleiner als kommerzielle Anlagen (i.d.R. kg bis t/h)	bis zu Faktor 10 kleiner als kommerzielle Anlagen (i.d.R. t bis mehrere 10 t/h)
Anlagenfahrweise	Versuchsreihen, i.d.R. diskontinuierlich	Versuchskampagnen, i.d.R. quasikontinuierlich	Darstellung Dauerbetrieb, i.d.R. kontinuierlich
Typische Akteure	Forschungseinrichtungen	Umsetzung i.d.R. mit Industrie bei intensiver Forschungs-beteiligung, teils an Standorten von Forschungseinrichtungen	Umsetzung i.d.R. durch F&E-intensive Industrie; häufig wissenschaftliche Begleitung durch Forschungs-einrichtungen
Kostenabschätzungen/ Einordnung für Biokerosin[c]			
Investition Anlagentechnik[d]:	wenige Mio. EUR	mehrere 10 Mio. EUR	bis zu 100 Mio. EUR
Betriebskosten[e]:	ca. 15 % von Invest/a	ca. 10 % von Invest/a	ca. 5 % von Invest/a
Personalkosten:	ca. 200.000 EUR/a	ca. 500.000 EUR/a	ca. 900.000 EUR/a
Kostenabschätzungen / Einordnung für EE-Kerosin[f]			
Investition Anlagentechnik[d]:	wenige Mio. EUR[e]	mehrere 10 Mio. EUR	bis zu 100 Mio. EUR
Wartung, Instandhaltung:	ca. 10% von Invest/a	ca. 4% von Invest/a	ca. 4% von Invest/a
Strom (4000 h/a):	mehrere 100.000 EUR/a	mehrere Mio. EUR/a	bis zu einige 10 Mio. EUR/a
Personalkosten:	ca. 200.000 EUR/a	ca. 200.000 EUR/a	ca. 200.000 EUR/a

Fuel Readiness Level (FRL)[h]	1 | Grundlegende Prinzipien dokumentiert	2 | Technologie-konzept definiert	3 | Konzept in Testphase	4 | Vorläufige technische Evaluation	5 | Prozess-validierung	6 | Technische Evaluation im Großmaßstab	7 | Kraftstoff-anerkennung	8 | Kommer-zialisierung validiert	9 | Produktions-kapazitäten etabliert
Kraftstoff-menge Liter/Jahr			0,5	ca. 38	300 – 850.000	190 – 1.890.000			

[a] gemäß Vorgaben der Europäischen Kommission: High-Level Expert Group on Key Enabling Technologies. European Commission, Brussels (2011).; [b] unter idealen Randbedingungen; [c] grobe Größenordnungen auf Basis von Erfahrungswerten (z.B. Bioliq® am KIT in Karlsruhe, Sunfuel/BTL von Choren in Freiberg); [d] hier nur Konversionstechnik/-anlage zu Kraftstoff (ohne Aufwendungen für Fläche, Anbindungsinfrastruktur etc.); [e] variable Betriebskosten (z.B. Verbrauchsmittel) und fixe Betriebskosten (wie z.B. Wartung, Instandhaltung) ohne Personallaufwendungen ; [f] Eine Pilotanlage (Elektrolyse + Methanolsynthese) ist in Grindavík/Island von CRI seit 2009 in Betrieb, eine andere Pilotanlage (Elektrolyse + Methanolsynthese) von Silicon Fire AG in Altenrhein/St. Gallen in der Schweiz seit 2011; Pilotanlage "Fuel 1" von Sunfire ist am 11/2014 in Betrieb gegangen; [g] nach Definition der Commercial Aviation Alternative Fuels Initiative (CAAFI)

Abbildung 6 Innovationskette sowie Einordnung und Charakterisierung der Technologiestadien

3.2 Biokerosin

In Ergänzung zu den Ausführungen aus der Drop-In-Studie [MKS 2014] wurden weitere Verfahren untersucht, die sich zur Produktion von Biokerosin eignen. Hierbei handelt es sich z. B. um die Erzeugung von Synthesekraftstoffen auf Basis von Biomethan („Bio-GTL“) oder mittels hydrothermalen Verfahren erzeugten Zwischenprodukten. Weitere Verfahren basieren auf der thermochemischen Umwandlung von Biomasse in flüssige Zwischenprodukte mit anschließender Aufbereitung unter Zuhilfenahme u. a. von Wasserstoff und gegebenenfalls Verfahrensschritten zur weiteren Veränderung der Molekülstrukturen. Andere Verfahren erzeugen Biokerosin durch eine Verknüpfung mehrerer Bioethanolmoleküle oder bloß ein kerosinähnliches Produkt mittels Vergärung, das sich zur Beimischung eignet. Darüber hinaus wurden die in der Drop-in-Studie bereits untersuchten Verfahren „HEFA“ und „BTL“ aktualisiert und in den Vergleich perspektivischer Kerosinverfahren aufgenommen.

Fast allen Verfahren gemein ist, dass Biokerosin je nach Optimierung der Prozesskette auf die jeweiligen Einzelprodukte typischerweise nur eines von mehreren Produkten bzw. Kraftstofffraktionen ist; weitere sind – je nach Prozesskette und Kraftstoffaufbereitung – z. B. Benzin-/Dieselfraktionen, Naphtha oder Propan.

Alle Verfahren zur Erzeugung von Biokerosin wurden hinsichtlich der folgenden Aspekte analysiert:

- Technische Reife: Verfahrensprinzip; Entwicklungsstand, Akteure.
- Rohstoffe: geeignete Rohstoffe sowie deren Potential und flexible Einsetzbarkeit.
- Kosten: Gestehungskosten, Kostenstruktur, Kostensenkungspotential.
- Umweltwirkungen: THG-Emissionen und THG-Minderungspotenzial.

Die derzeit diskutierten Biokerosinrouten werden im Anhang umfänglich, jedoch ohne Anspruch auf Vollständigkeit, in Form von Technologiesteckbriefen vorgestellt (Tabelle 31 ff). Die vergleichende Bewertung erfolgt in Kapitel 3.4 ff.

3.3 EE-Kerosin (PTL)

3.3.1 Charakterisierung der PTL-Routen

Nachfolgend werden Synthesekraftstoffe auf der Basis von erneuerbarem Strom zu Kerosin („Power-to-Liquid“) charakterisiert. Synthetisches Kerosin kann dabei über die „Methanol-Route“ und die „Fischer-Tropsch-Route“ erzeugt werden.

Ab dem Zwischenprodukt Methanol im Fall der „Methanol-Route“ und ab dem Zwischenprodukt Synthesegas im Fall der „Fischer-Tropsch-Route“ unterscheiden sich die Prozesse grundsätzlich nicht von denen, die auch für GTL, BTL und CTL verwendet werden. Die „Methanol-Route“ kann auch bei BTL, GTL und CTL verwendet werden. In [dena 2006] wurden für BTL sowohl die „Fischer-Tropsch-Route“ als auch die „Methanol-Route“ betrachtet.

Daneben wird unterschieden zwischen Niedertemperatur- und Hochtemperaturwasserelektrolyse. Bei der Niedertemperaturwasserelektrolyse kommen Elektrolyseure mit alkalischem Elektrolyten (wässrige KOH-Lösung) und Elektrolyseure mit Protonenaustauschmembran („Proton Exchange Membrane“, abgekürzt PEM) zum Einsatz. Bei der Hochtemperaturelektrolyse wird eine sauerstoffleitende Keramik als Elektrolyt verwendet („Solide Oxide Electrolysis Cell, abgekürzt SOEC). Bei der Hochtemperaturelektrolyse wird Wasserdampf statt flüssigem Wasser zu H_2 und O_2 umgesetzt. Die Elektrolyse von Wasserdampf weist einen niedrigeren spezifischen Stromverbrauch auf als die Elektrolyse von flüssigem Wasser. Der Vorteil der SOEC ist, dass die Wärme aus der exotherm verlaufenden Fischer-Tropsch- oder Methanolsynthese einen Teil des Energiebedarfs für die Hochtemperaturelektrolyse,

nämlich die Erzeugung von Wasserdampf, deckt und dadurch der Stromverbrauch für die Elektrolyse sinkt.

3.3.1.1 PTL via Fischer-Tropsch-Route (Niedertemperatur-Elektrolyse)

Bei der Fischer-Tropsch-Synthese wird H_2 und CO zu langkettigen flüssigen Kohlenwasserstoffen umgesetzt:

$$(2n + 1)\ H_2 + n\ CO \rightarrow C_nH_{2n+2} + n\ H_2O$$

Die Weiterverarbeitung der Produkte aus der Fischer-Tropsch-Synthese (langkettige Kohlenwasserstoffe) zu Flugturbinenkraftstoff ist relativ komplex. Denkbar wäre, Elektrolyse und Fischer-Tropsch-Synthese dezentral in relativ kleinen Anlagen (z. B. 10 MW_{el}-Elektrolyse und nachgeschaltete Fischer-Tropsch-Synthese) durchzuführen und die langkettigen Kohlenwasserstoffe zur Weiterverarbeitung (u. a. Hydrocracking, Isomerisierung, gegebenenfalls Aromatisierung) zu einer großen zentralen Anlage (z. B. einer Rohölraffinerie) zu transportieren.

Abbildung 7 zeigt die wichtigsten Prozessschritte für die Produktion von Benzin, Kerosin und Diesel über die Fischer-Tropsch-Route (FT) im Fall der H_2-Produktion über Niedertemperaturelektrolyse.

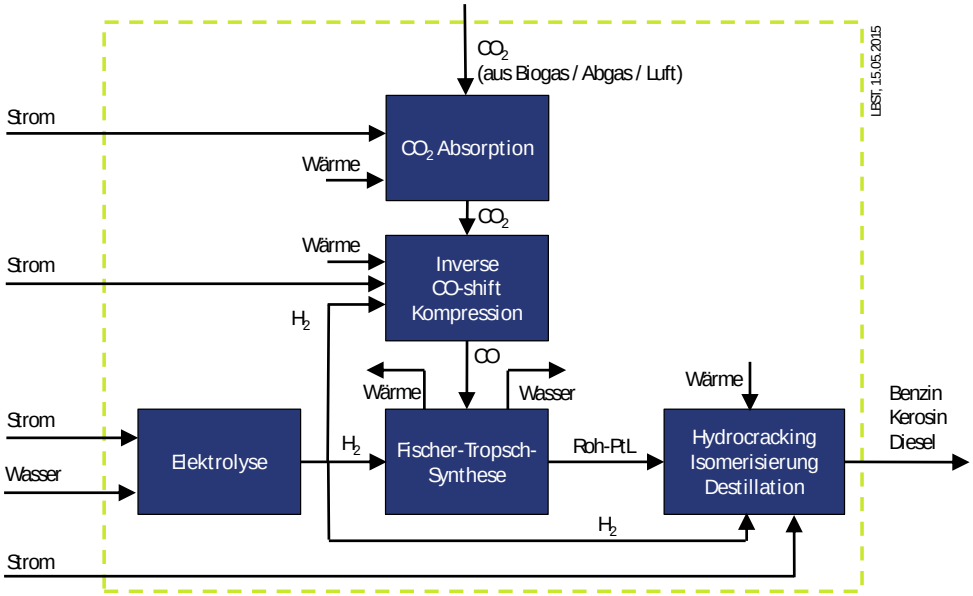


Abbildung 7 PTL-Kerosin via NT-Elektrolyse und FT-Synthese

Eine wichtige Komponente ist dabei die Elektrolyseanlage, die auch zu einem erheblichen Teil des Investitionsbedarfs der Gesamtanalage beiträgt. Ausgehend von den Kosten heutiger Elektrolyse-anlagen wurde über eine Lernkurve die Kostenreduktion ermittelt (Abbildung 8). Dabei wurde eine „Lernrate“ von 13 % angenommen [Sterner 2014], d. h. mit jeder Verdopplung der weltweit installierten Elektrolysekapazität sinkt der spezifische Investitionsbedarf um 13 %.

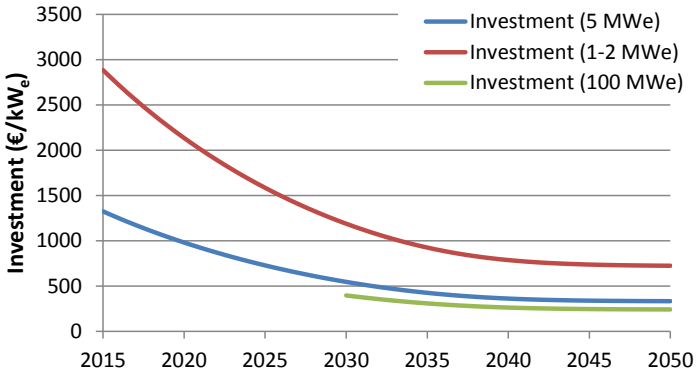


Abbildung 8 Investitionsbedarf Niedertemperaturelektrolyse [LBST 2016]

Tabelle 39 fasst die charakteristischen Merkmale der Fischer-Tropsch-Route mit Niedertemperaturelektrolyse in Steckbriefform zusammen. Wenn nicht anders angegeben, wurden die darin angegebenen Nutzungsgrade, der Investitionsbedarf und die daraus resultierenden Kraftstoffgestehungskosten auf Basis von [LBST 2016] ermittelt. Der Investitionsbedarf wurde an im Vergleich zu [LBST 2016] veränderte Anlagengrößen angepasst.

3.3.1.2 PTL via Fischer-Tropsch-Route (Hochtemperatur-Elektrolyse)

Abbildung 9 zeigt die wichtigsten Prozessschritte für die Produktion von Benzin, Kerosin und Diesel über die Fischer-Tropsch-Route (FT) im Fall der H_2-Produktion über Hochtemperaturelektrolyse.

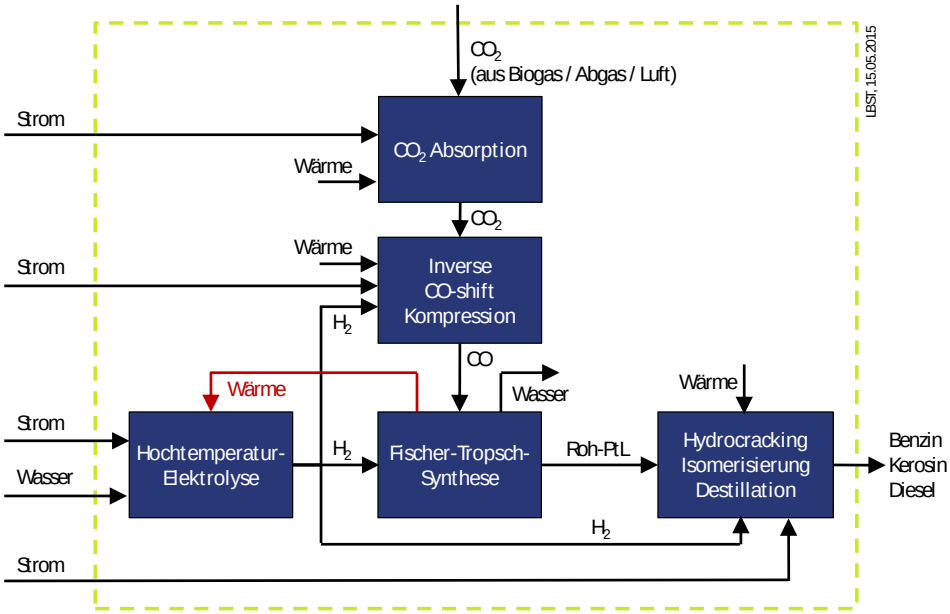


Abbildung 9 PTL-Kerosin via HT-Elektrolyse und FT-Synthese

Für die Fischer-Tropsch-Synthese wird CO benötigt. Das CO wird über inverse CO-Shift-Reaktion aus CO_2 und H_2 erzeugt. Anschließend werden über „Hydrocracking“ und gegebenenfalls weitere Prozesse (z. B. Isomerisierung und gegebenenfalls Aromatisierung eines Teilstroms der Fischer-Tropsch-Produkte) die gewünschten Produkte mit den gewünschten Eigenschaften erzeugt.

Kennzeichnend für dieses Verfahren ist die Nutzung der Hochtemperaturwärme (220 bis 260°C im Fall der Niedertemperatur-Fischer-Tropsch-Synthese) aus der Fischer-Tropsch-Synthese für die Hochtemperaturelektrolyse. Darüber hinaus kann überschüssige Wärme niedrigerer Temperatur je nach Verfahren zur CO_2-Abtrennung zur Regeneration des CO_2-Waschmittels (bei Auswaschung von

CO_2 aus Rauchgas) bzw. CO_2-Desorption (bei CO_2 aus Luft über Temperaturwechseladsorption) eingesetzt werden. Weitere Wärmesenken niedrigerer Temperaturen als für die HT-Elektrolyse notwendig finden sich in der Weiterverarbeitung zu Kerosin, z. B. Destillationsprozesse.

Alternativ zur inversen CO-Shift-Reaktion kann die CO-Produktion in der Hochtemperaturelektrolyse selbst erfolgen. Dabei wird neben der Wasserelektrolyse das CO_2 elektrolytisch zu CO und umgesetzt (Co-Elektrolyse).

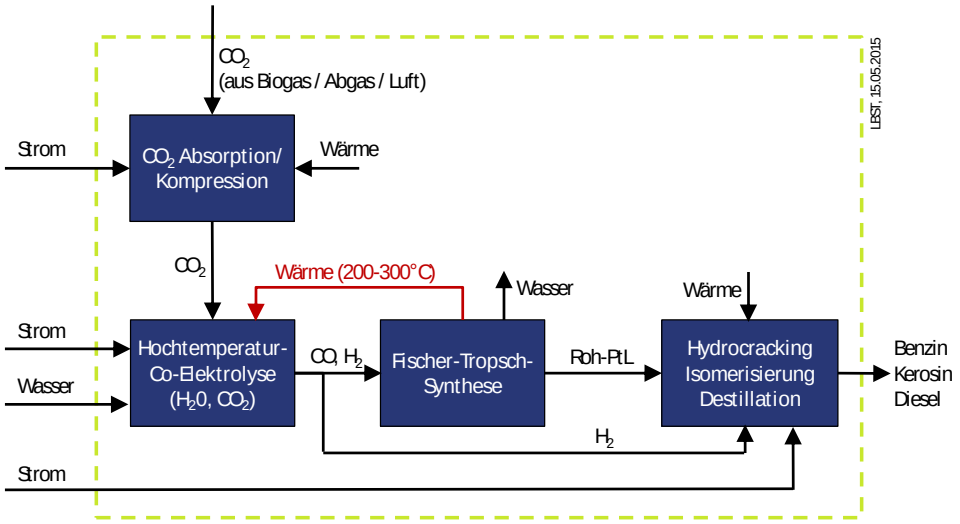


Abbildung 10 PTL-Kerosin via HT-Co-Elektrolyse und FT-Synthese

In [Becker et al 2012] wurde eine PTL-Anlage auf Basis der Hochtemperatur-Co-Elektrolyse modelliert. Der Investitionsbedarf für die SOEC wurde dabei aus den vom U.S. Department of Energy (DOE) formulierten Kostenzielen („DOE cost targets“) von 200 USD/$kW_{el,\ DC}$ für die Massenproduktion von SOEC und 150 USD/kW_{el} für den Gleichrichter abgeleitet.

In [LBST 2016] wurden unter anderen PTL-Anlagen auf Basis der Hochtemperatur-Elektrolyse in Kombination mit inverser CO-Shift-Reaktion für die Zeithorizonte 2015 bis 2050 modelliert. Das CO_2 wurde dabei aus der Luft abgetrennt. Der Investitionsbedarf für die SOEC wurde ausgehend von etwa 20.000 dänische Kronen pro m^3_N/h Wasserstoffproduktionskapazität für 2020 nach [DPHFC 2012] (ca. 900 EUR/kW_{H2} bzw. ca. 780 EUR/$kW_{el,\ AC}$) über eine Lernkurve ermittelt. 2030 sinkt der Investitionsbedarf für die SOEC auf etwa 450 EUR/$kW_{el,\ AC}$.

Bei der Hochtemperatur-Elektrolyse können die für die Synthese notwendigen Edukte H_2 und CO auch durch Elektrolyse von Wasser und CO_2 erzeugt werden, die sog. Co-Elektrolyse. Abbildung 10 zeigt die wichtigsten Prozessschritte für die Produktion von Benzin, Kerosin und Diesel über die Fischer-Tropsch-Route (FT) im Fall der Hochtemperatur-Co-Elektrolyse.

3.3.1.3 PTL via Methanol-Route (Niedertemperatur-Elektrolyse)

Neben der Fischer-Tropsch-Route kann die Produktion von synthetischen Kohlenwasserstoffen auch über die „Methanol-Route“ erfolgen. Abbildung 11 zeigt die wichtigsten Prozessschritte für die Produktion von Benzin, Kerosin und Diesel über die Methanol-Route, wenn die H_2-Produktion über Niedertemperaturelektrolyse erfolgt.

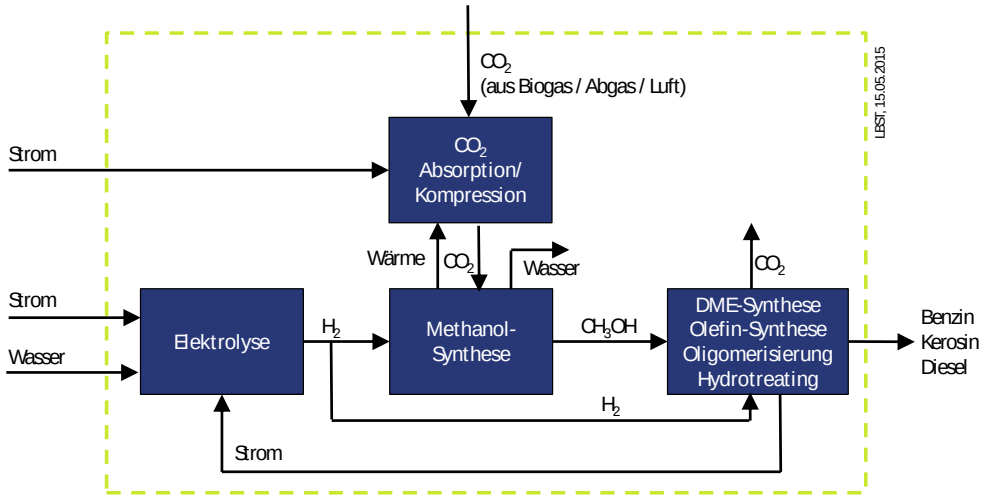


Abbildung 11 PTL-Kerosin via NT-Elektrolyse und MeOH-Synthese

Im Gegensatz zur Fischer-Tropsch-Synthese kann die Methanolsynthese sowohl mit CO als auch direkt mit CO_2 durchgeführt werden:

$$3\,H_2 + CO_2 \rightarrow CH_3OH_{fl} + H_2O_{fl} \qquad \Delta H298K = -130{,}97\ kJ$$

$$3\,H_2 + CO_2 \rightarrow CH_3OH_g + H_2O_g \qquad \Delta H298K = -49{,}57\ kJ$$

Die Reaktion verläuft exotherm.

Anschließend wird über Olefinsynthese (über den Zwischenschritt DME), Oligomerisierung und Hydrierung das Methanol zu synthetischen, flüssigen Kraftstoffen umgesetzt. Das Verfahren wird unter anderen von der Firma Air Liquide (ehemals Lurgi) als „MtSynfuels“ angeboten. Die Olefinsynthese erfolgt über den Zwischenschritt DME-Synthese.

DME-Synthese:	$2\,CH_3OH$	$\rightarrow CH_3\text{-}O\text{-}CH_3 + H_2O$
Olefinsynthese:	$CH_3\text{-}O\text{-}CH_3$	$\rightarrow (CH_2)_2 + H_2O$
Oligomerisierung:	$0{,}5\,n\,(CH_2)_2$	$\rightarrow C_nH_{2n}$
Hydrotreating:	$C_nH_{2n} + H_2$	$\rightarrow C_nH_{2n+2}$

Tabelle 41 fasst die charakteristischen Merkmale der Methanol-Route mit Niedertemperaturelektrolyse in Steckbriefform zusammen.

3.3.1.4 PTL via Methanol-Route (Hochtemperatur-Elektrolyse)

Abbildung 12 f zeigen die wichtigsten Prozessschritte für die Produktion von Benzin, Kerosin und Diesel über die Methanol-Route, wenn die H_2-Produktion über Hochtemperaturelektrolyse erfolgt (Tabelle 42).

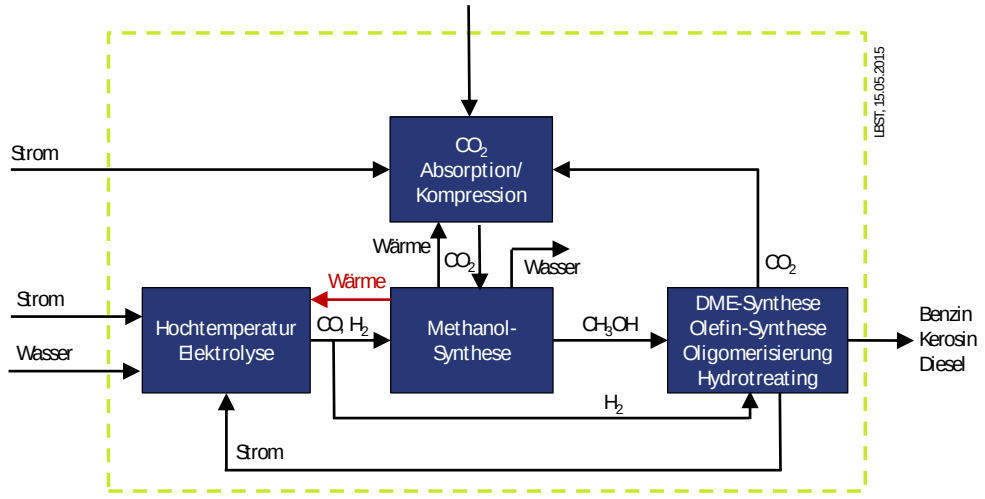


Abbildung 12 PTL-Kerosin via HT-Elektrolyse und MeOH-Synthese

Kennzeichnend für dieses Verfahren ist die Nutzung der Hochtemperaturwärme aus der Methanolsynthese (200 bis 300°C) für die Hochtemperaturelektrolyse. Erfolgt die CO_2-Bereitstellung durch Auswaschung aus der Luft oder Rauchgas, so kann überschüssige Wärme niedrigerer Temperatur zur Regeneration des CO_2-Waschmittels bzw. CO_2-Desorption eingesetzt werden. Weitere Wärmesenken niedrigerer Temperaturen als für die HT-Elektrolyse notwendig finden sich in der Methanolaufbereitung zu Kerosin, z. B. Destillationsprozesse.

Bei der Hochtemperatur-Elektrolyse können die für die Synthese notwendigen Edukte H_2 und CO auch durch Elektrolyse von Wasser und CO_2 erzeugt werden, die sog. Co-Elektrolyse.

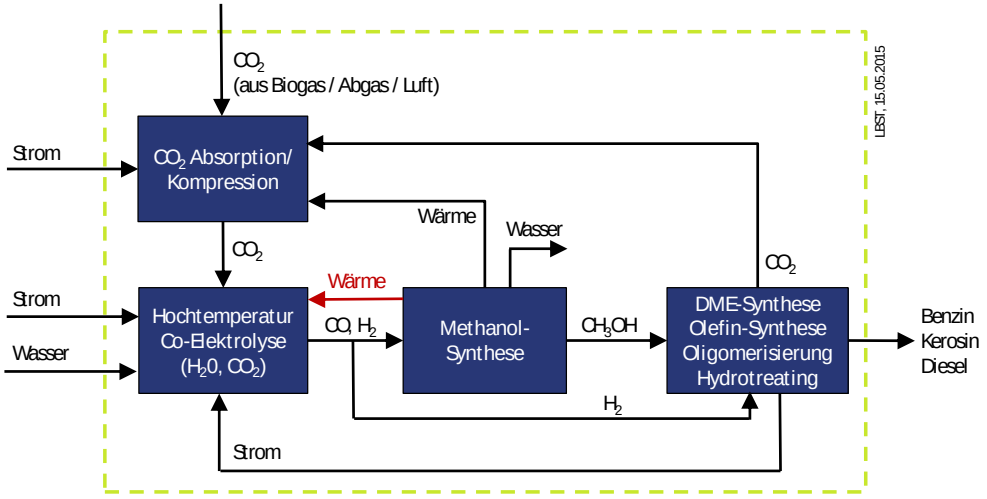


Abbildung 13 PTL-Kerosin via HT-Co-Elektrolyse und MeOH-Synthese

Synthetische Kraftstoffe aus der Oligomerisierung bestehen zu einem hohen Anteil (> 90 %) aus Isoparaffinen und weisen daher eine gutes Kälteverhalten (niedriger Gefrierpunkt) auf. Durch entsprechende Betriebsweise (Temperatur) und Auswahl des Katalysators, kann ein synthetischer Flugturbinenkraftstoff hergestellt werden, der die heutigen Anforderungen für Jet A-1 inklusive des Mindestanteils an Aromaten von 8 % erfüllt. [de Klerk 2011].

3.3.2 Betriebsflexibilität von PTL-Produktionsanlagen

Das große technische Verfügbarkeitspotenzial an erneuerbaren Energien (EE) liegt bei der Primärenergie „Erneuerbarer Strom“ und hier insbesondere bei fluktuierendem EE-Strom aus Wind und Photovoltaik (siehe z. B. [MKS 2015a] für EE-Strompotenziale in Deutschland oder [LBST 2013]

für EE-Strompotenziale weltweit). Die Speicherung von EE-Strom zur Stromdeckung in Zeiten geringen Solar- und Windangebots („gesicherte Leistung“) ist insbesondere bei der Langzeitspeicherung mit hohen Energieverlusten behaftet. Flexible PTL-Produktionsverfahren, die gut dem Angebot an EE-Strom folgen können, sind daher für eine effiziente Stromnutzung bei hohen Anteilen an fluktuierendem Strom im EE-Strommix von Vorteil.

Wie stellen sich die Prozesskomponenten hinsichtlich ihrer Betriebsflexibilität und möglichen Flexibilisierungsoptionen dar?

Wasserelektrolyse mit alkalischen oder PEM Elektrolyseuren sind über einen weiten Betriebsbereich flexibel im Sekundenbereich.

Hochtemperaturelektrolyse ist demgegenüber träger in den Leistungsänderungsgeschwindigkeiten. Die Anfahrzeit vom Kaltzustand bis zur stabilen Wasserstoffproduktion liegt im Bereich von Stunden bis Tagen, bei Start aus dem heißen Haltebetrieb („hot Stand-by“) im Bereich von Minuten bis Stunden.

Durch Speicherung von Wasserstoff vor Ort kann die Elektrolyse weitgehend unabhängig vom restlichen Prozess gesteuert werden. Der Grad der Unabhängigkeit wird bei Niedertemperaturelektrolyse durch die H_2-Speichergröße determiniert. Bei Hochtemperaturelektrolyse ist die Entkopplung zwischen Wasserstofferzeugung und -verwendung in der Synthese kaum gegeben, da die Wärme der Synthesereaktionen für die Hochtemperaturelektrolyse beigestellt werden muss. Für das Temperaturniveau 700 bis 900 °C gibt es derzeit keine geeigneten Temperaturspeicher.

Die Fischer-Tropsch-Synthese ist ein träges Element in der PTL-Produktionskette hinsichtlich ihrer Anfahrzeit bis eine stabile Produktion („Steady-State“) mit dem gewünschten Produktmix erreicht wird, sowie hinsichtlich ihrer Leistungsänderungsgeschwindigkeit. Das Anfahren in den Steady-State-Bereich dauert ungefähr 100 Stunden. Die Selektivität der Produkte ist sehr sensitiv bezüglich den Reaktionen im Synthesereaktor. Bereits geringe Veränderungen der Betriebsparameter, wie z. B. H_2/CO Verhältnis, der Temperatur oder des Druckes, zeigen große Auswirkungen auf die katalytischen Reaktionen. Die katalytischen Reaktionen sind stark exotherm. Im Anfahrbetrieb sind die Wärmetransporte innerhalb des Katalysators noch unregelmäßig, was eine Gefahr für lokale Überhitzung („Hot-Spots“) darstellt. Lokale Überhitzungen können zum Sintern und zur Zerstörung des Katalysators führen. Daher wird die Zufuhr der Reaktanten während des Anfahrens kontinuierlich erhöht. Das Anhalten („Shutdown“) des Synthesereaktors in einen heißen Haltebetrieb („hot Stand-by“) ohne sonderliche Beanspruchung des Katalysators ist innerhalb weniger Minuten möglich. Die Wiederinbetriebnahme aus dem Haltebetrieb ist dagegen ebenfalls langwierig. Schwankungen bei der Zuführung der Rohstoffe bedeuten unterschiedliche Verweilzeiten der Reaktanten, die zu unterschiedlichen Produkten am Ausgang der Syntheseanlage führen. Geringere Kontaktzeiten mit dem Katalysator haben geringere Wachstumswahrscheinlichkeiten für die Zusammensetzung des Kohlenwasserstoff-Spektrums zur Folge und andersherum. Fraktionen unterhalb $C_{10}H_{22}$ werden über die Gasphase aus dem Reaktor ausgetragen, wohingegen Fraktionen größer $C_{22}H_{46}$ über die flüssige Phase ausgetragen werden. Im Intervall zwischen $C_{10}H_{22}$ und $C_{22}H_{46}$ beeinflussen beide Phasen die Verweilzeit. Die flüssige Phase hat eine höhere Verweilzeit, weswegen eine Leistungsänderung des Reaktors schwierig vorhersehbare Ergebnisse liefern kann.

Zusammenfassend bedeutet das für die Fischer-Tropsch-Synthese:

- Der FT-Syntheseprozess reagiert auf Laständerungen mit einer veränderten Produktzusammensetzung. Je nach Erhöhung oder Verringerung des in den Reaktor einströmenden Volumenstromes verändert sich die Verweilzeit im Reaktor, was zu kürzeren beziehungsweise längeren Kohlenwasserstoffspektren im Produktmix führt.
- Der Synthesereaktor ist sehr träge beim Hochfahren. Zu schnelles Anfahren des Reaktors kann zu lokalen Überhitzungen im Katalysatorbett führen. Unregelmäßig besetzte Katalysatoren haben

verschiedene Wärmetransportkoeffizienten und die Reaktionen sind stark exotherm. Daher ist ein kontrolliertes, langsames Anfahren des FT-Synthesereaktors zwingend notwendig.

- Der Reaktor kann innerhalb von wenigen Minuten in einen Haltebetrieb gefahren werden, bei dem keine Reaktionen stattfinden. Das Wiederanfahren des Reaktors aus dem heißen Haltebetrieb ist jedoch auf Grund derselben Argumentation wie bei dem Kaltstart langwierig.

Bei der **Aufbereitung des Roh-PTL** aus der Fischer-Tropsch-Synthese sind die beiden wichtigsten Verfahren das Hydrocracking und die Rektifikationskolonnen. Der Hydrocracker reagiert flexibel hinsichtlich der Einstellung der gewünschten Diesel- oder Kerosinprioritäten, jedoch ist er speziell gegenüber Änderungen in der Rohstoffzufuhr sehr empfindlich. Die Destillationskolonnen können mit unterschiedlichen Zusammensetzungen in der Zufuhr umgehen, sofern die Kolonnen nicht überfüllt oder vollständig entleert werden (Böden trocken gefahren). Eine entsprechende Regelung der Temperatur und des Drucks sollte vorgenommen werden, um die Produktqualität zu gewährleisten.

Fischer-Tropsch-Kerosin ist reich an Wasserstoff, weswegen während des Prozesses die meisten Aromaten in Alkane umgewandelt werden. Daher sind Kerosine aus der Fischer-Tropsch-Synthese in der Regel ärmer an Aromaten als Kerosin aus Rohöl. Eine nachträgliche Aromatenanreicherung ist deswegen notwendig. Ein weiterer kritisch zu betrachtender Punkt ist die Schmierfähigkeit des synthetischen Kerosins. Sie ist sehr viel geringer als bei Rohölprodukten.

Die **Methanol-Synthese** ist eine katalytische Reaktion, die stark exotherm ist. Wie bei der Fischer-Tropsch-Synthese besteht auch bei der Methanol-Synthese die Gefahr von lokalen Überhitzungen („Hot-Spots“) im Synthesereaktor. Dennoch ist das Anfahren im Vergleich zur Fischer-Tropsch-Synthese weniger sensitiv. Je nach Reaktorkonfiguration (Größe, Art) wird ein eingeschwungener, stabiler Betriebszustand („Steady-State“) bereits innerhalb von drei Stunden erreicht. Aus dem Warmstart („hot Stand-by“) wird ein stabiler Betriebszustand weitaus schneller erreicht als bei der FT-Synthese.

Allgemein ist der Umsatz zu Methanol temperatur-, druck- und kompositionsabhängig, weswegen veränderte Eingangsparameter abzufangen sind. Eine Erhöhung der Temperatur durch einen höheren Eingangsstrom kann beispielsweise Deaktivierung und Zerstörung des Katalysators zur Folge haben.

Die **Umwandlung von Methanol (MeOH) zu Kerosin** erfolgt über Methanol-to-Olefines (MTO) mit nachgeschaltetem Olefine-to-Gasoline-and-Distillate-Prozess (MOGD). Letzterer wird beispielsweise von der Firma Mobile angeboten. Das Kerosin nach dem MOGD-Reaktor weist gute Kerosineigenschaften auf. Der Aromatenanteil muss aber noch im Nachgang erhöht werden.

Die MTO und MOGD sind katalytische Reaktoren, die ebenfalls sensitiv auf Edukt- und Reaktionsparameter-Einstellungen reagieren, aber weniger kritisch ausfallen als die FT-Synthese. Speziell die MOGD-Synthese ist unkritisch hinsichtlich der Zusammensetzung der Rohstoffzufuhr. Je nach Einstellungen der Reaktorparameter Druck, Temperatur und Verweilzeit, sind die unterschiedlichen Kohlenwasserstofflängen einzustellen. Ebenso ist bei der Rektifikationskolonne wie beim Aufbereiten des FT-Roh-PTL darauf zu achten, dass die Kolonnenböden nicht austrocknen oder die Kolonnen geflutet werden.

Bei integrierten Anlagen können durch **Zwischenlagerung** der Syntheseprodukte (FT-Roh-PTL und Methanol) die Ansprüche an die Flexibilitäten im Bereich der Produktaufbereitung verringert werden. Der Aufbereitungsprozess erfolgt dann im Steady-state-Blockbetrieb bei ausreichend vollen Tanks.

Welcher Prozessschritt ist bestimmend für die Flexibilität der Gesamtkette (schwächstes Glied)?

Die Niedertemperaturelektrolyse mit anschließender Methanolsynthese und Aufbereitung zu Kerosin scheint hinsichtlich des Anlagenbetriebs das flexibelste der hier untersuchten Produktionsverfahren für PTL-Kerosin zu sein. Sie bietet den Vorteil einer einfacher kontrollierbaren Synthese mit nur einem Zielprodukt, die zwar bei veränderten Eingangsparametern, wie geringere Massenströme, geringere Ausbeuten erzielt, aber deren Folgen abschätzbar sind. Bei der Fischer-Tropsch-Synthese ist der Reaktor träger zu fahren. Leichte Änderungen der Betriebsparameter können größere Auswirkungen auf den Katalysator und damit auf die Produktqualität haben.

Bei den Elektrolysen fällt die Wahl eindeutig auf die PEM, da sie die höchste Flexibilität aufweist. Die AEL ist nur in einem kleineren Betriebstemperaturbereich einsetzbar und besitzt eine geringere Leistungsänderungsgeschwindigkeit. Bei großen Elektrolyseanlagen (zweistellige MW_e und größer) mit intelligenter Clustersteuerung, stellen die Unterschiede in der Betriebsflexibilität keine entscheidende Größe für die Technologieauswahl dar. Die Hochtemperaturelektrolyse (SOEC) wird aktuell in einem Demonstrationsverfahren von Sunfire erprobt; ihre Betriebsflexibilität soll im Rahmen des Demonstrationsvorhabens von Sunfire validiert werden.

Die Aufbereitung der Produkte aus der Fischer-Tropsch-Synthese stellt speziell in Form des Hydrocrackers erheblich Probleme dar. Die Flexibilität der MTO- und MOGD-Synthesen weist die üblichen Probleme eines katalytischen Reaktors auf, insbesondere hinsichtlich lokaler Überhitzungen.

Wie kann sichergestellt werden, dass eine PTL-Produktion zu jedem Zeitpunkt möglich ist?

Bedarfe für die **Bereitstellung gesicherter Leistung** zum Betrieb der PTL-Anlage können sich dadurch ergeben, wenn die PTL-Anlagen netzfern („offgrid“) bzw. ausschließlich mit fluktuierendem erneuerbaren Strom betrieben werden, z. B. durch Offshore Wind, große PV-Anlagenparks oder Solarparks in sonnenreichen Regionen der Erde. Gesicherte Leistung kann beispielsweise durch die Verstromung von Synthese-Co-Produkten wie LPG bereitgestellt werden. Hierzu können Gasturbinen, Gasmotoren oder perspektivisch auch Brennstoffzellen eingesetzt werden.

3.3.3 Geeignete PTL-Anlagenstandorte und Konzepte

Die hohe Energiedichte von PTL-Kraftstoffen (aufbereitet oder nicht aufbereitet) sowie die großtechnisch vorhandenen Transportkapazitäten für Methanol, Benzin, Kerosin und Diesel, erlauben prinzipiell hohe Freiheitsgrade hinsichtlich der Nutzung von besonders ertragreichen Solar- und Windstandorten in Deutschland, Europa und der Welt. In Abbildung 14 sind mögliche Dezentralisierungsoptionen und Importpfade dargestellt.

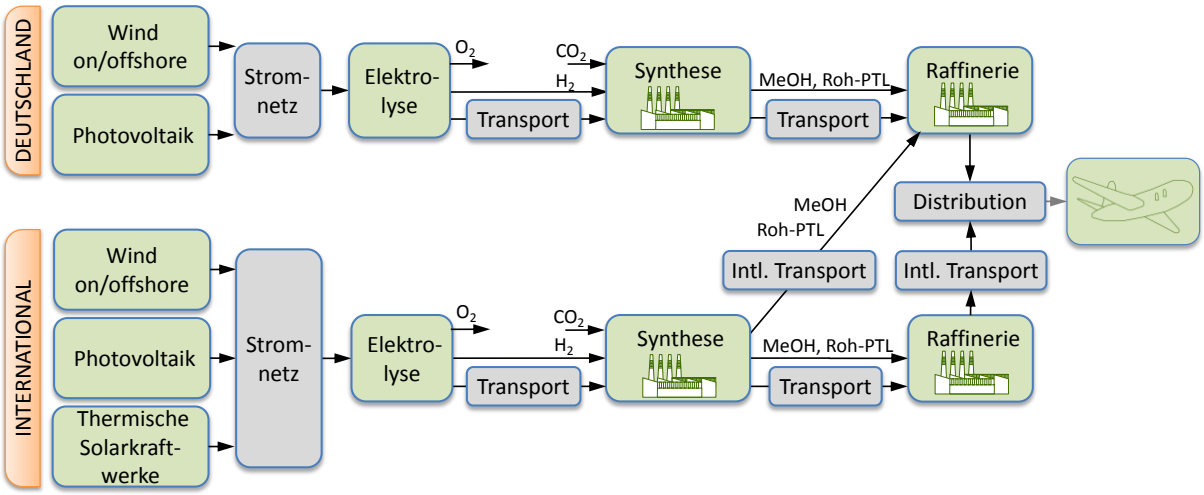


Abbildung 14 Import- und Dezentralisierungsoptionen

Im Falle von PTL-Kraftstoffen spricht die weitaus höhere Energiedichte von Roh-PTL und Methanol sowie hierfür bereits etablierte internationale Logistik/Infrastrukturen eher für einen Import dieser Energieprodukte im Vergleich zum Import von Strom oder Wasserstoff.

3.3.3.1 Gunstgebiete für erneuerbaren Strom

Photovoltaik (PV)

Abbildung 15 zeigt die Einstrahlungsbedingungen und Erträge aus optimal ausgerichteten PV-Anlagen in Deutschland und Europa.

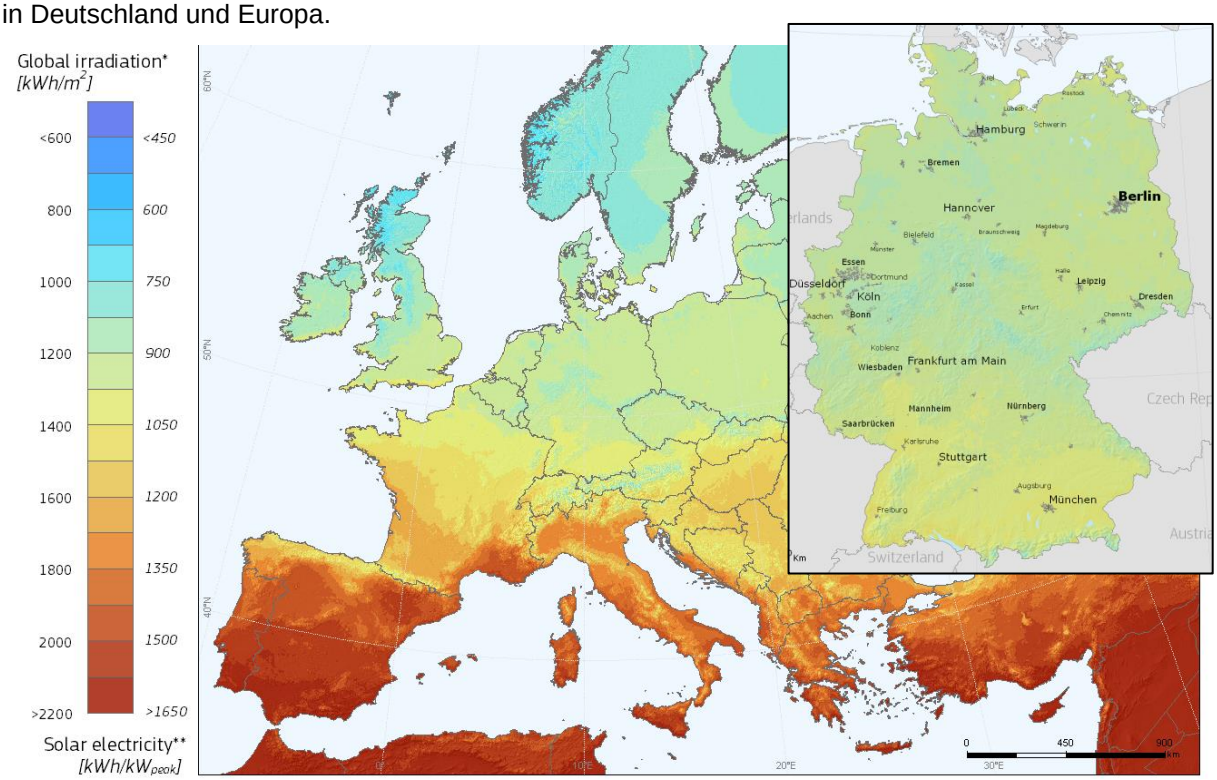


Abbildung 15 Jährliche Globaleinstrahlung sowie PV-Stromertrag bei optimal ausgerichteten PV-Modulen in Deutschland, Europa sowie EU-Anliegern [JRC/PVGIS 2012]

Der Grund für die weite Verbreitung von PV-Anlagen im Süden Deutschlands wird mit einem Blick auf die solaren Einstrahlungsbedingungen klar. Andere Länder im Süden von Europa weisen z. T.

erheblich bessere solare Einstrahlungsbedingungen auf. Dies gilt auch für eine Reihe weiterer Weltregionen, wie z. B. dem südlichen Afrika und Australien (Abbildung 16).

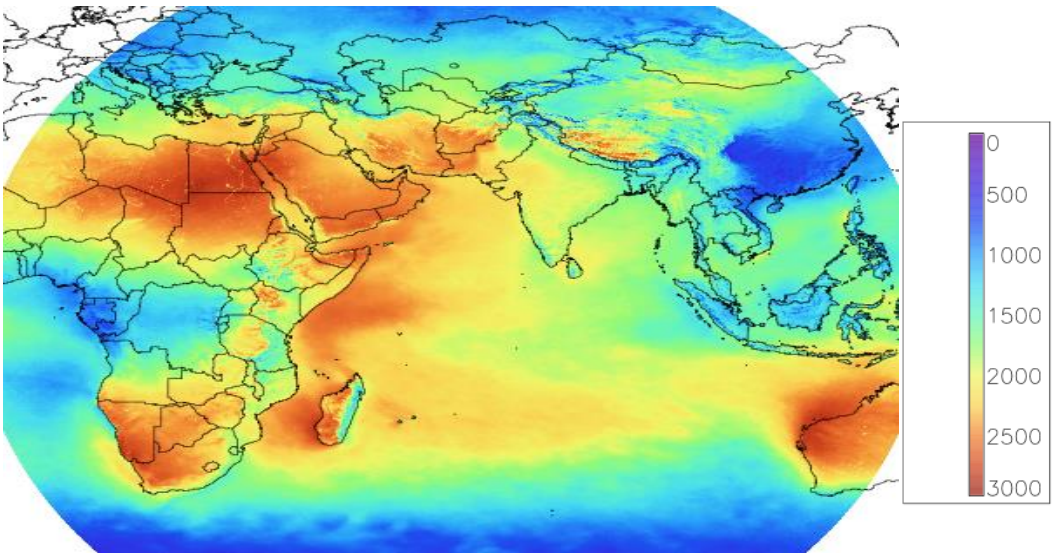


Abbildung 16 Jährliche Direkteinstrahlung (H_{DNI}, [kWh/m²]) weltweit in 2002 [Gracia et al. 2014]

Höhere solare Einstrahlung in sonnenreicheren Ländern der Welt führt nicht automatisch zu einer entsprechenden Reduktion der Stromerzeugungskosten, weil in die Stromgestehungskosten eine Reihe weiterer länderspezifischer Parameter einfließen können. Diese sind beispielsweise (Auswahl ohne Anspruch auf Vollständigkeit; Rangfolge impliziert keinerlei Prioriät):

- Mit den Einstrahlungsbedingungen steigen die Modultemperaturen, was zu einem leichten Rückgang der Modulwirkungsgrade führt.
- In anderen Ländern Europas und der Welt können Risikozuschläge bei der Finanzierung anfallen.
- Der Markt für Installation und Service ist noch jung und mit Lernkosten verbunden.
- Ungünstige Wechselkurse oder Finanzierungskosten, die sich negativ auf die Erzeugungskosten auswirken.

Solarthermische Kraftwerke (CSP)

Der Betrieb konzentrierender Solartechnologien zur Stromerzeugung, wie z. B. solarthermische Kraftwerke auf der Basis von Parabolrinnen oder Spiegel-Turm-Konzepten, benötigt möglichst hohe Anteile von direkter Solarstrahlung an der gesamten Einstrahlung (= diffus + direkt). Als sinnvolle Untergrenze gibt [DLR 2005] eine Solardirekteinstrahlung von 2.000 kWh/(m²*a) an. Damit liegen die Gunststandorte für CSP-Anlagen im sog. Sonnengürtel der Erde. In der EU sowie nahe der EU sind das insbesondere die mittelmeernahen Regionen Südeuropas (Spanien, Portugal, Griechenland, Türkei) und Nordafrikas (Marokko, Tunesien, Algerien, Ägypten etc.). Abbildung 17 zeigt, wie wichtig die direkte Solareinstrahlung sowie Lage bezüglich des Äquators für den Gesamtstromertrag sowie der unterjährigen Energieertragsverteilung aus CSP-Anlagen ist.

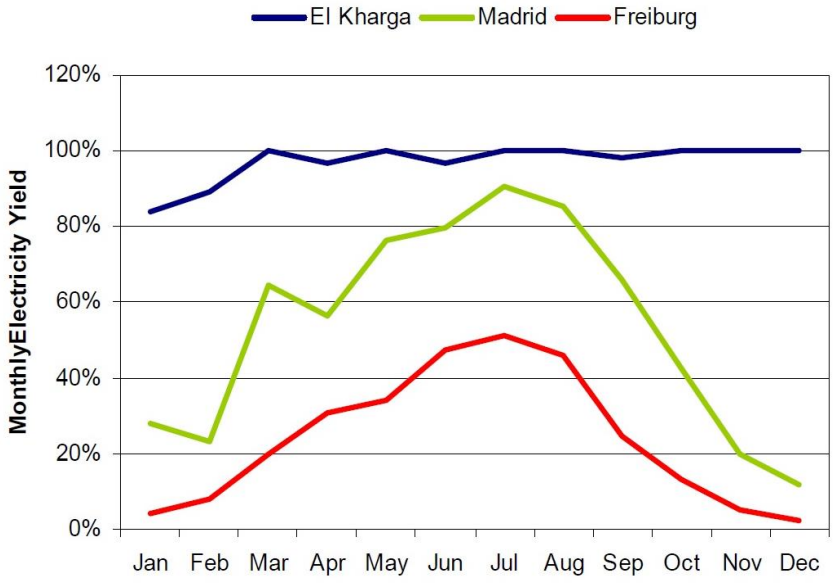


Abbildung 17 Monatliche Stromerträge eines Solarthermischen Kraftwerks mit einem 24h-Wärmespeicher [DLR 2006]

Aus den monatlichen Stromerträgen eines Jahres ergeben sich für verschiedene Anlagenstandorte nach Abbildung 17 die folgenden äquivalenten Volllaststunden für das Stromangebot aus einem solarthermischen Kraftwerk mit 24h-Wärmespeicher:

- 2.260 $h_{Äquiv.}$/a Freiburg (Süddeutschland),
- 5.150 $h_{Äquiv.}$/a Madrid (Spanien),
- 8.500 $h_{Äquiv.}$/a El Kharga (Ägypten).

Die äquivalenten Volllaststunden sind ein sensitiver Parameter für die Auslegung und Wirtschaftlichkeit einer PTL-Produktion. CSP kommt für eine PTL-Pilotierung in Deutschland nicht in Frage wegen zu geringer Direktstrahlungsmengen über das Jahr.

Da thermische Kraftwerksprozesse mit Kühlbedarf einhergehen, verfügen CSP-Vorzugsstandorte entweder über ausreichend Frischwasservorkommen, befinden sich für die Nutzung von Salzwasser zu Kühlzwecken in Meeresnähe oder verfügen über einen Trockenkühlturm. Salzwasser kann über Pipelines zum Anlagenstandort transportiert werden. An Stelle von Nasskühltürmen können CSP-Anlagen auch mit Trockenkühltürmen ausgeführt werden. Beides ist mit einem höheren Eigenbedarf an Strom verbunden, der sich in einen geringeren Systemwirkungsgrad niederschlägt.

EE-Strompotenziale Deutschland, Europa und Mittlerer Osten/Nordafrika

Die technischen Potenziale zur Bereitstellung von erneuerbarem Strom übersteigen die heutigen Stromverbräuche um ein Mehrfaches. Ein „Potenzialpolster“ ist aus zwei Gründen wichtig:

- Technisch-nachhaltige Potenziale werden aufgrund von Wirtschaftlichkeitsaspekten und Akzeptanzfragen typischerweise nicht ausgeschöpft.
- Hohe technische Potenziale versus potenzieller Nachfrage ist ein Indikator dafür, dass der Technologiepfad auch international verallgemeinerbar ist.

Für **Deutschland** wird das technische Potenzial für erneuerbare Stromerzeugung aus verschiedenen Studien mit 1.000 bis 4.000 TWh/a beziffert, (siehe MKS-Studie „Erneuerbare Energie für den Verkehr“ [MKS 2015a]). Bei einem Nettostromverbrauch von knapp über 500 TWh entspricht das einem Faktor 2 bis 8 zwischen aktuellem Stromverbrauch und EE-Strompotenzial. Abhängig von der Entwicklung der zukünftigen Verkehrsnachfrage sowie deren Realisierung mit Kraftstoffen und

Antrieben muss eine Energiewende im Verkehr nicht notwendig zu höheren Energieimportanteilen führen [MKS 2015a]. Bei Rohöl und Flüssigkraftstoffprodukten für den Verkehr lag die Importquote in den letzten Jahrzehnten ohnehin bei über 90 %.

In den **28 EU-Mitgliedsländern** belaufen sich nach Analysen der [LBST 2016] die technischen Potenziale für erneuerbaren Strom auf 8.700 bis 13.600 TWh/a. Dem gegenüber steht ein um Faktor 3 bis 5 geringerer Nettostromverbrauch von 2.778 TWh in 2013. Der EE-Stromanteil lag 2013 Jahr bei 25,4%. Mit etwas über 700 TWh/a an produziertem erneuerbaren Strom sind die Potenziale der EU-28 bisher kaum genutzt.

Besonderes favorabel stellen sich die technisch-nachhaltigen Potenziale für erneuerbaren Strom in noch südlicher gelegenen Ländern dar, wie z. B. im Mittleren Osten/Nordafrika (MENA). Allein die von [DLR et al. 2010] untersuchten **fünf MENA-Länder** Zypern, Ägypten, Marokko, Palästina sowie die italienische Inseln Sizilien, Sardinien, Capri und Elba verfügen über ein technisches EE-Strompotenzial von insgesamt 181.533 TWh/a aus Windkraft, Photovoltaik (PV) und solarthermischen Kraftwerken (CSP). Damit ist das EE-Strompotenzial allein dieser fünf Länder bereits um Faktor 9 größer als der aktuelle Weltstromverbrauch von 20.000 TWh in 2013.

3.3.3.2 CO_2-Bereitstellung

Den strombasierten Synthesekraftstoff-Routen dieser Studie gemein ist, dass sie als Einsatzstoff Kohlenmonoxid (CO) benötigen. Sofern CO nicht direkt vorliegt, kann dieses über den Prozessschritt der inversen CO-Shift-Reaktion aus Kohlendioxid (CO_2) hergestellt werden. Kommt eine Hochtemperaturelektrolyse (SOEC, Technologiestand „Demonstration“, TRL 5) für die Herstellung von Wasserstoff zum Einsatz, so kann diese zur Co-Elektrolyse von Wasser und CO_2 zu H_2 und CO modifiziert werden. Die Co-Elektrolyse befindet sich derzeit auf dem Technologiestand „Labor/Technikum“ (TRL 4).

Im Gegensatz zur Fischer-Tropsch-Synthese ist die Methanolsynthese in der Lage, sowohl CO als auch direkt CO_2 verarbeiten zu können, so dass bei der Methanol-Route bei Verfügbarkeit einer CO_2-Quelle kein weiterer Umwandlungsschritt zu CO anfällt.

Für die Bereitstellung von CO_2 für die PTL-Produktion wurden in dieser Studie folgende Pfade/Routen untersucht:

- CO_2 aus Luft, z. B. via Absorption/Elektrodialyse oder Temperaturwechseladsorption (TRL 6);
- CO_2 aus Rauchgas, z. B. aus Holzheiz(kraft)werken (TRL 8);
- CO_2 aus Biogasaufbereitung und Bioethanolanlagen (TRL 9).

Die o. g. Bereitstellungswege sind als Stellvertreterpfade zu verstehen. Weitere CO_2-Quellen sind Zementwerke oder auch Hochofengase, die mit vergleichbaren Extraktionsverfahren erschlossen werden können. Deren Nachhaltigkeitsbewertung ist noch offen.

Im Fall von CO_2 aus der Biogasaufbereitung ergibt sich nur ein relativ geringfügiger Energieaufwand für die Komprimierung und gegebenenfalls auch Verflüssigung des CO_2 für eine Pufferspeicherung. Die Verflüssigung dient gleichzeitig auch zur Reinigung des CO_2 von störenden Gasbestandteilen. Insbesondere Sauerstoff ist schädlich für die in der Synthese verwendeten Katalysatoren. Im Fall von CO_2 aus Rauchgas und aus Luft ist zusätzlich Strom für die Abtrennung des CO_2 aus dem Rauchgas oder aus der Luft sowie Strom/Wärme für die Regenerierung des Absorptionsmittels erforderlich.

Innovative Verfahren für die CO_2-Extraktion aus Luft, wie z. B. via Absorption/Elektrodialyse oder via Temperaturwechseladsorption, haben bei geeigneter Wärmeintegration in das Gesamtkonzept das Potenzial, dass auch PTL-Routen mit Niedertemperatur-Elektrolyse vergleichbar hohe Wirkungsgrade erreichen können wie die Hochtemperatur-Routen.

CO_2 aus Luft:

Ein Verfahren zur Abtrennung von CO_2 aus der Luft ist die Auswaschung mit einem Waschmittel wie zum Beispiel Natronlauge (NaOH) oder Kalilauge (KOH). Dabei bilden sich Karbonate (Na_2CO_2 oder K_2CO_3). Die Regenerierung des Waschmittels unter Gewinnung von konzentriertem CO_2 erfolgt über Elektrodialyse.

Der vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) entwickelte und in [Specht et al 1996] beschriebene Prozess basiert auf einer Wäsche mit NaOH, dem Austreiben („Stripping") des CO_2 mit Schwefelsäure (H_2SO_4) und der Regenerierung des entstandenen Natriumsulfats (Na_2SO_4) mit Elektrodialyse. Dabei laufen folgende Reaktionen ab:

CO_2-Absorption:	$CO_2 + 2\ NaOH$	$\rightarrow Na_2CO_3 + H_2O$
Stripping:	$Na_2CO_3 + H_2SO_4$	$\rightarrow Na_2SO_4 + CO_2 + H_2O$
Elektrodialyse:	$Na_2SO_4 + H_2O$	$\rightarrow 2\ NaOH + H_2SO_4$

Der spezifische Stromverbrauch hängt von der Stromdichte ab mit der die Elektrodialyseanlage betrieben wird (ähnlich wie bei der Wasserelektrolyse). Je höher die Stromdichte, desto höher ist der spezifische Stromverbrauch. Bei einer Stromdichte von 100 mA pro cm² Zellenfläche beträgt der Stromverbrauch für den gesamten Prozess inklusive Lüfter 430 kJ pro mol CO_2 oder etwa 9,8 MJ pro kg CO_2 [Specht et al 1998]. In [Specht 1999] wird für den Betrieb bei höherer Stromdichte ein spezifischer Stromverbrauch von etwa 12,3 MJ pro kg CO_2 angegeben.

In [Sterner 2009] wird für den gleichen Prozess ein Stromverbrauch von 8,2 MJ pro kg CO_2 angegeben (davon 6,4 MJ pro kg CO_2 für die Elektrodialyse). Dieser Wert wurde auch in [LBST 2016] für die Variante mit CO_2 aus Luft mit Auswaschung mit NaOH und Elektrodialyse verwendet.

In [Eisaman et al 2010] wurde ein Prozess beschrieben, bei dem Kalilauge als Waschmittel verwendet wird:

CO_2-Absorption:	$2\ KOH + CO_2$	$\rightarrow K_2CO_3 + H_2O$
	$CO_2 + KOH$	$\rightarrow KHCO_3$
Elektrodialyse:	$K_2CO_3 + H_2O$	$\rightarrow CO_2 + 2\ KOH$
	$KHCO_3$	$\rightarrow CO_2 + KOH$

Der Stromverbrauch wird mit 300 kJ per mol CO_2 angegeben (davon 100 kJ für die Elektrodialyse der $KHCO_3$-Lösung aus der CO_2-Absorption mit KOH) was zu etwa 6,8 MJ pro kg CO_2 führt.

Der von der kanadischen Firma „Carbon Engineering" (CE) entwickelte Prozess basiert auf einer CO_2-Wäsche mit Kalilauge (KOH), der Umsetzung des gebildeten Karbonats zu $CaCO_3$ und anschließender Kalzinierung zu CaO (Kalkbrennen) und Umsetzung des CaO zu $Ca(OH)_2$:

CO_2-Absorption:	$2\ KOH + CO_2$	$\rightarrow K_2CO_3 + H_2O$
Regenerierung KOH:	$K_2CO_3 + Ca(OH)_2$	$\rightarrow 2\ KOH + CaCO_3$
Kalzinierung:	$CaCO_3$	$\rightarrow CaO + CO_2$
Regenerierung $Ca(OH)_2$	$CaO + H_2O$	$\rightarrow Ca(OH)_2$

Der Kalzinierungsprozess benötigt sehr hohe Temperaturen von mehr als 800 °C um $CaCO_3$ zu CaO umzusetzen. Bei der Bildung von CaO wird das CO_2 gewonnen. Carbon Engineering nimmt in der Beschreibung des Prozesses an, dass Erdgas für den Betrieb des Prozesses inklusive der Bereitstellung des im Prozess verwendeten Stroms verwendet wird. Der Erdgasverbrauch wird dabei mit etwa 10 MJ pro kg CO_2 angenommen [CE 2015]. Der theoretisch minimale Wärmebedarf für die

Kalzinierungsreaktion beträgt etwa 4,1 MJ pro kg CO_2. Eine Pilotanlage ist zurzeit in Bau. Der Bau einer ersten kommerziellen Anlage soll 2017 erfolgen.

Aufgrund der hohen Temperaturen wird der Prozess von Carbon Engineering für die Bereitstellung von CO_2 für die PTL-Anlage nicht weiter betrachtet.

Die schweizerische Firma „Climeworks“ (eine aus der ETH Zürich hervorgegangene Firma) verwendet einen Adsorptions/Desorptions-Zyklus auf Basis einer Temperaturwechseladsorption („Temperature Swing Adsorption“), um CO_2 aus der Luft abzutrennen. Die Regenerierung erfolgt über Erhöhung der Temperatur. Dafür ist Wärme mit einer Temperatur von etwa 95 °C erforderlich. Diese Wärme kann aus der bei der Methanol- und Fischer-Tropsch-Synthese frei werdenden Wärme bereitgestellt werden. Erste kleinere Anlagen werden von Climeworks kommerziell angeboten.

Tabelle 2 zeigt Energieverbrauch und erzielbare CO_2-Reinheit für verschiedene Verfahren zur Abtrennung von CO_2 aus Luft.

Tabelle 2 Verfahren zur Abtrennung von CO_2 aus Luft

	Einheit	ZSW	PARC	CE	Climeworks
Technologie		Absorption/ Elektrodialyse	Absorption/ Elektrodialyse	Absorption/ Calcination	Adsorption/ Desorption
Erdgas	MJ/kg_{CO2}	–	–	10	–
Wärme	MJ/kg_{CO2}	–	–	–	5,4 - 7,2
Strom	MJ/kg_{CO2}	8,2 - 12,3	6,8	–	0,72 - 1,08
T (Wärme)	°C	–	–	> 850 °C	95 %
CO_2-Reinheit		> 99 %	> 99 %	–	> 99,5 %

Da keine Wärmequelle mit einer Temperatur von mehr als 250 °C zur Verfügung steht, kommen für die Abtrennung von CO_2 aus Luft für die Produktion von synthetischen Kraftstoffen mit erneuerbarem Strom nur die Verfahren Elektrodialyse und Temperaturwechseladsorption in Frage.

3.3.3.3 Wasserbedarf

Für die Herstellung von PTL-Kerosin wird neben CO_2 (Kapitel 3.3.3.2) auch Wasser benötigt, insbesondere für die Wasserelektrolyse.

Der Nettowasserbedarf für strombasierte Kraftstoffe ergibt sich aus dem Wasserbedarf für die Produktion von Wasserstoff abzüglich des bei der nachgeschalteten Synthese und den weiteren Verarbeitungsschritten freiwerdenden Wassers.

Kerosin besteht aus Kohlenwasserstoffen mit 6 bis 16 Kohlenstoffatomen pro Molekül. Bei der Methanol-Route finden folgende Reaktionen statt, wenn man einen gesättigten Kohlenwasserstoff mit 11 Kohlenstoffatomen als Mittelwert für die Produkte des Gesamtprozesses annimmt:

Wasserelektrolyse: $34\ H_2O \rightarrow 34\ H_2 + 17\ O_2$

Methanolsynthese: $33\ H_2 + 11\ CO_2 \rightarrow 11\ CH_3OH + 11\ H_2O$

DME-Synthese: $11\ CH_3OH \rightarrow 5{,}5\ CH_3\text{-}O\text{-}CH_3 + 5{,}5\ H_2O$

Olefinsynthese: $5{,}5\ CH_3\text{-}O\text{-}CH_3 \rightarrow 5{,}5\ (CH_2)_2 + 5{,}5\ H_2O$

Oligomerisierung: $5{,}5\ (CH_2)_2 \rightarrow C_{11}H_{22}$

Hydrotreating:	$C_{11}H_{22} + H_2 \rightarrow C_{11}H_{24}$
Summe:	$12\ H_2O + 11\ CO_2 \rightarrow C_{11}H_{24} + 17\ O_2$

Für die Produktion von 1 mol $C_{11}H_{24}$ (156,31 g) sind theoretisch netto 12 mol Wasser (216,18 g) erforderlich. Bei einem unteren Heizwert von 44 MJ pro kg $C_{11}H_{24}$ ergeben sich daraus 0,0314 m³ Wasser pro GJ $C_{11}H_{24}$. Ein Teil der Produkte ist bei Raumtemperatur gasförmig (hauptsächlich LPG), welcher zur Strom und Wärmeproduktion eingesetzt wird. Bezogen auf die flüssigen Produkte liegt der Wasserbedarf bei etwa 0,034 m³ pro GJ PTL.

Bei der Fischer-Tropsch-Route finden folgende Reaktionen statt, wenn man einen gesättigten Kohlenwasserstoff mit 11 Kohlenstoffatomen als Mittelwert für die Produkte des Gesamtprozesses annimmt:

Wasserelektrolyse:	$34\ H_2O$	$\rightarrow 34\ H_2 + 17\ O_2$
CO-Bereitstellung:	$11\ CO_2 + 11\ H_2$	$\rightarrow 11\ CO + 11\ H_2O$
Fischer-Tropsch-Synthese und Upgrading:	$11\ CO + 23\ H_2$	$\rightarrow C_{11}H_{24} + 11\ H_2O$
Summe:	$12\ H_2O + 11\ CO_2$	$\rightarrow C_{11}H_{24} + 17\ O_2$

Für die Produktion von 1 mol $C_{11}H_{24}$ (156,31 g) sind theoretisch netto 12 mol Wasser (216,18 g) erforderlich. Bei einem unteren Heizwert von 44 MJ pro kg $C_{11}H_{24}$ ergeben sich daraus 0,0314 m³ Wasser pro GJ $C_{11}H_{24}$. In der Realität fällt bei der Fischer-Tropsch-Synthese ein Spektrum von Produkten an. Ein Teil der Produkte ist gasförmig. Es wurde angenommen, dass 90 % der Produkte als nutzbare flüssige Kohlenwasserstoffe (Benzin, Kerosin, Diesel) anfallen, die zur Strom- und Wärmeproduktion eingesetzt werden. Beim Hydrocracking und Hydrotreating entstehen ebenfalls gasförmige Produkte. Bezogen auf die flüssigen Produkte beträgt der Wasserbedarf dann etwa 0,038 m³ pro GJ.

3.4 Bewertung der Konversionstechnologien

Die einzelnen Verfahren zur Produktion von Biokerosin und EE-Kerosin (PTL) werden nachfolgend anhand ausgewählter Kategorien bewertet. Anschließend folgt eine, auf diesen Ergebnissen beruhende qualitative Gesamteinschätzung mit dem Ziel, vielversprechende Optionen für Pilotvorhaben in Deutschland zu identifizieren.

3.4.1 Methodischer Ansatz

Für die vergleichende Bewertung der einzelnen Kategorien wurde auch auf international etablierte und jeweils von Expertengremien verwendete Ansätze zurückgegriffen, die es erlauben, dass auch dieser Gesamtbewertungsansatz in der (Fach-)Öffentlichkeit und im politischen Raum gut nachvollziehbar sein sollte. Im Einzelnen wird folgendes Vorgehen gewählt:

- ***Technischer Entwicklungsstand.*** Da es sich bei der Herstellung von Biokerosin und PTL-Kerosin i. d. R. um technisch komplexe Anlagentechnik und Gesamtkonzepte handelt und neben dem Kerosin immer mehrere Produkte anfallen, orientiert sich die Bewertung am Vorgehen, wie es auch im Rahmen der Roadmap Bioraffinerien der Bundesregierung erfolgte, die sich wiederum am Vorgehen für die Europäische Roadmap und Vision für Bioraffinerien orientierte [BMEL 2012], [Luguel 2011]. Demnach wurden die Technologien typischer Konversionsrouten in generische Hauptverfahrensschritte unterteilt. Diese wurden jeweils nach dem in Abbildung 6 vorgestellten Technology Readiness Level (TRL) der Europäischen Kommission bewertet. Für die Bewertung der Gesamtkonversionsroute ist der vorgestellte Fuel Readiness Level (FRL) entscheidend, da es durchaus sein kann, dass es Konversionsrouten gibt, deren Einzeltechnologien einen hohen TRL (d. h. mitunter kommerziell verfügbar) aufweisen, die Gesamtkonversionsroute für Kerosin aber bislang nicht gezeigt wurde (d. h. dann niedriger FRL). Der methodische Ansatz erlaubt daher eine

differenzierte Einschätzung darüber, welche Verfahren (bzw. Teilschritte) sich für die Realisierung in einer Pilotanlage in Deutschland eignen könnten.

- ***Flexibilität.*** Die biogenen Ausgangs- und Rohstoffe sind nur begrenzt verfügbar und werden auch hinsichtlich vorhandener und möglicher Nutzungskonkurrenzen kontrovers diskutiert. Vor diesem Hintergrund ist eine möglichst hohe Rohstoffflexibilität und damit möglichst hohe erschließbare Rohstoff- bzw. Energiepotenziale ein wesentliches Kriterium, v. a. für die strategische Ausrichtung einer Pilotanlage in Deutschland. Bei EE-Kerosin besteht aufgrund des standardisierten Produktes „Strom“ volle Flexibilität bei der Wahl der erneuerbaren Stromquelle. Dies ist wichtig mit Blick auf eine Installation von PTL-Anlagen in unterschiedlichsten Gebieten mit verschieden ausgeprägten EE-Strompotenzialen. Bei Anlagen zur Produktion von Kerosin auf der Basis von erneuerbarem Strom wird daher in erster Linie die Betriebsflexibilität der Prozesskomponenten sowie der Gesamtroute bewertet. Dies ist vorteilhaft für eine effiziente Nutzung bei fluktuierendem, erneuerbarem Stromangebot.
- ***Gestehungskosten.*** Die Gestehungskosten von Kerosin über die verschiedenen Verfahrensketten sind das wesentliche Kriterium zur Bewertung von deren Wirtschaftlichkeit. Sie werden bezogen auf den Energieinhalt von Kerosin normalisiert für ein Bezugsjahr (hier 2014) gegenübergestellt. Im Weiteren wird auch berücksichtigt, ob die Verfahren perspektivisch die durch die EIBI (European Industrial Bioenergy Initiative) festgelegten Leistungskennzahlen (Key Performance Indicators, KPI [EC 2011]) und damit eine Wettbewerbsfähigkeit erreichen. Für die Gestehungskosten gibt EIBI einen maximalen KPI von 22 EUR/GJ (80 EUR/MWh)[4] an.
- ***Treibhausgasemissionen.*** Ungeachtet des Klimaeffektes in großen Höhen, der unabhängig von der Art des Kerosins auftritt (vgl. [MKS 2014]), sind die Treibhausgas-(THG-)Emissionen bei der Produktion und Bereitstellung des Kerosins ein entscheidender Faktor. In den einzelnen Verfahrenskonzepten fallen i. d. R. eine Reihe von Energie-/Kraftstoffprodukten an. Diese können als Kraftstoffe oder Additive im landgebundenen Verkehr eingesetzt werden. Wegen der absehbar höheren Gestehungskosten für erneuerbare Kraftstoffe [MKS 2014], ist es sinnvoll, dass der höhere Preis durch einen gesichert höheren Umweltwert gerechtfertigt ist. Hierzu bietet es sich an, die Nachhaltigkeitskriterien der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED, 2009/28/EG) anzulegen. Analog zu den o. g. KPI für Gestehungskosten, gibt EIBI mit Verweis auf die RED eine Mindestvorgabe von 60 % THG-Minderung gegenüber der fossilen Referenz vor. Verfahrensrouten die dies absehbar nicht erreichen, werden nicht wettbewerbsfähig sein und sind auch umweltpolitisch kaum vertretbar.

Mit dem Ziel, vielversprechende Verfahrensrouten für eine Pilotierung in Deutschland zu identifizieren, wird auf Basis der vorangestellten Kriterien eine Gesamtbewertung durchgeführt. Durch diese Kontextualisierung lassen sich Vor- und Nachteile der einzelnen Verfahren untereinander ableiten. Dabei wird unterschieden, ob ein Verfahren im Vergleich mit den anderen untersuchten Verfahren eher schlechter (+), durchschnittlich (++) oder eher besser abschneidet (+++).

3.4.2 Bewertung des technischen Entwicklungsstandes

Um die einzelnen Konversionstechnologien wie beschrieben bewerten zu können, werden die Verfahren unterteilt nach den wesentlichen Prozessschritten zusammengefasst (Tabelle 3).

[4] Bezugnehmend auf einen Rohölpreis von 86 USD/bbl.

Tabelle 3 Charakterisierung der Konversionsverfahren nach Hauptprozessschritt

Verfahren	Rohstoffbereitstellung	Primärraffination, Aufschluss	Primärraffination, Aufreinigung	Sekundärraffination, Zwischenprodukte	Sekundärraffination, Veredelung
	Strombereitstellung	**Elektrolyse**	**CO_2-/CO-Bereitstellung**	**Synthese**	**Aufbereitung**
HEFA-Kerosin auf Basis von konventionellem Pflanzenöl	Kultivierung von konventionellen Ölpflanzen (z. B. Ölsaaten)	Mechanische und chemische Extraktion des Pflanzenöls	Reinigung, Entwässerung und ggf. Veresterung	Hydrierung und Desoxigenierung	Cracking, Isomerisierung und thermische Fraktionierung
HEFA-Kerosin auf Basis von Algenöl	Algenkultivierung	Mechanische und chemische Extraktion des Algenöls	Reinigung, Entwässerung und ggf. Veresterung	Hydrierung und Desoxigenierung	Cracking, Isomerisierung und thermische Fraktionierung
BTL-Kerosin auf Basis von Lignozellulose	Bereitstellung von lignozellulosehaltigen Rohstoffen	Zerkleinerung und/oder Überführung in Pyrolyse-Slurry	Vergasung und Gasaufbereitung	Kraftstoffsynthese (z. B. FT)	Aufbereitung und thermische Fraktionierung
Bio-GTL auf Basis von Biomethan	Bereitstellung von Anbaubiomasse sowie Rest- und Abfallstoffen	Fermentative Erzeugung von Biogas	Aufreinigung des Biogases zu Biomethan und ggf. Einspeisung in Erdgasnetz	Partielle Oxidation oder Dampfreformierung und Kraftstoffsynthese (z. B. FT)	Aufbereitung und thermische Fraktionierung
HDCJ auf Basis von Lignozellulose	Bereitstellung von lignozellulosehaltigen Rohstoffen	Zerkleinerung und Pyrolyse	–	Hydrierung und Desoxigenierung	Aufbereitung und thermische Fraktionierung
HTP-Kerosin auf Basis von diverser Biomassen	Algenkultivierung, -ernte und -entwässerung	Hydrothermale Carbonisierung (HTC)	Vergasung und Gasaufbereitung	Kraftstoffsynthese (z. B. FT)	Aufbereitung und thermische Fraktionierung
		Hydrothermale Verflüssigung (HTL)	–	Hydrierung und Desoxigenierung	Aufbereitung und thermische Fraktionierung
		Hydrothermale Vergasung (HTG)	Gasaufbereitung	Kraftstoffsynthese (z. B. FT)	Aufbereitung und thermische Fraktionierung

Verfahren	Rohstoffbereitstellung	Primärraffination, Aufschluss	Primärraffination, Aufreinigung	Sekundärraffination, Zwischenprodukte	Sekundärraffination, Veredelung
	Strombereitstellung	**Elektrolyse**	**CO_2-/CO-Bereitstellung**	**Synthese**	**Aufbereitung**
Alcohol-to-Jet	Bereitstellung von Anbaubiomasse sowie Rest- und Abfallstoffen	Rohstoffvorbehandlung und fermentative Erzeugung von Bioethanol	Destillation und Absolutierung des Bioethanols	Dehydrierung und Oligomerisierung	Thermische Fraktionierung und Hydrierung
HDO-SK	Bereitstellung von zucker- oder lignozellulosehaltigen Rohstoffen	Herstellung einer Zuckerlösung ggf. mit Aufschluss von Lignozellulose (Hydrolyse)	Katalytische Reformierung, Dehydrierung, Hydrierung, Desoxygenierung Hydrogenolyse und Zyklisierung	Dehydrierung, Oligomerisierung und Hydrierung	Thermische Fraktionierung
HDO-SAK				Katalytische Aufbereitung einschließlich Aromatenbildung	Thermische Fraktionierung
SIP auf Basis von Zuckerpflanzen	Bereitstellung von zuckerhaltigen Rohstoffen	Rohstoffvorbehandlung und fermentative Erzeugung von langkettigen Kohlenwasserstoffen	Thermische Abscheidung der langkettigen Kohlenwasserstoffe	–	Hydrierung
Fischer-Tropsch-Route					
PTL via Fischer-Tropsch-Route	Strom aus Wind, Solar, Wasser etc.; ggf. Stromtransport	Niedertemperatur-Wasserelektrolyse (alkalisch, PEM)	CO_2 aus ▪ Biogasaufbereitung ▪ Rauchgaswäsche ▪ aus der Luft + inverse CO-Shift	Synthese von H_2 und CO zu Roh-PTL	Roh-PTL Aufbereitung zu Kerosin (Hydrocracking, Isomerisierung, Destillation)
PTL via Fischer-Tropsch-Route (Hochtemperatur-Elektrolyse)	Strom aus Wind, Solar, Wasser etc.; ggf. Stromtransport	Hochtemperatur-Wasserelektrolyse (Festoxid)		Synthese von H_2 und CO zu Roh-PTL mit Abwärme für Hochtemperatur-Elektrolyse, Destillation und ggf. Regeneration CO_2-Waschmittel	
PTL via Fischer-Tropsch-Route (Hochtemperatur-Co-Elektrolyse)	Strom aus Wind, Solar, Wasser etc.; ggf. Stromtransport	Hochtemperatur-Co-Elektrolyse von Wasser und CO_2 zu H_2 und CO (Festoxid)	CO_2 aus Biogasaufbereitung, Rauchgaswäsche oder Extraktion aus der Luft		

<table>
<tr><th rowspan="2">Verfahren</th><th>Rohstoffbereitstellung</th><th>Primärraffination, Aufschluss</th><th>Primärraffination, Aufreinigung</th><th>Sekundärraffination, Zwischenprodukte</th><th>Sekundärraffination, Veredelung</th></tr>
<tr><th>Strombereitstellung</th><th>Elektrolyse</th><th>CO_2-/CO-Bereitstellung</th><th>Synthese</th><th>Aufbereitung</th></tr>
<tr><td colspan="6">Methanol-Route</td></tr>
<tr><td>PTL via Methanol-Route</td><td>Strom aus Wind, Solar, Wasser etc.;
ggf. Stromtransport</td><td>Niedertemperatur-Wasserelektrolyse (alkalisch, PEM)</td><td rowspan="3">CO_2 aus
▪ Biogasaufbereitung
▪ Rauchgaswäsche
▪ aus der Luft
(ggf. inverse CO-Shift)</td><td>Synthese von H_2 und CO_2 oder CO zu Methanol</td><td rowspan="3">Methanol-Konversion und Aufbereitung zu Kerosin (z.B. DME-Synthese, Olefin-Synthese, Oligomerisierung, Hydrotreating)</td></tr>
<tr><td>PTL via Methanol-Route (Hochtemperatur-Elektrolyse)</td><td>Strom aus Wind, Solar, Wasser etc.;
ggf. Stromtransport</td><td>Hochtemperatur-Wasserelektrolyse (Festoxid)</td><td rowspan="2">Synthese von H_2 und CO_2 oder CO zu Methanol mit Abwärme für Hochtemperatur-Elektrolyse, Destillation und ggf. Regeneration CO_2-Waschmittel</td></tr>
<tr><td>PTL via Methanol-Route (Hochtemperatur-<u>Co</u>-Elektrolyse)</td><td>Strom aus Wind, Solar, Wasser etc.;
ggf. Stromtransport</td><td>Hochtemperatur-Co-Elektrolyse von Wasser und CO_2 zu H_2 und CO (Festoxid)</td><td>CO_2 aus Biogasaufbereitung, Rauchgaswäsche oder Extraktion aus der Luft</td></tr>
</table>

Die technologische Reife der einzelnen Hauptverfahrensschritte nach „Technology Readiness Level“ (TRL) sowie die Einordnung der gesamten Verfahrenskette nach „Fuel Readiness Level“ (FRL) bildet die Grundlage der Bewertung. Abbildung 18 stellt die einzelnen Verfahren entsprechend gegenüber:

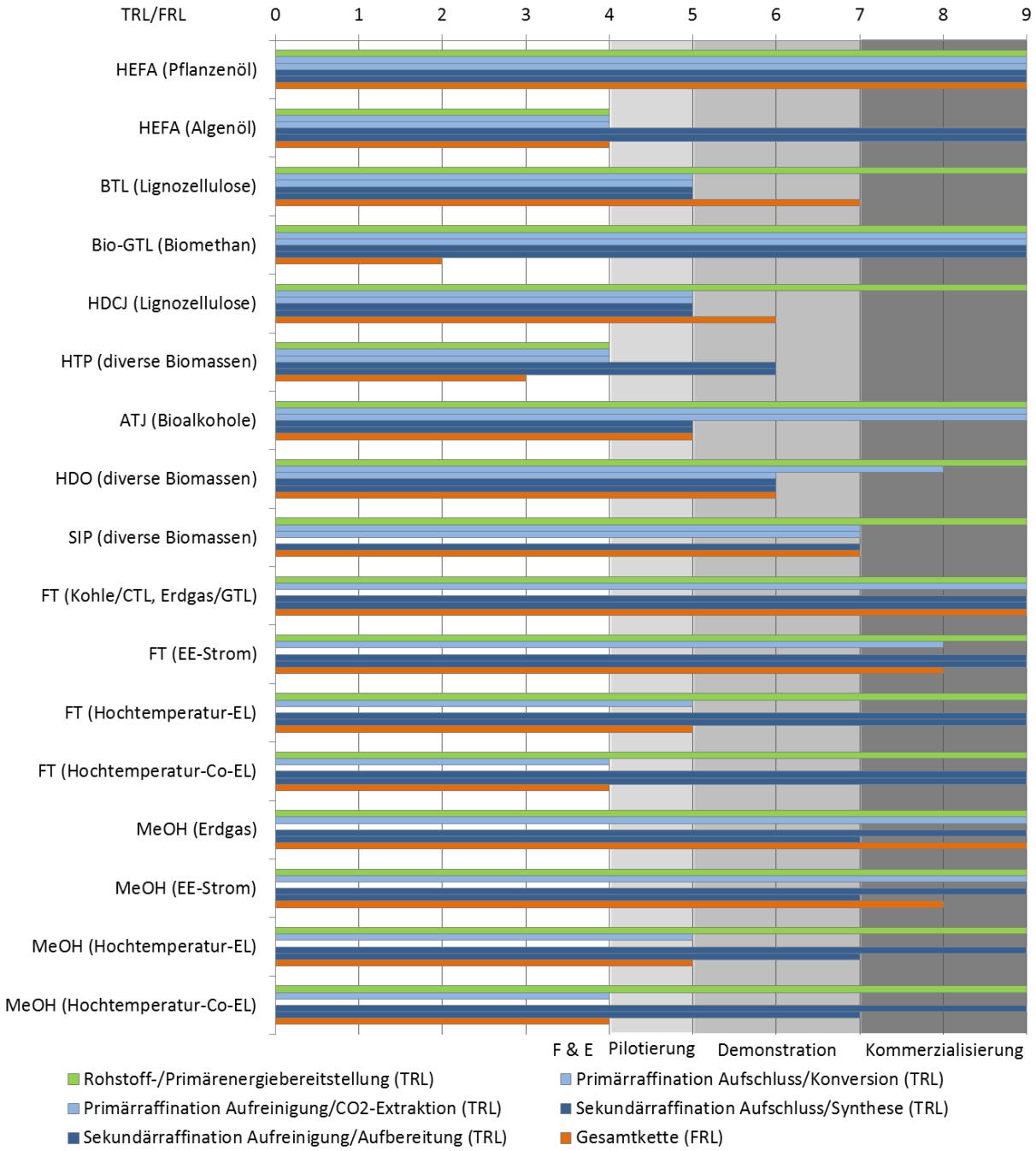


Abbildung 18 Bewertung Konversionstechnologie

Im Hinblick auf die Realisierung einer Pilotanlage sind insbesondere solche Technologien vielversprechend, die sich im fortgeschrittenen Forschungs- und Entwicklungsstadium befinden und für die noch keine Pilotanlagen existieren. Technologien, für die bereits Demonstrationsanlagen existieren oder die sogar bereits kommerziell betrieben werden, sind hingegen ebenso wenig vielversprechend für die Realisierung in einer Pilotanlage wie Technologien, die sich noch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium befinden. Technologien, für die Pilot- oder Demonstrationsanlagen im Ausland bestehen, können ggf. für die Realisierung in einer Pilotanlage in Deutschland geeignet sein. Existierende und geplante Pilotanlagen, die jedoch noch nicht die gesamte Produktionskette bis hin

zum Kerosin darstellen, sind geeignet für Modifikationen an der existierenden Anlage (Prinzip „Pilotplattform“) sowie als Aufsatzpunkt für die Weiterverarbeitung zu Kerosin (Prinzip „Pilotweiterverarbeitung“).

Eine Auswahl an Pilot- und Demonstrationsvorhaben, die für verschiedene Verfahren zur Herstellung erneuerbaren Kerosins bereits verfolgt werden, ist in Tabelle 43 (Biokerosin) und Tabelle 44 (PTL) aufgeführt.

Vor diesem Hintergrund erscheinen insbesondere die Kerosinerzeugung mittels des HEFA-Prozesses auf Basis von Algenöl, mittels BTL-Prozess auf Basis diverser Rohstoffe sowie mittels hydrothermaler Verfahren z. B. auf Basis von Algenbiomasse oder Reststoffen als vielversprechend (Wertung +++).

Dabei befinden sich die Verfahren zur Bereitstellung von Algenöl zur Kraftstoffproduktion zwischen dem Labor- und Pilotmaßstab und benötigen einen Impuls zur weiteren Entwicklung. Der eigentliche HEFA-Prozess ist zwar grundsätzlich ausgereift, aber noch nicht mit Algenöl als Pilotanlage realisiert. Die besonderen Eigenschaften des Algenöls (hoher Säuregehalt) sprechen für eine integrierte Pilotanlage, um die Konversionstechnologie an die besonderen Bedingungen anzupassen.

Das BTL-Verfahren basierend auf diversen Rohstoffen als Adaption des rein lignozellulosebasierten Konzepts scheint vielversprechend für eine Realisierung in einer (ggf. bestehenden) Pilotanlage. Dieses Verfahren ist bislang nicht in einer Pilotanlage realisiert.

Die hydrothermalen Verfahren zur Kraftstoffproduktion sind bislang nicht im Pilotmaßstab in Deutschland realisiert. Es existiert zwar eine Pilotanlage in den USA, die Verfahren werden aber auch in Deutschland erforscht und eignen sich daher besonders zur Realisierung im Inland.

Für die HDCJ- und ATJ-Verfahren existieren Pilotanlagen im Ausland, so dass sie sich aus technologischer Sicht nur mit Abstrichen für eine entsprechende Realisierung in Deutschland eignen. Bio-GTL eignet sich hinsichtlich seines Entwicklungsstadiums ebenfalls nur mit Abstrichen, da die Technologie grundsätzlich ausgreift ist und bereits kommerziell betrieben wird. Es existiert aber bislang keine Anlage zur Produktion von Flüssigkraftstoffen auf Basis von Biomethan. Zudem könnte sich eine Pilotanlage für die Weiterentwicklung der Technologie mit dem Ziel einer Maßstabsverkleinerung zum Einsatz direkt an einer Biomethananlage eignen (Wertung ++).

Aus technologischer Sicht ist das HEFA-Verfahren auf Basis konventioneller Pflanzenöle für die Realisierung in einer Pilotanlage in Deutschland ungeeignet, da dieses bereits kommerziell betrieben wird. Ebenfalls eher ungeeignet erscheinen die HDO- und SIP-Verfahren, sowie das BTL-Verfahren basierend auf Lignozellulose, da sie bereits als Pilot- und Demonstrationsanlagen realisiert sind. Insbesondere für die Entwicklung von BTL-Verfahren wurden in Deutschland beträchtliche Anstrengungen unternommen, einschließlich des Baus einer Demonstrationsanlage mit gescheiterter Inbetriebnahme (Bsp. Choren in Freiberg) (Wertung +).

Die Fischer-Tropsch-Route (FT) auf Basis von fossilen Quellen ist für 50 % Kerosinbeimischung zertifiziert. PTL aus erneuerbarem Strom, Hochtemperaturelektrolyse und CO_2 aus der Luft wird durch Sunfire seit November 2014 demonstriert. Für ein Pilotkonzept auf Basis der Fischer-Tropsch-Route besteht nach unserer aktuellen Einschätzung kein vordringlicher Bedarf. Aus F&E-Sicht erscheint uns bei der FT-Route nichtsdestotrotz die Hochtemperatur-Co-Elektrolyse von Wasser mit CO_2 als untersuchungswürdig. Mit Blick auf den Industriestandort Deutschland könnte insbesondere für Raffinerien und Fluglinien im Rahmen eines Pilotvorhabens interessant sein, das Roh-PTL von Sunfire in raffinerienahen Prozessen zu spezifizierten Kraftstoffen aufzubereiten und auf Vorzeigestrecken zu nutzen.

Eine Verschneidung von Bio- und EE-Verfahren stellt einen umfassenden und technologieneutralen Ansatz für eine Kerosin-Pilotierung in Deutschland dar. Die Verschneidung kann auf zwei Arten erfolgen, auf der Ebene von (i) Einzelkomponenten (z. B. biogenes CO_2 für PTL-Routen, EE-H_2 für

Bio-Routen) oder (ii) Gesamtverfahren (z. B. Bio-/EE-Methanol zur gemeinsamen Verarbeitung). Dahingehende Überlegungen fließen bei der Konzeptentwicklung mit ein.

3.4.3 Bewertung der Flexibilität

3.4.3.1 Rohstoffflexibilität der Biokerosinanlagen

Die Bandbreite an geeigneten Rohstoffen sowie deren verfügbare Mengenpotenziale sind maßgebliche Faktoren, die das Vermögen eines Verfahrens determinieren, substanzielle Kerosinmengen zu erzeugen. Ist die Bandbreite der einsetzbaren Rohstoffe groß, so wirkt sich dies positiv auf Versorgungssicherheit und Transportradien aus. Beides kann Investitionsrisiken, Kosten und Emissionen reduzieren. Gleiches gilt grundsätzlich auch für die Mengenpotenziale der Rohstoffe.

Generell sind alle betrachteten Biokerosin-Optionen geeignet, sowohl Primärbiomasse als Produkte aus Land- und Forstwirtschaft, als auch biogene Rückstände beispielsweise der Land- und Forstwirtschaft, industrieller Produktion oder von Kommunen, zu verarbeiten. Diese Abfall- und Reststoffe haben grundsätzlich ein sehr begrenztes Mengenpotenzial und werden zumindest in Deutschland bereits in großen Teilen genutzt oder verwertet. Diese Nutzungskonkurrenzen sind auch bei Biomasse aus der Land- und Forstwirtschaft ein wesentlicher Faktor. Die in Deutschland verfügbaren Flächen und produzierten biogenen Rohstoffmengen sind begrenzt und ebenfalls nahezu vollständig durch verschiedene Sektoren der energetischen oder stofflichen Nutzung sowie der Nahrungs- und Futtermittelproduktion gebunden. Grundsätzlich stellen sich daher zwei wesentliche Fragen, die in einem weiteren Kontext als dieser Technologiebewertung beantwortet werden müssen:

- Wie und in welchen Sektoren sollen die begrenzten technischen Potenziale biogener Rohstoffe und Rückstände genutzt werden?
- Inwiefern sollen auch importierte Biomassen für die Produktion von Biokerosin in Deutschland verwendet werden?

Die Produktion vieler Agrarrohstoffe wird in Deutschland und weltweit gesteigert, wobei auch die Nachfrage aufgrund vielfältiger Faktoren zunimmt.

Algen nehmen als Rohstoff eine gewisse Sonderrolle ein, u. a. da keine Agrar- oder Waldflächen gebunden werden müssen und mögliche positive Synergieeffekte (z. B. Nutzung CO_2-Emissionen fossiler Kraftwerke) genutzt werden könnten. Eine aktuelle Potenzialanalyse geht von insgesamt bis zu 41 Mio. Tonnen Algenbiomasse in Europa aus, wobei etwa 50 % zu Kosten von bis zu 750 EUR/t erschließbar sind. Das Potenzial für Deutschland ist mit 485 kt/a vergleichsweise gering, wobei etwa 70 % zu Kosten von 1.000 bis 1.500 EUR/t bereitgestellt werden könnte, der verbleibende Rest zu höheren Kosten [Skarka 2015]. Die Erschließbarkeit des Potenzials ist neben den Kosten von zahlreichen weiteren Rahmenbedingungen abhängig.

Aufgrund der genannten Bedingungen wird im Rahmen dieses Kriteriums lediglich die Bandbreite der möglichen Rohstoffe für die betrachteten Technologiekonzepte bewertet, wie in Tabelle 4 dargestellt.

Die Bewertung der Flexibilität hinsichtlich des Rohstoffeinsatzes bezieht sich grundsätzlich auf die Technologie. Einzelne Anlagen werden hinsichtlich ihres Rohstoffeinsatzes spezifiziert und optimiert, was ihre spezifische Flexibilität wiederum einschränkt. Die Möglichkeit eines mittelfristigen Wechsels zwischen differenten Rohstoffgruppen müsste als Kriterium in die Konzeptionierung der Anlage einbezogen werden und würde sehr wahrscheinlich die notwendigen Investitionskosten erhöhen.

Tabelle 4 Bewertung der Flexibilität hinsichtlich biogener Ausgangs-/Rohstoffe

	Rohstoffgruppe	HEFA	BTL	GTL	HDCJ	HTP	ATJ	HDO	SIP
1	Öl- und fetthaltig	x		x					
2	Zucker- & stärkehaltig			x		x	x	x	x
3	Halmgutartig		x	x	x	x	x	x	x
4	Holzartig		x	x	x	x	x		
5	Aquatisch	x	x	x		x			
6	Sonstige	x	x	x		x			
	Gesamtbewertung	**++**	**++**	**+++**	**++**	**+++**	**++**	**++**	**++**

Gesamtbewertung (+, ++, +++): siehe nachfolgender Text
Rohstoffgruppen 1 – 4 enthalten sowohl entsprechende Anbaubiomasse als auch Abfall- und Reststoffe, 5: Algen, 6: sonstige biogene Stoffgemische wie bspw. Bioabfälle, Klär- und Industrieschlämme, Ganzpflanzen

(+++) Biogas-/Biomethanprozesse mit anschließender Synthese (GTL) und hydrothermale Prozesse (HTP) stellen sich mit Blick auf die Rohstoffflexibilität als besonders vielversprechende Optionen dar, da eine große Bandbreite aller potenziell geeigneten Biomassen eingesetzt werden kann.

(++) Die übrigen Optionen (HEFA, BTL, HDCJ, ATJ, HDO und SIP) sind hinsichtlich ihrer einsetzbaren Rohstoffbandbreite etwas eingeschränkter, unterscheiden sich untereinander jedoch nicht wesentlich.

(+) Als nicht vielversprechend hinsichtlich der Rohstoffflexibilität lässt sich keine Technologieoption abgrenzen.

3.4.3.2 Betriebsflexibilität von PTL-Anlagen

Tabelle 5 fasst die Erkenntnisse aus der Literatur, aus Interviews mit relevanten Akteuren – z. B. Sunfire, Silicon Fire, ITM und Siemens – sowie einer Modellierungs- und Simulationsarbeit von [Renaud 2015] zusammen. Die Bewertung erfolgte relativ zu den in der Tabelle dargestellten Routenvarianten.

Tabelle 5 Erste Einschätzung der Betriebsflexibilität verschiedener PTL-Routenvarianten

Routenvariante \ Komponente	H_2-Produktion	CO_2-Extraktion	Synthese	Auf-bereitung	Gesamt
FT, Niedertemperatur-EL, CO_2 aus BGA	+++	+++	++	++	**++**
FT, Niedertemperatur-EL, CO_2 aus Luft	+++	++	++	++	**++**
FT, Hochtemperatur-EL, CO_2 aus BGA	++	+++	+	+	**+**
FT, Hochtemperatur-EL, CO_2 aus Luft	+	+	+	+	**+**
FT, Hochtemperatur-Co-EL, CO_2 aus BGA	k.A.	+++	+	+	**+**
FT, Hochtemperatur-Co-EL, CO_2 aus Luft	k.A.	+	+	+	**+**
MeOH, Niedertemperatur-EL, CO_2 aus BGA	+++	+++	+++	+++	**+++**
MeOH, Niedertemperatur-EL, CO_2 aus Luft	+++	++	+++	+++	**+++**
MeOH, Hochtemperatur-EL, CO_2 aus BGA	++	+++	++	++	**++**
MeOH, Hochtemperatur-EL, CO_2 aus Luft	+	+	++	++	**++**
MeOH, Hochtemperatur-Co-EL, CO_2 aus BGA	k.A.	+++	++	++	**++**
MeOH, Hochtemperatur-Co-EL, CO_2 aus Luft	k.A.	+	++	++	**++**

FT = Fischer-Tropsch-Route; MeOH = Methanol-Route; EL= Elektrolyse; BGA = Biogasaufbereitung, k.A. = keine Angabe
+ kaum flexibel (z. B. Elektrolyse: viele Stunden; Synthese: Tage)
++ flexibel (z. B. Elektrolyse: viele Minuten; Synthese: viele Stunden)
+++ sehr flexibel (z. B. Elektrolyse: Sekunden / Minuten; Synthese: wenige Stunden)

Polymermembran-Elektrolyse (PEM) und alkalische Elektrolyse (Niedertemperatur) sind bei Betrieb von mehreren Einheiten als Cluster im Bereich von Sekunden bis Minuten sehr flexibel hinsichtlich ihres Strombezugs, unterer Teillastgrenze und Leistungsänderungsgeschwindigkeit (Wertung +++). Die PEM-Elektrolyse ist darüber hinaus auch in einzelnen Einheiten voll flexibel. Die Hochtemperatur-Elektrolyse weist im direkten Vergleich mit Niedertemperatur-Elektrolyse und deren Einbettung ins Gesamtsystem eine deutlich geringere Flexibilität hinsichtlich Leistungsänderungsgeschwindigkeit und der Produktionsaufnahme auf, insbesondere wenn das Anfahren aus dem kalten Zustand erfolgt (Wertung +); durch die insgesamt einfachere Wärmeintegration könnte sich die Betriebsflexibilität der Hochtemperatur-Elektrolyse bei CO_2 aus Biogasaufbereitung einfacher gestalten (Wertung ++). Die Hochtemperatur-Co-Elektrolyse dürfte sich im Betrieb kaum von der Hochtemperatur-Elektrolyse unterscheiden, konkrete Informationen liegen hierzu jedoch noch nicht vor (keine Wertung). Eine Entkopplung des Elektrolyseurstrombezugs von der H_2-Nachfrage der Synthese kann durch ver-

schiedene, großtechnisch verfügbare H_2-Speicher erfolgen. Wegen der geringen volumetrischen Energiedichte von Wasserstoff und dem damit verbundenen Platzbedarf sowie Energieaufwand für die Kompression wird man – soweit möglich – hierauf jedoch verzichten bzw. sind hierfür insbesondere Anlagenstandorte wie z. B. über Salzformationen (H_2-Kavernenspeicher) geeignet.

Die Nutzung der (Hoch-)Temperatur aus der Synthese setzt voraus, dass alle Produktionsstufen in einer integrierten Anlage, d. h. an einem Standort, erfolgen. Niedertemperaturverfahren sind zwar weniger effizient, jedoch flexibler hinsichtlich einer Entscheidung über Produktionsstufen an verschiedenen Standortorten (örtliche Flexibilität). Die Konzertierung eines Gesamtprozesses mit Nutzung der Hochtemperatur aus Syntheseprozessen für Hochtemperatur-(Co-)Elektrolyse ist generell komplexer im Vergleich zu Produktionsverfahren mit Niedertemperaturelektrolyse. Auch stehen hier keine Hochtemperaturwärmespeicher zur Verfügung, die den Anlagenbetrieb flexibilisieren könnten.

Im Vergleich zu Fischer-Tropsch-Synthese (Wertung +/++) ist die Methanol-Synthese deutlich flexibler im Anlagenbetrieb (Wertung ++/+++), wobei sich die Wertung auf eine Anlagenkonzeption mit/ohne Hochtemperaturnutzung bezieht[5]. Bei variierendem Anlagenbetrieb scheint die Methanol-Route darüber hinaus Vorteile hinsichtlich der gewünschten Produktqualität (Kerosinspezifikation) aufzuweisen. Dies gilt es in weiteren Untersuchungen und im Rahmen einer Pilotierung zu validieren.

3.4.4 Bewertung der Gestehungskosten

Die Gestehungskosten von Kerosin auf Basis der untersuchten Verfahren sind das wesentliche Kriterium zur Bewertung von deren Wirtschaftlichkeit. Die Ergebnisse der Literaturstudie zu den Gestehungskosten sind in Abbildung 19 dargestellt. Die jeweiligen Gestehungskosten wurden für alle Biokerosinverfahren jeweils normalisiert auf EUR im Basisjahr 2014. Dafür wurden die genannten Gestehungskosten zunächst mit dem Wechselkurs des angegebenen Basisjahrs der Berechnung und anschließend mit der Inflation bis zum Jahr 2014 multipliziert [Eurostat 2015a], [Eurostat 2015b].

[5] Für die Fischer-Tropsch-Route zu prüfende Optionen zur Flexibilisierung der Fischer-Tropsch-Synthese sind der Cluster-Betrieb von mehreren Synthese-Reaktoren (wie sie bei größeren Syntheseanlagen üblich sind) sowie der Einsatz von Mikrosynthesereaktoren (wie z.B. dem vom KIT entwickelten), die ein einfacheres und schnelleres Temperaturmanagement im Reaktorinnern versprechen,

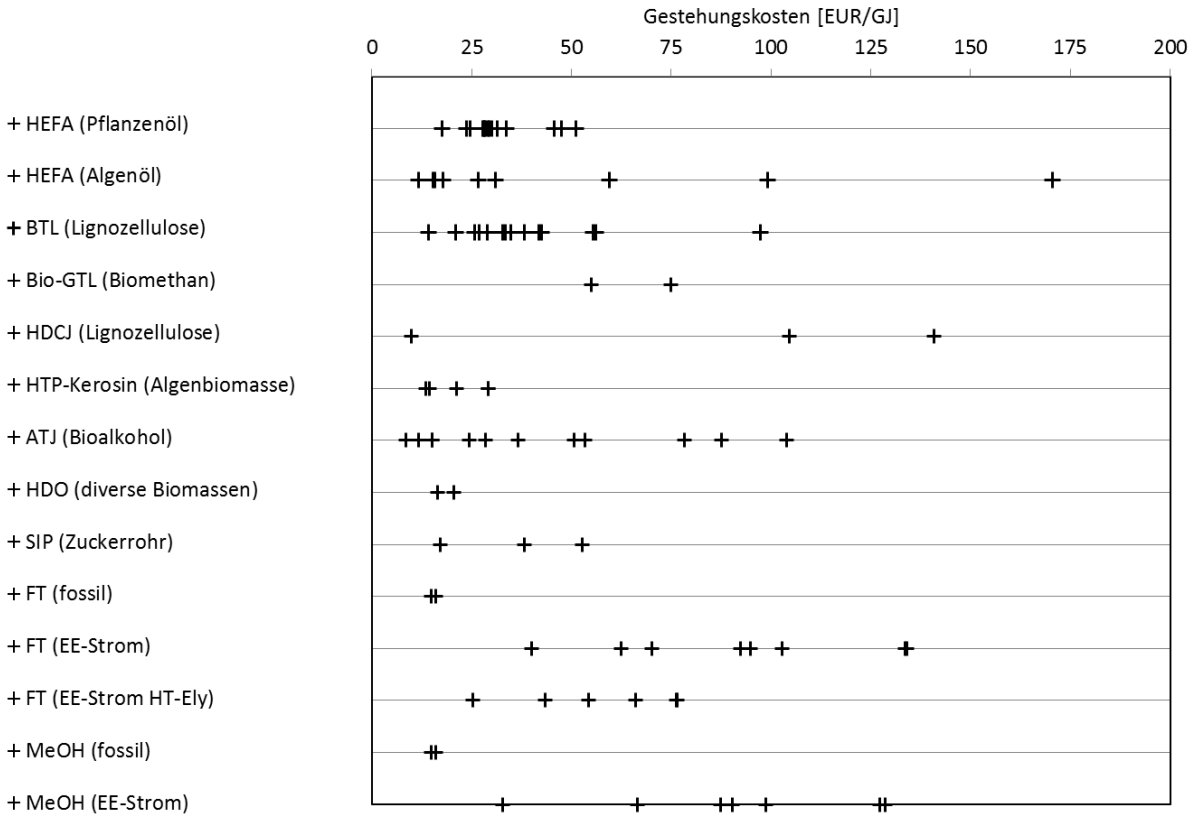


Abbildung 19 Kerosingestehungskosten auf Basis eigener Analysen und Literatur (siehe Steckbriefe im Anhang – 1 t Kerosin ≈ 43 GJ daher 23,2 EUR/GJ ≈ 1.000 EUR/t)

Das Zielkriterium von Gestehungskosten im Bereich von 22 EUR/GJ wird für die meisten Biokerosinverfahren erreicht. Allerdings ist die Bandbreite für einige Verfahren sehr weit, während für die übrigen Verfahren nur wenige Quellen existieren. Dies lässt eine differenzierte Bewertung basierend auf den reinen Gestehungskosten nur mit Abstrichen zu. Wichtige weitere Faktoren, die bei der Bewertung helfen können, sind daher zum einen das Kostensenkungspotenzial und zum anderen der Kapitalkostenanteil an den Gestehungskosten.

Ein hohes Kostensenkungspotenzial ist mit Blick auf ein mögliches Pilotvorhaben vorteilhaft. Ebenso erscheint ein hoher Kapitalkostenanteil für eine Realisierung in einer Pilotanlage zu sprechen, da hohe Kapitalkosten Investoren tendenziell abschrecken. Anlagenstillstände, die bei neuen Technologien häufig vorkommen können, erhöhen die Gestehungskosten enorm, wenn der Kapitalkostenanteil hoch ist. Dementgegen wirken sich bei Technologien, bei denen die Rohstoffe den Hauptteil der Kosten ausmachen, Anlagenstillstände nur in geringerem Maße auf die Gestehungskosten aus. Kapital-intensive Technologien mit entsprechendem Investitionsrisiko könnten somit besonders durch eine Weiterentwicklung in einer Pilotanlage profitieren.

Die Verfahren die Algenöl oder Algenbiomasse einsetzen erscheinen besonders vielversprechend für die Realisierung in einer Pilotanlage (Wertung +++). Der HEFA-Prozess erreicht relativ niedrige Gestehungskosten, was grundsätzlich vorteilhaft erscheint. Dies gilt allerdings nur für den Einsatz klassischer Pflanzenöle sowie Ölen, die aus in offenen Becken gewonnenen Algen stammen. Die für Deutschland geeigneten geschlossenen Photobioreaktoren befinden sich am oberen Ende der Kostenbandbreite, lassen aber auf ein hohes Kostensenkungspotenzial schließen, da sie mit dem Ziel der Kraftstoffproduktion derzeit nur im Labor- bzw. Pilotmaßstab betrieben werden. In Verbindung mit einem hohen Kapitalkostenanteil spricht dies für eine Realisierung in einer Pilotanlage. Gleiches gilt für die Verwendung von Algenbiomasse oder Reststoffen in einem hydrothermalen Prozess (HTP) (Wertung +++).

Aufgrund hoher Kapitalkostenanteile und potenziell niedriger Gestehungskosten, eignen sich weiterhin BTL-, HDCJ- sowie HDO-Verfahren für die Realisierung in einer Pilotanlage (Wertung ++). Die Verfahren haben einen relativ hohen Kapitalkostenanteil und werden derzeit im Pilot- und Demonstrationsmaßstab betrieben, was auf ein gewisses Kostensenkungspotenzial schließen lässt.

HEFA-Kerosin auf Basis konventioneller Pflanzenöle, Bio-GTL, ATJ sowie SIP eignen sich aus Sicht der Gestehungskosten weniger für die Realisierung in einer Pilotanlage (Wertung +). Die Verfahren haben einen niedrigen Kapitalkostenanteil und lassen aufgrund des jeweils erreichten relativ hohen technischen Entwicklungsstandes nur auf beschränkte Kostensenkungspotenziale schließen.

Die in dieser Studie vorgestellten PTL-Routen via Methanol bzw. Fischer-Tropsch sind – mit Blick auf 2030 und den damit üblichen Unsicherheiten – annähernd mit vergleichbaren Kerosinkosten von der Quelle bis zum Tank verbunden. Sowohl die Fischer-Tropsch- als auch die Methanol-Synthese sind bereits großtechnisch erprobt, wenn auch in anderen Anwendungen hinsichtlich Ausgangs- und Endprodukten. In dieser Studie wird von eher konservativen Annahmen für die Kostenentwicklung der Anlagen ausgegangen. Die resultierenden PTL-Kerosinkosten beider Routen sind daher eher überschätzt, aber robust mit Blick auf ihre Perspektiven bis 2030.

Bei allen diskutierten PTL-Pfaden dominieren die Stromkosten die Kerosinkosten. Verbesserungen beim Anlagenwirkungsgrad reduzieren daher den Strombedarf und die resultierenden Kraftstoffkosten erheblich.

Hohe Anlagenwirkungsgrade und damit die niedrigsten Kerosinkosten werden insbesondere bei Einsatz von Hochtemperatur-Elektrolyse und deren Wärmeintegration mit den Syntheseanlagen erreicht. Bei Verwendung der Niedertemperatur-Elektrolyse (alkalische oder PEM-Elektrolyse) besteht durch industrielle Serienproduktion der Elektrolyseure ein Potenzial zur Reduzierung der spezifischen Investitionsbedarfe. Die PEM-Elektrolyse und insbesondere die alkalische Elektrolyse sind deutlich ausgereifter in der Technologieentwicklung als die Hochtemperaturelektrolyse.

Kostensenkend wirkt sich darüber hinaus auch die Wärmeintegration von CO_2-Extraktionsverfahren aus, insbesondere wenn das CO_2 der Umgebungsluft entnommen werden soll. Die Nutzung von CO_2 aus konzentrierten Quellen ist mit weniger Energieaufwand und damit geringeren Kosten verbunden, setzt jedoch deren Verfügbarkeit hinsichtlich ökologischer Qualität und energiewirtschaftlicher Quantität voraus mit unterschiedlich starken Rückwirkungen auf die Kerosingestehungskosten. Erneuerbare CO_2-Quellen können in konzentrierter Form vorliegen (z. B. Biogasaufbereitung), d. h. geringe CO_2-Bereitstellungskosten, sind dann aber nur in sehr begrenzten Mengen verfügbar vis-à-vis der heutigen Flüssigkraftstoffnachfrage. Unter Inkaufnahme eines höheren Energieaufwands und damit höheren CO_2-Bereitstellungskosten, sind größere bis quasi unbegrenzte Mengen an erneuerbarem CO_2 verfügbar (z. B. Holz(heiz)kraftwerke, CO_2 aus der Luft). Die Verfügbarkeit von CO_2 aus fossilen Quellen (z. B. Kohlekraftwerke, Zementwerke, Stahlreduktion) ist begrenzt im Vergleich zur der heutigen Flüssigkraftstoffnachfrage. Neben dem Energie- und Kostenaufwand für die CO_2-Extraktion hängen die Bereitstellungskosten nicht zuletzt davon ab, ob deren Nutzung aus Nachhaltigkeitsgründen erwünscht und falls ja, wer die Kosten für die Emission von fossilem CO_2 trägt: Die Bezugsquelle (Primäremittent), der CO_2-Bezieher (Weiterverarbeiter) oder der Fahrzeugnutzer (Endemittent).

PTL-Kerosin via Methanol-Route scheint nach ersten vergleichenden Analysen in dieser Studie flexibler in der Anlagenfahrweise zu sein als die Fischer-Tropsch-Route, insbesondere beim An-/-Hochfahren des Syntheseprozesses. Diese erhöhte Betriebsflexibilität ermöglicht eine bevorzugte Nutzung von günstigem Strom, der insbesondere zu Zeiten sinkt, wenn viel erneuerbarer Strom verfügbar ist (Wertung +++). Darüber hinaus kann die Methanolsynthese sowohl mit CO als auch CO_2 betrieben werden. Beide Aspekte stellen eine zusätzliche Flexibilität gegenüber der Fischer-Tropsch-Route dar (Wertung ++).

3.4.5 Bewertung der Treibhausgasemissionen

Die Treibhausgasemissionen von Kerosin auf Basis der untersuchten Verfahren sind das wesentliche Kriterium zur Bewertung von deren Umweltwirkungen. Die Ergebnisse der Literaturstudie sind in Abbildung 20 dargestellt und werden den Emissionen aus der Herstellung von fossilem Kraftstoff nach EU-RED gegenübergestellt. Dabei sind niedrigere THG-Emissionen bzw. höhere THG-Minderungspotenziale vorteilhaft. Allerdings lassen sich die einzelnen Ergebnisse nur bedingt vergleichen, da die Bilanzgrenzen der einzelnen Berechnungen meist unklar sind und die EU-RED in der Regel nicht zur Anwendung kam. Dies liegt zum einen an der außereuropäischen Herkunft der Autoren (meist USA) sowie an der Tatsache, dass Flugkraftstoffe nicht der EU-RED unterliegen. Allerdings wurden die Berechnungen gemeinhin mit einer energieorientierten Allokation der THG-Emissionen durchgeführt. Weiterhin müssen die Verfahren bei paralleler Produktion von Flug- und Straßenkraftstoffen gleichwohl nach EU-RED zertifiziert werden. Daher scheint es zweckmäßig, die erhobenen Literaturdaten zu den THG-Emissionen untereinander und in Anlehnung an die EU-RED mit dem THG-Minderungsziel von 60 % zu vergleichen.

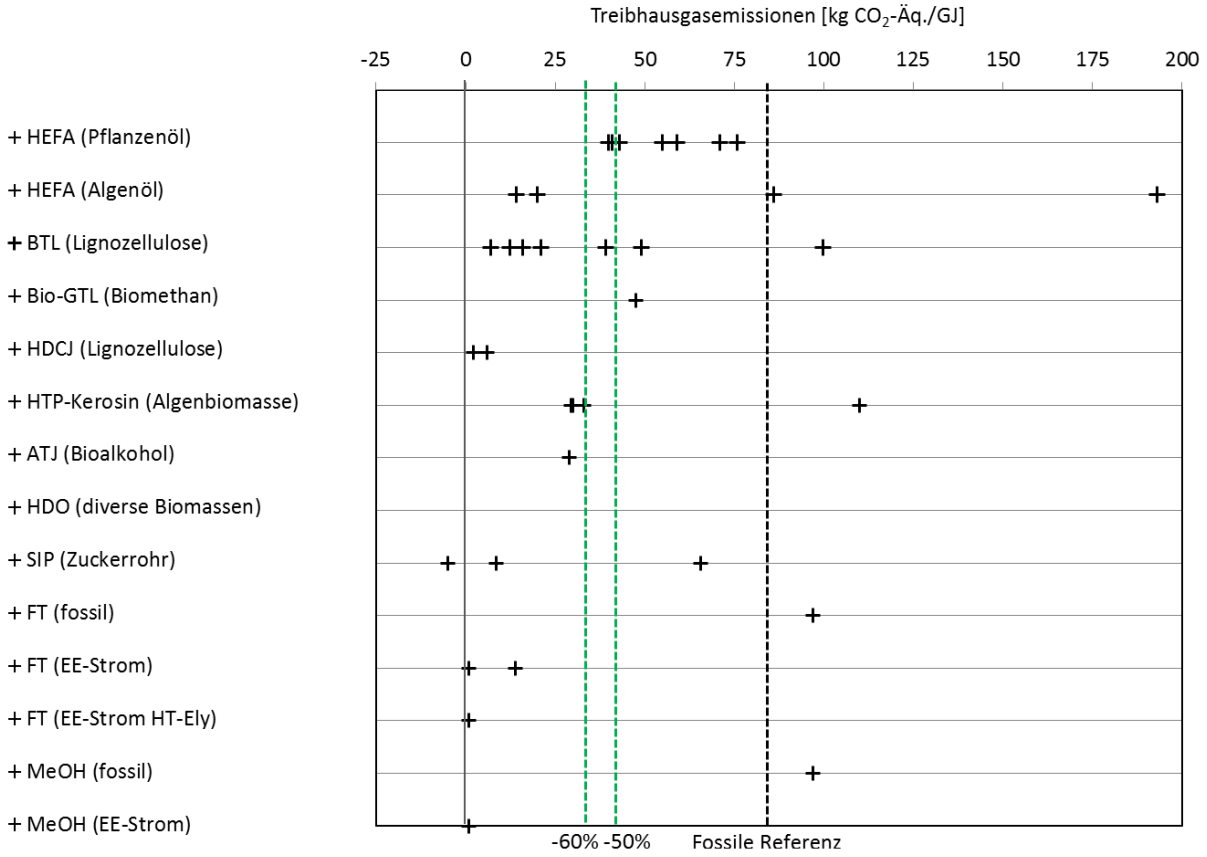


Abbildung 20 Bewertung der Treibhausgasemissionen auf Basis eigener Analysen und Literatur (siehe Steckbriefe in Kapitel 3, ohne Klimawirkung in großen Höhen)

Aus Sicht der THG-Emissionen erscheinen prinzipiell alle Verfahren vielversprechend, die das THG-Minderungsziel von 60 % gegenüber der fossilen Referenz erreichen. Bei den Biokerosinverfahren sind dies mit BTL und HDCJ insbesondere solche Verfahren, die sich für die Nutzung von Reststoffen (hier meist lignozellulosehaltige Rohstoffe) eignen. Im Falle der hydrothermalen Verfahren (HTP) lässt der Einsatz von biogenen Rest- und Abfallstoffen noch geringere THG-Emissionen erwarten als hier mit Algenbiomasse abgebildet (analog HDCJ). Weiterhin weist das SIP-Verfahren sehr geringe THG-Emissionen auf (Wertung +++).

HEFA-Kerosin auf Basis von Algenöl sowie ATJ sind aus Sicht der THG-Emissionen mit Abstrichen vielversprechend für eine Realisierung in einer Pilotanlage. Bei HEFA auf Algenbasis ist die Band-

breite extrem groß und eine THG-Minderung von 60 % wird laut mehrerer Quellen bei Weitem nicht erreicht (Wertung ++).

HEFA-Kerosin auf Basis konventioneller Pflanzenöle sowie Bio-GTL erscheinen aus Sicht der THG-Emissionen für die Realisierung in einer Pilotanlage ungeeignet, da die geforderte THG-Minderung von 60 % gegenüber der fossilen Referenz nicht erreicht wird (Wertung +).

Da keine Daten für das HDO-Verfahren vorliegen, bleibt es innerhalb des THG-Kriteriums unbewertet.

Für die PTL-Routen via Fischer-Tropsch- und Methanol-Synthese sowie allen Untervarianten gilt, dass die spezifischen THG-Emissionen maßgeblich durch den eingesetzten Strom bestimmt werden. Bei ausschließlicher Verwendung von erneuerbarem Strom kann daher mit allen PTL-Produktionsrouten eine THG-Emissionsminderung von quasi 100 % erzielt werden (Wertung: +++ für alle PTL-Routen).

Alle fossilen, biogenen und strombasierten Kerosinalternativen sind mit Nicht-CO_2-Klimawirkungen in großen Höhen verbunden. Erste Analysen, z. B. von [Zschocke 2015], [Lobo 2014], [Penanhoat et al. 2014] und [Zarzalis 2014], deuten darauf hin, dass die Verwendung von synthetischem Kerosin (XtL) mit tendenziell geringeren Klimawirkungen in großen Höhen verbunden ist. Weitere Messungen und Wirkungsanalysen sind für eine Quantifizierung der Minderungspotenziale notwendig.

Bei THG-Bilanzierung von Kraftstoffen werden üblicherweise die Aufwendungen für die Herstellung der Anlagen („graue Energie“) nicht berücksichtigt aufgrund der großen umgesetzten Energiemengen fossiler Vergleichsrouten und den im Verhältnis dazu vernachlässigbaren „grauen Energien“[6]. Bei 100 % erneuerbarem Strom stellen sich die PTL-Routen daher mit quasi 100 % THG-Minderung in der Bilanz dar. Die Verwendung von fossilem oder nuklearem Strom für die PTL-Produktion ist weder effizient, noch ökologisch oder ökonomisch. Beispiel: Einen Flüssigkraftstoff aus Kohle herzustellen erfolgt billiger und effizienter auf der CTL-Route (Kohle → Vergasung → Synthese) als über den Umweg via Strom (Kohle → Kohlekraftwerk → Elektrolyse → Synthese).

Mit Blick auf die Realisierung eines Pilotvorhabens ist eine größtmögliche Nutzung von erneuerbarem Strom wünschenswert. Erfolgt die Pilotierung/Demonstration im Umfeld eines PV- oder Windparks, so stellt das aus THG-bilanzieller Sicht den robustesten Fall dar, da hierbei die Strombezüge zwischen EE-Park und Stromnetz/Zertifikaten leicht zu ermitteln sind. Ist dies nicht möglich, so stehen auch kurzfristig eine Reihe von Bezugsoptionen für erneuerbaren Strom zur Verfügung; für eine ausführliche Diskussion dieser Optionen siehe Kapitel 6.2.3.

Aufgrund des durchgängig hohen THG-Minderungspotenzials sind alle der hier diskutierten PTL-Routen gleichermaßen für eine Pilotierung im hohen Maße geeignet.

3.4.6 Gesamtbewertung

Im Sinne einer Gesamtbewertung werden die Ergebnisse der vorausgegangenen Bewertungen in Tabelle 6 zusammenfassend gegenübergestellt. Durch diese Kontextualisierung lassen sich Vor- und Nachteile der einzelnen Verfahren untereinander ableiten. Dabei wird unterschieden, ob eine Technologie im Vergleich mit den anderen untersuchten Technologien eher schlechter (+), durchschnittlich (++) oder eher besser abschneidet (+++) bzw. als weniger oder mehr für eine Realisierung in einer Pilotanlage zur Kerosinproduktion geeignet ist.

[6] Würden „graue Energien“ bilanziert, so entspräche das einer Parallelverschiebung aller in dieser Studie betrachteten Routen, ohne Einfluss auf die Relationen der betrachteten Routen. Hinzu kommt, dass sich in einer Stromwelt mit hohen bis sehr hohen Anteilen an Erneuerbaren auch die mit grauen Energien verbundenen Emissionen reduzieren, siehe z. B. aktuelle PV-Großprojekte für den Minenbetrieb in Chile.

Tabelle 6 Gesamtbewertung mit Blick auf Pilotierung in Deutschland

Technologie	Technischer Entwicklungsstand	Flexibilität Bio: Ausgangsstoffe EE: Anlagenbetrieb	Gestehungskosten	Treibhausgas-emissionen
HEFA (konventionelles Pflanzenöl)	+	++	+	+
HEFA (Algenöl)	+++	++	+++	++
BTL (diverse Rohstoffe)	+++	+++	++	+++
Bio-GTL (Biomethan)	++	+++	+	+
HDCJ (Lignozellulose)	++	++	++	+++
HTP (Algenbiomasse, Reststoffe)	++	+++	+++	+++
ATJ (Bioethanol)	++	++	+	++
HDO-SK/SAK (Saccharide)	+	++	++	
SIP (Zuckerrohr)	+	++	+	+++
PTL-FT (EE-Strom)	+++	++	+	+++
PTL-FT (EE-Strom, Hochtemperatur)	++	++	+++	+++
PTL-MeOH (EE-Strom)	+++	+++	++	+++
PTL-MeOH (EE-Strom, Hochtemperatur)	+	++	+++	+++

Bemerkungen: HEFA = Hydrotreated Esters and Fatty Acids; HTP = Hydrothermal Processes; Bio-GTL = Biogas-to-Liquid; CH = Catalytic Hydrothermolysis; ATJ = Alcohol-to-Jet; DSHC = Direct Sugar to Hydrocarbons; HDCJ = Hydrotreated Depolymerised Cellulosic Jet; PTL = Power-to-Liquid; FT = Fischer-Tropsch; MeOH = Methanol; EE = Erneuerbare Energien

Unter gemeinsamer Berücksichtigung der Einzelbewertungen erscheinen insbesondere drei Biokerosinverfahren für die Realisierung in einer Pilotanlage vielversprechend. HEFA-Kerosin auf Basis von Algenöl sowie BTL und HTP, jeweils auf Basis diverser Rohstoffe, schneiden in drei bzw. zwei von vier Bewertungskategorien gut ab und haben in keinem Kriterium bedeutende Nachteile. Das HDCJ-Verfahren erreicht etwas weniger gute Ergebnisse und wird insbesondere von amerikanischen Unternehmen vorangetrieben, weswegen es nur mit Abstrichen für die Realisierung in einer Pilotanlage vielversprechend ist. Aufgrund des relativ schlechten Abschneidens in einer oder mehrerer Bewertungskategorien erscheinen alle anderen Biokerosinverfahren weniger vielversprechend für die Realisierung in einer Pilotanlage.

Unter den PTL-Konversionsrouten erscheint in der Gesamtbewertung insbesondere die Nutzung von PTL-MeOH vielversprechend.

3.5 Fazit

Für die jeweiligen Verfahrensrouten lässt sich – resultierend aus der dargestellten Bewertung der relevanten Kerosinproduktionsverfahren – folgendes zusammenfassen.

Aus genereller Sicht:

- Derzeit verfolgt ein Pilotvorhaben in Deutschland die dezidierte Produktion von alternativem Kerosin. Im durch das BMEL geförderten Vorhaben AUFWIND, ist die Pilotierung der Produktion von HEFA-Kerosin aus Algenöl Forschungs- und Entwicklungsgegenstand. Weiterhin gibt es laufende und in Entwicklung befindliche Pilot- und Demonstrationsvorhaben, die Teilschritte bei der Herstellung von erneuerbarem Kerosin sein können. Beispielsweise führt das vom BMBF geförderte Power-to-Liquid-Demonstrationsvorhaben von Sunfire auch Kerosin in der Palette möglicher Syntheseprodukte auf, beinhaltet bislang jedoch keine dezidierte Aufbereitung des Roh-

PTLs zu Kerosin. Vergleichbares gilt für das aktuell in Entwicklung befindliche EU-Horizon2020-Vorhaben zur Methanolsynthese sowie eine Reihe von Vorhaben in Deutschland, die auf die Bereitstellung von biobasierten Zwischen- und Endprodukten abzielen, z. B. zur Bereitstellung von Biomasse-to-Liquid-Kraftstoffen (BTL).

- Für ein durch das BMVI unterstütztes Pilotvorhaben sind prinzipiell zwei sinnvolle Wege zielführend: (i) Darstellung einer Gesamtkette für erneuerbare Kerosinproduktion, d. h. von der Primärenergie (Biomasse, EE-Strom) bis zum erneuerbaren Kerosin; (ii) Vernetzung und Integration mit bestehenden und laufenden Vorhaben und Vervollständigung offener Teilschritte für die Produktion von erneuerbarem Kerosin nebst Durchführung der erforderlichen Stufen für eine ASTM-Zertifizierung, um für den Flugbetrieb zulässig zu sein. Die zweite Variante der Vernetzung und Integration bietet zudem die Möglichkeit für verstärkte Kooperationen zwischen den ministeriellen Ressorts und ginge voraussichtlich mit geringerem Finanzbedarf einher.

Für Biokerosin:

- In der Gesamtbewertung für unterschiedliche Biokerosinoptionen erscheinen insbesondere drei Biokerosinverfahren für die Realisierung in einer Pilotanlage in Deutschland vielversprechend. HEFA-Kerosin auf Basis von Algenöl, sowie Kerosin über Biomass-to-Liquid über verschiedene Synthesewege (z. B. Methanol- oder Fischer-Tropsch) und hydrothermale Prozesse (HTP), jeweils auf Basis diverser Rohstoffe, schneiden in drei bzw. zwei von vier Bewertungskategorien gut ab und haben in keinem Kriterium bedeutende Nachteile.
- Die Pilotierung der Herstellung von Biokerosin aus Algenöl über die HEFA-Route ist bereits Gegenstand des vom BMEL geförderten Vorhabens AUFWIND. Dies berücksichtigend, werden daher zunächst zwei Verfahrenskonzepte für eine technische Pilotierung vorgeschlagen, die im weiteren Verlauf des Vorhabens näher zu analysieren sind. Sie umfassen weniger in sich geschlossene Verfahrensketten vom Ausgangsstoff Biomasse zum Endprodukt Kerosin, sondern vielmehr innovative Teilschritte. Im Rahmen einer Pilotierung könnten sie entsprechend als integraler Bestandteil von in Teilschritten bereits bestehenden Pilotvorhaben respektive mit Ausnahme der finalen Kerosinraffination in nahezu geschlossenen Verfahrensketten abgebildet werden. Gleichzeitig ist es grundsätzlich denkbar, Produkte aus der PTL-Produktion z. B. für die Kraftstoffsynthese oder -aufbereitung zu Kerosin zu verwenden. In diesem Zusammenhang kann das von *aireg* vorgeschlagene PTG-HEFA-Hybridraffineriekonzept eine weiter zu untersuchende Basis darstellen, ggf. auch mit Blick auf die perspektivische Integration innovativer Teilschritte.
- Pilotierung ausgewählter Teilschritte und Vernetzung bzw. Integration mit/in bestehende/n F&E-Piloten in Deutschland: Hier ist beispielsweise die Ergänzung bzw. Weiterentwicklung des maßgeblich durch BMEL geförderten bioliq®-Ansatzes an der Pilotanlage am KIT unter Einsatz der dort verfügbaren Forschungs- und Entwicklungsinfrastruktur für die Optimierung zu Biokerosin denkbar. Dies könnte einerseits die Nutzung von nassen Biomassen über hydrothermale Umwandlung alternativ bzw. in Ergänzung zu den Zwischenprodukten aus der Schnellpyrolyse umfassen. Andererseits bietet die Weiterentwicklung der Kraftstoffsynthese respektive die Kleinskalierung von typischerweise großskaligen Synthesen wie der Fischer-Tropsch-Synthese über eine entsprechende Adaptierung des Katalysatorsystems bei gleichzeitiger Maximierung der Ausbeute der Kerosinfraktion Raum für eine technische Pilotierung.
- Pilotierung weiterer Teile einer Verfahrenskette: Bislang ist die hydrothermale Verflüssigung in keinem technischen Piloten in Deutschland realisiert. Hierfür kann auf laufende Forschungsvorhaben aufgebaut werden (u. a. BMBF/BioProFi: FEBio@H_2O), in welchen die hydrothermale Verflüssigung derzeit im Labor- bzw. Technikumsmaßstab untersucht wird. Zielprodukt dieser Verflüssigung sind Kraftstoffvorprodukte, die dann über etablierte Verfahren der Feinraffination zum Zielprodukt Kerosin aufbereitet werden können.

Für EE-Kerosin (PTL):

- In der Gesamtbewertung für unterschiedliche EE-Kerosinverfahren stellen sich die Pilotierung einer Gesamtkette der PTL-Kerosinherstellung via Methanol-Route sowie die Pilotierung einer Aufbereitung von Roh-PTL aus der Fischer-Tropsch-Synthese als vielversprechend dar.
- Sowohl die Fischer-Tropsch- als auch die Methanol-Route sind technologisch fortgeschrittene Verfahren und verfügen bei Verwendung von Niedertemperaturelektrolyse und beim Einsatz von CO_2 aus konzentrierten Quellen (z. B. Biogasaufbereitung, Rauchgas) über gute bzw. sehr gute Bewertungen. Beiden Routen fehlt die geschlossene Darstellung über die gesamte Route vom EE-Strom bis zum EE-Kerosin. In beiden Routen vorkommende, innovative Technologiekomponenten, wie z. B. die Co-Elektrolyse oder die Hochtemperaturelektrolyse, bewegen sich im frühen bzw. fortgeschrittenen Entwicklungsstadium. Technologiekomponenten wie die genannten sind daher auch gut als innovative Elemente für ein Pilotvorhaben geeignet.
- Sollte ein eher forschungsnahes Pilotvorhaben das Ziel sein, so könnte dieses beispielsweise eines oder mehrere der folgenden Elemente beinhalten: (i) Hochtemperatur-Co-Elektrolyse (sowohl für Methanol- als auch Fischer-Tropsch-Route geeignet), (ii) flexibler Betrieb und Systemdienstleistungen mit Hochtemperatur-Elektrolyse, (iii) CO_2-Extraktion aus Luft (via Absorption und Elektrodialyse oder via Temperaturwechseladsorption), (iv) Betriebsflexibilität Methanolsynthese, (v) Testeinsatz des am KIT entwickelten Fischer-Tropsch-Mikrosynthese-reaktors, (vi) Emissionsmessungen von EE-Kerosin aus Methanolroute auf einem Messstand und im Flugbetrieb. Ein forschungsnahes Pilotvorhaben eignet sich insbesondere für eine Kooperation mit dem BMBF.
- Sollte einem praxisnahen Pilot-/Demonstrationsvorhaben der Vorzug gegeben werden, so werden folgende Konzeptelemente als prioritär empfohlen: (i) Verknüpfung mit einem Methanolsynthesevorhaben durch Methanolaufbereitung zu Kerosin („Methanol-to-Jetfuel“, hierbei kann zudem auch Biomethanol verarbeitet werden), z. B. an einem deutschen Raffineriestandort, bei dem der EE-Wasserstoff zusätzlich auch in konventionellen Raffinerieprozessen (Benzin, Diesel) eingesetzt wird; (ii) Zertifizierung von Kerosin aus der Methanol-Route; (iii) Demonstrationsflüge mit EE-Kerosin.
- Eine Priorisierung der Methanol-Route erscheint hierfür sinnvoll, weil die Fischer-Tropsch-Synthese bereits umfassend pilotiert und demonstriert wird (mit Ausnahme des FT-Mikrosynthesereaktors), die Methanolsynthese eher flexibler im Betrieb ist, die Methanolver-arbeitungsverfahren geeigneter für die Kerosinproduktion sind und eine zweite für die Kerosin-nutzung zertifizierte PTL-Technologieroute sinnvoll ist mit Blick auf Technologieangebot und Wettbewerb.

4 Infrastrukturen für die Distribution und Nutzung

Erneuerbares Kerosin kann sowohl in reiner Form, als auch in Form von Beimischungen zum herkömmlichen Kraftstoff („Drop-Ins“) verwendet werden. Ein Drop-In-Kerosin hat den Vorteil, dass ihr Einsatz ohne Anpassungen des Triebwerks/des Treibstoffsystems möglich ist. Da herkömmliche Flugzeugsubsystemen ursprünglich für die Verwendung fossiler Kraftstoffe entwickelt wurden, müssen negative Auswirkungen durch den Einsatz von Biokerosin Drop-Ins jedoch ausgeschlossen werden können. Bedenken gibt es, dass variierende Konzentrationen von Aromaten, Oxygenaten, schwefelhaltigen und sauren Verbindungen Materialeigenschaften der Flugzeugsubsysteme verändern können. So kann z. B. der im Vergleich zu herkömmlichen Kraftstoffen geringere Aromatengehalt zu Schrumpfen, Verhärten und Versagen von Polymermaterialien, wie O-Ring-Dichtungen und Dichtstoffen führen [Graham 2013; Neuling 2015].

Die Gewährleistung der Betriebssicherheit wird durch ASTM Standards sichergestellt [ASTM D7566; DEF STAN 91-91]; dabei gelten für Bio- und EE-Kerosin die gleichen Qualitätsanforderungen wie für fossile Treibstoffe (JET A-1, Tabelle 7).

Tabelle 7 JET A-1 Spezifikationen

JET A-1 Spezifikationen	
Flammpunkt	min. 38 °C
Gefrierpunkt	-48 °C
Heizwert	min. 42,8 MJ/kg
Viskosität	max. 8,0 mm²/s
Schwefelanteil	max. 0,30 ppm
Dichte	775 – 840 kg/m³

Kapitel 4.1 zeigt einen Überblick über die notwendigen Infrastrukturen zur Distribution von Bio-/EE-Kerosin. Anschließend wird im Kapitel 4.2 auf die Nutzung von Bio-/EE-Kerosin im Flugzeug eingegangen.

4.1 Überblick über die notwendigen Infrastrukturen zur Distribution

Der Transport des Kerosins von der Erzeugung zum Flughafen ist in Tabelle 8 beschrieben und in Abbildung 21 graphisch dargestellt:

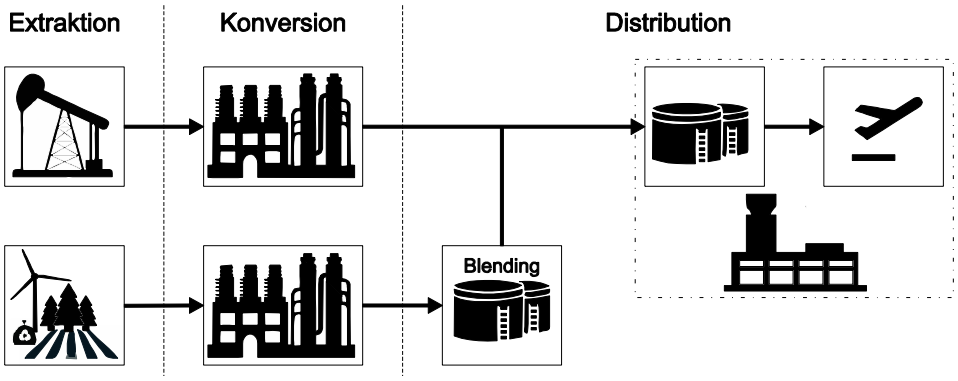


Abbildung 21 Versorgungskette adaptiert nach [An 2011]

Tabelle 8 Transport des erneuerbaren Kerosins von der Erzeugung zum Flughafen

Transport des erneuerbaren Kerosins von der Erzeugung zum Flughafen	
Versorgungskette	▪ **Extraktion**: Förderung des Rohöls bzw. Ernte der Biomasse und Transport zur Raffinerie respektive Strombereitstellung ▪ **Konversion**: Herstellung des JET A-1 Kraftstoffes aus dem Rohöl bzw. Bio-/EE-Kerosin ▪ **Distribution**: Weg des JET A-1 Kraftstoffes / Bio-/EE-Kerosin-Reinstoffes von der Herstellung über das „Blending“ zum Endverbraucher adaptiert nach [An 2011], vergleiche Abbildung 21.
Distribution	Bei der Distribution von fossilen Kraftstoffen wird weitestgehend eine gemeinschaftliche logistische Infrastruktur für alle Versorger genutzt. Die Standardisierung des Kraftstoffs durch die ASTM garantiert eine technische Gleichwertigkeit der Erzeugnisse der einzelnen Versorger. Eine physische Trennung der jeweiligen Bestände ist somit nicht nötig. Hinreichend ist eine buchhalterische Verwaltung der Eigentumsverhältnisse auf Basis einer Massenbilanz. In Europa erfolgt der Treibstofftransport auf vier verschiedenen Distributionswegen: ▪ Straßentransport per Tanklastwagen (z. B. HAM), ▪ Schienentransport per Kesselwagen (z. B. MUC), ▪ Transport per Binnenschiff (z. B. FRA), ▪ Rohrleitungstransport per Pipelines (z. B. FRA, MUC). Die Erzeugnisse der einzelnen Versorger können, in Abhängigkeit des Transportmittels, bereits während des Transports gemischt werden. Eine Vermischung der Bestände erfolgt spätestens bei ihrer Einspeisung in das Flughafentanklager, in dem keine separate Lagerhaltung der Erzeugnisse erfolgt.
Blending	Als Blending wird die Mischung von Bio-/EE-Kerosin-Reinstoff und konventionellem JET A-1 bezeichnet. Erfolgt das „Blending“ nach zertifiziertem ASTM-Standard, darf das Gemisch als JET A-1 bezeichnet werden [ASTM 2015]. Das Blending kann sowohl direkt im Anschluss an die Herstellung des Bio-/EE-Kerosin-Reinstoffs in der Raffinerie, als auch in einem Treibstofflager außerhalb des Flughafens erfolgen.
Fazit	Ist eine Klassifizierung des Bio-/EE-Kerosins nach ASTM als JET A-1 zulässig, können Kraftstoff auf Erdölbasis und Bio-/EE-Kerosin-Reinstoff aus technischer Sicht weitestgehend dieselbe Versorgungsinfrastruktur nutzen. Eine notwendige Trennung der Versorgungsinfrastruktur besteht nur bis zur Herstellung des Blends aus Bio-/EE-Kerosin-Reinstoff und konventionellem JET A-1.

Das Kraftstoffsystem am Flughafen zeigt Tabelle 9.

Tabelle 9 Kraftstoffsystem am Flughafen

Kraftstoffsystem am Flughafen	
Lagerung am Flughafen	Das Flughafentanklager ist ein geschlossenes System ohne separate Lagerhaltung, das von allen Versorgern (Herstellern) und Verbrauchern (Fluggesellschaften) gemeinsam genutzt wird. Die Regelung der Eigentumsverhältnisse der Kraftstoffbestände erfolgt per Buchführung. Durch den möglichen Einsatz als Betriebsreserve, können mehrere Monate zwischen Herstellung und Verbrauch von Kerosin liegen. Eine längerfristige Lagerungsfähigkeit des Treibstoffes muss deswegen sichergestellt sein.
Langzeitlagerfähigkeit von Biokraftstoff	Innerhalb des Forschungsprojektes BurnFAIR wurde die Langzeitlagerfähigkeit eines HEFA-Biokraftstoffes mit einem Drop-In von 48,6 % untersucht. Problematische Befunde hinsichtlich der Entmischung des Biokerosingemisches, mikrobiologischer Verunreinigungen und der Entwicklung der elektrischen Leitfähigkeit, als Frühindikator für Veränderung der Produktqualität, wurden in keinem Fall festgestellt [Zschocke 2014].
Transport zum Flugzeug	Die Betankung der Flugzeuge erfolgt entweder durch Tankwagen oder durch ein Pipelinesystem mit Bodenanschlüssen an den Flugzeugstellplätzen auf dem Vorfeld. Bei der Studie BurnFAIR ist durch die Verwendung eines HEFA-Biokraftstoffes eine Veränderung der hydrophoben Eigenschaften bei Treibstofffiltern des verwendeten Tankwagens aufgetreten, deren Ursache nicht festzustellen war [Zschocke 2014].

Fazit	Eine gemeinsame Lagerung von fossilen und Biokraftstoffen im Flughafentanklager ist möglich, wenn der Biokraftstoff nach ASTM zertifiziert ist. Innerhalb des Forschungsprojektes BurnFAIR wurde die Langzeitlagerfähigkeit eines HEFA-Biokraftstoffes nachgewiesen, jedoch traten Komplikationen an Treibstofffiltern des verwendeten Tankwagens auf. Bei der großtechnischen Einführung von Biokraftstoffen müssen Komplikationen mit allen in Berührung kommenden Subsystemen des Flughafens getestet und ausgeschlossen werden.

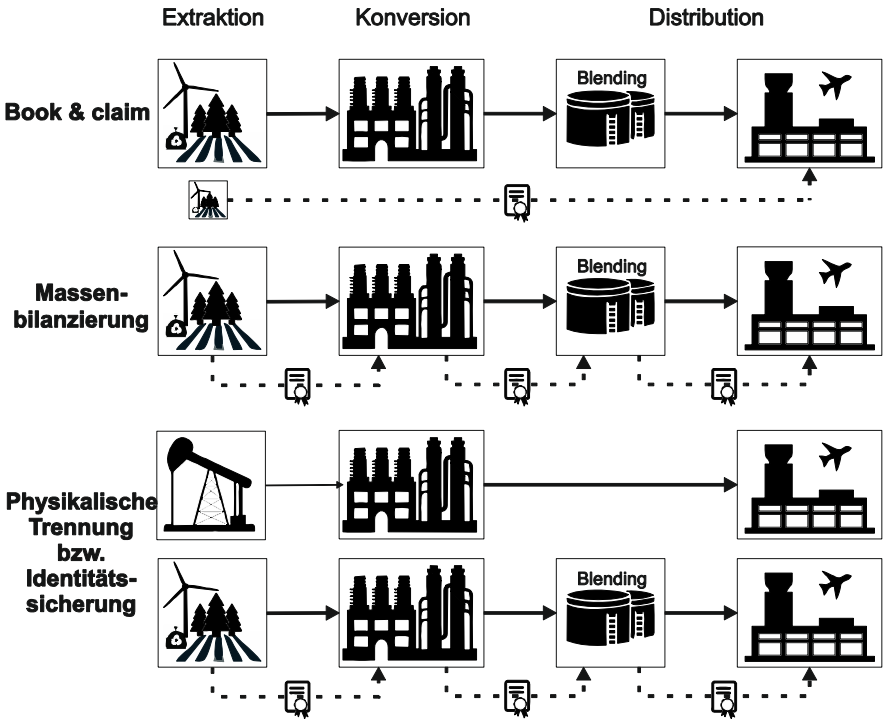


Abbildung 22 Bilanzierungsmethoden für den Emissionshandel mit Biokraftstoffen adaptiert nach [Toop 2014]

Tabelle 10 zeigt die Auswirkungen unterschiedlicher Bilanzierungsmethoden für den Emissionshandel mit Biokraftstoffen auf die Infrastruktur.

Tabelle 10 Auswirkungen unterschiedlicher Bilanzierungsmethoden für den Emissionshandel auf die Infrastruktur am Bsp. von Biokerosin

Auswirkungen unterschiedlicher Bilanzierungsmethoden für den Emissionshandel auf die Infrastruktur am Bsp. von Biokerosin	
CO_2 Emissionshandel	Das Europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) und die von der Internationalen Zivilluftfahrt-Organisation der Vereinten Nationen (International Civil Aviation Organization – ICAO) geplante globale, marktbasierte Maßnahme zur Regulierung der internationalen Luftverkehrsemissionen sind Anreiz-Instrumente, bei dem sich der Verbraucher entweder für ein von der Politik gewünschtes CO_2 einsparendes Verhalten oder für den Kauf von zusätzlichen CO_2 Zertifikaten entscheiden kann. Während für JET A-1 Kraftstoffe aus fossilen Rohstoffen ein Emissionsfaktor von 3,15 [t(CO_2)/t(JET A-1)] gilt [EU 2009], wird für Biokraftstoff-Reinstoffe ein Emissionsfaktor von null angenommen [EU 2008]. Aus diesem Grund müssen bei der Verwendung von Drop-In Biokerosin gesonderte Nachweisverfahren angewendet werden.
Bilanzierungsmethoden für den Emissionshandel mit Biokraftstoffen	Für den Emissionshandel mit Biokraftstoffen sind unterschiedliche Bilanzierungsmethoden denkbar, die sich in der Flexibilität und in der Verfolgbarkeit der Rohstoffe unterscheiden (Abbildung 22). ▪ **Book & Claim:** Dies stellt ein Zertifikathandelssystem dar, bei dem das Zertifikat

	losgelöst vom Biokraftstoff gehandelt wird. Kaufen Fluggesellschaften Zertifikate, ist sichergestellt, dass eine entsprechende Menge an zertifiziertem Biokraftstoff hergestellt wurde. ▪ **Massenbilanzierung:** Bei dieser Methode, wird in jedem Schritt der Wertschöpfungskette von der Ernte bis zum Verbrauch Eingangs- und Ausgangsmassen bilanziert. Dabei kann in jedem Schritt die bilanzierte Masse unabhängig vom Anteil an Biomasse am jeweiligen Zwischenprodukt zertifiziert weiterverkauft werden. ▪ **Physikalische Trennung:** Dieses System stellt sicher, dass der Biokraftstoff während der gesamten Wertschöpfungskette physikalisch getrennt vom fossilen Kraftstoff verarbeitet und gelagert wird. Biokraftstoffe aus verschiedenen Quellen können dabei zusammengeführt werden. ▪ **Identitätssicherung:** Stellt eine Verschärfung der physikalischen Trennung dar, bei der Biokraftstoffe aus verschiedenen Quellen isoliert verarbeitet und gelagert werden müssen. In Anlehnung an [Toop 2014].
Auswirkungen der Bilanzierungsmethoden auf die Infrastruktur	▪ **Book & Claim:** Keine infrastrukturellen Anpassungen notwendig. ▪ **Massenbilanzierung:** Keine infrastrukturellen Anpassungen notwendig. Die Massenbilanzierung ist gängiges Verfahren zur Bestimmung der Eigentumsverhältnisse der Kraftstoffe im Flughafentanklager (Tabelle 9). ▪ **Physikalische Trennung:** Kraftstoffe auf Erdölbasis und Biokerosin müssen getrennte Versorgungsinfrastruktur nutzen, von der Herstellung, über die Lagerung am Flughafen bis zum Transport zum Flugzeug. Dies erfordert eine redundante Auslegung der Transportwege und der Flughafeninfrastruktur. ▪ **Identitätssicherung:** Diese Verschärfung erfordert für Kraftstoffe auf Erdölbasis und Biokerosine unterschiedliche Quellen unabhängige Distributions- und Lagerungssysteme.
Fazit	Drop-In Biokerosine müssen beim CO_2-Emissionshandel gesondert berücksichtigt werden. Dabei hat die Art der Bilanzierungsmethode Auswirkungen auf die notwendige Infrastruktur. Während beim „Book & Claim"-Verfahren und der Massenbilanzierung keine Anpassungen notwendig sind, sind bei der physikalische Trennung einfach redundante und bei der Identitätssicherung mehrfach redundante Distributions- und Lagerungssysteme notwendig. Da bereits das Massenbilanzierungsprinzip zur Bestimmung der Eigentumsverhältnisse im Tanklager benutzt wird, ist eine Erweiterung auf die Biotreibstoff-Emissionsbilanzierung zu empfehlen.

4.2 Nutzung von Bio-/EE-Kerosin im Flugzeug

Die relevanten Aspekte im Zusammenhang mit der Nutzung von Bio-/EE-Kerosin im Flugzeug sind nachfolgend zusammengefasst.

Den Einfluss der Kraftstoffkomponenten auf die Flugzeugsubsysteme zeigt Tabelle 11.

Tabelle 11 Einfluss von Kraftstoffkomponenten auf Flugzeugsubsysteme

Einfluss von Kraftstoffkomponenten auf Flugzeugsubsysteme	
Einfluss von Kraftstoffkomponenten auf Polymerwerkstoffe	Neben natürlichen Bestandteilen, wie (Cyclo-) Alkanen, Aromaten und mit Stickstoff, Schwefel und Sauerstoff verunreinigten Kohlenstoffverbindungen, bestehen Flugkerosine aus Additiven, die beigemischt werden um gezielt ihre Eigenschaften zu verändern. Zugelassen sind nach DEF STAN 91-91 und ASTM D1655 u. a. Antioxidantien, Korrosions- und Vereisungsinhibitoren, Biozide, Metalldeaktivatoren und antistatische Mittel. Jede einzelne Kraftstoffkomponente kann dabei mit den im Treibstoffsystem verarbeiteten Polymerwerkstoffe wie folgt interagieren: ▪ Sie absorbieren Kraftstoffkomponenten (Alkane, Aromate, Additive usw.). Dies führt zu einem Anschwellen und Erweichen des Materials. ▪ Sie extrahieren Komponenten (u. a. Weichmacher, Restlösemittel) in den Kraftstoff. Das Material schrumpft und erhärtet. Die Stärke dieser Wechselwirkungen hängt dabei von der Größe und Form der Kraftstoffmoleküle und den molekularen Bindungen innerhalb des Polymers, innerhalb des Kraftstoffes bzw. zwischen Polymer und Kraftstoff ab. Für jede Kraftstoff-Polymerkombination stellt sich ein Gleichgewicht dieser beiden Prozesse ein. Dieses Gleichgewicht verschiebt

	sich mit zunehmender Zeit in Richtung Absorption, da die Anzahl extrahierbarer Komponenten im Polymerwerkstoff stetig sinkt [Graham 2013].
Aromate	Einen großen Einfluss auf das Anschwellverhalten von Polymerwerkstoffen und somit auf die Dichtheit der Kraftstoffsysteme haben Aromate. Deswegen wird ihr Anteil im Kraftstoff streng kontrolliert. Nach ASTM D7566 müssen Kraftstoffe einen Mindestanteil von 8 % Aromaten aufweisen. Nach ASTM D1655 darf auf Grund negativer Auswirkungen hinsichtlich des Treibstoffverbrauchs und der Emissionen ein Maximalanteil von 25 % jedoch nicht überschritten werden (Tabelle 12). Da bei der Herstellung vieler Bio-/EE-Kraftstoff-Reinstoffe keine Aromaten entstehen, begrenzen die oben genannten Vorschriften die maximal zulässige Beimischung von Bio-/EE-Kraftstoff-Reinstoffe zu fossilen Kraftstoffen; der gesamte Aromatengehalt muss durch das fossile Kerosin eingebracht werden. Ein Blending mit 68 % Bio-/EE-Kraftstoff-Reinstoff ist somit theoretisch maximal möglich, jedoch liegt der Aromatengehalt vieler fossiler Treibstoffe deutlich unterhalb des Maximalgrenzwertes von 25 %. Der Einfluss des Aromatengehalts auf Polymerwerkstoffe ist materialabhängig. In den Studien BurnFAIR und CLEEN (Continuous Lower Energy, Emissions and Noise) wurde dabei der größte Effekt bei O-Ring-Materialien aus Nitrilkautschuk, bei Polythioether und bei Polysulfid Dichtungsmittel festgestellt wurde. Bei Materialien aus Fluorsilikone und Fluorkautschuk konnte kein relevanter Effekt nachgewiesen werden [Graham 2013, Zschocke 2012]. Grundsätzlich nimmt das Anschwellverhalten von Polymerwerkstoffen mit sinkendem Molvolumen, steigender Polarität und steigender Anzahl an Wasserstoffbrückenbindungen des Treibstoffs zu. Polarität und Wasserstoffbrückenbindungscharakter werden im JET A-1 durch Aromate dominiert, jedoch ist der Aromatengehalt im Treibstoff (molares Volumen) vergleichsweise gering. Deshalb muss die Zusammensetzung des Treibstoffes als Ganzes berücksichtigt werden, um den Einfluss auf nicht-metallische Materialien zu bestimmen [Graham 2013].
Verunreinigte Kohlenstoffverbindungen	Fossiles Kerosin enthält neben reinen Kohlenwasserstoffen auch mit Stickstoff (Amine, Porphyrine), Schwefel (Merkaptane, Thioether) oder Sauerstoff (Alkohole, Chinone) verunreinigte Kohlenstoffverbindungen. Um bei der Verbrennung von Kerosin die Menge an unerwünschten Nebenprodukten, wie Schwefeldioxid (SO_2) oder Ruß, zu minimieren, wird der maximale Schwefelanteil im Treibstoff von der ASTM auf 0,30 ppm limitiert. Da Bio-/EE-Kerosin-Reinstoffe im Vergleich mit fossilen Kraftstoffen weniger Verunreinigungen enthalten, können Schweldioxid- und Rußemission durch den Einsatz von Bio-/EE-Kerosin weiter gesenkt werden.
Fazit	Eine kritische Kraftstoffkomponente bezüglich des Einsatzes im Treibstoffsystem des Flugzeuges sind Aromate. Sie tragen zum einen bei vielen Polymerwerkstoffen zum Anschwellen und somit zur Dichtheit der Kraftstoffsysteme bei, verändern jedoch auch den Treibstoffverbrauch und die Emissionen. Die maximal zulässige Beimischung von Bio-/EE-Kraftstoff-Reinstoffe zu fossilen Kraftstoffen wird durch Mindest- (ASTM D7566) und Maximalgrenzwerte (ASTM D1655) des Aromatengehalts in JET A-1 limitiert, da viele Bio-/EE-Kraftstoff-Reinstoffe keine Aromaten enthalten. Das Mischungsverhältnis von Bio-/EE-Kraftstoff-Reinstoffe zu fossilen Kraftstoffen kann in Zukunft durch Zugabe von Aromaten erhöht werden, jedoch müssen Aromate als Additive von der ASTM zugelassen und die daraus resultierenden Veränderungen der Zusammensetzung und somit der Eigenschaften des Kraftstoffes untersucht werden. Alternativ ist es auch denkbar, Polymerwerkstoffe aus Nitrilkautschuk, Polythioether und Polysulfid durch Fluorsilikone und –kautschuk auszutauschen, um den notwendigen Aromatengehalt im Kraftstoff zu reduzieren. Jedoch sind diese Materialen teuer. Im Vergleich mit fossilen Kraftstoffen enthalten Bio-/EE-Kerosin-Reinstoffe eine geringe Menge an Kohlenwasserstoffen mit Heteroatomen aus Stickstoff, Schwefel oder Sauerstoff. Deswegen können Schweldioxid- und Rußemission durch den Einsatz von Bio-/EE-Kerosin weiter gesenkt werden.

Durch die ASTM-Zertifizierung von Kraftstoffen wird ihr sicherer Einsatz im Flugzeugbetrieb nachgewiesen. Jedoch beinhaltet der ASTM-Zertifizierungsprozess keine Emissionsüberprüfung des Kraftstoffes, da die ausgestoßenen Emissionen primär vom Betriebspunkt des verwendeten Flugtriebwerks abhängen. Werden baugleiche Flugtriebwerke mit variierenden Kraftstoffen bei gleichen Randbedingungen betrieben, können sich die Emissionen in Art und Menge unterscheiden. Den Einfluss des Einsatzes von Bio-/EE-Kerosin auf Luftverkehrsemissionen und Treibstoffverbrauch zeigt Tabelle 12.

Tabelle 12 Einfluss des Einsatzes von Bio-/EE-Kerosin auf Luftverkehrsemissionen und Treibstoffverbrauch

Einfluss des Einsatzes von Bio-/EE-Kerosin auf Luftverkehrsemissionen und Treibstoffverbrauch	
Klimawirkung von Luftverkehrsemissionen	Bei der Verbrennung von Kraftstoffen entstehen neben gasförmigen Emissionen, wie Wasserdampf (H_2O), Kohlendioxid (CO_2), Kohlenmonoxid (CO) und Stickoxiden (NO_x), auch feste (z. B. Ruß und Metallteilchen) und flüchtige Aerosolpartikel, wie Schwefelverbindungen, geladene Teilchen und unverbrannte Kohlenwasserstoffe (UHC). Obwohl die Emissionsvolumina der Nicht-CO_2-Emissionen deutlich niedriger ausfallen als die von CO_2, tragen diese zu einem großen Anteil der Klimawirkung der Luftfahrt bei. Auf Grund ihrer vergleichsweisen kurzen Lebensdauer, hängt ihre Klimawirkung primär vom Emissionsort (Längengrad, Breitengrad, Höhe) und –zeitpunkt (Tages-, Jahrzeitpunkt) ab. Stickoxide beeinflussen die Bildung von Ozon (O_3) und die Zersetzung von Methan (CH_4); die beide wichtige Treibhausgase sind. Aerosole beeinflussen die Atmosphäre durch Reflexion und Absorption von Strahlung und durch chemische Reaktionen. So können Sie in kalten und feuchten Gebieten zur Bildung von Kondensstreifen beitragen, als auch die Strahlungseigenschaften von natürlichen Zirruswolken (Form, Größe und Menge der Wolkenpartikel) verändern [Lee 2009; Niklaß 2014].
Einfluss des Einsatzes von Bio-/EE-Kerosin auf Luftverkehrsemissionen	Synthetische Bio-/EE-Kerosine sind Reinstoffe und enthalten nur eine geringe Menge an verunreinigten Kohlenwasserstoffen und keine Aromaten. Die zur Einhaltung der ASTM-Kerosinspezifikationen derzeit noch verlangten Mindestanteile an Aromaten können durch Beimischung zu konventionellem Kerosin oder durch gezielte Aromatenproduktion sichergestellt werden. Die Beimischung zu fossilen Kerosin reduziert in der Regel den Aromatenanteil im Vergleich zum Einsatz von 100 % konventionellem Kerosin. Die Verbrennung von Aromaten trägt stark zur Partikelemissionen bei; die Verbrennung von mit Schwefel verunreinigten Kohlenstoffverbindungen führt zur Bildung von Schwefeloxiden (SO_x). Diese Emissionen können durch Verwendung von einigen Biokerosin- und allen EE-Kerosinrouten reduziert werden. Nach einer von Lufthansa und WIWEB durchgeführten HBBA (High Biofuel Blends in Aviation)-Studie sinken die gemessenen Partikelemissionen mit steigender Zumischung des aromatenfreien Biokerosins Farnesan [Zschocke 2012]. Jedoch sind die Luftverkehrsemissionen von Bio-/EE-Kerosin nicht ausschließlich von der Wahl des Bio-/EE-Kerosin-Reinstoff abhängig, sondern auch vom verwendeten konventionellen Kerosin. So traten bei den Emissionsmessungen der BurnFAIR bei Biokerosin höhere SO_x Emissionen auf, als beim verwendeten fossilem Jet A-1: Die reduzierende Wirkung des HEFA Biokraftstoffes wurde durch höhere Emissionen des fossilen, schwefellastigen Kerosins kompensiert [Zschocke 2014]. Bei den Emissionen von CO und NO_x wurden in beiden Studien keine bzw. nur geringe Änderungen durch Einsatz von Biokerosin gemessen [Zschocke 2012; Zschocke 2014].
Einfluss des Einsatzes von Bio-/EE-Kerosin auf Treibstoffverbrauch und Reichweite	Die *gravimetrische Energiedichte* (Heizwert pro Masseneinheit: MJ/kg) eines Kraftstoffes bestimmt u. a. den notwendigen Treibstoffverbrauch eines Triebwerkes. Einige Bio- und alle EE-Kerosine erreichen eine geringfügig höhere gravimetrische Energiedichte als herkömmliches Kerosin. Dies bedeutet für eine gleiche Referenzmission geringe Einsparung an Kraftstoffmasse (geringer Treibstoffverbrauch). Die *volumetrische Energiedichte* (Heizwert pro Volumeneinheit: MJ/m³) des Kraftstoffes bestimmt die maximale Reichweite des Flugzeuges bei maximaler Betankung. Im direkten Vergleich mit herkömmlichem Kerosin haben HVO und HEFA-Biokerosin eine größere gravimetrische und kleinere volumetrische Energiedichte. Wird das Triebwerk beispielsweise mit einem HEFA-Biokerosingemisch an Stelle von fossilem Kerosin betriebenen, so lässt sich die Kraftstoff-Durchflussrate um 1 % reduzieren. Zusätzlich kann bei gleicher Reichweite und gleicher Kraftstoffmasse die Nutzlast erhöht bzw. bei gleicher Nutzlast und gleicher Kraftstoffmasse die Reichweite vergrößert werden. Jedoch sinkt die maximale Reichweite bei Vollbetankung [Zschocke 2014; Isfort 2012]. Allerdings ist der Anteil an durchgeführten Flügen unter Vollbetankung vergleichsweise gering.
Fazit	Viele Bio-/EE-Kerosin-Reinstoffe enthalten nur eine geringe Menge an verunreinigten Kohlenwasserstoffen und keine Aromaten, deren Verbrennung zur Emission von Aerosolen (u. a. Rußemission, SO_x) führt. Aerosolemissionen tragen u. a. zur Bildung von Kondensstreifen und zur Veränderung der Strahlungseigenschaften von natürlichen Zirruswolken bei. Werden Bio-/EE-Kerosin an Stelle von fossilem Kerosin verbrannt, so können diese Aerosolpartikelemissionen leicht gesenkt werden, falls die reduzierende Wirkung des Biokraftstoffes im Blend höhere Emissionen des fossilen Kerosins kompensiert. Erzielen Bio-/EE-Kerosine eine höhere gravimetrische Energiedichte als herkömmliche Kraftstoffe, so lässt sich die benötigte Kraftstoffmasse für die gleiche Mission reduzieren. Besitzen sie eine geringere volumetrische Energiedichte (Heizwert pro Volumeneinheit: MJ/m³), sinkt die Reichweite bei Vollbetankung.

4.3 Fazit

Ausgehend von den generellen Untersuchungen zur Infrastruktur für die Distribution und Nutzung von Biokerosin und EE-Kerosin lässt sich zusammenfassend folgendes Fazit ableiten.

- Die Versorgungsinfrastruktur muss grundsätzlich nicht angepasst werden, wenn (i) Bio-/EE-Kerosin nach ASTM als JET A-1 zertifiziert ist und (ii) das sog. Massenbilanzierungsprinzip beim CO_2-Emissionshandel verwendet wird.
- Bio-/EE-Kerosin haben prinzipiell keinen negativen Einfluss auf Flugzeugsubsysteme, wenn (i) Bio-/EE-Kerosin nach ASTM als JET A-1 zertifiziert sind und (ii) der Aromatengehalt innerhalb der vorgeschriebenen Grenzwerte liegt.
- Die Bildungshäufigkeit von Kondensstreifen kann beim Einsatz von Bio-/EE-Kerosin auf Grund verminderter Aerosolpartikelemissionen gesenkt werden.
- Die Nutzlast-Reichweiten-Charakteristik von Flugzeugen wird beim Einsatz von Bio-/EE-Kerosin verändert durch (i) die gravimetrische Energiedichte (d. h. Heizwert pro Masseneinheit: MJ/kg) und (ii) die volumetrische Energiedichte (d. h. Heizwert pro Volumeneinheit: MJ/m^3) der jeweiligen Bio-/EE-Kraftstoffe.

5 Beispielhafte Technologiekonzepte für Pilotvorhaben zur Kerosinproduktion in Deutschland

Mit Blick auf Pilotvorhaben in Deutschland sind nachfolgend für Biokerosin und EE-Kerosin auf der Basis von PTL beispielhafte Technologiekonzepte kurz beschrieben, die auf Basis der durchgeführten Technologiebewertung vielversprechend erscheinen.

Diese genügen einerseits dem Anspruch an Pilotvorhaben, entsprechend innovativ und zukunftsweisend für eine nationale und später internationale Umsetzung zu sein. Dies betrifft nicht nur die eingesetzten Edukte (biomassebasiert und Strom aus erneuerbaren Energien), sondern auch die Technologien, so dass sie gut in den Kontext der aktuellen nationalen und internationalen Vorhaben der Luftfahrtindustrie passen. Andererseits bieten beide Ansätze das Potenzial, Synergien für Biokerosin und EE-Kerosin in Bezug auf gemeinsame technologische Schnittstellen sowie mit Blick auf die Integration ins Energie- und Verkehrssystem praktisch umzusetzen. Grundsätzlich ist mit Bezug auf die Innovationskette (Abbildung 6) denkbar, die Gesamtkonzepte für Biokerosin und EE-Kerosin so zu gestalten, dass Technologieteile dezentral in kleineren Anlagen realisiert werden können (z. B. Biomassekonversion zu flüssigen Zwischenprodukten oder Wasserstoffproduktion und Methanolsynthese bei EE-Kerosin) und von dort als Zwischenprodukte zu einer zentralen Anlage transportiert werden, in der sie zu Kerosin aufbereitet werden (z. B. weitere Synthesen, Hydrotreating, Feinraffination).

5.1 Biokerosin

Den Zielstellungen der internationalen Luftfahrtbranche Rechnung tragend und gleichzeitig mit Bezug auf innovative Rohstoffe und Technologien würden hier für mittelfristige Anwendungen biobasierte Reststoffe im Mittelpunkt stehen. Für langfristige Anwendungen könnten Algen als Rohstoff interessant sein. Ausgangspunkt wären daher bislang noch nicht demonstrierte Technologieansätze, die den Einsatz dieser Rohstoffe erlauben. Für Biokerosin werden im Kontext der Rand- und Rahmenbedingungen in Deutschland derzeit zwei Verfahrenskonzepte als vielversprechend für eine technische Pilotierung (Abbildung 6) angesehen.

5.1.1 Pilot in Ergänzung zum bioliq®-Ansatz

Mit der bioliq®-Anlage am KIT ist in Deutschland eine Pilotanlage zu BTL (Tabelle 32) realisiert, die derzeit auf der Basis des in Abbildung 23 dargestellten Verfahrensprinzips arbeitet. Dabei wird insbesondere auf der Basis von Stroh als biogener landwirtschaftlicher Reststoff über Schnellpyrolyse ein Pyrolyseslurry hergestellt, dass anschließend in einer druckbeladenen Flugstromvergasung zu einem Rohgas umgewandelt wird, welches wiederum über Gasreinigung und -konditionierung zu einem Synthesegas aufbereitet wird. Die anschließende Kraftstoffsynthese kann sowohl über die vergleichsweise technologisch ausgereifte FT-Synthese als auch über die produkttechnisch flexiblere Methanol-/DME(Dimethylether)-Route realisiert werden. Die erhaltenen Fraktionen können durch Prozessbedingungen weitestgehend eingestellt werden. Der Gesamtprozess kann sich durch Wärmeintegration, Verbrennung anfallender leichtflüchtiger Gase zur Wärmeproduktion und Stromerzeugung bei Dekompression größtenteils selbst mit Prozessenergie versorgen.

Aufbauend auf dieser vorhandenen Technik im Pilotmaßstab kann das Konzept in Bezug auf einzelne Teilschritte ergänzt respektive weiterentwickelt werden. Dies umfasst einerseits die Nutzung von nassen Biomassen über hydrothermale Umwandlung alternativ bzw. in Ergänzung zu den Zwischenprodukten aus der Schnellpyrolyse. Andererseits bietet die Weiterentwicklung der Kraftstoffsynthese über eine entsprechende Adaptierung des Katalysatorsystems bei gleichzeitiger Maximierung der Ausbeute der Kerosinfraktion Raum für eine technische Pilotierung. Weitere Anlagen zur Erzeugung auch anderer Synthesegas-basierter Produkte können an die Pilotanlage angeschlossen werden.

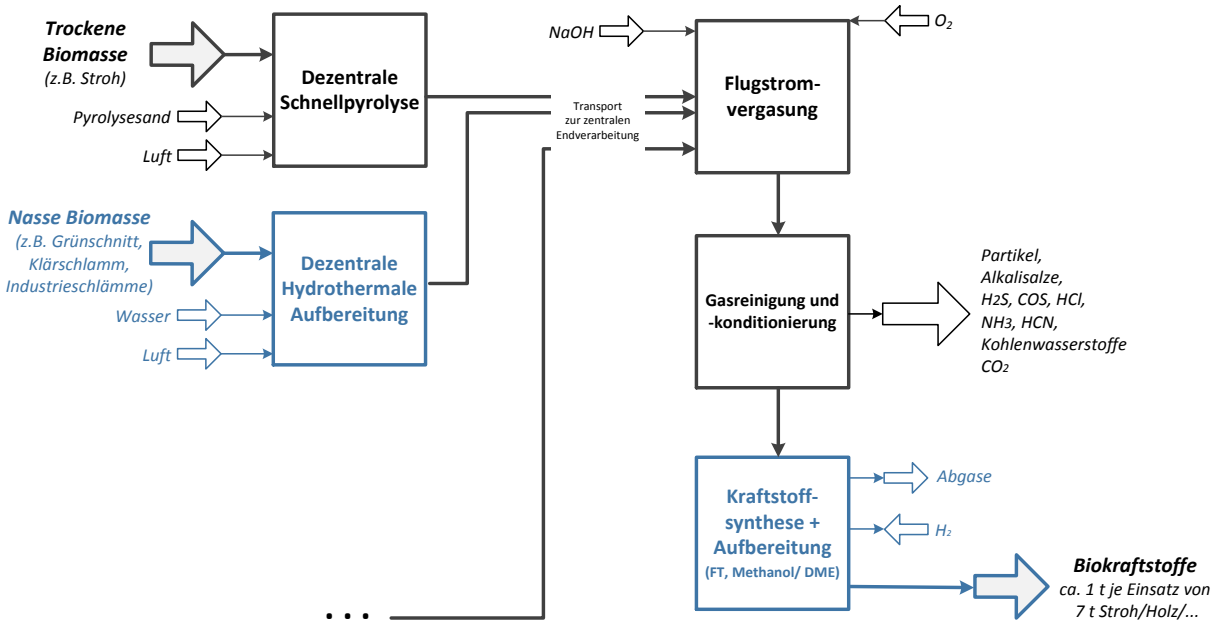


Abbildung 23 Verfahrenskonzept bioliq® mit Weiterentwicklungsansätzen (Darstellung DBFZ 2015)

Eduktseitig wäre alternativ zum Pyrolyseslurry der Einsatz von Bioölen denkbar, die über hydrothermale Prozesse erzeugt werden. Dabei ist zu beachten, dass der bioliq®-Vergaser für aschereiche Brennstoffe ausgelegt wurde.

Produktseitig ist die bioliq®-Pilotanlage ist in ihrer derzeitigen Ausbaustufe auf die Herstellung eines hochoktanigen Benzins ausgelegt. Die zweistufige Synthese verläuft über die Erzeugung von Methanol/Dimethylether und deren direkte, weitere Umwandlung in Kohlenwasserstoff. Der Schwerbenzinanteil (bis zu ca. 30 %) der Benzinausbeute könnte in einem weiteren Veredelungsschritt zu Kerosin weiter verarbeitet werden. Alternativ ist die Nutzung des gereinigten Synthesegases (2 MW) für eine alternative Synthese (z. B. FT-Synthese) denkbar, die z. B. als Containeranlage (Kapazität ca. 159 l/d) beigestellt werden kann [Dahmen 2015; Pfeifer 2015].

Eine Bilanzierung relevanter Stoff- und Energieströme sowie eine erste Abschätzung der Kosten und THG-Emissionen können nur in enger Zusammenarbeit mit dem KIT erfolgen. Ein erster Austausch zu technischen Daten gibt Anhaltspunkte für eine Verknüpfung der Teilkomponenten. Bisherige Untersuchungen (d. h. nicht mit Fokus auf Biokerosin) zeigen bei Einsatz von biogenen Reststoffen THG-Minderungspotenziale in Größenordnungen von 85 bis 95 % [Dahmen 2015; Pfeifer 2015].

5.1.2 Pilot für mehrstufige hydrothermale Verflüssigung

Bislang noch nicht in einem technischen Piloten in Deutschland umgesetzt ist der Ansatzpunkt der hydrothermalen Verflüssigung. Hierfür kann auf laufende Forschungsvorhaben aufgebaut werden (u. a. BMBF / BioProFi: FEBio@H_2O „Flüssige Energieträger aus einer integrierten hydrothermalen Umwandlung von Biomasse“), in welchen die hydrothermale Verflüssigung im Labor-/Technikumsmaßstab untersucht wird. Die hydrothermalen Verfahren im Allgemeinen bieten, ähnlich wie die Pyrolyse, eine Möglichkeit, Kohlenwasserstoffverbindungen zu spalten. Im Gegensatz zur Pyrolyse erfolgt die Reaktion in Wasser. Das Wasser ist in diesem Fall sowohl Lösungsmittel als auch Reaktionspartner. Ziel ist es hierbei, insbesondere bislang ungenutzte nasse und wasserreiche biogene Rest- und Abfallstoffe (z. B. Grünschnitt, Industrieschlämme, Klärschlamm) zu nutzen und gleichzeitig mit Fokus auf Kerosin ein Kraftstoffspektrum zu erzeugen, dass nicht den Umweg über Synthese und durch extern zuzuführenden Wasserstoff für die weitere Kraftstoffaufbereitung gehen muss. Perspektivisch ist grundsätzlich auch der Einsatz geeigneter Algenbiomasse denkbar (Tabelle 35).

Das grundsätzliche Verfahrensprinzip ist in Abbildung 24 dargestellt, wonach im ersten Schritt der hydrothermale Biomasseabbau erfolgt und nach entsprechender Trennung der Feststofffraktion die Flüssigphase über eine gekoppelte Reformierung und Hydrierung, beziehungsweise eine Transferhydrierung, veredelt wird. Das entstehende Produktgemisch könnte dann über etablierte Verfahren der Feinraffination (hier insbes. Oligomerisierung und Isomerisierung) zum Zielprodukt Kerosin aufbereitet werden.

Die hydrothermale Verflüssigung findet dabei in einem kontinuierlichen, zweistufigen Prozess der hydrothermalen Zerlegung und katalytischen Veredlung mit einer zwischengeschalteten Separation der Feststoffe statt. Um die notwendigen Prozesstemperaturen von 260 °C (50 bar) für die erste Stufe sowie 220 °C (25 bar) in der zweiten Stufe zu erreichen sind zwei Abwärme- sowie ein gasbefeuerter Wärmeübertrager vorgesehen. Der energetische Konversionsgrad für den zweistufigen HTL-Prozess wurde über den theoretisch möglichen Wirkungsgrad der chemischen Umwandlung (94 %), die während der Konversion auftretenden Verluste durch Repolymerisation zu Feststoffen (max. 12 %) sowie weitere Verluste durch bspw. Produktabtrennung und Abwärme (etwa 15 %) auf insgesamt 70 % beziffert. Für die nachfolgende Feinraffination des sauerstoffarmen Zwischenproduktes kann ein energetischer Wirkungsgrad von 92 % veranschlagt werden.

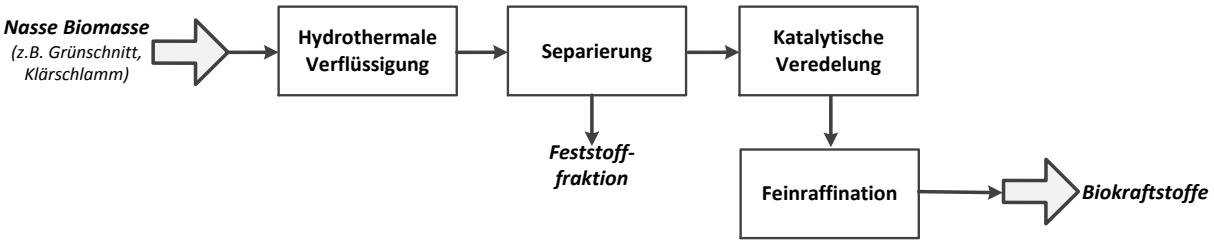


Abbildung 24 Verfahrenskonzept der mehrstufigen hydrothermalen Verflüssigung (Darstellung DBFZ 2015)

5.1.2.1 Erste Bilanzierung der wesentlichen Stoff- und Energieströme

Als Startreferenzbiomasse für einen technischen Piloten bietet sich aufgrund der verfügbaren Erfahrungen Grünschnitt an. Im Verlauf der Versuchskampagnen und einhergehend mit der Optimierung der Anlagentechnik können weitere Biomassen untersucht werden. Für eine Pilotanlage mit einer Produktionskapazität von 100 l Kerosin pro Tag (Energiegehalt 3.445 MJ, Tabelle 13) berechnet sich über die ermittelten Wirkungsgrade der energetischen Konversion eine erforderliche Grünschnittmenge von 702,5 kg (5.350 MJ). Nach der Literatur [Kaltschmitt 2001] sowie der Analyse des Grünschnittes der HTC-Anlage der Halleschen Wasser und Stadtwirtschaft GmbH über das Jahr 2011 [Blümel et al 2015] wird für Grünschnitt ein durchschnittlicher Heizwert von 14 MJ/kg (wf) angenommen (Aschegehalt 23 bis 35 Gew.-%). Der durchschnittliche Trockenmasseanteil von etwa 55 % muss vor dem HTL-Prozess durch die Verdünnung mit im Prozesskreislauf zirkulierendem Wasser auf 20 % gesenkt werden. Der verdünnte Grünschnitt kann mit der überschüssigen Wärme der beiden HTL-Stufen auf ca. 180 °C vorgewärmt werden, bevor ein gasbefeuerter Heißwasserwärmeübertrager die erforderliche Prozesstemperatur sicherstellt.

Nach der zweistufigen hydrothermalen Verflüssigung und der Abscheidung der Wasserfraktion, welche teilweise wieder zur Verdünnung weiteren Grünschnitts genutzt werden kann, entstehen 110,9 kg sauerstoffarmes Zwischenprodukt. In der Feinraffination können daraus etwa 73 % Kerosin gewonnen werden.

Für den Strombedarf des Grünschnittschredders, der Förderpumpe sowie Pumpe im Heißwasserkreislauf zur Edukterwärmung wird ein Strombedarf von 75 MJ veranschlagt. Zur Bereitstellung der notwendigen Prozesswärme werden etwa 22 m³ Erdgas (817 MJ) benötigt. Es sei an dieser Stelle darauf verwiesen, dass eine Pilotanlage dieses Formates bzgl. des Prozessenergieverbrauchs noch nicht optimiert (z. B. durch verbesserte Wärmeintegration) sein kann.

Tabelle 13: Beispielhafte Stoff- und Energiebilanz des Gesamtprozesses für einen technischen Piloten (erste Abschätzung DBFZ 2015)

Energie- und Massenbilanz: In- und Output pro Tag	
Kapazität der Pilotanlage	100 l Kerosin
Energiegehalt der Kerosinmenge	3.445 MJ
Energetischer Wirkungsgrad der Feinraffination	92 %
Energetischer Wirkungsgrad der zweistufigen HTL	70 %
Erforderlicher Energiegehalt der Inputstoffe	5.350 MJ
Erforderliche Menge Grünschnitt (45,6 % Wasseranteil)	702,5 kg
Strombedarf	75,4 MJ
Gasbedarf	817,4 MJ

5.1.2.2 Erste Abschätzung der Kosten

Aufgrund der Größe der Pilotanlage sowie ihrer Betriebsweise als technikumsnahe Forschungsanlage ist eine Abschätzung der spezifischen Gestehungskosten des erzeugten Biokerosins und ein Vergleich mit denen kommerzieller Anlagen wenig zielführend. Die Kosten der Errichtung und des Betriebs der Anlage können hingegen abgeschätzt werden, um Erkenntnisse über die voraussichtlich nötigen Aufwendungen für die Fortentwicklung dieser Technologie zu gewinnen.

Basierend auf einer ersten groben Schätzung liegen die erforderlichen Investitionen für die Pilotanlage auf Basis o. g. Bilanzierung innerhalb einer Größenordnung von bis zu ca. 3,5 Mio. EUR (Ermittlung durch Skalierung und Umrechnung auf Basis von [Knorr 2013], [Eurostat 2015c], [Eurostat 2015d]). Typischerweise sind weitere Kosten für Instandhaltung und Optimierung der Anlage infolge der je Versuchskampagne gemachten Erfahrungen hinzuzuaddieren (Größenordnung ca. 15 bis 20 %).

Hinzu kommen die Kosten für den Betrieb der Anlage, die sich in einen fixen und variablen Anteil trennen lassen. Die fixen Betriebskosten sind im Wesentlich unabhängig von der produzierten Kerosinmenge bzw. von der Anzahl der durchgeführten Produktionskampagnen und bestehen vorrangig aus den Personalkosten. Wird beispielhaft zugrunde gelegt, dass ein wissenschaftlicher Mitarbeiter die Forschungsarbeiten koordiniert und dabei von zwei staatlich geprüften Technikern auf operativer Ebene unterstützt wird, so fallen Personalkosten von ca. 250.000 EUR pro Jahr an. Dies gilt für eine Pilotanlage, die an einem existierendem (Forschungs-)standort errichtet wird und die dortige administrative Infrastruktur nutzen kann.

Die variablen Betriebskosten sind bedeutend geringer und ergeben sich vorwiegend aus der Beschaffung der für die Produktionskampagnen benötigten Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe sowie Prozessenergie. Unabhängig von der jährlich durchgeführten Anzahl und jeweiligen Dauer der Produktionskampagnen werden pro Produktionstag die in Tabelle 13 erwähnten Mengen an Rohstoffen, Erdgas (optional auch Biomethan) und elektrischen Stroms benötigt. Für den als Rohstoff vorgesehenen Grünschnitt müssen je nach Qualität Beschaffungskosten zwischen -20 und +20 EUR/t Trockenmasse veranschlagt werden. Sollte der Preis am oberen Ende dieser Bandbreite liegen, müssten je Kampagnentag ca. 8 EUR für den Rohstoff aufgewendet werden. Hinzu kommen ca. 2 bis 3 EUR für den elektrischen Strom und ca. 13 EUR für Erdgas.

Als konservative Schätzung ist davon auszugehen, dass die jeweils produzierten 100 Liter Kerosinfraktion kostenneutral veräußert, bzw. im Rahmen einer Zertifizierung bereitgestellt werden. Da die genaue Zusammensetzung der zusätzlich erzeugten Kohlenwasserstofffraktionen derzeit noch nicht detailliert spezifiziert werden kann, sollte für diese ebenfalls kein Erlös, sondern eine kostenneutrale Verwertung angenommen werden.

5.1.2.3 Erste Abschätzung der THG-Emissionen

Ausgehend von der dargestellten Energiebilanz wurden die THG-Emissionen des Verfahrenskonzeptes für einen technischen Piloten mit dem Ziel einer ersten groben Einordnung auf Basis der EU-RED-Methodik (Kapitel 6.1) berechnet. Bezugsgröße der Bilanzierung ist 1 MJ erzeugtes Biokerosin.

Wesentliche Einflussfaktoren in der Bilanz stellen der Elektrizitätsbedarf (für Substratzerkleinerung und Pumpenbetrieb) sowie der Bedarf an Erdgas zur Bereitstellung der erforderlichen Temperaturen und Drücke dar. Aufwendungen zur Bereitstellung des im Prozess als Substrat eingesetzten Grünschnitts werden ab der Sammlung bzw. dem Transport zur Konversionsanlage berücksichtigt. Dabei wurde eine mittlere Transportentfernung von 30 km unterstellt. Um die Bilanz zu vervollständigen wurden, analog zu den Standardwerten der EU-RED zusätzlich Aufwendungen für eine Distribution des erzeugten Kraftstoffes berücksichtigt. Diese orientieren sich am Teilstandardwert für die Distribution vergleichbarer flüssiger Kraftstoffe und wurden mit Hilfe des BioGrace-Rechners [IFEU] bestimmt.

Das Ergebnis dieser ersten überschlägigen THG-Bilanzierung zeigt Gesamtemissionen in Höhe von 48,8 g CO_2-Äq./MJ Biokerosin. Bei Unterstellung des fossilen Komparators aus dem Anhang V der EU-RED entspricht das dargestellte Ergebnis einer THG-Minderung von ca. 42 %. Von den Gesamtemissionen entfallen ca. 47 g CO_2-Äq./MJ auf den Konversionsprozess (davon ca. 88 % für den Erdgaseinsatz zur Prozessenergiebereitstellung), der Rest auf die Bereitstellung des Grünschnitts sowie die Kraftstoffdistribution. Es sei nochmals ausdrücklich darauf verwiesen, dass dies erste Werte einer ersten, daher konservativ angelegten Bilanzierung ohne Optimierung der Prozessenergiebereitstellung sind. Bei der Realisierung eines entsprechenden Piloten würden zielgerichtet Optimierungsschritte zur Verbesserung des Gesamtergebnisses entwickelt und umgesetzt werden. Dies würde sich entsprechend positiv auf die THG-Minderung auswirken.

5.2 EE-Kerosin (PTL)

Für eine Pilotierung von strombasiertem Kerosin in Deutschland finden sich bei allen der in dieser Studie analysierten PTL-Routen und deren Varianten interessante Aspekte mit mal mehr Innovations- oder mal mehr Kommerzialisierungscharakter. Für keinen der beiden Routen wurde bisher die vollständige Herstellungskette bis zum Kerosin abgebildet, sondern bisher lediglich nur Teile daraus. Forschungsbedarf besteht zudem sowohl beim FT- als auch beim MeOH-Syntheseverfahren hinsichtlich des dynamischen Verhaltens der Synthesereaktoren (lange Katalysatorlebensdauer, stabiler Betrieb, definierte Produktqualität). Grundsätzlich kommen beide Routen gleichermaßen für eine Pilotierung in Betracht. Für die Pilotkonzepte werden angesichts des laufenden Demonstrationsvorhabens von Sunfire in Deutschland zwei differenzierte Vorgehen vorgeschlagen.

5.2.1 PTL über Fischer-Tropsch-Route

Bei Pilotierung auf Basis einer FT-Route könnte auf das laufende Demovorhaben von Sunfire aufgesetzt werden (Abbildung 25). Ziel wäre hierbei, Roh-PTL aus der Sunfire-Anlage in einem raffinerieähnlichen Prozess zu Kerosin aufzubereiten. Hierzu stünden zwei Wege offen, über die im Austausch mit den relevanten Akteuren – Roh-PTL-Lieferant, Raffinerie, Anlagenbau, Airlinebetreiber, Flughäfen, Mittelgeber etc. – zu beraten wäre:

- Bau einer dezidierten, dezentralen Anlage zur Verarbeitung des Roh-PTL zu Kerosin (und Ko-Kraftstoffprodukten).
- Anpassung bzw. Erweiterung einer existierenden Raffinerie in Deutschland für die Verarbeitung von Roh-PTL zu Kerosin (und weiteren Kraftstoffprodukten).

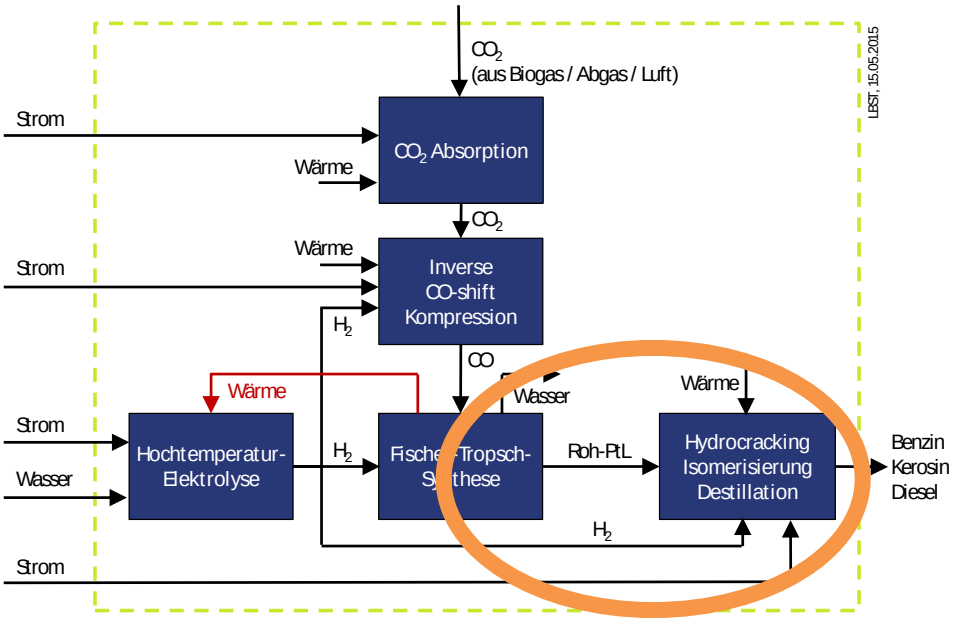


Abbildung 25 Prinzipschema für ein Pilotkonzept mit Fokus auf der Aufbereitung von Roh-PTL aus existierendem Demovorhaben in Deutschland (Grafik: LBST 2016)

Das hierbei produzierte FT-Kerosin kann bis zu einem Anteil von 50 % als Flugzeugtreibstoff eingesetzt werden, z. B. öffentlichkeitswirksam auf ausgewählten Flügen oder Flughäfen.

5.2.2 PTL über Methanol-Route

Unter den strombasierten Kraftstoffrouten ist die Methanol-Route besonders vielversprechend für eine Pilotierung in Deutschland, insbesondere auch, da diese mit dem Zwischenprodukt Methanol eine Schnittstelle für die nahtlose Integration von Biomethanol bietet, so dass hiermit eine gleichwertige, aber dennoch flexible Verzahnung von Strom- und Bioverfahren gegeben ist.

Für die Methanol-Route mit Niedertemperatur-Elektrolyse ist technisch denkbar, an das geplante Demonstrationsvorhaben von Mitsubishi Power Systems Europe anzudocken. Den Schwerpunkt eines solchen Ansatzes würde auf der Aufbereitung von Methanol zu Kerosin liegen, entweder dezidiert in einer kleinen Aufbereitungsanlage im forschungsnahen Umfeld oder integriert an einem Raffineriestandort in Deutschland (Abbildung 26).

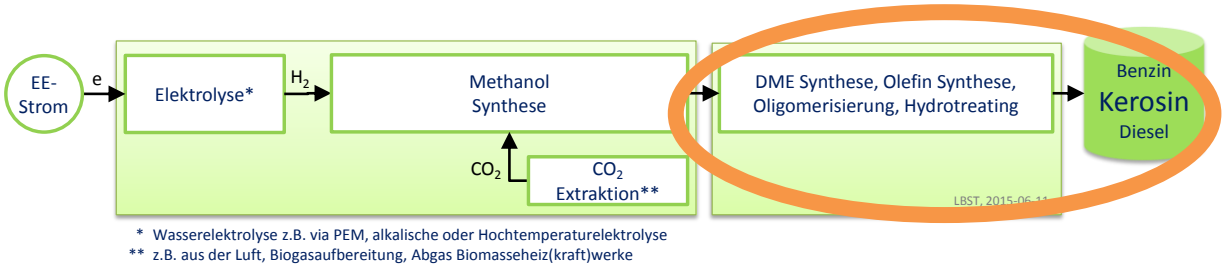


Abbildung 26 Prinzipschema für ein Pilotkonzept zur Aufbereitung von Methanol zu Kerosin (Grafik: LBST)

Ein weiterer interessanter Ansatz ist die Gesamtkette an einem integrierten Standort abzubilden (Abbildung 27).

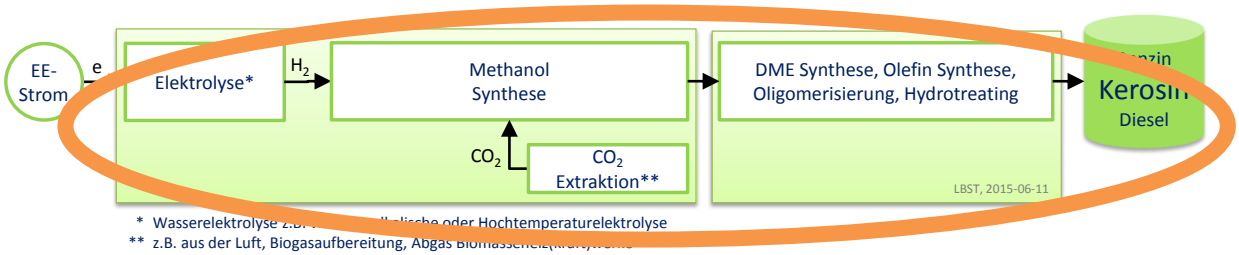


Abbildung 27 Prinzipschema für ein Pilotkonzept zur Realisierung einer integrierten PTL-Kerosinproduktion via Methanol-Route (Grafik: LBST)

Für den Innovationscharakter und Erkenntnisgewinn empfiehlt sich hierfür die Prozessintegration einer Hochtemperaturelektrolyse. Liegt das Gewicht mehr auf Forschung, Entwicklung und Innovation, so könnte hierbei auch eine Hochtemperatur-Co-Elektrolyse eingesetzt werden.

Innovative Prozesselemente, die je nach Interessenslage der Akteure in Pilotkonzeptdiskussionen mit den Akteuren berücksichtigt werden könnten, sind (i) Hochtemperatur-Elektrolyse, (ii) HT-Co-Elektrolyse, (iii) CO_2-Bereitstellung (Elektrodialyse, Temperaturwechseladsorption), (iv) Wasserstoff-bereitstellung für Bio-Route, (v) Anlagenkonfiguration dezentral/zentral, (vi) Anlagenbetriebsflexibilität, (vii) Erbringung von Stromnetz-Systemdienstleistungen, (viii) Emissionsmessungen am stationären Turbinenmessstand und im Flugbetrieb sowie (ix) Zulassungszertifizierung von PTL-Kerosin aus der Methanol-Route.

Zentral für die konkrete Ausgestaltung eines Pilotvorhabens ist das Erkenntnisinteresse bzw. der daraus entstehende Mehrwert für Politik, Forschung, Luftfahrtsektor, Anlagenbau, Raffinerie und Öffentlichkeit in Deutschland. Es wird empfohlen, als Ziel eines PTL-Pilotprojekts wenigstens die folgenden beiden Aspekte zu berücksichtigen:

- Flexibilität der MeOH-Synthese – und an einem Standort integrierte Herstellungsverfahren – ausloten.
- Zertifizierungszulassung von Kerosin via MeOH-Route um das Technologie-Portfolio um eine vielversprechende PTL-Kraftstoffroute zu vergrößern. So wird sichergestellt, dass je nach regionalen Gegebenheiten auch ein passendes PTL-Konzept zur Verfügung steht. Nicht zuletzt reizt eine weitere Zulassung den Technologiewettbewerb an.

5.3 Bio-PTL-Synergiekonzepte und Dezentralisierungsoptionen

5.3.1 Dezentralisierungsoptionen

Sowohl die Fischer-Tropsch-Route als auch die Methanol-Route können auch in dezentralen Energieversorgungskontexten (Stromerzeugung, Kerosinverbrauch) eingesetzt werden.

Bei beiden Routen kann, mit Blick auf Ressourcenverfügbarkeit und dazu passende Anlagengrößen, eine Trennung erfolgen zwischen den Standorten für die Stromerzeugung, der Wasserstoff-erzeugung/CO_2-/CO-Bereitstellung/Synthese sowie der Aufbereitung des Roh-PTL bzw. Methanol in raffinerieähnlichen Anlagen.

Sofern keine Hochtemperatur-Elektrolyse zur Anwendung kommt und die Notwendigkeit besteht, kann die Elektrolyse prinzipiell an einem separaten Standort erfolgen, z. B. bei einem Solarpark oder einem Offshore-Anlandepunkt oder bei einem H_2-Kavernenspeicher. Bei Wahl einer Hochtemperatur-Elektrolyse wird der Wärmebedarf vorzugsweise durch die Abwärme aus den Synthesereaktionen gedeckt; eine Trennung der Standorte für HT-Elektrolyse und FT-/MeOH-Synthese bedeutet ansonsten einen höheren Energieaufwand gegenüber einer Abwärmenutzung.

Eine Trennung der Anlagenstandorte für Elektrolyse und Synthese ist technisch ohne weiteres mit etablierten Komponenten für den Transport von Wasserstoff (H_2-Trailer, H_2-Pipeline) möglich, wegen der geringen volumetrischen Energiedichte ist es jedoch naheliegend, die Synthese in der Nähe der Wasserstoffanlage durchzuführen. Die volumetrischen Energiedichten von Roh-PTL und Methanol liegen um ein Vielfaches höher, was den Transportaufwand erheblich verringert.

Die CO_2-Extraktion aus der Biogasaufbereitung, Rauchgas oder Luft erfolgt dabei sinnvollerweise am Standort der Syntheseanlagen, da dann die Abwärme der Syntheseanlage zur Regeneration bzw. Desorption der CO_2-Anlage verwendet werden kann.

5.3.1.1 Fischer-Tropsch-Route

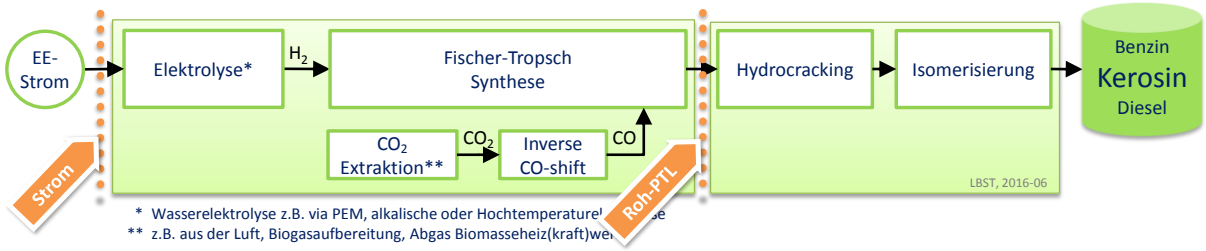


Abbildung 28 Dezentralisierungsoptionen für die Fischer-Tropsch-Route (Grafik: LBST)

Die Weiterverarbeitung des Roh-PTL zu Flugturbinenkraftstoff ist kostengünstiger in großen Skalen realisierbar, d. h. in einem Raffinerieumfeld, in dem die hierfür notwendigen Prozessschritte heute überwiegend bereits Anwendung finden. Für dezentralere Lösungen wäre bei der FT-Route denkbar, die Elektrolyse und FT-Synthese dezentral in mittleren Anlagengrößen von z. B. 10 MW_{el}-Elektrolyse mit nachgeschalteter FT-Synthese durchzuführen. Das Roh-PTL aus der FT-Synthese kann anschließend zur Weiterverarbeitung in eine große, zentrale Anlage transportiert werden. Dabei kann es sich um eine Raffinerie oder einen dezidierten Anlagenstandort handeln, wo das Roh-PTL in raffinerietypischen Prozessen zu Kerosin und weiteren Kraftstoffprodukten aufbereitet wird.

5.3.1.2 Methanol-Route

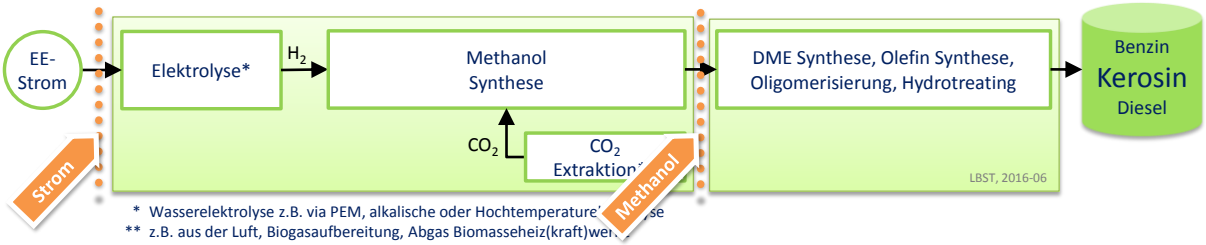


Abbildung 29 Dezentralisierungsoptionen für die Methanol-Route (Grafik: LBST)

Vergleichbar der Aufbereitung von Roh-PTL ist auch die Weiterverarbeitung des Methanols zu Flugturbinenkraftstoff kostengünstiger in großen Skalen realisierbar, d. h. in einem Raffinerieumfeld, in dem die hierfür notwendigen Prozessschritte heute überwiegend bereits Anwendung finden. Für dezentralere Lösungen wäre bei der Methanol-Route denkbar, die Elektrolyse und Methanolerzeugung dezentral in vergleichsweise kleinen Anlagen von z. B. 10 MW_{el}-Elektrolyse mit nachgeschalteter Methanolsynthese durchzuführen und das Methanol anschließend zur Weiterverarbeitung in eine große, zentrale Anlage zu transportieren.

5.3.2 Bio-/EE-Hybridkonzepte

5.3.2.1 PTG-HEFA-Hybridkonzept

Mit Blick auf die erstmalige kommerzielle Demonstration eines bislang noch nicht gezeigten Gesamtkonzeptes zur Kerosinproduktion im kommerziellen Umfeld kann beispielhaft das von *aireg* vorgeschlagene PTG-HEFA-Hybridraffineriekonzept angesehen werden. Hierbei soll eine HEFA-Anlage (Tabelle 31) mit Jatropha als Pflanzenöl betrieben werden. Der für die Hydrotreating-Prozesse erforderliche Wasserstoffbedarf soll über Wasserelektrolyse mit erneuerbarem Strom gedeckt werden. Für beide Verfahrenslinien können grundsätzlich kommerziell verfügbare Einzeltechnologien zum Einsatz kommen.

5.3.2.2 Hybridkonzept „Bio-/EE-Methanol“

Die Methanol-Route stellt sich für PTL als vielversprechend für die Produktion von Kerosin aus erneuerbarem Strom dar. Das Zwischenprodukt Methanol könnte zudem als Schnittstelle für Bio-Methanol und EE-Methanol dienen, die dann zusammen in raffinerieähnlichen Prozessen zu Kerosin und anderen hochwertigen Flüssigkraftstoffen umgewandelt werden.

EE- und Bio-Verfahren können gegenseitig verschränkt werden, insbesondere durch den Einsatz von CO_2 aus biogenen Quellen bei den PTL-Synthesen, als auch durch den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff bei der Aufbereitung von Biokraftstoffen. Abbildung 30 gibt einen Überblick über Verschränkungsmöglichkeiten bei biogenen und strombasierten Synthese- und Aufbereitungsverfahren.

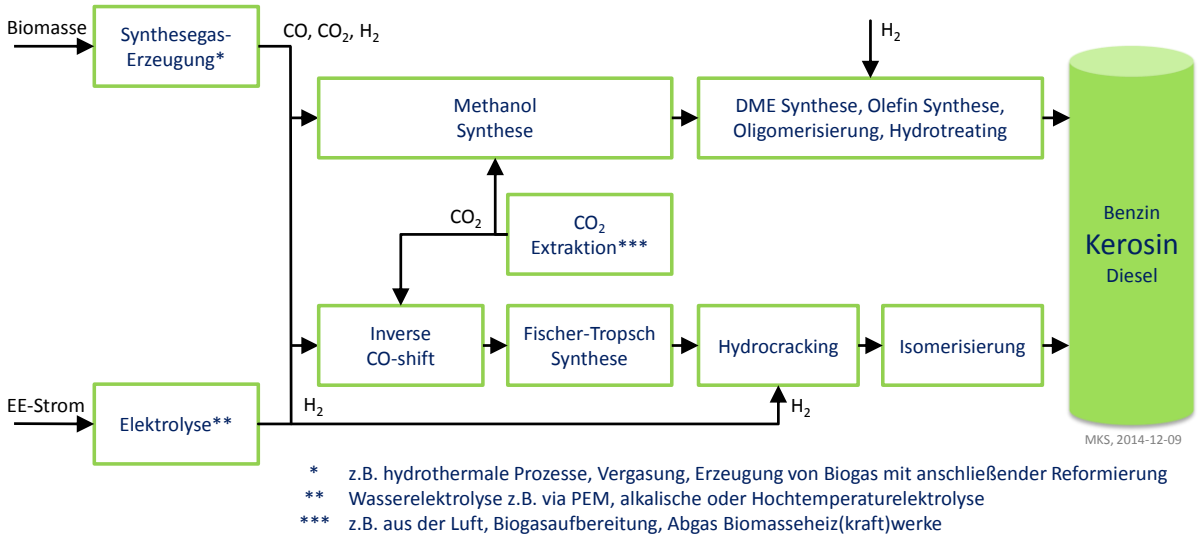


Abbildung 30 Übersicht über Verschränkungsoptionen von biogenen und strombasierten Komponenten in Syntheseverfahren zur Herstellung von Kerosin (Grafik: LBST)

6 Nachhaltigkeitsaspekte

Da Kraftstoffen auf Basis von erneuerbaren Energien seitens der Politik sowie von Wirtschaftsakteuren eine strategische Schlüsselrolle in Bezug auf Klimaschutz- aber auch Nachhaltigkeitsziele insgesamt zugewiesen wird, kommt den Fragen, mit welchen Zielen, Ansätzen und Methoden Nachhaltigkeit durch wen bewertet und nachgewiesen werden soll, eine ebenso zentrale Bedeutung zu. Dieses Kapitel liefert Antworten auf diese Fragen und fasst hierzu den Stand auf deutscher, europäischer und globaler Ebene zusammen und hebt dabei insbesondere die offenen Aspekte sowie mögliche Lösungsansätze dazu hervor. Die Aussagen richten sich dabei grundsätzlich an alle verantwortlichen Akteurskreise im Bereich Verkehr und Kraftstoff, hier mit dem Fokus auf den Flugsektor.

Aus Biomasse hergestellte oder auf der Basis von erneuerbarem Strom synthetisierte Flugtreibstoffe adressieren grundlegend unterschiedliche Aspekte der Nachhaltigkeit. Bei Biokerosin konzentrieren sich die kritischen Fragen überwiegend auf die Biomassevorkette mit dem Nachhaltigkeitskernaspekt der Landnutzung. Beim EE-Kerosin stehen demgegenüber vorrangig Fragen zur Nachweisführung verfügbaren EE-Stroms im Zentrum. Daher werden Bio- und EE-Kerosin im Folgenden in getrennten Kapiteln bearbeitet. Unabhängig davon muss Nachhaltigkeit in beiden Fällen auf ein einheitliches Rahmenwerk mit jeweils vergleichbaren Grundprinzipien Bezug nehmen. Die Kriterien sollen jedoch auf den Untersuchungsgegenstand adäquat zugeschnitten sein.

6.1 Biokerosin

Vom rohstofflichen Ursprung her unterscheiden sich Biokerosine kurzfristig voraussichtlich nicht von den Biokraftstoffen für den Straßenverkehr. Mit Blick auf die Nachhaltigkeit lässt sich somit schließen, dass die üblichen Bewertungsschemata, die Kriterien und Indikatoren für Biokraftstoffe grundsätzlich auch auf Biokerosin übertragen lassen.

Abweichungen ergeben sich dagegen in formaler Hinsicht, in manchen technischen und rohstoffbezogenen Details. Im Folgenden wird ausführt, welche Anforderungen bislang an die Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen von gesetzlicher und von anderer Seite gestellt werden, welche Instrumente dazu eingesetzt werden und in welcher Weise hiervon Biokerosin betroffen ist. Im Anschluss werden die kritischen Aspekte analysiert, die mit den zuvor beschriebenen Instrumenten nicht oder nur bedingt abgedeckt werden. Nach einer kurzen Analyse erster Praxiserfahrungen zu Nachhaltigkeitsnachweisen folgen schließlich eine Gesamtbewertung zur Eignung der bisherigen Ansätze für Biokerosin sowie Empfehlungen zur Nachhaltigkeitsbewertung speziell für Biokerosin.

6.1.1 Nachhaltigkeitskonflikte der Bioenergie

Die europäische Biokraftstoffpolitik hat etwa zur Mitte des letzten Jahrzehnts mit der Einführung von Quoten (die i. d. R. über Beimischungen realisiert werden) eine neuartige Förderkulisse für die Art Energieträger geschaffen, die diesem einen Aufstieg aus einem Nischensektor zu einem signifikanten Produktionssektor ermöglichen sollte. Die a priori unterstellte Klima und Umweltfreundlichkeit (nachwachsend, erneuerbar, klimaneutral) wurde angesichts der neuen Dimensionen rasch kritisch hinterfragt. In den Niederlanden (Cramer Kommission), Großbritannien (RTFO) wie auch Deutschland (UBA) begannen ab 2006 fachpolitische Initiativen praxisgerechte und anspruchsvolle Nachhaltigkeitsanforderungen an Biokraftstoffe zu definieren [Cramer et al. 2007, Dehue et al. 2008]. Die damalige Arbeit für das UBA fasst die Kernthemen bzw. Anforderungen angesichts potenzieller Nachhaltigkeitskonflikte in drei Blöcke zusammen, die wie Abbildung 31 zeigt, eng verflochten sind [Fehrenbach et al. 2008]:

1. Beitrag zur Treibhausgasminderung: aufgrund der teilweise sehr aufwendigen Prozessketten ist eine Netto-Einsparung nicht von vorn herein gegeben bzw. sie kann vergleichsweise gering ausfallen.[7]
2. Als Voraussetzung für eine nachhaltige Bereitstellung von Biokraftstoffen sind negative Folgen der Landnutzung zu minimieren und Landnutzungsänderungen auszuschließen.
3. Die Produktion von Biokraftstoffen kann das Risiko der Konkurrenz um Flächennutzungen regional verschärfen und birgt damit Risiken negativer sozial-ökonomischer Effekte.

Im Zentrum der Konflikte ist die Landnutzung zu sehen, die wie Abbildung 31 zeigt, sich nicht nur zahlreiche weitere Konfliktfelder untergliedert, sondern auch für die Treibhausgasbilanz und sozio-ökonomische Effekte maßgeblich ist. Abbildung 31 stellt bei aller Komplexität noch immer eine grobe Vereinfachung aller möglichen Wirkungsbeziehungen dar.

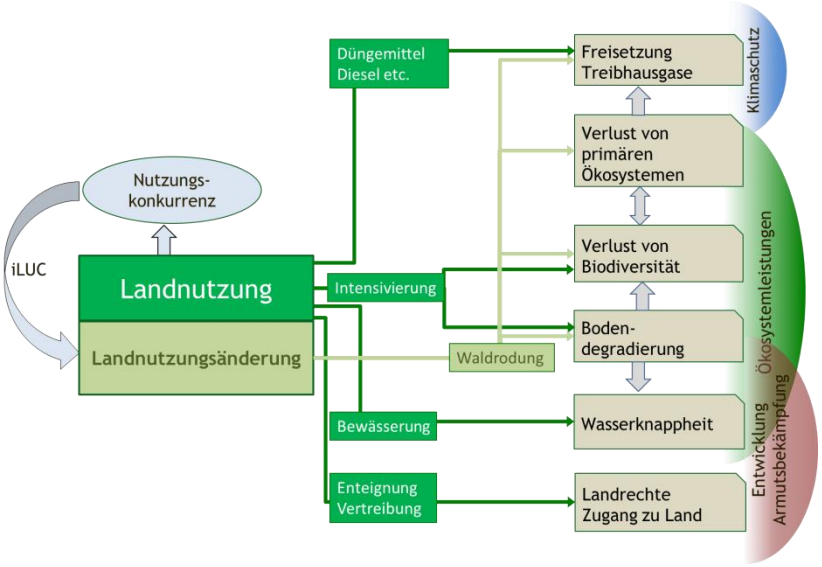


Abbildung 31 Schematisch dargestellte Wirkungsbeziehungen von Landnutzung und Landnutzungsänderung mit Konfliktfeldern zu Nachhaltigkeit (Darstellung ifeu 2015)

Dabei ist zu beachten, dass die Auswirkungen der Landnutzung wie auch der (direkten) Landnutzungsänderung sich für die Biomasseproduktion zu Energiezwecken nicht grundsätzlich unterscheiden von der Produktion zu anderen üblichen Nutzungszwecken (Nahrung, Futtermittel, stoffliche genutzte Produkte). Dies ist insbesondere der Fall bei Anbau in Europa, wo z. B. beim Anbau von Raps offen ist, in welchen Markt das Rapsöl gehen wird. Unterschiede können sich v. a. in exportierenden Entwicklungsländern ergeben, wenn durch marktgetriebene Großprojekte sich die vorhandene Nutzungsstruktur (zumeist kleinbäuerlicher Anbau oder noch konvertierbare Naturflächen) u. U. erheblich verändert wird (z. B. Großplantagen). Hier sind die Risiken zu Biodiversitätsverlusten, Wasserknappheit durch Bewässerungsprojekte und auch Konflikte mit Landrechten deutlich erhöht.

In den folgenden Abschnitten 6.1.2 bis 6.1.4 wird beschrieben, wie mit gesetzlichen und freiwilligen Standards diese Konflikte vermieden werden sollen. In Abschnitt 6.1.5 werden die darüber hinaus verbleibenden Lücken genauer beleuchtet. Dabei wird auch vertiefter auf die Frage der indirekten Landnutzungsänderung (iLUC) eingegangen, die auch in Abbildung 31 angedeutet werden. Hierbei handelt es sich explizit um eine Auswirkung des potenziell *neuen* Produkts Biokerosin, welches zu einer Umlenkung der Produkte im Markt führt und damit unabhängig vom Ort des tatsächlichen

[7] Zum Beispiel wenn fossile Energieträger bei der Verarbeitung zum Einsatz kommen. Inzwischen hat sich gerade aufgrund der langjährigen Nachhaltigkeitsdebatte im Biokraftstoffsektor ein Trend zur Optimierung der THG-Bilanzen durchgesetzt.

Anbaus des entsprechenden Rohstoffs eine zusätzliche Nutzungsänderung bedeutet. Die iLUC-Frage hat sich zuletzt auch in der Anpassung der nachfolgend beschriebenen Anforderungen und den Biokraftstoffzielen der EU niedergeschlagen.

6.1.2 Gesetzliche Mindestanforderungen an die Nachhaltigkeit von Bioenergie

6.1.2.1 EU-Direktiven RED, FQD und deren Umsetzung in Deutschland

Für die in EU-Mitgliedstaaten im Rahmen der Quotenverpflichtungen in Verkehr gebrachten Biokraftstoffe gelten die Anforderungen der Erneuerbaren Energie-Richtlinie (RED, 2009/28/EG) und der Kraftstoffqualitäts-Richtlinie (FQD, 2009/30/EG). Diese Richtlinien schreiben den Biokraftstoffen eine wesentliche Rolle zum Erreichen der klimapolitischen Ziele der EU-Mitgliedsländer im Verkehrsbereich zu: Nach Art. 3 (4) RED ist im Jahr 2020 ein Anteil von mindestens 10 % Energie aus erneuerbaren Quellen bei allen Verkehrsträgern zu gewährleisten. Dabei beschränkt sich die Forderung auf die im Straßenverkehr und im Schienenverkehr verbrauchten Endenergiemengen an Kraftstoff sowie Elektrizität. Faktisch wird der Großteil durch Biokraftstoffe im Straßenverkehr abzudecken sein. Nach Art. 7a 2a. FQD sind bis Ende 2020 außerdem alle Treibhausemissionen des Verkehrsbereichs um 6 % gegenüber der Basis des Jahres 2011 zu reduzieren.

Die EU Kommission hatte bei der Formulierung der Richtlinien die bereits zuvor intensiv geführte Debatte zwischen Akteuren der Forschung, der Politik, einer engagierten Öffentlichkeit und beteiligten Markakteuren zur Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen reflektiert. Anrechenbar auf die Ziele sind nach diesen Richtlinien nur solche Biokraftstoffe, die die verbindlichen Kriterien erfüllen (Tabelle 14).

Die Erfüllung dieser Anforderungen muss über anerkannte Zertifizierungssysteme erbracht werden[8], die die Rückverfolgbarkeit der Lieferkette über ein Massenbilanzsystem sicherstellen müssen.

Mit der Änderung beider Richtlinien durch die Richtlinie 2015/1513 vom 9. September 2015 wird das 10 %-Ziel in Art. 3 (4) der RED eingeschränkt. Danach darf *„der Anteil von Energie aus Biokraftstoffen, die aus Getreide und sonstigen Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt, Zuckerpflanzen, Ölpflanzen und als Hauptkulturen vorrangig für die Energiegewinnung auf landwirtschaftlichen Flächen angebauten sonstigen Pflanzen hergestellt werden,* ***höchstens 7 %*** *des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor in den Mitgliedstaaten im Jahr 2020 betragen."*

Diese Begrenzung stellt das seit 2011 erwartete Ergebnis der Untersuchungen durch die EU-Kommission (Art. 19 (6) RED) zu den Auswirkungen indirekter Landnutzungsänderungen (iLUC) auf die Treibhausgasemissionen dar und bildet damit den Vorschlag zur Berücksichtigung von iLUC. Der Vorschlag beinhaltet ferner:

- Einen Richtwert von 0,5 % zur Festlegung eines Mindestanteils an Biokraftstoffen die aus nicht angebauten Ausgangsstoffen bestehen, wie Abfälle, Reststoffe, lignozellulosehaltiges Material, oder aus Algen (in Becken oder Photobioreaktoren kultiviert) oder Bakterien erzeugt werden sowie *flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs* (d. h. PTL, PTG) (neuer Anhang IX in RED);
- iLUC-Faktoren, die bei der Berichterstattung durch die Kraftstoffanbieter (FQD) bzw. Mitgliedsstaaten (RED) auf die jeweilig berichtete Gesamtemission durch die angerechneten Biokraftstoffe mit einzurechnen sind; die Faktoren sind als vorläufige Schätzwerte in den neuen

[8] Für diesen Punkt ist auch die Frage relevant, welche Sektoren der Biokraftstoffnutzung in den Mitgliedsstaaten jeweils Teil der Quotenregelung sind. In Deutschland ist der Flugverkehr gegenwärtig kein Bestandteil der Biokraftstoffquotenregelung und im Flugverkehr eingesetzte Biokraftstoffe wären damit auch nicht auf die deutsche Biokraftstoffquote anrechenbar. Aus diesem Grund ist die angesprochene Zertifizierung für Biokerosin in Deutschland freiwillig.

Anhängen V der FQD und VIII der RED aufgeführt, (Stärkepflanzen: 12 g CO_2/MJ, Zuckerpflanzen 13 g CO_2/MJ, Ölpflanzen: 55 g CO_2/MJ).

Die Umsetzung in Deutschland erfolgt über die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV). Seit dem Jahr 2015 ist die energetische Beimischquote im Übrigen durch die Netto-THG-Einsparquote nach BImSchG §37a ersetzt. Danach haben die Inverkehrbringer sicherzustellen, dass die THG-Emissionen der von ihnen in Verkehr gebrachten Kraftstoffe insgesamt um einen festgelegten Prozentsatz (3,5 % ab 2015, 4 % ab 2017, 6 % ab 2020) gegenüber dem Referenzwert von 83,8 g CO_2Äq/MJ gemindert werden. Die Änderungen durch die iLUC-Novelle müssen noch in deutsche Regelung umgesetzt werden.

Tabelle 14 Verbindliche Anforderungen der RED und FQD für anrechenbare und förderungsfähige Biokraftstoffe

Bis September 2015 geltende verbindliche Anforderungen	**Änderung (in Kraft seit September 2015 über RL 2015/1513)**
Treibhausgasemissionen Art. 17(2) RED; Art. 7b(2) FQD: ▪ Mindestens 35 % Einsparung an Klimagasen gegenüber fossilen Kraftstoff ▪ Ab dem 1.1.2017 mindestens 50 % ▪ Ab dem 1.1.2018 mindestens 60 % für ab 2017 in Betrieb genommene Anlagen	bei Biokraftstoffen, die in Anlagen hergestellt werden, die den Betrieb nach dem (*05.10.2015*) aufnehmen, mindestens 60%
Flächenbezogene Anforderungen Art. 17(3,4,5); Art. 7b(3,4,5) FQD ▪ Ausschluss von Flächen, die vor dem 01.01.2008 - Primärwald, - generell bewaldete Gebiete, - biodiverses Grünland, - Feuchtgebiete, - Torfmoor waren	-
Anbaubezogene Anforderungen: Art. 17(6); Art. 7b(6) FQD ▪ Gute fachliche Praxis (gemäß Cross Compliance) *gilt nur für Produzenten innerhalb der EU*	-

Tabelle 15 Allgemeine Berichtspflichten der Mitgliedsstaaten der RED und FQD für anrechenbare und förderungsfähige Biokraftstoffe

Aktuell geltende Berichtspflichten	**Erwartete Änderung**
Treibhausgasemissionen Art. 22 (1k) RED; Art. 7e FQD: ▪ Die Netto-Treibhausgasemissionseinsparung aufgrund der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen	Addition der vorläufigen Mittelwerte der Schätzwerte für Emissionen infolge indirekter Landnutzungsänderungen (neuer Anhang VIII)
Weitere umweltbezogene Aspekte Art. 17(7); Art. 7b(7) FQD ▪ Maßnahmen zum Schutz von Boden/Wasser/Luft ▪ Maßnahmen gegen übermäßigen Wasserverbrauch in Gebieten mit Wasserknappheit ▪ Umsetzung CITES-Abkommen / Cartagena-Protokoll	-
Soziale Aspekte: Art. 17(7); Art. 7b(7) FQD ▪ Wahrung der Landnutzungsrechte ▪ Folgen der Biokraftstoff-Politik der EU hinsichtlich der Verfügbarkeit von Nahrungsmitteln zu erschwinglichen Preisen (insbes. in Entwicklungsländern) ▪ Ratifizierung und Umsetzung ILO-Kernarbeitsnormen	-

6.1.2.2 Gültigkeit für Biokerosin

Biokraftstoffe, die im Flugverkehr genutzt werden, können heute bereits von den Mitgliedsstaaten auf die oben genannten Ziele der RED angerechnet werden, sofern sie die vorausgehend aufgeführten, verbindlichen Nachhaltigkeitskriterien erfüllen. Bislang ist dies nur in den Niederlanden verankert. Bei der konkreten Umsetzung der Quotenziele bleibt der Luftfahrtsektor bislang jedoch von verbindlichen

Anforderungen ausgespart. Begründet wird dies mit derzeitigen technischen und ordnungspolitischen Grenzen, die dem kommerziellen Einsatz von Biokraftstoffen in der Luftfahrt gesetzt sind, und dem gegenüber dem Straßenverkehr eher geringeren Anteil am Endenergieverbrauch des Gesamtverkehrs.

Während die Verfehlung der nach dem Biokraftstoffquotengesetz bzw. seit 2015 nach dem BImSchG geltenden Quoten- bzw. Einsparziele bei Diesel und Ottokraftstoff zu Strafzahlungen für die Mineralölkonzerne führt, bleibt die Flugtreibstoffbranche von Ähnlichem verschont. Sie kann jedoch aufgrund des implementierten Markts an zertifizierten Biokraftstoffen daran partizipieren. Die absoluten wie relativen Anteile von HVO-Diesel haben nach BLE (2014) in den letzten Jahren ständig zugenommen und machten 2013 im in Deutschland für den Straßenverkehr vertankten Biodiesel 23 % bezogen auf den Energiegehalt aus. Dieses HVO erfüllt jedoch nicht ohne weiteres die Anforderungen an Flugkraftstoff und ist bisher nur als bedingt drop-in-fähig zu bezeichnen. Bislang erfolgt die Herstellung von HVO/HEFA als Kerosin für die spezifischen Anforderungen der Luftfahrtbranche jeweils in eigens produzierten Chargen [MKS 2014].

Im Übrigen ist mit der Änderung von RED und FQD eine Öffnung der Zielerreichung für „erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs“ erfolgt, die wie aus Rückständen erzeugte Biokraftstoffe doppelt angerechnet und im Rahmen eines Unterziels von mindestens 0,5 % berücksichtigt werden. Eine nationale Umsetzung dieser Regelung soll bis zum 10. September 2017 erfolgen [EC 2015]. Eine doppelte Anrechnung der EE-Kraftstoffe im Rahmen der in Deutschland implementierten Treibhausgasquote ist nicht zu erwarten, eher ein Unterziel. Diese EE-Kraftstoffe werden in Abschnitt 6.2 behandelt.

6.1.3 Weitere standardgebende Institutionen

Neben den gesetzlichen Anforderungen in Europa und den daran angeknüpften Einrichtungen zur Umsetzung wie die Zertifizierungssysteme, gibt es insbesondere auf internationaler Ebene eine Reihe weiterer Institutionen, die im Bioenergiekontext Standards zu Nachhaltigkeit definieren. Genannt seien Einrichtungen, die Standards oder vergleichbare Leitlinien vereinbart haben wie ISO oder GBEP, sowie multinationale Kreditgeber, die Umwelt- und Sozialstandards an Projekte als Bedingung für die Vergabe richten, wie die GEF oder die Weltbanktochter IFC. Was diese Standards beinhalten und in welchem Zusammenhang sie eingesetzt werden, sei in den folgenden Abschnitten erläutert.

Abbildung 32 zeigt eine Übersicht über die Verflechtungen der verschiedenen beschriebenen Einrichtungen, ihre Zusammenhänge mit den rechtlichen Regelungen, ihre Zielausrichtungen z. B. direkt auf konkrete Projekte oder auf Empfehlungen an die jeweiligen Bioenergiepolitiken.

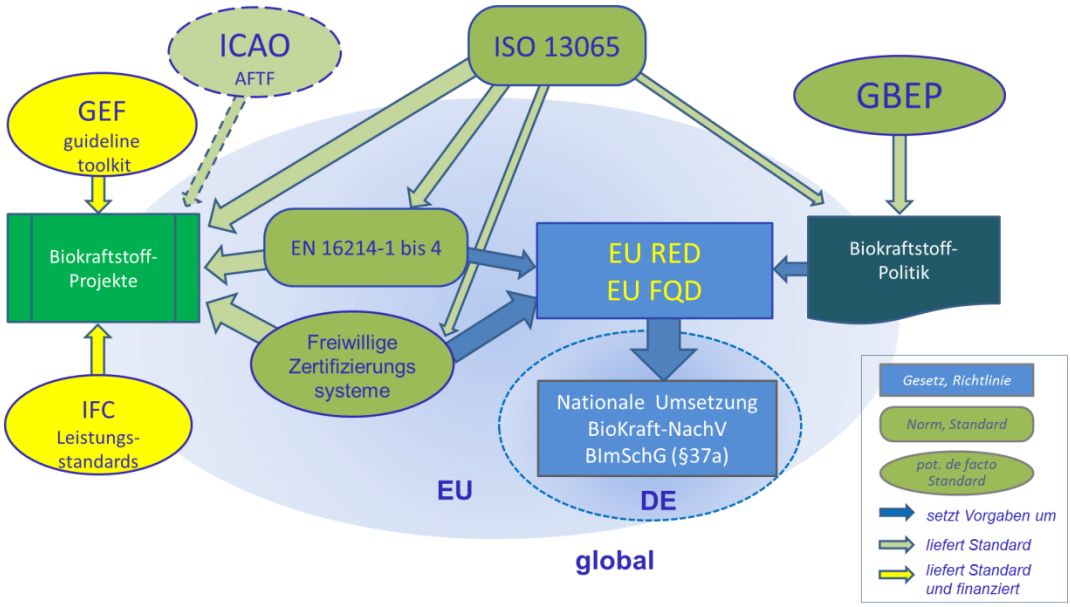


Abbildung 32 Einrichtungen, die im Zusammenhang stehen mit der Setzung und Anwendung von Nachhaltigkeitsstandards für Biokraftstoffe, auf nationaler, EU-seitiger und globaler Ebene.

6.1.3.1 Internationale Übereinkünfte

Die Erzeugung nachhaltiger Bioenergie muss im globalen Kontext reflektiert werden und kann nicht allein auf europäischer Ebene diskutiert werden. Dies zeigen sowohl die Anstrengungen der Global Bionenergy Partnership (GBEP) als auch die kürzlich erst abgeschlossenen internationalen Standardisierungsprozesse (ISO). Viele Zertifizierungssysteme (Abschnitt 6.1.4) sind international aufgestellt. In zahlreichen Ländern außerhalb der EU wird ebenfalls über die Einführung von nationalen Anforderungen debattiert, sowohl in jenen, die Bioenergieträger konsumieren und die benötigten Rohstoffe z. T. importieren (USA, Australien, Kanada), als auch in vielen Schwellen- und Entwicklungsländern. Letztere treiben insbesondere die Bemühungen im Bereich der Bioenergie als Weg zur verbesserten Selbstversorgung an, um auf lange Sicht unabhängiger von kostenintensiven Importen fossiler Energieträger zu werden. Als Beispiele seien Kenya, Ruanda oder Vietnam genannt. Diese Länder sind sowohl im GBEP als auch im Prozess des ISO-Standards mit zahlreichen weiteren Entwicklungsländern vertreten. Sie sehen in diesen Prozessen die Möglichkeit, in der eigenen nationalen Gesetzgebung Nachhaltigkeitsanforderungen für die heimische Bioenergieproduktion zu verankern, die international abgestimmt sind. Damit verbindet sich auch die Erwartung an die Anschlussfähigkeit an Märkte und die Möglichkeit, über eine gewisse Harmonisierung auch die Wettbewerbsbedingungen zu vergleichmäßigen [Köppen et al. 2014].

Im Folgenden werden die beiden derzeit am relevantesten internationalen Übereinkünfte kurz skizziert.

Global Bioenergy Partnership (GBEP)

Die GBEP ist ein Forum für einen High-Level-Politikdialog zu den Themen Bioenergie und nachhaltige Entwicklung. GBEP wurde 2005 auf dem G8-Gipfel in Gleneagles (Schottland) beschlossen und 2007 in Heiligendamm bestätigt. Teilnehmer sind Regierungsvertreter aus derzeit 45 Staaten (22 Partner und 23 Beobachter) und 24 maßgebliche internationale Institutionen wie die UN Foundation, die FAO, das UNEP oder die IEA. Das GBEP Sekretariat ist am FAO Hauptquartier in Rom angesiedelt.

GBEP hat u. a. zum Ziel, auf globaler Ebene ein gemeinsames Verständnis über Nachhaltigkeitskriterien für Bioenergie zu entwickeln. Es gilt als wesentliche Referenz im Kontext der Bewertung von Nachhaltigkeit bei der Erzeugung und Nutzung von Bioenergie. Im Bearbeitungszeitraum hat sich der Schwerpunkt von GBEP von der konsensualen Vereinbarung über Indikatoren und methodische

Definitionen stärker in Richtung Umsetzung und wechselseitiger Unterstützung bei der Anwendung der Indikatoren oder weiterer GBEP-Prinzipien verlagert. Im November 2011 wurde nach mehreren Jahren Verhandlung ein Katalog von 24 Nachhaltigkeitsindikatoren verabschiedet [GBEP 2011]. In Tabelle 16 sind die thematischen Benennungen der Indikatoren zusammengestellt. In dem umfassenden GBEP-Bericht wird jeder der Indikatoren mit einem mehrseitigen „Methodology Sheet“ detailliert erläutert. Die Nachhaltigkeitsindikatoren der GBEP wurden zur Anwendung auf nationaler Ebene entwickelt, etwa um die Entwicklung von Politikstrategien auf dem Gebiet der Bioenergie zu unterstützen und den Einfluss dieser Strategien zu überwachen. Sie sind daher nur bedingt dazu geeignet, konkrete Projekte zu bewerten. Die meisten der aufgelisteten Indikatoren sind auch bei der Bewertung stofflich genutzter Biomasse relevant. So sind alle Umweltindikatoren übertragbar, da diese sich auf den Biomasseanbau beziehen, unabhängig von einer späteren Nutzung der Biomasse. Somit lassen sie sich auch auf Biokerosin anwenden.

Tabelle 16 Nachhaltigkeitsindikatoren der Global Bioenergy Partnership (eigene Übersetzung nach GBEP 2011)

Umweltindikatoren	Soziale Indikatoren	Ökonomische Indikatoren
1. Treibhausgasemissionen über den Lebensweg	9. Verteilung und Besitzstruktur von Land	17. Produktivität
2. Bodenqualität	10. Preise und Versorgungssituation von Nahrungsmitteln auf nationaler Ebene	18. Netto-Energie-Bilanz
3. Holzerträge	11. Einkommensveränderungen	19. Bruttowertschöpfung
4. Luftschadstoffemissionen (Nicht-THG)	12. Arbeitsplätze im Bioenergiesektor	20. Veränderung im Verbrauch fossiler Energieträger und traditioneller Bioenergie
5. Wassernutzung und Effizienz	13. Unbezahlter Zeitaufwand von Frauen und Kindern für das Sammeln von Biomasse	21. Aus- und Weiterbildung von Arbeitskraft
6. Wasserqualität	14. Für verbesserten Zugang zu moderner Energieversorgung genutzte Bioenergie	22. Energiemix
7. Biodiversität	15. Veränderung der Mortalität und Krankheitsbelastung durch Innenraum-Luftverschmutzung	23. Infrastruktur und Logistik zur Verteilung von Bioenergie
8. Landnutzung und Landnutzungsänderung	16. Aufkommen von arbeitsbedingten Unfällen, Verletzungen, Todesfällen	24. Kapazität und Flexibilität der Nutzung von Bioenergie

GBEP ist aktuell der einzige Mechanismus, um global Nachhaltigkeitsstandards für THG wie auch für Biodiversität und soziale Fragen (z. B. Ernährungssicherung, Arbeitsschutz, Landnutzungsrechte) im Sinne von Austausch und Abstimmung zwischen Regierungen und internationalen Organisationen zu verhandeln. Der von der GBEP in Entwicklung befindliche „Kernkatalog“ zu Nachhaltigkeitsstandards und entsprechenden Kriterien/Indikatoren bietet eine Basis zur globalen Implementierung. Insofern kann dieser Mechanismus gerade auch für den global ausgerichteten Flugsektor von besonderer Relevanz sein. Sollte sich z. B. die ICAO dem Thema nachhaltiges Biokerosin auf konkreter Basis verstärkt widmen, wäre ein Mitwirken dieser UN-Organisation in der GBEP begrüßenswert.

Mehrere in der GBEP vertretene Länder haben inzwischen die praktische Anwendbarkeit dieser Indikatoren getestet. Im Anhang Abbildung 43 ist eine Übersicht zusammengestellt über die Länder, die die GBEP-Indikatoren bereits umgesetzt haben, umsetzen oder dies beabsichtigen.

Im Schwerpunkt der Überprüfung der Anwendbarkeit lagen die beiden von deutscher Seite aus dem IKI-Programm unterstützten Projekte in Indonesien und Kolumbien sowie in Deutschland. Die Ergebnisse dieser Erprobung der Indikatoren werden an GBEP zurückgespiegelt und dienen der Verbesserung der Indikatoren und Methodik. Jene für Deutschland, Indonesien und Kolumbien werden im Folgenden kurz skizziert.

Die Anwendung der GBEP-Indikatoren für Deutschland wurde von ifeu und IINAS im Rahmen eines vom BMWi (zuvor BMU) beauftragten Projektes getestet [Köppen et al. 2014]. Die Anwendung der Indikatoren auf den deutschen Kontext war ein entscheidender strategischer Schritt, um Gewicht und Anerkennung des Indikatorensatzes insgesamt zu stärken. Wichtig war dabei die ergebnisoffene Vorgehensweise, aus welcher sich ableiten lassen sollte, ob jeder der Indikatoren auch konkret anwendbar ist, oder andernfalls entsprechend anzupassen und weiter zu entwickeln wäre. Hierzu wurde u. a. für jede der Säulen Experten-Workshops durchgeführt mit Teilnehmern aus der Politik, Industrie sowie Umwelt- und Sozialexperten. Im Rahmen der Workshops wurden Ansätze entwickelt, wie die einzelnen GBEP-indikatoren geschärft und sowie deren Anwendbarkeit und Akzeptanz verbessert werden kann.

Generell ist die Datenbasis in Deutschland von guter Qualität. Für viele Indikatoren werden Daten auf regelmäßiger Basis gesammelt. Jedoch fehlt bei vielen Indikatoren ein nachprüfbarer Ansatz die Auswirkungen durch die Erzeugung von Bioenergie jenen von Biomasse für die Erzeugung Nahrungs- und Futtermittel gegenüber zu stellen. Insbesondere bei den Indikatoren mit geringer Relevanz für Deutschland muss jedoch berücksichtigt werden, dass eine relevante Menge für flüssige Biokraftstoffe importiert werden. So werden die Auswirkungen u. a. auf Nahrungsmittelpreise und Wasserressourcen auf die exportierenden Länder ausgelagert. Bei einigen Indikatoren sind die Umweltauswirkungen sehr regional (Boden und Wasserqualität, Wasserquantität). Die Identifizierung und Fokussierung auf Hot Spots oder Gebiete mit einem hohen Risiko wäre hier eine gute Alternative sollte die Datenverfügbarkeit auf nationalen Level nicht ausreichend sein. Als weiteres Ergebnis bei der Erprobung der Indikatoren für Deutschland wurden von den Autoren zwei neue Subindikatoren vorgeschlagen.

Die beispielhafte Anwendung in **Indonesien** sollte zeigen, inwieweit ein Entwicklungsland wie Indonesien fähig ist, die GBEP-Indikatoren anzuwenden und die Ergebnisse in die Bioenergie-Politik einzuspeisen [FAO 2014]. Des Weiteren sollten Lessons Learned hinsichtlich der Anwendbarkeit der Indikatoren herausgearbeitet werden. Die Indikatoren wurden im Rahmen von Fallstudien angewandt, in denen Primärdaten für die folgenden Lebenswege erhoben wurden: Palmölbiodiesel, Bioethanol aus Molasse, Biogas, Reststoffe zur Zufeuerung. Darüber hinaus wurden nationale Erhebungen und Befragungen von Akteuren der Bioenergieketten durchgeführt.

In dem Projekt wurde deutlich, wie schwierig es ist, die GBEP-Indikatoren in einem Land mit schlechter Primärdatenlage anzuwenden. Zur Etablierung einer Baseline müssen sämtliche Primärdaten neu erhoben werden.

Die Analyse ergab, dass der Bedarf an Biodiesel aus Palmöl in den letzten Jahren signifikant gestiegen ist. Dies führte zu einer deutlichen Ausweitung der Ernteflächen für Palmöl. Zwischen 2008 und 2012 stieg die Produktion von Palmöl für Nahrungsmittel. Die mit der Palmölproduktion verbundenen Landnutzungsänderungen führten zu einem Anstieg bezüglich der Auswirkungen auf die Umwelt, der Wirtschaft und die sozialen Aspekte.

Es zeigte sich insgesamt, dass der Aufbau eines Monitoringsystems zur weiteren Verfolgung der Datenlagen in Indonesien sehr ungewiss ist. Hierzu muss der Link des Projektes zur Politik verstärkt

werden und es bedarf noch einiger Anstrengung, die Kooperationsbereitschaft der betroffenen Ministerien zu stärken.

ISO 13065 - Nachhaltigkeitskriterien für Bioenergie

Die Internationale Norm ISO 13065 „Nachhaltigkeitskriterien für Bioenergie“ im ISO-Projektkomitee ISO/PC 248 wurde mit der am 2.8.2015 abgeschlossenen Endabstimmung mit großer Mehrheit der Mitglieder angenommen[9]. Ziel der Norm ist es, einen international vereinbarter Satz ökologischer, sozialer und ökonomischer Prinzipien, Kriterien und Indikatoren (PCI) zur Nachhaltigkeit jeder Form von Bioenergie für die Produktion, die Lieferkette sowie die Anwendung vorzulegen, der die zu behandelnden Themen einer Nachhaltigkeitsbewertung umfassend benennt.

Als ISO-Norm wendet sich dieser Standard primär an die Wirtschaftsakteure. Er bietet diesen u. a. die Möglichkeit, unterschiedliche Prozesse und/oder Produkte (z. B. Bioenergieträger und andere Energieoptionen) zu vergleichen. Die ISO-Norm allein ermöglicht keine Zertifizierung, da sie keine Grenzwerte oder „No-Gos“ definiert. Sie kann aber existierenden Zertifizierungssystemen als wichtige Referenz dienen, um, ihre eigenen Standards anhand der ISO-Norm weiter zu entwickeln.

Ebenso haben einige der im ISO/PC 248 vertretenen Staaten das Ziel, den ISO-Standard als Referenz für ihre nationale Gesetzgebung bezüglich Nachhaltigkeitsanforderungen heranzuziehen, wie beispielsweise Australien und eine Reihe ostafrikanischer Länder.

Ein wesentlicher Punkt ist dabei: Die Norm selbst beinhaltet keine Grenz- oder Schwellenwerte. Sie allein gibt keine Auskunft über die Nachhaltigkeit eines konkreten Erzeugnisses. Es ist an den jeweiligen nationalen Gesetzgebern oder der Entscheidung von Unternehmen, Grenzwerte festzulegen. Für Luftfahrtunternehmen, deren Verbände oder auch die ICAO böte sich somit nachgerade an, auf der Basis von ISO 13065 eigene Mindestanforderungen zu definieren.

Bezüglich der Treibhausgasbilanzierung wird auf die ISO/TS 14067 Bezug genommen und für bioenergiespezifische Hinweise teilweise ergänzende Erläuterungen aufgegriffen**.** Die internationale technische Spezifikation legt Grundsätze und Anforderungen an und Leitlinien für die quantitative Bestimmung und Kommunikation des Carbon Footprint von Produkten fest.

[9] Die Veröffentlichung der ISO 13065 wird noch vor Ende des Jahres 2015 erwartet.

Tabelle 17 Soziale, ökonomische und ökologische Prinzipien und Kriterien aus ISO 13065 (eigene Übersetzung)

Bereich	Prinzip	Kriterium
Soziales	Wahrung der Menschenrecht	Der Wirtschaftsakteur gibt darüber Auskunft, wie die Allgemeine Erklärung der Menschenrechte adressiert wird
	Wahrung der Arbeitnehmerrechte	Der Wirtschaftsakteur gibt darüber Auskunft, wie Zwangsarbeit adressiert wird.
		Der Wirtschaftsakteur gibt darüber Auskunft, wie Kinderarbeit adressiert wird.
		Der Wirtschaftsakteur gibt darüber Auskunft, wie das Recht auf Tarifverhandlungen adressiert wird.
		Der Wirtschaftsakteur gibt darüber Auskunft, wie Arbeitsrechte inklusive sozialer Absicherung adressiert werden.
	Wahrung der Landnutzungsrechte	Der Wirtschaftsakteur gibt darüber Auskunft, wie Arbeitsrechte inklusive sozialer Absicherung adressiert werden.
	Wahrung der Wassernutzungsrechte	Der Wirtschaftsakteur in wasserarmen Ländern gibt darüber Auskunft, wie die Wasserverfügbarkeit für die Ernährung der Menschen und die Nahrungsmittelproduktion adressiert werden.
Ökonomie	Produktion und Handel von Bioenergie auf wirtschaftlich und finanziell sinnvolle Weise	Der Wirtschaftsakteur gibt über betrügerische, irreführende und unehrliche Geschäftsgepflogenheiten oder Verbraucherverhalten Auskunft.
		Der Wirtschaftsakteur gibt über das finanzielle Risikomanagement Auskunft.
Umwelt	Reduktion von Treibhausgasemissionen (THG) aus anthropogenen Quellen	Der Wirtschaftsakteur gibt über THG Emissionen und THG Senken im Lebensweg Auskunft
	Erhaltung und Schutz der Wasserressourcen	Der Wirtschaftsakteur gibt darüber Auskunft wie die Quantität und Qualität der Wasserentnahme und –rückgabe adressiert wird.
	Schutz von Bodenqualität und -produktivität	Der Wirtschaftsakteur gibt darüber Auskunft, wie der Schutz von Bodenqualität und -produktivität adressiert wird.
	Verbesserung der Luftqualität	Der Wirtschaftsakteur gibt darüber Auskunft, wie Luftemissionen adressiert werden.
	Förderung der positiven und Reduktion der negativen Einflüsse auf die Biodiversität	Der Wirtschaftsakteur gibt darüber Auskunft wie die Artenvielfalt im Arbeitsgebiet bewertet und die Umwelt direkt durch die Tätigkeiten beeinflusst werden.
		Der Wirtschaftsakteur gibt darüber Auskunft, wie die Entnahme von Biomasse aus unter Schutz gestellten Flächen nach der nationalen Gesetzgebung sowie nach den IUCN Kategorien I-III adressiert wird.
	Förderung von effizienter Nutzung der Energieressourcen	Der Wirtschaftsakteur gibt darüber Auskunft, wie die energetische Nutzung und die Effizienz adressiert werden.
	Förderung eines verantwortungsvollen Abfallmanagements	Der Wirtschaftsakteur gibt darüber Auskunft wie der Umgang mit Abfällen adressiert wird.

ICAO - AFTF (alternative fuels task force)

Die ICAO (International Civil Aviation Organization) muss sich mit ihrem Beschluss, das Niveau der Treibhausgasemissionen des Luftverkehrs für die Zeit nach dem Jahr 2020 mindestens auf den Stand von 2020 zu begrenzen (carbon neutral growth), mit der Frage auseinandersetzen, mit welchen Maßnahmen dieses Ziel erreicht werden soll. Neben technischen und operationellen Maßnahmen liegen hohe Erwartungen auf den alternativen Treibstoffen. Das „Commitee on Aviation Environment Protection“ (CAEP) gründete hierzu im November 2013 die „Alternative Fuels Task Force“ (AFTF). Die AFTF befasst sich mit Expertenkreisen zum einen mit einer Methodendiskussion zum Thema Treibhausgasemissionen und zum anderen mit Abschätzungen der zu erwarteten Mengen von alternativen Kraftstoffen für den Flugverkehr bis zum Jahr 2050. Deutschland ist in den Gremien mit Experten aus dem Umweltbundesamt vertreten.

Was den Blick auf die gesamte Komplexität der Nachhaltigkeit betrifft, ist der Betrachtungsrahmen der AFTF bislang noch sehr eingeengt. Angesichts des Handlungsdrucks der ICAO durch ihr gestecktes Ziel, wäre es empfehlenswert, wenn sich ihre Gremien stärker auf bestehende internationale Aktivitäten beziehen und sich mit diesen vernetzen würden, als zu viel Engagement auf die neue Entwicklung eigener Standards zu setzen. Über kurz oder lang wird die ICAO ihre ggf. einzuschlagenden Wege in alternative Treibstoffe nicht ohne die Einbeziehung umfassender ökologischer und sozialer Kriterien fortsetzen können.

6.1.3.2 Finanzierungseinrichtungen

Globale Umweltfazilität (GEF)

Im Juni 1992 wurde das UN-Rahmenübereinkommen über Klimaänderungen (UNFCCC) in Rio von über 154 Staaten unterzeichnet. Das Übereinkommen hat das Ziel, die anthropogen verursachten Klimaänderungen zu verringern und die globale Erwärmung zu verlangsamen. In Artikel 11 wurde ein Finanzierungsmechanismus für die Bereitstellung finanzieller Mittel für die Entwicklungsländer festgelegt. Dafür wurde 1998 eine Globale Umweltfazilität (engl.: Global Environment Facility, Abk.: GEF) eingerichtet und dient als operative Stelle. Der Schwerpunkt der von der GEF finanzierten Projekte liegt in den Bereichen Klimaschutz, biologische Vielfalt, Desertifikation, Ozon sowie Wasserbewirtschaftung. Die GEF setzt die Projekte nicht eigenständig um. Ausführende Organisationen sind:

- die Weltbank,
- das Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen (UNDP),
- das Umweltprogramm der Vereinten Nationen (UNEP),
- die Ernährungs- und Landwirtschaftsorganisation (FAO),
- die Interamerikanische Entwicklungsbank (IADB),
- die Organisation der Vereinten Nationen für industrielle Entwicklung (UNIDO),
- die Afrikanische Entwicklungsbank (AfDB),
- die Europäische Bank für Wiederaufbau und Entwicklung (EBRD),
- der Internationaler Fonds für landwirtschaftliche Entwicklung (IFAD).

2009 wurde das ifeu zusammen mit der Universität Utrecht, dem United Nations Environment Programme (UNEP) und dem Öko-Institut von der GEF mit einem zweijährigen Forschungsprojekt zur Erarbeitung von Richtlinien für die gezielte Förderung von Biokraftstoffprojekten beauftragt: „Global Assessments and Guidelines for Sustainable Liquid Biofuel Production in Developing Countries“ [Franke et al. 2013]. Mit den Ergebnissen wird GEF jene Länder unterstützen, die sich in diesem Sektor engagieren. Dabei wurden Themen wie Lebensweganalysen, Treibhausgasbilanzen, Wirtschaftlichkeit und Kosten, soziale Auswirkungen, Lebensmittelsicherheit, Umweltauswirkungen, Kompatibilität mit Fahrzeugen, stationäre Anwendungen, Ausweitung auf nationaler Ebene und Biokraftstoffe der 2. Generation bearbeitet. Zentrales Ergebnis des Forschungsprojektes war auch das Biofuels Screening Toolkit. Es soll die GEF aber auch die Antragsteller in die Lage versetzen, die geplanten Biokraftstoffprojekte hinsichtlich ihrer Nachhaltigkeit zu evaluieren. Des Weiteren soll es die GEF dabei unterstützen, klare Prioritäten für zukünftige Arbeiten und Investitionen in GEF geförderten Biokraftstoffprojekten in Entwicklungsländern zu setzen. Das Toolkit beinhaltet 11 Nachhaltigkeitskriterien sowie einen vom ifeu entwickelten Treibhausgasrechner für 74 verschiedene Szenarien (Abbildung 33).

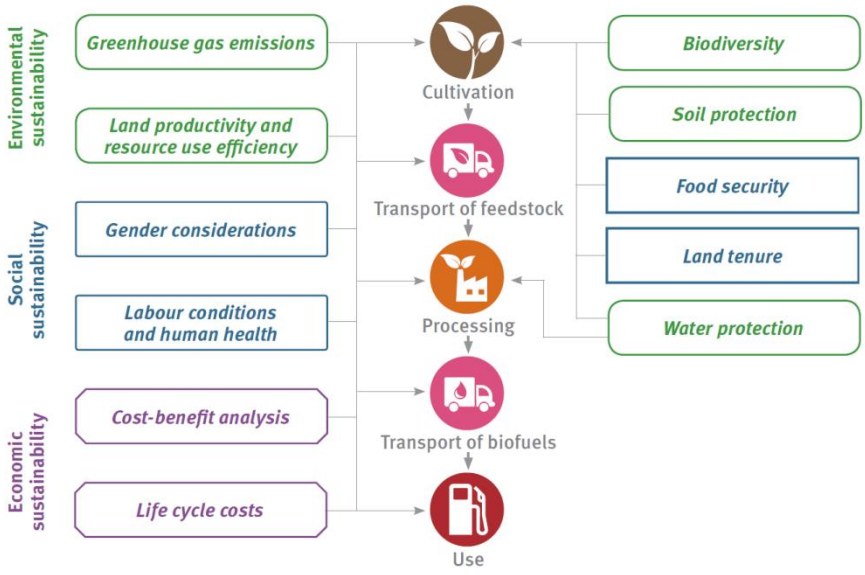


Abbildung 33 Anwendung der Nachhaltigkeitskriterien entlang der Biokraftstoff- Produktionspfade [Köppen et al. 2013]

Die Analyse der Nachhaltigkeitskriterien erfolgt mittels der sogenannten „Ampelmethode“. Schwellenwerte signalisieren, ob das Projekt genehmigt werden kann oder eine weitergehende Bewertung für die Entscheidungsfindung nötig ist. Der Ansatz ist in Abbildung 34 dargestellt.

- **GREEN:** no relevant risks, or adequate project design mitigating such risks **(GO)**.
- **YELLOW:** potential risks which could be mitigated by specific project designs or not enough information to take a decision (**CHECK**); and,
- **RED:** high risks which cannot be mitigated (**STOP**).

Abbildung 34 Ansatz der Ampelmethode zur Analyse von Nachhaltigkeitskriterien [Köppen et al. 2013]

Zusätzlich zum finalen Projektbericht hat das ifeu in Zusammenarbeit mit UNIDO ein Handbuch zur praktischen Anwendung des Toolkits für Entscheidungsträger und Anwender erarbeitet [Köppen et al. 2013]. Für jedes Nachhaltigkeitskriterium wurden detaillierte Informationen zur Anwendung des jeweiligen Indikators in der Projektanalyse aufbereitet. Ein Entscheidungsbaum visualisiert für jeden Indikator ob ein Projekt „grün“, „gelb“ oder „rot“ gekennzeichnet werden kann. Dem Anwender werden so konkrete Empfehlungen gegeben, an welcher Stelle des Projektes ggf. Anpassungen vorgenommen oder zusätzliche Informationen eingeholt werden müssen, um eine Evaluierung bezüglich der Nachhaltigkeit des Projektes durchführen zu können. Auch zeigt der Entscheidungsbaum jene Risiken auf, die eine Projektdurchführung ausschließen. Zusätzlich wird die jeweilige Methode beschrieben sowie relevante und nützliche Datenquellen benannt. In Abbildung 35 ist exemplarisch der Entscheidungsbaum für den Indikator Treibhausgasemissionen dargestellt.

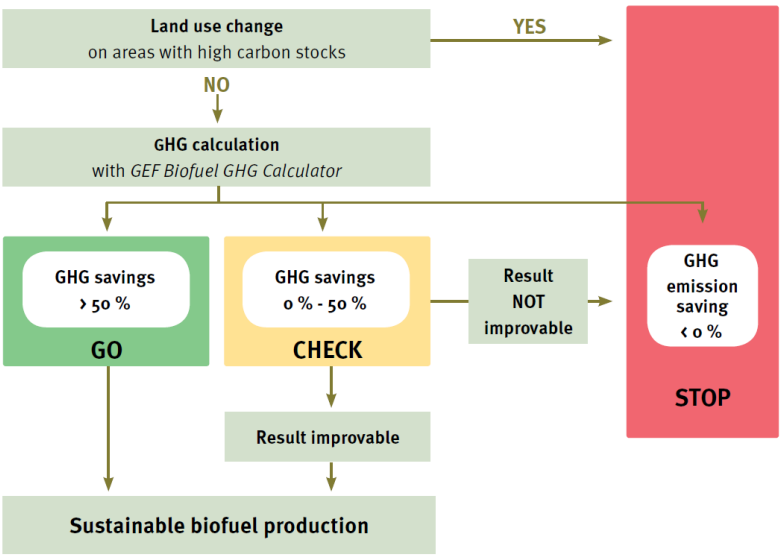


Abbildung 35 Entscheidungsbaum für den Indikator Treibhausgasemissionen [Köppen et al. 2013]

Internationale Finanz-Korporation

Die Internationale Finanz-Korporation (IFC) ist eine internationale Entwicklungsbank und ist Teil der Weltbankgruppe. Ihre Aufgabe ist es, die Entwicklung des Privatsektors in Entwicklungs- und Schwellenländern zu fördern. Mittlerweile nimmt die IFC international eine große Rolle bei der Erarbeitung und Umsetzung von Sozial- und Umweltstandards ein. Da sich viele Konzerne an den von der IFC entwickelten Standards orientieren um Förderungen zu erhalten, kann jenem Standard eine besondere Bedeutung zugeschrieben werden. Die enthaltenen Komponenten sind in Tabelle 18 dargestellt:

Tabelle 18 Leistungsstandards der Internationalen Finanz-Korporation (IFC) (eigene Übersetzung [IFC 2012]

Nr.	Inhalt
Leistungsstandard 1	Bewertung und Management der Sozial- und Umweltrisiken und Auswirkungen
Leistungsstandard 2	Arbeitsbedingungen
Leistungsstandard 3	Ressourceneffizienz und Verschmutzungsprävention
Leistungsstandard 4	Gesundheitsversorgung, -schutz, -sicherheit
Leistungsstandard 5	Grundstückserwerb und Zwangsumsiedlung
Leistungsstandard 6	Biodiversität und nachhaltiges Management der natürlichen Ressourcen
Leistungsstandard 7	Indigene Bevölkerung
Leistungsstandard 8	Kulturelles Erbe

Die Kreditvergabe durch die IFC wurde in den letzten Jahren sowohl durch das interne Überwachungsgremium Compliance Advisor Ombudsman (CAO) als auch von zahlreichen NGOs stark kritisiert. Eine Studie der CAO [CAO 2013] zur Vergabepraxis an die honduranische Palmölfirma „Corporación Dinant“ im Jahr 2010 zeigte Menschenrechtsverletzungen gegen die lokale Bevölkerung auf. Der Bericht bescheinigte der IFC deutliche Mängel in der Verifizierung der Entwicklungsergebnisse in diesem Projekt. Der CAO-Bericht belegt ebenfalls, dass die sozialen, politischen und menschenrechtlichen Aspekte der Investition nicht erkannt oder ignoriert wurden. Auch wurden die eigenen Standards zum Schutz der lokalen Bevölkerung nicht eingehalten.

In der Vergangenheit wurde auch von der CAO [CAO 2010] die Kommunikation mit den betroffenen Communities bei der Projektplanung als auch Implementierung stark kritisiert. Die Transparenz der Mittelvergabe des IFC wurde ebenfalls als unzureichend eingestuft. Auf den Internetseiten des IFC finden sich kaum aktuelle und laufend aktualisierte Informationen zu den von der IFC geförderten Investitionen. Dies trifft insbesondere auf die Unterstützung von Financial Intermediaries zu. Es ist unklar, ob deren Umwelt- und Sozialstandards äquivalent zu jenen der IFC sind. Die Überwachung dieses Zweiges wurde von der CAO als nicht ausreichend eingestuft. Bei der Umsetzung und Überwachung des IFC Standards scheint es also in der Praxis deutliche Defizite zu geben.

Auch inhaltlich müssen die Performance Standards des IFC in einigen Aspekten als kritisch angesehen werden. Unter anderem beinhalten sie keine explizite Anforderung zur Vermeidung negativer Beeinträchtigungen der Nahrungsmittelsicherheit. Im Zusammenhang mit dem Bioenergieausbau kommt diesem Aspekt eine essentielle Bedeutung zu.

Des Weiteren werden Eingriffe in „critical habitats“[10] im Performance Standard 6 „Biodiversity Conservation and Sustainable Management of Living Natural Resources“ nicht explizit ausgeschlossen. Die Möglichkeit zur Kompensation bleibt selbst in diesen sensiblen Bereichen erhalten auch wenn jene kaum umsetzbar sind.

6.1.3.3 Rolle von Biokerosin für die Standardsetzungen

Kaum ein anderer Wirtschaftsbereich ist in den vergangenen acht Jahren intensiver mit der Frage nach Nachhaltigkeitsstandards bearbeitet worden als der Bereich der Bioenergie. Dies resultiert vor allem in den vom Klimaschutz begründeten Ausbauzielen und den Konflikten mit der damit verbundenen Landnutzung in Bezug auf konkurrierende Nutzungen, Biodiversität und Landrechte.

Die Erarbeitung dieser Standards ist als positive Entwicklung zu bewerten. Eine hinreichend funktionale Zertifizierung ist eine Chance, gute und wichtige Impulse in der Produktion zu setzen. Wie effektiv diese Standards in der Praxis umgesetzt werden, ist von den strukturellen Voraussetzungen in den jeweiligen Ländern abhängig. In Ländern mit schwacher Durchsetzung der Gesetze und hoher Korruption (d. h. bei Abwesenheit von „Good Governance“) stößt die Zuverlässigkeit der Zertifizierung an ihre Grenzen. Sie darf daher als Instrument nicht überbewertet werden [UBA 2012b].

Von zentraler Wichtigkeit ist die globale Diskussion darüber, was die Standards konkret beinhalten sollen, um ein gemeinsames Verständnis über Nachhaltigkeitsziele und die Integration der durchaus diversen Sichtweisen zu ermöglichen. Andernfalls bleiben unilateral gesetzte Anforderungen und „Hürden“ für die Handelspartner unter dem latenten Verdacht der Marktabschottung. Insofern sind vor allem die Aktivitäten von GBEP und ISO zu begrüßen, die Leitlinien für eine Implementierung international vereinbarter Nachhaltigkeitsmaßstäbe an eine Bioenergiepolitik wie auch an die konkrete Umsetzung liefern.

Der Sektor Biokerosin kann davon nur profitieren. Eine anspruchsvolle Zertifizierung für die Lieferkette (RSB oder ISCC kommen hier in erster Linie in Frage) ist für die Glaubwürdigkeit der Branche unverzichtbar und angesichts der wachsenden Marktabdeckung dieser Systeme problemlos umsetzbar.

[10] Gebiete mit hoher biologischer Vielfalt: Habitate von erheblicher Bedeutung für bedrohte, endemische und/oder Arten mit begrenztem Verbreitungsgebiet; Habitate die globale bedeutende Konzentrationen von wandernden Arten; stark bedrohte Habitate und/oder einzigartige Ökosysteme und/oder Bereiche mit einer Schlüsselrolle im Zusammenhang mit Evolutionsprozessen.

6.1.4 Zertifizierungssysteme zum Nachweis von Nachhaltigkeit

6.1.4.1 Überblick über die Systeme

Für das Erbringen des Nachhaltigkeitsnachweises hat die EU-Kommission bisher (Stand Juni 2015) 19 Zertifizierungssysteme für Biokraftstoffe anerkannt. Eine Gesamtaufstellung und Kurzcharakterisierung aller Systeme findet sich im Anhang in Tabelle 46. Beschrieben sind dort Anwendungsgebiet, Wirkungsbereich, ob weitergehende Prüfkriterien im System enthalten sind sowie ob deren Entwicklungsprozess einem Multi-Stakeholder Prozess [WWF 2013] unterlag. Alle diese Systeme sind in jedem Mitgliedstaat anwendbar. Ausnahmen bilden dabei Österreich, Ungarn und Slowenien. Hier müssen sich die inländischen Erzeuger von jeweils einem nationalen System erfassen lassen. Importeure nehmen an diesen Systemen nicht teil, sondern müssen ihre Nachhaltigkeitsnachweise wie sonst überall üblich über EU-weit anerkannte Systeme erbringen.

Die am Markt operierenden Zertifizierungssysteme unterscheiden sich im Wesentlichen durch ihren geografischen Wirkungsbereich, den Umfang der abzuprüfenden Kriterien (ausschließliche Erfüllung der Mindestanforderungen der RED oder weitergehende Nachhaltigkeitsbewertung) bzw. der Vollständigkeit des Zertifizierungsprozesses (z. B. Teilsysteme für einzelne Kriterien wie die THG-Bewertung) sowie in deren Entwicklungsprozess (Beteiligung der betroffenen Interessengruppen bei der (Weiter-)Entwicklung).

Im Folgenden werden die Systeme RSB, ISCC und REDCert näher erläutert und anhand einer umfassenden Kriterienliste bewertet. RSB und ISCC wurden für dieses Benchmarking ausgewählt, da ihre Entwicklung konzernunabhängig erfolgte und sie zudem für zahlreiche Bioenergiepfade anwendbar und global ausgerichtet sind. Des Weiteren adressieren diese Systeme Nachhaltigkeitsaspekte in breiter Form. ISCC stellt zudem das am meisten angewandte System dar, sowohl global als auch national.

Laut BLE (2014) sind in Deutschland ISCC und REDCert die bedeutendsten Zertifizierungssysteme. Die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung ist in Deutschland die zuständige Behörde für die Überprüfungsverfahren der Nachweisverfahren nach der RED. Die in Abbildung 36 dargestellte Systemzugehörigkeit der Teilnehmer der freiwilligen Regelungen zeigt allerdings nicht, welche tatsächliche Menge an Biomasse sich die ausgestellten Nachhaltigkeitsnachweise beziehen.

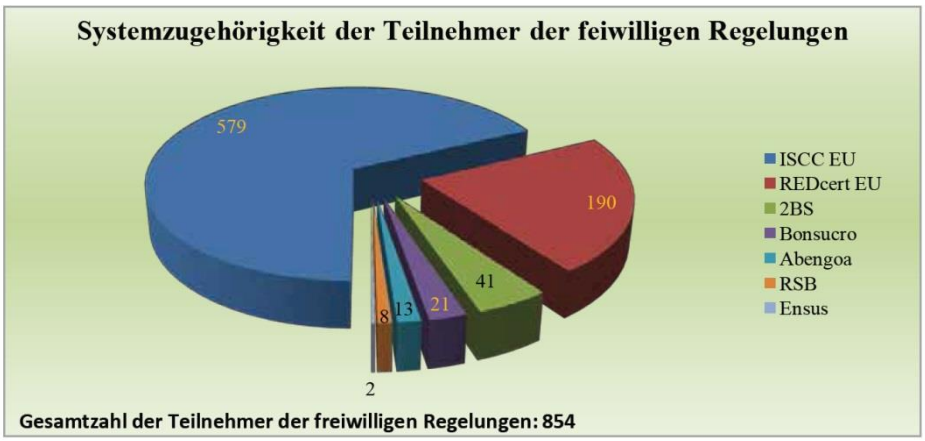


Abbildung 36 Teilnehmer in Deutschland an den verschiedenen Zertifizierungssystemen im Jahr 2013 (BLE 2014)

Alle weiteren Systeme wie Bonsucro, RTRS und RSPO beinhalten zwar ebenfalls eine weitergehende Nachhaltigkeitsbewertung über den Rahmen der RED hinausgehende Anforderungen, jedoch sind sie an bestimmte Agrarprodukte gebunden. Weitere Systeme decken nur die THG Bewertung ab (z. B. Biograce).

Die niederländische Norm NTA 8080 beinhaltet ebenso anspruchsvolle Nachhaltigkeitskriterien. Sie beruht auf den Arbeiten der sogenannten Cramer Kommission, die bis 2007 intensiv an der Ableitung von Nachhaltigkeitskriterien für Bioenergie gearbeitet hatte.

Die Auswahl der Prüfkriterien erfolgte basierend auf bereits durchgeführte Analysen bezüglich der Stärken und Schwächen in der Nachhaltigkeitsbewertung im Bereich der Bioenergie seitens des ifeu [Fehrenbach 2014 & UBA 2014].

Der nachfolgenden detaillierten Darstellung der drei Systeme ist voranzustellen, dass sich diese aus zum Teil sehr unterschiedlichen Motivationen gründeten und sie in ihrer Entstehungsphase von sehr unterschiedlichen Akteuren begleitet wurden. Dies führte zu sehr verschiedenen regionalen und biomassespezifischen Schwerpunkten der Systeme und unterschiedlich umfassenden System-standards (inklusive des Umfangs der abzuprüfenden Nachhaltigkeitskriterien).

Roundtable on Sustainable Biomaterials (RSB)

Dieses Zertifizierungssystem geht auf eine im Jahr 2007 an der EPFL (École Polytéchnique Fédérale de Lausanne) gegründete Initiative zurück, das sich zunächst als ein internationales Stakeholder-basiertes Diskussionsforum für die Herleitung von Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe verstanden hat. Über die Welt verteilt wurden regionale Einzelforen ins Leben gerufen. Im Jahr 2009 wurde der Beschluss gefasst, als operatives Zertifizierungssystem aktiv zu werden.

Seit 2011 liegt der RSB-Standard in der zweiten Version, sowohl in einer globalen als auch in einer auf die RED adaptierten Fassung vor [RSB 2011]. Dieser Standard beschreibt anhand von 12 Prinzipien und 37 Kriterien die umfangreichen Anforderungen für die Zertifizierung entlang der Verarbeitungskette. Der RSB ist als eine für jedermann offene Mitgliederorganisation aufgebaut. Die Mitglieder können einer von 7 Kammern beitreten. Jede Kammer entsendet 2 Vertreter in den Vorstand. Der Standard wurde entsprechend dem ISEAL *Code for Good Practice for Setting Social and Environmental Standards* entwickelt. Damit sind hohe Anforderungen an die Stakeholderbeteiligung bei der Standardentwicklung sichergestellt. Im Jahr 2011 wurden die ersten Zertifikate ausgestellt. Seit März 2013 hat der RSB seine Ausrichtung erweitert und zertifiziert neben Bioenergieträgern auch biobasierte Produkte. Aus diesem Grund wurde auch der Sinn des **B**s im Systemnamen von *Biofuels* auf *Biomaterials* geändert.

Für die in den Tabelle 47 bis Tabelle 49 im Anhang dargestellten Ergebnisse der Bewertung wurde die Version 2 EU RED zu Grunde gelegt. Der Unterschied zum globalen Standard des RSB liegt hier vor allem in der Berechnungsmethode der Treibhausgasemissionen.

International Sustainability and Carbon Certification (ISCC)

ISCC wurde am 26.01.2010 als Zertifizierungssystem für Biomasse und Bioenergie (Kraftstoff und Strom) gegründet. Ziel von ISCC ist die Etablierung eines international ausgerichteten, praktikablen und transparenten Systems zur Zertifizierung von Biomasse und Bioenergie. Das System wurde 2011 als erstes System von der EU-Kommission anerkannt. Seine Entwicklung wurde durch Zuwendung des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz gefördert. ISCC wird vor allem von Wirtschaftsakteuren gestützt. Von Seiten der großen Umweltverbände engagiert sich der WWF innerhalb des Systems. Inzwischen ermöglicht es mit ISCC plus auch die Zertifizierung von Biomasse für stoffliche Anwendungen (z. B. Joghurtbecher aus maisbasierter Polymilchsäure, siehe „Activia“).

Das System umfasst verschiedene Dokumente, die unterschiedliche Aspekte regeln (ISCC 2015). So ist der Biomassenbau im Dokument ISCC 202 (Nachhaltigkeitsanforderungen - Anforderungen an die Herstellung von Biomasse (Pflanzenanbau)) geregelt. Die Anforderungen an die Herstellung von Biomasse sind in 6 Prinzipien aufgegliedert. Das System gewichtet nicht alle seine Anforderungen gleich. So gibt es so genannte „Minor Musts“ von welchen lediglich 60 % für eine erfolgreiche Prüfung

erfüllt sein müssen. Diese „Minor Musts“ betreffen u. a. viele Anforderungen aus den Prinzipien 3 und 4. ISCC ist Mitglied in der aireg (Aviation Initiative for Renewable Energy in Germany e. V.) und im Mitgliederkreis das einzige Zertifizierungssystem.

REDCert

REDCert wurde 2010 von Industrieverbänden der deutschen Agrar- und Biokraftstoffwirtschaft gegründet. Das Zertifizierungssystem ist auf allen beteiligten Stufen anwendbar: von der Rohstoffproduktion und -erfassung, über die Verarbeitung in den Ölmühlen sowie die Herstellung von Biokraft- und -brennstoffen. Die Tätigkeitsschwerpunkte von REDcert zur Umsetzung der Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen liegen bisher in Deutschland und Europa.

Ergebnis Benchmarking

Anders als die meisten der anerkannten Zertifizierungssysteme, die nur die verbindlichen Anforderungen der RED erfüllen, gehen RSB und ISCC über diese Mindestanforderungen deutlich hinaus. Im Anhang werden diese Systeme einem Benchmark anhand von 37 Prüfkriterien, aufgeschlüsselt nach Umwelt-, Sozial- und ökonomischen Kriterien, unterzogen (siehe Tabelle 47 bis Tabelle 49 im Anhang). Nach dieser Analyse nimmt RSB auf 34 der Prüfkriterien Bezug. Für ISCC sind es 26 Übereinstimmungen. Damit stellen sich RSB und ISCC gegenüber den anderen 17 anerkannten Systemen als deutlich anspruchsvoller dar. Neben einer globalen Anwendbarkeit und auf einem Multistakeholder-basierenden Entwicklungsprozess sind die Systeme für eine breite Produktpalette im Biokraftstoffbereich anwendbar. Außerdem beinhalten beide Systeme als einzige Anforderungen zur Vermeidung negativer Beeinträchtigungen der Nahrungsmittelsicherheit. Mit dem Prinzip 6 – Local Food Security – gibt RSB diesem Thema einen besonders hohen Stellenwert und bietet für die Anwendung ein spezielles Tool an [RSB 2012].

Das gleichfalls bewertete System REDCert erfüllt schwerpunktmäßig die verbindlichen Anforderungen der RED. Der Standard fokussiert sich insbesondere auf Deutschland und die EU Länder und verweist deswegen in mehreren Indikatoren auf die Rechtsvorschriften der EU. Nichtsdestotrotz enthält der Standard insbesondere bezüglich des Wasser- und Bodenmanagements Vorgaben, wenn auch jene z. B. bzgl. der Wassernutzung und -effizienz noch sehr unpräzise sind. Bezüglich der sozial-ökonomischen Kriterien verweist das System ebenfalls auf die nationale und EU Gesetzgebung. Die Prüfung anhand weitergehender Kriterien ist nicht im System enthalten. Für die Länder Ukraine und Weißrussland bestehen eigene nationale Anforderungen. Jedoch können gerade hier die Verweise auf die EU Gesetzgebung als kritisch bewertet werden, da diese Länder jenen nicht unterliegen. Für die in Deutschland und Europa angebauten Rohstoffe für die Produktion von Biokraftstoffen mag dies nicht von allzu hoher Relevanz sein. Steigt jedoch der Importanteil von Agrotreibstoffen aus außereuropäischen Ländern auf Grund des erhöhten Bedarfs in der EU und Deutschland weiter an, müssen Umweltstandards sowie soziale Kriterien wie die Wahrung der Landrechte sowie die Nahrungsmittelsicherheit einen deutlich höheren Stellenwert bei der Nachhaltigkeitsbewertung bekommen.

6.1.4.2 Praxiserfahrungen zu Nachhaltigkeitsnachweisen

Für die praktische Umsetzung der Nachhaltigkeitskriterien aus EU RED (2009/28/EC) bzw. der entsprechenden nationalen Regelwerke zur Umsetzung existieren mittlerweile vielfältige Erfahrungen. Diese betreffen sowohl den Aufbau eines Systems für die Zertifizierung der Einhaltung bestimmter Prüfkriterien auf den Stufen der Biomasseproduktion und der Verarbeitung, als auch Erfahrungen der Systeme in Bezug auf die wesentlichen Problemfelder (und Verstöße gegen Nachhaltigkeitskriterien) im Zertifizierungsprozess. Beim Aufbau der mittlerweile implementierten Nachhaltigkeits-zertifizierungssysteme und der verschiedenen nationalen und europäischen Kontrollinstanzen war eine Vielzahl von administrativen, technischen und zum Teil auch methodischen Herausforderungen zu lösen.

Für den Bereich der Biokraftstoffe wurde ein vergleichsweise aufwändiges und einzigartiges Geflecht aus Zertifizierungsstellen, -systemen und administrativen Kontrollinstanzen geschaffen. Der Luftfahrtbereich kann von dieser Entwicklung potenziell profitieren, da die entsprechenden Systeme mittlerweile etabliert sind und sich ein Markt für zertifizierte Kraftstoffe entwickelt hat. Aus dem Bereich der Luftfahrtunternehmen beschäftigt sich unter anderem die Initiative aireg e. V. in einem eigenen Arbeitskreis mit Fragen der Nachhaltigkeit von Biokerosin. Der Arbeitskreis hat in den vergangenen Jahren intensiv die Standards der bestehenden Systeme bewertet verglichen und den eigenen, aus aireg heraus formulierten Ansprüchen an eine nachhaltige Biokraftstoffproduktion gegenübergestellt. Für die in aireg vertretenen Luftverkehrsunternehmen ist ein Einsatz von Biokraftstoffen nur denkbar, wenn die genutzten Kraftstoffe konkreten Kriterien für eine nachhaltige Erzeugung genügen [AIREG o. J.]. Aufgrund der Komplexität beim Aufbau eines eigenen Systems oder Standards ist kurzfristig nicht zu erwarten, dass Luftverkehrsunternehmen eigene Zertifizierungsstandards entwickeln werden. Vielmehr ist davon auszugehen, dass Initiativen wie aireg e. V. ihren Mitgliedern die Nutzung eines bestimmten (aus dem Kreis der bereits bestehenden Systeme) Zertifizierungssystems, welches den formulierten Ansprüchen genügt empfehlen werden.

Die Erkenntnis, nicht zwangsläufig ein neues Zertifizierungssystem für den Luftverkehrssektor zu entwickeln, sondern bestehende Lösungen zu verwenden und diese ggf. gezielt weiterzuentwickeln, ist eine der Schlussfolgerungen aus den Erfahrungen mit dem Aufbau dieser Systeme nach Einführung der EU RED 2009/28/EC. Zusätzlich existieren mittlerweile umfangreiche Erfahrungswerte aus dem Betrieb von Nachhaltigkeitszertifizierungssystemen. Zertifizierungssysteme veröffentlichen ihre Erfahrungen hierzu teilweise. Unter anderem hat das System ISCC ein umfangreiches Monitoring seiner Aktivitäten und die durch die Nachhaltigkeitszertifizierung potenziell ausgelösten Effekte durchgeführt. Als ein Bestandteil des Monitorings wurden auch die wesentlichen Verstöße gegen die Systemgrundsätze bzw. den Kriterienkatalog des Systems aufgeführt. Jene sind in Tabelle 19 aufgeführt. Sie lassen Rückschlüsse zu, in welchen Bereichen aus dem abgeprüften Kriterien die größten Problemfelder liegen.

Nach dieser Auswertung liegen die wesentlichen Konfliktfelder in den Bereichen der guten landwirtschaftlichen Praxis und den Sozialstandards bei der Biomasseproduktion. Die angesprochenen Erfahrungen beziehen sich auf den Umgang mit bestehenden Zertifizierungsstandards. Für die Weiterentwicklung des Instrumentes der Nachhaltigkeitszertifizierung müssen die, in den bestehenden Standards enthaltenen Indikatoren erweitert werden um potenziell relevante Problembereiche wie die Biodiversität spezifischer erfassen zu können.

Tabelle 19 Häufigste Verstöße gegen die Systemgrundsätze des ISCC Zertifizierungssystems (Hawighorst 2015)

Bereich des Verstoßes	Erläuterung
Verschlechterung von Bodenfruchtbarkeit und Bodenstruktur durch Biomasseproduktion	Häufige Verstöße gegen bestehende Kriterien zum Erhalt des Bodenkohlenstoffs bzw. der ausgeglichenen Humusbilanz
Einfluss auf Grundwasserhaushalt und Bewässerungspraktiken	Dokumentation von Bewässerungsaktivitäten und –plänen muss vorliegen und wird eingehalten
Sachgemäße Lagerung von Pflanzenschutzmitteln	Sind z. B. geeignete Lagerräume und Schutzmaßnahmen zur Vermeidung von Grundwasserverschmutzungen vorhanden;
Einsatz von Düngemitteln und Pflanzenschutzmitteln	Es existieren umfangreiche Aufzeichnungen über den Einsatz aller Pflanzenschutzmittel;
	Es existieren umfangreiche Aufzeichnungen über den Einsatz aller Düngemittel
	Düngemittel wurden gemäß einer Nährstoffbilanz eingesetzt
Vorschriftsgemäße Entsorgung leerer Verpackung von Pflanzenschutzmitteln	Es existiert ein Managementplan für den Umgang mit Abfällen. Abfallrecycling wird angestrebt um Deponierung oder thermische Entsorgung zu minimieren
	Es existieren klar gekennzeichnete Abfallbehälter für Sonderabfälle
Sichere Arbeitsbedingungen	Es existieren Vorschriften zu Arbeitszeiten und der Zugang zu den Produktionsstätten ist klar geregelt
	Es existieren Räume für die Behandlung von Verletzten oder kontaminierten Arbeitern
	Es gibt klare Unfallvorschriften und Evakuationspläne
	Gefahrstoffe sind entsprechend gekennzeichnet und gelagert
	Erste Hilfe Kästen und medizinische Notfallversorgung ist in unmittelbarer Nähe der Arbeitsplätze vorhanden
	Es gibt Gesundheits-, Sicherheits-, und Hygienevorschriften
Arbeitnehmergesundheit, -sicherheit und verantwortungsvolles Handeln	Es gibt eine Beschwerdestelle bzw. eine Prozedur für den Umgang mit Beschwerden
	Es gibt ein Kompensation für mögliche negative Effekte aus umliegende Flächen, Gemeinden und Landbesitzer
	Es gibt eine unabhängige und frei gewählte Vertretung für die Interessen der Arbeiter
	Für den Fall von sozialen Konflikten kann eine Mediation bereitgestellt werden

6.1.5 Bleibende Lücken bei der Nachhaltigkeit für Bioenergie

Im vorangehenden Abschnitt wurden die Instrumente zur Umsetzung von Nachhaltigkeitsprinzipien für den Bioenergiesektor umfassend beschrieben und bewertet. Im Folgenden werden die Lücken erörtert, für die diese Instrumente keine oder nur teilweise Absicherung gewährleisten können.

6.1.5.1 Lasten der Landnutzung sind schwer minimierbar

Die Erzeugung von Anbaubiomasse ist generell mit den allgemeinen Umweltproblemen der Landwirtschaft verbunden. Die RED schreibt als Nachhaltigkeitskriterium die Einhaltung der „guten fachlichen Praxis“ gemäß der Cross Compliance Verordnung vor, wodurch übermäßige Belastungen der Umwelt durch Düngen, Bodenbearbeitung, Pestizideinsatz ausgeschlossen werden sollen. Dennoch sind Belastungen gegeben und nehmen wie im Fall Nitrat im Grundwasser in Deutschland weiter zu [EU Kommission 2013]. Hierbei zeigt sich deutlich weiterer Abstimmungsbedarf zwischen den Regelungsinstrumenten im Bereich der Agrarwirtschaft und naturschutzrechtlichen Belangen. Nach wie vor trägt die intensive landwirtschaftliche Produktion zum Rückgang der biologischen Vielfalt von Kultur- und Wildarten bei und gehört zu den Hauptverursachern des Verlustes der biologischen Vielfalt [BfN 2015].

Für die lebensnotwendige Erzeugung von Nahrungsmitteln mögen diese Nachteile im Sinne einer Güterabwägung hinnehmbar erscheinen. Für die Erzeugung von Energie wären dagegen strengere Maßstäbe anzusetzen. Zumindest wäre hier vorauszusetzen, dass die Einhaltung der „guten fachlichen Praxis“ nach strengst möglicher Maßgabe überwacht wird. Andererseits geht die Produktion von Rohstoffen für Biokraftstoffe in der allgemein die Kulturlandschaft dominierenden Landwirtschaftskulisse auf.

Die wesentliche „Lücke“ der RED besteht in diesem Punkt jedoch darin, dass die „gute fachliche Praxis“ nur innerhalb der EU eingefordert wird. Die Art wie die Landnutzung in den Drittländern durchgeführt wird, unterliegt keinerlei Nachhaltigkeitsanforderungen.

Manche der anerkannten Zertifizierungssysteme füllen diese Lücke durch eigens im Standard aufgestellte Anforderungen. Beispielsweise verlangen die Systeme von RSB und ISCC standortangepasste Bodenbearbeitung, erosionsmindernde Anbaumethoden, gute Praxis beim Umgang mit Agro-Chemikalien u. a.

Positiv ist somit zu werten, dass eine Zunahme der an der Zertifizierung beteiligten Betriebe bzw. Flächen eine Tendenz zu mehr nachhaltigen Anbaupraktiken erwarten lässt. Dies umso mehr, wenn die Zertifizierung effektive Marktvorteile ermöglicht.

Für Biokerosin ergeben sich hieraus keine anderen Rückschlüsse als für jeden anderen Biokraftstoff aus agrarischen Rohstoffen, bzw. für agrarische Produktion ganz generell.

6.1.5.2 Indirekte Effekte

Mit der verpflichtenden Nachweisführung über die Einhaltung von Mindestanforderungen nach RED und FQD ist der Biokraftstoffsektor durchaus in die Position eines Vorreiters für gute Praxis und effiziente Energie- und Stoffwirtschaft versetzt worden. Andere auf die gleichen Rohstoffe zurückgreifenden Sektoren wir die Nahrungsmittel-, Futtermittelindustrie oder die Faserproduktion sind von verbindlichen Auflagen wie der Umwandlung ökologisch wertvoller Flächen oder einer gewissen Nettoeinsparung an Treibhausgasemission verschont.

Diese Beschränkung von Nachhaltigkeitskriterien und Zertifizierungsinstrumenten auf Teilmärkte kann zu indirekten Effekten führen. Die Reglementierung von Teilen eines Marktes (z. B. den Biodiesel-Teilmarkt innerhalb des Pflanzenölmarkts) führt dazu, dass sich die Teilmärkte entsprechend sortieren. Die zertifizierte Ware geht in den reglementierten Teilmarkt, die nicht zertifizierte Ware wird von den nicht reglementierten Teilmärkten aufgenommen. Das Grundphänomen wird im Klimaschutz mit dem „Leakage“ beschrieben und wird im Kontext der Bioenergie seit 2008 mit dem Begriff der „indirekten Landnutzungsänderung“ (iLUC) von der Fachwelt in zahlreichen und umfangreichen Arbeiten kontrovers behandelt.

Kurze Erläuterung zu iLUC

Hinter dem Begriff verbirgt sich folgender relativ einfacher Zusammenhang: Wird die Biomasse für einen neuen Markt (hier der Energiesektor) auf Flächen erzeugt, auf denen bisher für z. B. den Nahrungsmittelmarkt produziert worden ist, müssen die dort verdrängten Produkte woanders angebaut werden. Nach dem Prinzip der kommunizierenden Röhren wird die Flächenumwandlung einfach durchgereicht. Und für das Gesamtnetto an mehr Anbau muss an irgendeiner Stelle der Welt die zusätzlich benötigte Fläche dem Naturraum (Primärwald) entnommen werden (Abbildung 37).

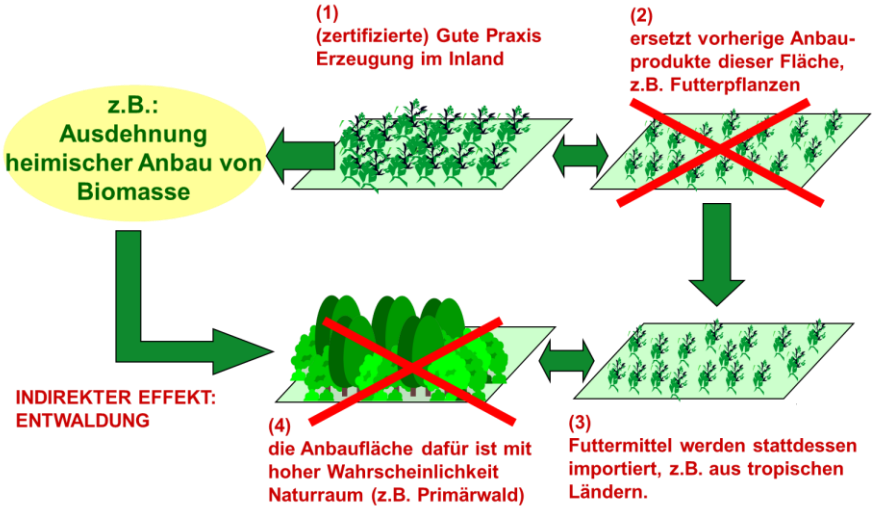


Abbildung 37 Schematische Darstellung des Prinzips von indirekter Landnutzungsänderung (iLUC); [Fehrenbach et al. 2008]

Soweit die einfache Darstellung. Tatsächlich ist die Sachlage weit komplexer, da die Reaktion des Marktes komplexen Mechanismen folgt, die nicht einfach prognostizierbar sind. Schlussendlich ist nicht zu beweisen, dass sich der Markt angesichts seiner Komplexität nach dem Prinzip der kommunizierenden Röhren verhält. Denn Nachfragen können sich genauso verändern wie Angebote, und Preiselastizitäten können sich vielfältig gestalten.

Es ist daher naheliegend, makroökonomische Agrarmodelle zur Abschätzung solcher indirekten Effekte anzuwenden. Seit der Studie von Searchinger et al. (2008) wurde dies von zahlreichen Experten mit verschiedenen Modellen und Parametersetzungen exerziert.[11] In den meisten Fällen konzentrierte man sich dabei darauf, die Treibhausgasemissionen durch iLUC zu berechnen. Wie stark die Ergebnisse streuen soll Abbildung 38 veranschaulichen. Zu beachten ist dabei, dass hohe CO_2-Emissionswerte in den iLUC-Faktoren auf Primärwaldrodungen zurückgehen, was unter Biodiversitätsaspekten noch schwerer wiegen dürfte als die Treibhausgasemissionen.

Nochmals komplizierter wird es, möchte man die indirekten sozialen Effekte bewerten. Eindeutige Instrumente um die ursächliche Auswirkung zusätzlicher Bioenergieproduktion auf Nahrungsmittelpreise liegen nicht vor. Doch genau dieser Komplex bildet den Kern der Problematik „Tank vs. Teller“ und stellt somit die Schlüsselfrage zum Erreichen von Akzeptanz agrarisch produzierter Bioenergie.

[11] Es finden sich dabei vergleichsweise einfache deterministische Ansätze (Fritsche 2010) wie auch komplexe makroökonomische Modelle: Laborde (2011), Plevin et al (2010), Searchinger (2013), Edwards (2010), um hier nur eine kleine Auswahl an Arbeiten zum Thema zu nennen.

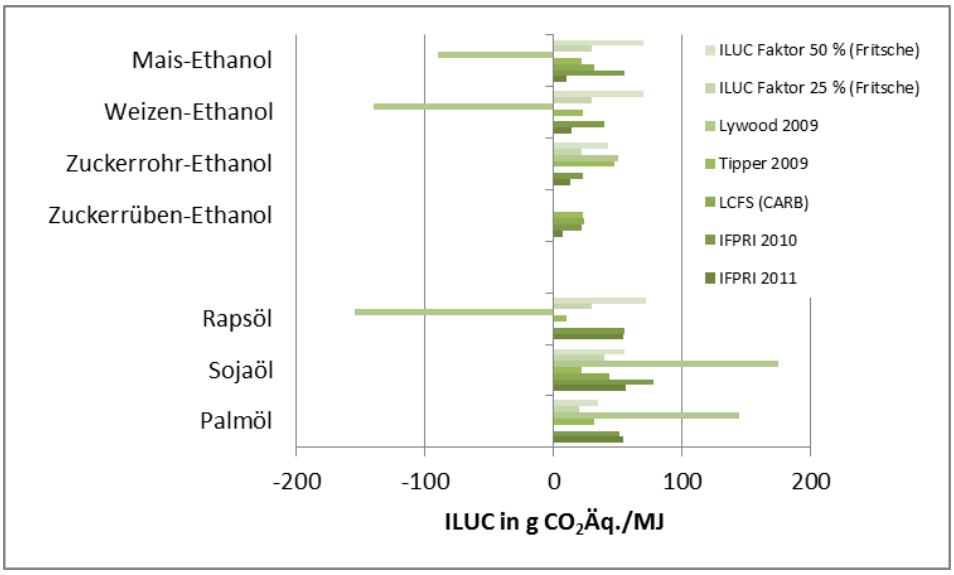


Abbildung 38 Zusammenstellung einer Auswahl an iLUC-Faktoren von verschiedenen Autoren

6.1.5.3 Rückstände, Reststoffe – Rohstoff frei von Umweltlasten?

Die beschriebenen Nachhaltigkeitskonflikte beim Anbau von Biomasse als Energiequelle lassen die verstärkte Nutzung von biogenen Rückständen, Reststoffen oder Abfällen als die bessere Lösung erscheinen. Unter dem Schlagwort „Zweite Generation Biokraftstoffe“ gelten sie bereits seit Jahren als zukunftsweisend. Die EU Kommission verwendet dazu mit der Änderung der RED den Begriff *fortschrittliche Biokraftstoffe* und fasst darin alle die Produktionspfade zusammen, die nicht um landwirtschaftliche Flächen für die Nahrungsmittelproduktion konkurrieren (inklusive solcher, die aus Algen oder Bakterien hergestellt werden, sowie „erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs“, in diesem Bericht als EE-Kerosin bezeichnet). Die RED listet in Anhang IX der geänderten Fassung eine Vielzahl an Ausgangsmaterialien auf, deren Beiträge zu den Zielen (Beimischungsquote) mit dem Doppelten ihres Energiegehalts angerechnet werden kann. Dies ist das zentrale Instrument der RED zur Förderung der auf Reststoffen basierenden Biokraftstoffe.

Es besteht in der Fachszene weitgehend Konsens darüber, dass die Nutzung von biogenen Reststoffen zur Herstellung hochwertiger Kraftstoffe ein sinnvoller und förderungswürdiger Weg ist. Drei Aspekte grenzen jedoch auch hier die Möglichkeiten ein:

- Reststoffe sind vom Grundsatz her nur begrenzt verfügbar. Da Reststoffe nicht Produktionsziel in einem Prozess sind, lässt sich im Höchstfall auch nur die Menge nutzen, die unwillkürlich anfällt.
- Vieles was als Reststoff geführt wird, wird bereits genutzt. Konkurrenz und Verdrängungsmechanismen sind also auch hier zu beachten. Bereits bestehende hochwertige Nutzungspfade könnten durch Bevorzugung des Reststoffs für die Energienutzung gefährdet werden.[12]
- Reststoffe aus der Land- oder Forstwirtschaft, die nicht wirtschaftlich genutzt werden (z. B. Stroh oder Waldrestholz) können auch nur begrenzt entnommen werden, wenn ökologisch nachteilige Effekte ausgeschlossen werden sollen (Humusbilanz, Biodiversität, Nährstoffkreislauf im Wald).

Es liegen dazu zahlreiche Potenzialabschätzungen vor, die bereits an anderer Stelle in dieser Studie diskutiert werden. Generell sei hier nur zusammengefasst, dass die wesentlichen Potenziale wiederum direkt von der Forst- oder Agrarfläche entstammen und somit wiederum nicht losgelöst von

[12] Ein viel zitiertes Beispiel hierfür ist die Debatte um Tallöl, siehe z. B. hier: http://www.euractiv.com/sections/transport/bio-based-chemical-industry-victim-eu-biofuel-reform-313834 (Link am 13.7.2015 aufgerufen).

der Flächennutzung betrachtet werden können. Die möglichen Nutzungs- oder Zielkonflikte müssen auch hier mit Nachhaltigkeitskriterien eingegrenzt werden.

Beispielweise Stroh: Nach DBFZ (2012) ist in Deutschland eine nachhaltige Entnahme von maximal 13 Mio. t pro Jahr möglich, das sind 43 % der gesamten aufgewachsenen Getreidestrohmenge.

In die gleiche Größenordnung für Stroh kommen die Abschätzungen in der Studie Meilensteine 2030 [Thrän et al. 2015] sowie von [Erhard et al. 2014]. Letztere haben die Potenziale ausgewählter Rest- bzw. Abfallstoffe für Deutschland zusammengestellt (Abbildung 39) und kommen dabei zu einem nachhaltig nutzbaren Biokraftstoffpotenzial im Bereich von 250 PJ/a. Zu beachten sind bei diesem Wert jedoch folgende kritischen Aspekte:

- Altpflanzenöle/Tierfette: nach BLE (2014) waren im Jahr 2013 bereits 15 PJ im Nabisy-System FAME aus UCO u. Ä, wobei nur 4,1 PJ davon aus Deutschland stammen, was jedoch das Potenzial (Abbildung 39) schon fast ausschöpft.
- Bioabfall: bisher werden 60 % des Bioabfalls getrennt erfasst. Diese werden bisher nur etwa zu 10 % mit Biogaserzeugung behandelt.
- Stroh: Das nachhaltig verfügbare Mengenpotenzial von 8 bis 13 Mio. t FM ist regional inhomogen verteilt. Da für die Realisierung kommerzieller Anlagen zur Biokraftstoffproduktion auf Basis von Stroh gewisse Mindestmengen benötigt werden (selbst bei dezentraler Biomasseaufbereitung wie im Bsp. bioliq®), kommen in Deutschland nur vereinzelte Standorte in Frage. Damit ist nicht das gesamte beschriebene Potenzial für die Biokraftstoffproduktion erschließbar.
- Landschaftspflegematerial: wünschenswert, aber schwer zu mobilisieren.
- Derbholz: Nutzung widerspricht FSC-Kriterien, Konkurrenz zu bestehenden Scheitholznutzung.
- Waldrestholz: wird kritisch gewertet, wegen Biodiversität, Kohlenstoffspeicher und Nährstoffbilanzen.
- Altholz/Industrieholz: Konkurrenz mit energetischer (z. T. auch stofflicher) Nutzung; Restmengen aus Hausmüll (20 % des Gesamtaltholzaufkommens) müssen noch mobilisiert werden.

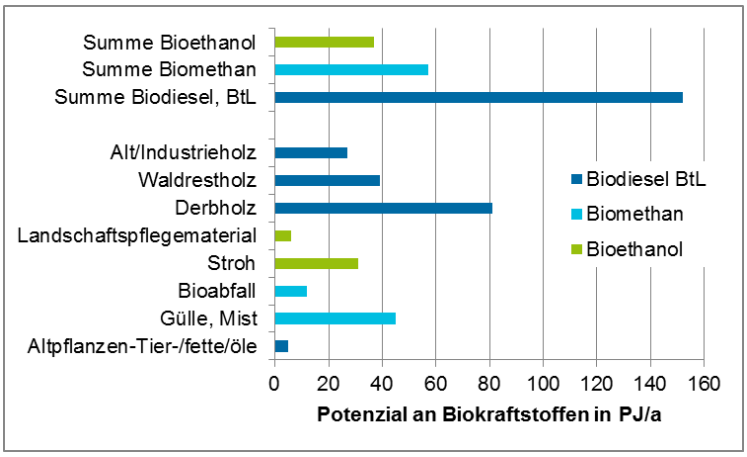


Abbildung 39 Potenziale an Biokraftstoffen aus Reststoffen in Deutschland [Erhard et al. 2014]

Aus den Darstellungen ist ersichtlich: Es bestehen durchaus nennenswerte Potenziale aus den Reststoffen, diese weisen jedoch ebenso klare Grenzen der Verfügbarkeit auf.

Größere Potenziale können grundsätzlich außerhalb Deutschlands erschlossen werden. In vielen Ländern werden biogene Reststoffe nicht in dem Maße bereits bewirtschaftet wie dies hier der Fall ist. Gerade dann aber müssen die Maßstäbe an die „nachhaltige“ Entnahme definiert werden.

6.1.5.4 Mikroalgen – Biomasse frei von Flächenverbrauch?

Algen können die Produktivität von Landpflanzen um ein Vielfaches übertreffen. Manche Spezies erzeugen hohe Gehalte an Öl. Das Forschungszentrum Jülich, welches die Projekte AUFWIND (BMEL) und OptimAL (BMBF) leitet, erwartet Erträge von bis zu 20-fach höherer Biomasseproduktion bzw. eine bis zu 75-fach höhere Produktivität von Lipiden pro Hektar verglichen mit Raps [FZJ 2014]. Um dies zu erreichen, ist noch erhebliche Entwicklungsarbeit zu leisten. Entscheidend für die Nachhaltigkeit dieser Ansätze ist in erster Linie die Energiebilanz der Prozesskette, angefangen mit den aufwändigen Verfahren der Photobioreaktoren sowie der Extraktion und Aufbereitung.

6.1.5.5 Lösungsansätze für diese Problembereiche

Auf der Ebene des einzelnen Wirtschaftsakteurs

Den vorangehend beschriebenen Konflikten ist auf der Ebene des einzelnen Wirtschaftsakteurs sehr schwer beizukommen. Einen vielzitierten Lösungsansatz bietet der Standard von RSB, der einen Weg eröffnet, Produktionsweisen mit iLUC-mindernden Effekten positiv zu zertifizieren. Dieser als LIIB (Low Indirect Impact Biofuels) bezeichnete Ansatz wurde von [WWF, EFPL, Ecofys 2012] entwickelt und zielt darauf ab, Produktionsmodelle für Bioenergie zu charakterisieren, mit denen zusätzliche Biomasse hergestellt wird, ohne bestehende Produkte zu ersetzen ("proof of additionality"). Die Methode enthält detaillierte Ansätze für folgende Produktionsmodelle:

- Anbaubiomasse,
  - die durch Ertragssteigerungen hergestellt wurde.
  - die durch Effizienzsteigerung des Gesamtsystems hergestellt wurde, durch Integration von Zuckerrohr und Viehzucht.
  - von ungenutzten Flächen mit niedrigem Kohlenstoffbestand und niedriger Biodiversität.
- Bioenergie aus End-of-Life Produkten (Abfall, Rückstände), die üblicherweise entsorgt werden müssten und keine alternative Nutzung in dieser Region haben.

Auch die FAO bietet einen Ansatz an – ***Bioenergy and Food Security (BEFS)*** – der bei der Projektumsetzung ermöglichen soll, in den betreffenden Zielländern oder Zielregionen alle Faktoren, die zu Nahrungsmittelkonflikten führen können, vorab intensiv zu analysieren und entsprechende Konflikte zu vermeiden. Positiv aus bisherigen Anwendungen ist zu werten, dass vor Ort eine intensive Auseinandersetzung stattfindet, bei welcher alle relevanten Problempunkte detailliert aufgearbeitet wurden. Wichtig ist dabei, dass das Verfahren als Anfang eines Prozesses verstanden wird, der für die Entwicklung einer wirklichen Beteiligung der Bevölkerung an den Entscheidungsprozessen steht.

Auf politischer Ebene

Die systemische Konkurrenz um biogene Rohstoffe und Erzeugnisse macht die Notwendigkeit politischen Handelns sichtbar. Nur durch Marktmechanismen setzt sich die von allen Seiten postulierte Priorität der Nahrungsmittelsicherheit nicht durch. Es bedarf einer Art Allokation, für welche Einsatzbereiche welche Flächen oder Rohstoffpotenziale zur Verfügung gestellt werden können. Dabei ist nicht nur die Frage Nahrung vs. Energie, sondern auch die Frage, welche mit Bioenergie zu versorgenden Sektoren und die Rolle der Bioökonomie mit dem wachsenden Bedarf für stoffliche Zwecke einzubeziehen.

Im Hinblick auf die beschriebene Problematik der indirekten Effekte (iLUC) insbesondere des Ausschlusses von Konflikten mit der Ernährungssicherheit ist dies jedoch nicht ausreichend. Schlüsselfragen liegen hier vor allem im Umgang mit Landnutzungsrechten und der Landnutzungsplanung. So kann ein Ausweichen in Naturwälder auf indirektem Wege (Leakage) letztlich nur verhindert werden, wenn der Schutz dieser Wälder faktisch sichergestellt ist.

Für die Ernährungssicherheit spielen Faktoren wie die Förderung der Kleinbauern in den Entwicklungsländern und deren Teilhabe an der wirtschaftlichen Entwicklung der Länder eine Schlüsselrolle [FAO 2015].

6.1.5.6 In wieweit ist speziell Biokerosin davon betroffen?

Die spezifischen Problembereiche der Bioenergie treffen unterschiedslos auch für Biokerosin zu. In Abgrenzung zum Mainstream im Biokraftstoffsektors argumentiert die Flugindustrie, dass die von ihr bevorzugten Ölpflanzen (z. B. Jatropha oder Camelina) geeignet für Marginalstandorte oder Zwischensaaten seien und deshalb keine Konkurrenz zu anderen Pflanzenproduktion aufwiesen. Ob diese „Vorteile“ – die unter industriellen Maßstäben landwirtschaftlicher Produktion eher nachteilig sind – in der Praxis tatsächlich greifen ist bislang nicht belegt worden.

Aus Sicht der Flugindustrie wäre eine Positionierung der Politik zur Frage, ob flüssige Biokraftstoffe nur dort zum Einsatz kommen sollten, wo andere erneuerbare Quellen (z. B. für Strom-/Wärme, sowie bodengebundenem Verkehr mit E-Mobilität) noch nicht in Aussicht stehen, von entscheidender Bedeutung.

6.2 EE-Kerosin (PTL)

6.2.1 Relevante Nachhaltigkeitsaspekte für EE-Kerosin (PTL)

Kernelement für die Nachhaltigkeit von EE-Kerosin ist der erneuerbare Strom (Kapitel 6.2.3), der als Basis für die Wasserstoffproduktion dient. Ein zentraler weiterer Rohstoff für die H_2-Herstellung via Elektrolyse ist Wasser, das in ausreichender Quantität und Qualität zur Verfügung stehen muss. Wasserstoff und CO_2 werden in der Synthese zu flüssigen Kohlenwasserstoffen eingesetzt (Kapitel 6.2.4.2), weshalb die Herkunft des CO_2 für die Nachhaltigkeit ebenfalls eine wichtige Rolle spielt.

Für die Bewertung von EE-Strom, EE-Wasserstoff und daraus erzeugtem EE-Kerosin sollen grundsätzlich die gleichen Maßstäbe herangezogen werden wie für Biokerosin. Angesichts der deutlichen Unterschiede in den Erzeugungsprozessen sowie bei den Transport- und Verteil-Infrastrukturen bedürfen sowohl die Auswahl der Nachhaltigkeitskriterien als auch die Nachweisverfahren einer entsprechenden Anpassung. Diese werden nachfolgend diskutiert.

6.2.2 Rechtliche Grundlagen zur Nachhaltigkeitsbewertung von EE-Kerosin (PTL)

Wesentliche Rahmenbedingungen in Form von Anforderungen an Kraftstoffe und Stromkennzeichnung werden durch europäische Richtlinien gesetzt, die durch nationale Regelungen detailliert und umgesetzt werden. Es bestehen nach derzeitigem Stand folgende Anforderungen:

- Stromkennzeichnung (Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt (2003/54/EG), in Deutschland umgesetzt durch § 42 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), sowie Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2009/28/EG, RED)):
  - Die Anteile der einzelnen Energiequellen am Strommix eines Lieferanten müssen für den Verbraucher transparent ausgewiesen werden.
  - Es müssen Hinweise zu den spezifischen CO_2-Emissionen und der Entstehung radioaktiven Abfalls gegeben werden.
  - Zur Berechnung der o. g. Anteile wird für jede erzeugte Megawattstunde erneuerbaren Stroms ein Herkunftsnachweis ausgegeben (Art. 15 RED). Dieser enthält mindestens die Art der Energiequelle, Standort, Typ, Kapazität sowie Alter der erzeugenden Anlage sowie Angaben dazu, ob und inwiefern die Anlage öffentlich gefördert wurde. Eine Nachhaltigkeitsbewertung des Stroms wird durch die Herkunftsnachweise nicht vorgenommen.

- Für den Ausweis erneuerbarer Energie nach § 42 EnWG gibt es drei Möglichkeiten: (i) Nachweis der Erneuerbarkeit über Herkunftsnachweise (s. o.), (ii) Ausweis des EEG-Strom-Anteils, den alle Verbraucher beziehen und (iii) Ausweis der erneuerbaren Teilmenge im europäischen Strommix, wenn Graustrom bezogen wurde.
- EEG-Strom verliert durch Vergütung die Grünstromeigenschaft im weiteren Handel, es werden dann keine Herkunftsnachweise für diesen Strom ausgestellt

- Ziele für den Anteil erneuerbarer Energien („Erneuerbare-Energien-Richtlinie“ (2009/28/EG, RED), „Erneuerbare-Energien-Gesetz“ (EEG))
  - Spätestens im Jahr 2020 muss 10 % des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor aus erneuerbaren Quellen stammen. In die Berechnung des gesamten Endenergieverbrauchs geht die Luftfahrt nicht ein. Allerdings kann auch in der Luftfahrt eingesetzte erneuerbare Energie auf die Quote angerechnet werden (Art. 3 (4) RED).
  - Bei der Bestimmung der EE-Strommenge im Verkehr kann entweder der EU-Strommix oder der nationale Strommix zugrunde gelegt werden. Die Europäische Kommission kann zudem bis Ende 2017 einen Vorschlag vorlegen, nach dem es unter bestimmten Bedingungen zulässig ist, die Gesamtmenge der Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, die für den Antrieb aller Arten von Fahrzeugen mit Elektroantrieb und für die Herstellung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs verwendet wird, anzurechnen (Art. 3 (4)).
  - Auch der erneuerbare Strom, der zur Erzeugung von PTG/PTL-Kraftstoffen für den Verkehrsbereich verwendet wird, kann auf das o. g. 10 %-Ziel angerechnet werden, allerdings ohne zusätzlichen Multiplikator (wie er beim direktelektrisch betriebenen Straßen- und Schienenverkehr angewendet wird).
- Anforderungen an die Treibhausgasemissionen (Well-to-wheel) durch Kraftstoffe (Kraftstoff-Qualitätsrichtlinie (98/70/EG, FQD), Bundesimissionsschutzgesetz (BImSchG)):
  - Die Beimischungsquote für erneuerbare Kraftstoffe wurde mit Wirkung für das Jahr 2015 auf eine Treibhausgasminderungsquote umgestellt; d. h. durch die Beimischung erneuerbarer Kraftstoffe muss gegenüber dem fossilen Referenzkraftstoff über den gesamten Lebenszyklus eine bestimmte THG-Minderung erzielt werden.
  - Ein Teil der Minderung darf nicht durch Energieträger aus Anbaubiomasse, sondern muss durch andere erneuerbare Energieträger erfüllt werden (Kapitel 6.1.2).
  - „Im Verkehr eingesetzte flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs“, also i. W. PTL-/PTG-Kraftstoffe, können hierzu nach der FQD prinzipiell ebenfalls eingesetzt werden. Es existieren derzeit aber noch keine Standardwerte für die Berechnung der Treibhausgasemissionen im Sinne der FQD, wie das für Biokraftstoffe der Fall ist. Die aktuelle Novelle der FQD (2015) überträgt der Kommission die Befugnis, solche Standardwerte festzulegen.
  - In Deutschland sind PTL- und PTG-Kraftstoffe derzeit nicht auf die THG-Minderungsquote anrechenbar (BImSchG). Die Bundesregierung ist durch das BImSchG ermächtigt, weitere Energieerzeugnisse als Biokraftstoffe zu bestimmen, die dann auf die Minderungsquote anrechenbar wären.
- Im Jahr 2011 wurde im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG §3, lit. 10c) die Definition des Begriffs „Biogas“ ergänzt:
  - Dieser umfasst nunmehr auch „Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das

zur Methanisierung eingesetzte CO_2 oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen […] stammen.“ „Weit überwiegend“ soll dabei nach der Gesetzesbegründung einen Anteil von mindestens 80 % bedeuten [BT 2011].

- Dies ist nicht direkt auf PTL-Kraftstoffe übertragbar, zeigt aber die klare Zielrichtung des Gesetzgebers im Zusammenhang mit Energieträgern, zu deren Synthese CO_2 eingesetzt wird, als CO_2-Quellen nur nachhaltige Pfade zuzulassen.

6.2.3 Bewertung von EE-Strom für PTL-Anlagen

6.2.3.1 Energiewirtschaftliches Umfeld

Der grobe Rahmen für die Kennzeichnung von und den Handel mit erneuerbarem Strom wird auf europäischer Ebene gesetzt. Dabei müssen folgende Ebenen differenziert werden:

- Das **European Energy Certificate System (EECS)** beruht auf Herkunftsnachweisen (HKN) für erneuerbaren Strom (Guarantee of Origin, GO), deren Ausstellung und Handhabung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG unterliegt. Explizit stellt das EECS keine Nachhaltigkeitsanforderungen an den erneuerbaren Strom[13], sondern weist lediglich bestimmte Eigenschaften aus, wie z. B. den Anlagenstandort, den Anlagentyp, das Anlagenalter, den Produktionszeitpunkt sowie die Frage, ob die Anlage in den Genuss einer staatlichen Förderung (wie z. B. eine Einspeisevergütung) gekommen ist. Herkunftsnachweise werden primär zur Stromkennzeichnung nach § 42 des Energiewirtschaftsgesetzes genutzt. Der Umgang mit HKN wird in Deutschland durch die Herkunftsnachweisverordnung geregelt. Das Umweltbundesamt führt ein zentrales HKN-Register und entscheidet u. a. über die Anerkennung ausländischer HKN. So soll u. a. sichergestellt werden, dass

  a. keine Doppelzählung erneuerbaren Stroms stattfindet;

  b. die erneuerbare Eigenschaft der Zertifikate im Elektrizitätssektor verbleibt (nur Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, dürfen Herkunftsnachweise für ihre Stromkennzeichnung verwenden);

  c. (z. B. durch das EEG) geförderter erneuerbarer Strom zweifelsfrei kenntlich ist. In Deutschland darf solcher Strom beispielsweise nicht als Grünstrom vermarktet werden.

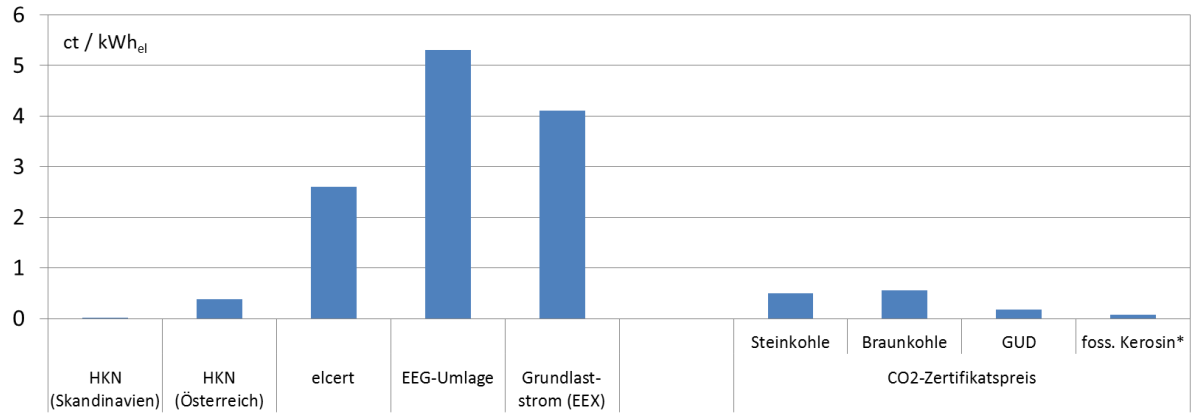
- **“Grüne Zertifikate”** (z. B. das skandinavische Elcert-System) stellen hingegen eine Form staatlicher Lenkung des EE-Ausbaus dar. Stromversorger müssen für ihren verkauften Strom gegenüber staatlichen Stellen eine bestimmte Menge an Zertifikaten vorweisen, die sie durch den Strombezug aus neu zugebauten EE-Anlagen erhalten.

- Der **EU-Emissionshandel** (EU-ETS) hat mittelbar ebenfalls Einfluss auf den Handel mit erneuerbarem Strom, da er die Preise konventioneller Stromerzeugung beeinflusst. Zudem gibt es Wechselwirkungen mit dem Luftverkehr, da auch für innereuropäische Flüge Emissionszertifikate bezogen werden müssen.

Die Märkte für Herkunftsnachweise, Grüne Zertifikate und Emissionshandel unterliegen sehr verschiedenen Rahmenbedingungen, weshalb sich zwischen ihnen das Preisniveau pro kWh Strom (Abbildung 40) und somit die von ihnen ausgehenden Anreize signifikant unterscheiden. Generell ist die Kundennachfrage nach erneuerbarem Strom in Europa geringer als das Angebot an entsprechenden HKN. Dies liegt zum einen an einer relativ großen Zahl an älteren Wasserkraftwerken,

[13] Europäische Norm „Guarantees of Origin related to energy — Guarantees of Origin for Electricity“ (EN 16325), verabschiedet am 28. Dez. 2012.

insbesondere in Skandinavien, und zum anderen an staatlichen Maßnahmen zum Ausbau erneuerbarer Energie in der jüngeren Vergangenheit. In der Konsequenz werden HKN zu Bruchteilen von Eurocent je kWh gehandelt. Ein Bezug von HKN für EE-Strom führt daher (auch mittelfristig) wahrscheinlich nicht zu einer Änderung bei der tatsächlichen Stromerzeugung. Demzufolge hat allein der Bezug von HKN für den PTL-Prozess aus Nachhaltigkeitssicht derzeit keine messbare Wirkung.



* Zertifikatspreis für den CO_2-Ausstoß durch Verbrennung fossilen Kerosins, normiert auf die Kerosinmenge, die mit einer kWh Strom über die PTL-Route herzustellen ist.

Abbildung 40 Preise verschiedener strombezogener Handelsprodukte pro kWh (Mittelwerte für 2013). Darstellung: ifeu auf Grundlage von [IE Leipzig 2014]

Anders sieht dies bei Grünen Zertifikaten aus. Hier reflektiert der Zertifikatspreis grundsätzlich in etwa die Kosten, die den Betreibern durch den Zubau von EE-Anlagen entstehen. Die Zertifikate unterliegen allerdings prinzipiell starken Preisschwankungen, für die es eine Reihe von Gründen gibt [Fagiani/Hakvoort 2014]. Neben wetterbedingten Produktionsschwankungen von Jahr zu Jahr ist dies vor allem die Abhängigkeit von den regulatorischen Rahmenbedingungen, also den Vorgaben für die Anzahl der vorzulegenden Grünen Zertifikate. Darüber hinaus spielt eine Rolle, dass EE-Anlagen geringe laufende Kosten haben, aber pro installierte Kapazität vergleichsweise kapitalintensiv sind. Dies führt zu einem zeitlichen Versatz zwischen Investitionen in die Anlagen und dem Verkauf der Zertifikate und damit tendenziell zu Überreaktionen des Marktes auf Kursschwankungen, was die Zertifikatspreise volatil macht.

Zertifikatsbasierte EE-Fördersysteme sind bereits in mehreren Staaten in Kraft, so bspw. in Italien, Großbritannien, Belgien und Skandinavien. Da die Zertifikate ein System zur staatlichen Mengensteuerung des EE-Ausbaus in den jeweiligen Ländern darstellen, können sie grundsätzlich nur im Ausgabeland gehandelt werden. Eine Ausnahme bilden Norwegen und Schweden, die seit 2012 einen gemeinsamen Markt betreiben. Deutsche Abnehmer, beispielsweise PTL-Anlagen, haben zu diesen Märkten keinen Zugang.

Der europäische Emissionshandel (EU-ETS) ist prinzipiell darauf ausgelegt, fossile Energienutzung zu verteuern und somit wie eine Förderung erneuerbarer Energienutzung zu wirken. Neben dem Stromsektor und einem Teil der Industrie ist seit 2012 auch die Luftfahrt in den EU-ETS einbezogen[14]. Eine Substituierung fossilen Kerosins durch PTL-Kerosin könnte dadurch finanziell angereizt werden, indem die Ausgaben der Luftfahrtindustrie für Emissionszertifikate effektiv sänken. Bei derzeitigen Zertifikatspreisen (im November 2015 ca. 8,50 EUR/t CO_2 [EEX 2015]) ist jedoch nicht mit einer signifikanten Anreizwirkung zu rechnen: Durch den Ersatz von fossilem Kerosin durch PTL-Kerosin aus erneuerbarem Strom lassen sich pro kWh Strom nur etwa 0,07 ct für CO_2-Emissionszertifikate

[14] Allerdings wird dies derzeit nur für den innereuropäischen Luftverkehr angewandt, während parallel bei der ICAO ein Plan zum treibhausgasneutralen Wachstum ab 2020 auf der Grundlage von sog. Market-based Measures (MBMs) entwickelt wird.

einsparen. Dem stehen Stromgestehungskosten von mindestens 4 bis 5 ct/kWh gegenüber.

Da darüber hinaus der Anteil der Emissionszertifikate auch an den Kosten von fossilem Strom gering ist, hat der Emissionshandel zudem kaum Auswirkungen auf die Zusammensetzung der Stromerzeugung. Eine signifikante Erhöhung des Anteils erneuerbarer Stromerzeugung im Strommix infolge des CO_2-Handels ist erst ab einem Zertifikatspreis von etwa 25 EUR/t zu erwarten [Bremberger et al. 2014]. Somit kann der Emissionshandel aktuell auch keinen wesentlichen Beitrag zu einer erneuerbaren Stromerzeugung für PTL-Anlagen leisten. Es ist daher wichtig, dass dies durch weitere regulatorische Rahmenbedingungen gewährleistet wird.

6.2.3.2 Strombezugsmöglichkeiten für eine PTL-Pilotanlage

In diesem Abschnitt wird zunächst der Bezug von standardisierten Grünstromprodukten diskutiert, anschließend werden weitergehende Optionen betrachtet. Im Gegensatz zu den vorangegangenen systemischen Überlegungen sind die Begriffe „Grünstrom“ bzw. „Ökostrom“ aus der Verbraucherperspektive definiert und implizieren, dass bei einer an einen Endverbraucher (z. B. eine PTL-Anlage) gelieferten Strommenge Nachhaltigkeitsaspekte berücksichtigt wurden. Für Biomasse und die daraus gewonnenen Energieträger macht die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG detaillierte Vorgaben zur Ermittlung wichtiger Nachhaltigkeitsparameter. Bei Ökostrom hingegen findet die Bewertung derzeit eher auf nationaler Ebene statt. Der Markt für Herkunftsnachweise stellt dabei eine wichtige Grundlage für Ökostromprodukte dar.

Wie im vorherigen Kapitel ausgeführt, ist der Umweltnutzen von Herkunftsnachweisen unter den derzeitigen Rahmenbedingungen begrenzt. Ambitionierte Ökostromprodukte beschränken sich daher nicht allein auf den Nachweis einer gewissen Menge erneuerbaren Stroms, sondern streben darüber hinaus einen systemischen Beitrag zur Energiewende an. Bei den derzeitigen Ökostromprodukten werden dafür vier verschiedene Mechanismen angewandt:

- **Initiierungsmodell (IM)**: Hierbei unterstützt der Anbieter finanziell bzw. organisatorisch den Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen – dies kann auch im Rahmen bestehender Fördersysteme erfolgen.
- **Händlermodell (HM)**: Der Strom muss hierbei zu einem definierten Anteil aus Neuanlagen stammen, die außerhalb bestehender Fördersysteme entstanden sind.
- **Fondsmodell (FoM)**: Durch eine zusätzliche Abgabe auf den Ökostrom wird ein Fonds gespeist, der Neuanlagen des Ökostromanbieters bezuschusst, die ansonsten nicht wirtschaftlich betrieben werden könnten.
- **Innovationsfördermodell (IFM)**: Funktioniert ähnlich wie das Fondsmodell, allerdings werden hier innovative Technologien und Geschäftsmodelle bezuschusst, die die Energiewende in besonderem Maße voranbringen (bspw. Energieeinsparmaßnahmen, Speichertechnologien und Bildungsmaßnahmen bei Akteuren der Energiewende).

Zudem unterscheiden sich die Produkte nach dem Zeitrahmen, innerhalb dessen EE-Erzeugung und Verbrauch in Einklang gebracht werden:

- Bei **zeitgleicher Lieferung** müssen die Bilanzkreise in der Regel viertelstundenscharf ausgeglichen werden.
- Bei **mengengleicher Lieferung** muss lediglich ein Ausgleich der erzeugten und gelieferten Strommengen über ein ganzes Jahr nachgewiesen werden.

Um den ökologischen Nutzen von Ökostromprodukten transparent zu machen, gibt es auf dem deutschen Ökostrom-Markt derzeit eine Reihe von Gütesiegeln mit jeweils unterschiedlichen Kriterien, von denen das „ok power“-Label, das „Grüner Strom“-Label und die Siegel des TÜV am weitesten verbreitet sind (Tabelle 20).

Tabelle 20 Ökostromlabel in Deutschland [EnergieVision 2015, GSL 2015, TÜV Nord 2014, TÜV Süd 2015a, TÜV Süd 2015b]

Bewertungssystem	Anforderungen an EE-Anlagen	Ökostrommodell	Besonderheiten
ok power	33 % Neuanlagen (<= 6 Jahre) 33 % neuere Bestandsanlagen (<= 12 Jahre) Zusätzl. Naturschutz-auflagen ggü. EEG	IM, HM, IFM	Ausschluss von Atom- und Kohlekraftwerksbeteiligungen
Grüner Strom	Zusätzl. Naturschutz-auflagen ggü. EEG	FoM, IFM	Physische Kopplung von Stromlieferung und HKN gefordert, Ausschluss von Atom- und Kohlekraftwerksbeteiligungen Min. Fondbeitrag[a] im FoM: 1 ct/kWh
TÜV Nord CERT	33 % Neuanlagen <= 6 Jahre (nur HM)	HM, FoM	Min. Fondbeitrag[a] im FoM: 0,25 ct/kWh
TÜV Süd EE01	30 % der Anlagen <= 36 Monate (nur HM)	HM, FoM	Min. Fondbeitrag im FoM: 0,2 ct/kWh
TÜV Süd: "Wegbereiter der Energiewende"	**Reine Anbieterzertifizierung** für EVU auf Grundlage der Kriterien: • Überdurchschnittlicher und weiter steigender EE-Anteil im Portfolio • Senkung des Rohstoff- und Energieverbrauchs • Flexibilisierung des Energieversorgungssystems		

[a] Für Privatkunden ohne Mindestabnahme

Der aktuelle Fachdiskurs setzt sich kritisch mit dem Umweltnutzen von Ökostromprodukten auseinander (z. B. [IE Leipzig 2014] und [Hamburg Institut 2013]). Alle Ökostrom-Produkte und -labels stehen grundsätzlich vor dem Problem, dass die politischen Steuerungsinstrumente zur Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien wenig Platz für zusätzlichen, nachfrageseitig induzierten Ausbau lassen; dies hat sich in Deutschland mit der Novelle des EEG im Jahr 2014 noch einmal verschärft. Insbesondere durch die Abschaffung des Grünstromprivilegs[15] und die Einführung der EEG-Umlagepflicht für Eigenstromerzeuger ist es unattraktiver geworden, außerhalb des EEG in den EE-Ausbau zu investieren. Zudem werden bis auf eine Ausnahme (PV[16]) alle im Anlagenregister geführten EE-Anlagen auf den vom EEG vorgegebenen Ausbaukorridor angerechnet, so dass nach EEG 2014 ein zusätzlicher Ausbau von EE-Anlagen außerhalb der EEG-Förderung den Ausbau EEG-geförderter Anlagen entsprechend senken würde. Im Entwurf für die EEG-Novelle 2016 ist dieser harte Ausbaudeckel nicht mehr gegeben. Im Falle steigender verkehrlicher EE-Stromnachfrage, z. B. für die Produktion von PTL-Kerosin, könnten entsprechende EE-Stromerzeugungsanlagen zugebaut und Emissionsverlagerungen zwischen den Sektoren vermieden werden. Der Entwurf zur EEG-Novellierung 2016 ist in diesem Punkt daher sehr zu befürworten.

Der größte Teil des in Deutschland verbrauchten Ökostroms wurde bisher in Form von Zertifikaten aus dem skandinavischen Ausland, insbesondere aus Norwegen, importiert [IE Leipzig 2014]. Da hier

[15] Das Grünstromprivileg ermöglichte es zuvor Stromkunden, direkt Strom aus erneuerbaren Kraftwerken zu beziehen. Hierbei musste keine EEG-Umlage entrichtet werden, die betreffenden Kraftwerke erhielten jedoch auch keine EEG-Förderung.

[16] Diese betrifft die installierte Photovoltaik-Leistung ab deren Erreichen die PV-Förderung vollständig eingestellt wird. Hierzu werden lediglich die geförderten PV-Anlagen zugrunde gelegt.

jedoch seit 2012 ein mengengesteuertes Förderregime eingeführt wurde, entfaltet der von dortigen Neuanlagen bezogene Strom keine Zusätzlichkeitswirkung, so dass er für den deutschen Ökostrommarkt (zumindest bei Zugrundelegung ökologischer Mindestkriterien) ausfällt. Das Händlermodell, das ausschließlich auf dem Erwerb von Grünstromzertifikaten basiert, wird daher mittelfristig an Bedeutung verlieren. Eine „echte“ Zusätzlichkeit erneuerbarer Stromerzeugung für einen bestimmten Strombezug lässt sich aus diesen Gründen in Deutschland derzeit nicht realisieren.

Aus diesem Grund gibt es bei deutschen Ökostromanbietern derzeit zwei Tendenzen: Zum einen rückt die Förderung von innovativen Technologien, die für ein Gelingen der Energiewende erforderlich sind, zunehmend in den Fokus. Ähnlich dem Fondsmodell wird dabei ein gewisser Teil des Strompreises in die Förderung von beispielsweise Speichertechnologien investiert, die den zunehmenden Anteil erneuerbaren Stroms integrieren helfen. Zum anderen gewinnt neben der herkömmliche produktzentrierte Bewertung die Bewertung des Ökostromanbieters an Bedeutung. Diese dient insbesondere dem Ziel, Verflechtungen mit der fossilen Energiewirtschaft zu minimieren. Im aktuellen Kriterienkatalog des ok-power-Labels und des Grüner-Strom-Labels sind diese beiden Komponenten bereits berücksichtigt: Beim neu eingeführten Innovationsfördermodell wird ein fester Abschlag pro kWh für die Förderung von Energiewendetechnologien investiert. Anbieter mit Beteiligungen an Atom- oder Kohlekraftwerken sind zudem von der Zertifizierung ausgeschlossen.

Der Bezug von Ökostrom bietet vor diesem Hintergrund für eine PTL-Pilotanlage die Chance, im Rahmen der derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen eine Verbesserung der Umweltbilanz gegenüber dem Bezug von Graustrom zu erreichen. Vorteile sind insbesondere

- die Unterstützung von Akteuren, die die Energiewende aktiv vorantreiben,
- die Sicherstellung (über gesetzliche Mindestanforderungen hinausgehender) ökologischer Kriterien bei Bau und Betrieb der EE-Erzeugungsanlagen (z. B. bzgl. der Herkunft von Biomasse),
- das energiepolitische Signal, dass ein ökologischer Mehrwert von strombasierten Kraftstoffen sich nicht „von selbst“ ergibt, sondern insbesondere von der Herkunft des Stroms und der Einbindung in den Energiemarkt abhängt.

Der konkrete energiewirtschaftliche Nutzen unterscheidet sich dabei je nach gewähltem Ökostrommodell. Beim Fondsmodell unterstützt der Ökostrombezug die Errichtung von Anlagen, die allein durch die EEG-Förderung nicht wirtschaftlich zu realisieren wären. Beim Initiierungsmodell wird der Zuschlag genutzt, um neue Anlagenprojekte im Rahmen der EEG-Förderung anzuschieben. Beim Innovationsfördermodell ist im Zusammenhang mit dem Strombezug einer PTL-Anlage zu beachten, dass die PTL-Anlage durch ihre Flexibilität ihrerseits eine innovative Technologie zur Förderung der Energiewende darstellt[17]. Dennoch kann eine Innovationsförderung über das IFM durch den PTL-Strombezug sinnvoll sein, da hierdurch auch „komplementäre“ Technologien, insbesondere im Bereich Energieeinsparung, gefördert werden.

Tritt die PTL-Anlage gegenüber ihrem Ökostromversorger als flexible Last auf, so kann dies dem Versorger bei der Bewirtschaftung seiner Bilanzkreise helfen. Mittelbar stärkt dies wiederum die Aufnahmefähigkeit des Systems für neuen EE-Strom. Dabei ist allerdings zu beachten, dass sich durch Lastmanagement die Anzahl der Vollaststunden pro Jahr verringert und sich dies tendenziell negativ auf die Wirtschaftlichkeit der PTL-Anlage auswirkt.

Generell sollte bei der Wahl eines konkreten Ökostromprodukts für eine PTL-Pilotanlage stark auf die

[17] Nach den ab 2016 gültigen Kriterien des ok-power-Labels [EnergieVision 2015] sowie den aktuellen Kriterien des Grüner-Strom-Labels [GSL 2015] ist es nicht ganz eindeutig, ob der PTL-Prozess eine innovative Technologie im Sinne des Innovationsfördermodells darstellen würde. Wäre dies der Fall, so könnten für eine PTL-Kerosin-Pilotanlage prinzipiell auch Fördermittel aus den entsprechenden Fonds der zertifizierten Ökostromanbieter mit IFM in Anspruch genommen werden.

Verständlichkeit seiner Kriterien geachtet werden, damit der ökologische Mehrwert auch von Nicht-Fachleuten nachvollzogen werden kann. In der Vergangenheit hat sich gezeigt, dass mangelnde Verständlichkeit von Ökostromprodukten das ihnen entgegengebrachte öffentliche Vertrauen gefährden kann [Winther & Ericson 2013].

Unabhängig vom Bezug eines Ökostromprodukts bieten sich für eine PTL-Pilotanlage weitere Möglichkeiten, positiv auf die Energiewende einzuwirken. So könnte die Anlage beispielsweise am Regelenergiemarkt teilnehmen. Damit kann ihre prinzipielle betriebliche Flexibilität demonstriert werden und es können weitere Erfahrungen mit der Präqualifikation von neuartigen Verbrauchern an den Regelenergiemärkten gewonnen werden. Da der Regelleistungsbedarf mit zunehmendem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien tendenziell steigt und die konventionelle Kapazität zur Erbringung von Regelleistung in den kommenden Jahren voraussichtlich abnehmen wird, ist dies ein wichtiger Beitrag zur Gewährleistung der Stabilität des Stromnetzes.

6.2.3.3 Sicherstellung ökologischer Kriterien bei einer Volumenproduktion

Die Umwandlung von Strom zu flüssigen Kraftstoffen weist derzeit einen energetischen Wirkungsgrad von unter 50 % auf (Abschnitt 3.3.1). PTL-Kerosin kann daher gegenüber fossilem Kerosin nur dann signifikante Treibhausgasminderungen erzielen, wenn der Strom nahezu vollständig aus erneuerbaren Energien stammt. Mit Blick auf eine künftige großmaßstäbige Produktion von PTL-Kerosin rückt die Frage in den Vordergrund, auf welche Weise systemisch garantiert werden kann, dass (i) die benötigten erneuerbaren Strommengen für die Luftfahrt zusätzlich bereitgestellt werden und (ii) die prinzipielle Begrenzung der EE-Ressourcen in Deutschland dabei angemessen berücksichtigt wird.

Aus dem vorangegangenen Abschnitt ergibt sich, dass eine Zusätzlichkeit des erneuerbaren Stroms für die EE-Kerosinproduktion bei den derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen nicht nachgewiesen werden kann. Um für den Luftfahrtsektor die benötigte Menge an erneuerbaren Energien zu allokieren, ohne dass es zu bilanziellen Verschiebungen aus anderen Sektoren kommt, stehen unter anderem folgende Optionen zur Verfügung:

- Berücksichtigung des PTL-Bedarfs der Luftfahrt bei der Weiterentwicklung der Ausbauziele des EEG. Voraussetzung hierfür sind konkrete Ziele und ein Fahrplan für die weitere Entwicklung der CO_2-Emissionen der Luftfahrt sowie für die Rolle, die PTL-Kerosin dabei spielen soll.
- Aufkauf von EEG-Strom für die PTL-Kerosin-Produktion durch die Luftfahrt, indem diese einen Teil der EEG-Umlage übernimmt. Auf diese Weise könnte sich der Luftfahrtsektor transparent an den EE-Ausbaukosten beteiligen.
- Ermöglichung eines Zubaus von EE-Anlagen außerhalb der EEG-Förderung, der nicht auf die Ausbauziele des EEG angerechnet wird. Hierdurch könnte der Luftfahrtsektor eigeninitiativ erneuerbare Energieanlagen entsprechend seines PTL-Bedarfs entwickeln, ohne die Effektivität des EEG-Fördersystems zu beeinflussen.
- Aufbau von EE-Strom-Kapazitäten und PTL-Anlagen in ausländischen EE-Gunstgebieten (z. B. MENA-Region) und anschließender Import des PTL-Kerosins. Hierdurch könnten inländische Potentialbeschränkungen aufgehoben und eine Anrechnung auf die nationalen EE-Ziele vermieden werden. Politische und strategische Implikationen sind hierbei genau zu prüfen.
- Reform des europäischen Emissionshandels mit dem Ziel, Überschüsse an Emissionsrechten im Markt künftig zu vermeiden. Zusätzlicher Strombedarf wie beispielsweise durch die PTL-Kerosin-Produktion würde dann gesamtsystemisch keine Emissionen generieren, insofern er nicht mit der Ausstellung von zusätzlichen Zertifikaten einhergeht. Des Weiteren ist die innereuropäische Luftfahrt bereits heute verpflichtet, für ihre fossilen Emissionen CO2-Zertifikate zu beziehen. Bei einem entsprechenden Preisniveau der Zertifikate könnte der Emissionshandel somit helfen, hier

die Wirtschaftlichkeitslücke zwischen fossilem Kerosin und erneuerbarem PTL-Kerosin zu verringern.

Mit Blick auf die ambitionierten deutschen THG-Minderungsziele von mindestens -80 % bis 2050, die großen Herausforderungen beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und eine wachsende Zahl „neuer Stromverbraucher“ ist grundsätzlich ein effizienter Einsatz des erneuerbaren Stroms anzustreben. Im Sinne der THG-Ziele bemisst sich die Effizienz hierbei unter anderem auch an der erzielten Treibhausgaseinsparung pro eingesetzter Kilowattstunde erneuerbaren Stroms. Abbildung 41 gibt einen Überblick der THG-Einsparpotentiale verschiedener Verwendungsmöglichkeiten erneuerbaren Stroms[18]. Es ist ersichtlich, dass PTL-Kerosin hier ein vergleichsweise geringes Einsparpotential aufweist, weshalb im Rahmen einer energiepolitischen Gesamtstrategie sichergestellt werden muss, dass es nicht zu Verdrängungseffekten gegenüber anderen strombasierten Klimaschutztechnologien kommt.

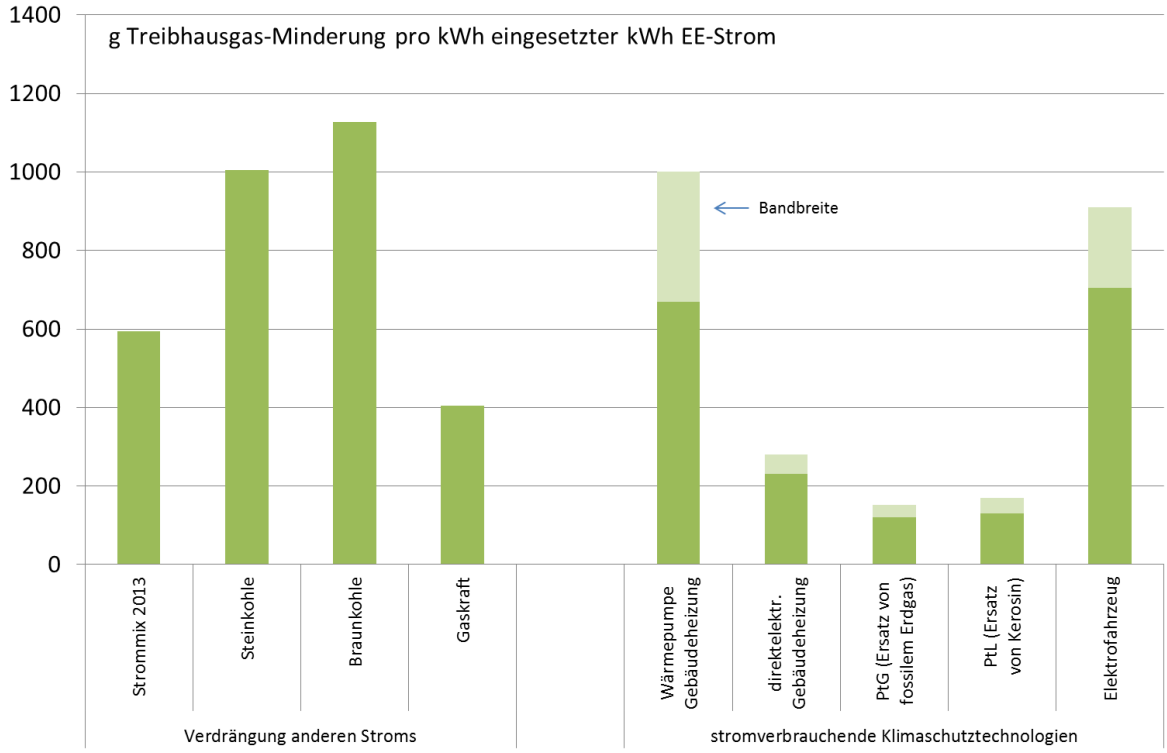


Abbildung 41 Treibhausgasvermeidungspotential verschiedener Einsatzmöglichkeiten von 1 kWh EE-Strom[18] (Darstellung: ifeu 2015)

Schlussendlich muss berücksichtigt werden, dass Drop-In-Kraftstoffe in der Luftfahrt auch bei vollständiger CO_2-Neutralität über den Kraftstofflebenszyklus kein klimaneutrales Fliegen ermöglichen (aufgrund der höhenbedingten Klimawirkungen). Auch mit PTL-Kerosin aus erneuerbarem Strom ist eine Fortsetzung des bisherigen Wachstums im Luftverkehr somit aus ökologischer Sicht nicht möglich. Verbindliche Maßnahmen zur künftigen Beschränkung der Luftverkehrsleistung sind daher unumgänglich.

[18] Im linken Teil der Abbildung wird dargestellt, welche THG-Einsparpotentiale sich ergeben, wenn 1 kWh EE-Strom eine entsprechende Menge ganz oder teilweise fossil erzeugten Stroms verdrängt. Der rechte Teil zeigt die Einsparungen durch „neue“ Stromverbraucher pro kWh EE-Strom, wenn sie die entsprechende Referenztechnologie ersetzen. Im Fall der Wärmepumpe und der Elektroheizung ist dies eine Gasheizung, im Fall von PTG und PTL die jeweiligen fossilen Energieträger. Im Fall des Elektrofahrzeugs wird der Ersatz entweder eines Dieselfahrzeugs (min) oder eines Otto-Fahrzeugs (max) angenommen.

6.2.4 Ansätze zur Bewertung von EE-Wasserstoff und Syntheseverfahren

6.2.4.1 Überblick über aktuelle Entwicklungen/Initiativen

Bei der Zertifizierung von EE-Wasserstoff oder „grünem Wasserstoff“ gibt es aktuell erste bzw. in Erarbeitung befindliche Konzepte.

Das europäische CertifHy-Projekt [CertifHy undatiert] entwickelt seit Ende 2014 bis Ende 2016 die Grundlagen für ein europaweit einheitliches Herkunftsnachweissystem für grünen Wasserstoff. Im September 2015 wurde die öffentliche Konsultation zur Definition von „grünem Wasserstoff“ abgeschlossen; das konsolidierte Ergebnis soll im Herbst 2015 veröffentlicht werden.

Absehbar ist bisher eine Definition von „grünem Wasserstoff“ auf der Basis der Erneuerbare-Energien-Richtlinie. Entsprechend muss grüner Wasserstoff aus erneuerbaren Energien erzeugt werden, darf bestimmte Grenzen in der THG-Bilanz nicht überschreiten und muss die weiteren Nachhaltigkeitsanforderungen der Richtlinie an Bioenergien erfüllen. Herkunftsnachweise für erneuerbaren Strom oder erneuerbares Methan werden als Nachweise der erneuerbaren Herkunft akzeptiert. Daneben wird die Definition eine Reihe von Regeln enthalten, wie mit verschiedenen Eingangsenergien aus erneuerbaren und nicht erneuerbaren Quellen umzugehen ist in diesem Zusammenhang. Grundsätzlich bemisst sich der Anteil erneuerbaren Wasserstoffs an der Gesamtproduktion einer Anlagen in einem festgelegten Zeitraum am Anteil erneuerbarer Eingangsenergien (sog. „share-based approach“).

In Großbritannien unterstützt das Energie- und Klimaschutzministerium (Department of Energy and Climate Change) die Entwicklung eines Standards für grünen Wasserstoff („Green Hydrogen Standard“). Die Ergebnisse einer öffentlichen Konsultation Anfang 2015 wurden im August veröffentlicht. Darin wird strikte Technologieneutralität mit dem Ziel der Minderung von Treibhausgasemissionen festgelegt; grundsätzlich sind alle Arten von Primärenergieträgern geeignet, diesen Standard zukünftig zu erfüllen, solange eine noch festzulegende Treibhausgasminderung erreicht wird. Das Ministerium legt jetzt in Zusammenarbeit mit einer Arbeitsgruppe bestehend aus Industrievertretern und anderen britischen Ministerien die nächsten Schritte zur Erarbeitung des Standards fest.

Seit 2013 erarbeitet der französische Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband AFHYPAC einen Standard für grünen Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen. Ein erstes ausführliches Referenzdokument wurde bis Ende 2014 erarbeitet [AFHYPAC 2014]. Der aktuelle Stand der Arbeiten ist unklar.

In Deutschland hat der TÜV SÜD im Jahr 2011 einen Standard „Generation of Green Hydrogen“ veröffentlicht. Dieser Standard ist bisher begrenzt auf drei technische Erzeugungsprozesse für Wasserstoff: Wasser-Elektrolyse unter Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien, Dampfreformierung von Biomethan, Reformierung von Glyzerin, solange dieses als Nebenprodukt bei der Erzeugung von Biodiesel anfällt. Die Treibhausgasbilanz muss einen festgelegten Schwellenwert unterschreiten, der analog zur Erneuerbare-Energien-Richtlinie bis 2017 restriktiver wird. Der Nachweis der Eingangsenergien Strom oder Biomethan muss durch entsprechende Herkunftsnachweise erbracht werden; für Glyzerin muss der Nachweis erbracht werden, dass es aus einer Erzeugungsanlage stammt, die nach Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung zertifiziert ist. Daneben legt der Standard weitere Details der Nachweisverfahren und des Monitorings fest [TÜV SÜD 2011].

Für erneuerbares PTL – und im Speziellen zu EE-Kerosin – sind derzeit keine Aktivitäten in Bezug auf Nachhaltigkeitsnachweise bekannt.

6.2.4.2 Kriterien

CO_2-Bezugsquellen

Wie in Kapitel 3.3.3.2 dargestellt gibt es grundsätzlich drei CO_2-Bezugsquellen:

- CO_2 aus Luft,
- CO_2 aus industriellen Prozessen, z. B. Rauchgas aus Verbrennungsprozessen fossiler oder biogener Energien,
- CO_2 aus Biogasaufbereitung.

Die Gewinnung von CO_2 aus Luft ist sowohl bezüglich der Menge als auch zeitlich praktisch unbegrenzt. CO_2 aus Biogasaufbereitung ist quantitativ begrenzt, während CO_2 aus industriellen Prozessen grundsätzlich in großer Menge verfügbar ist, aber zeitlich begrenzt.

In Diskussionen um sinnvolle CO_2-Quellen für die Synthese von Energieträgern wird darauf hingewiesen, dass die Synthese erneuerbarer Energieträger vor einem Dilemma stünde, wäre CO_2 aus umweltverträglichen Prozessen nicht in ausreichendem Umfang verfügbar. In diesem Fall würde die „Nutzung von CO_2 aus Kohle- und Gaskraftwerken […] das Ziel der umfassenden Substitution von fossilen Energieträgern durch erneuerbare Energien konterkarieren, wenn dadurch die Laufzeiten dieser Kraftwerke verlängert würden“ [Valentin & von Bredow 2011].

Dieser Argumentation hat sich der Gesetzgeber in Deutschland in einem ersten Fall angeschlossen und für „Biogas“ im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes, das synthetisches Methan mit umfasst, festgelegt, dass das zur Synthese verwendete CO_2 zu über 80 % aus erneuerbaren Quellen stammen muss (Kapitel 6.2.2).

Im Rahmen des Europäischen Emissionshandels legt die Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Europäischen Kommission über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen fest, dass ein zum Emissionshandel verpflichteter Anlagenbetreiber von den Emissionen der Anlage alle aus fossilem Kohlenstoff stammenden Mengen CO_2 abzieht, die nicht aus der Anlage emittiert, sondern weitergeleitet werden zum Zweck der langfristigen geologischen Speicherung. „Bei anderen Weiterleitungen von CO_2 aus der Anlage darf das CO_2 nicht von den Emissionen der Anlage abgezogen werden.“ Daraus ergibt sich, dass auch für CO_2-Mengen, die von der emissionshandelspflichtigen Anlage zum Zweck der Synthese flüssiger Kohlenwasserstoff weitergeleitet werden, Emissionsberechtigungen nachgewiesen werden müssen. Dies wird im deutschen Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) bestätigt. Damit trägt der Gesetzgeber der Tatsache Rechnung, dass separiertes CO_2, das zur Synthese von flüssigen Treibstoffen genutzt wird, bei deren Verbrennung emittiert und somit treibhauswirksam wird.

Mit dieser Festlegung ist zwar nicht ausgeschlossen, dass CO_2 aus emissionshandelspflichtigen Anlagen aus dem Rauchgas separiert und für die PTL-Produktion eingesetzt wird. Es wird jedoch festgelegt, dass diese CO_2-Mengen weiterhin als Treibhausgasemissionen im Sinne des Emissionshandels zu behandeln sind und es daher keinen Anreiz für den Anlagenbetreiber gibt, eine solche Abscheidung zu ermöglichen. Ein Anreiz kann sich nur aus der wirtschaftlichen Verwertung des CO_2 ergeben.

Ressource Wasser

Wasser ist global betrachtet eine kritische Ressource, insbesondere auch für die Bereitstellung von Energie/Kraftstoffen [IEA 2015]. Die regionalen Gegebenheiten variieren dabei weltweit sehr stark hinsichtlich der quantitativen, qualitativen wie auch zeitlichen Verfügbarkeit von Wasser. Moderne Gesellschaften sind hochgradig abhängig von der ausreichenden Verfügbarkeit von Wasser. Etwa 60 % des weltweiten Wasserbedarfs wird in der Landwirtschaft verbraucht, 20 % in der Industrie sowie als Kühlmittel für thermische Kraftwerke und gerade einmal 10 % als Trinkwasser. Weniger als 50 %

des globalen Wasserverbrauchs speist sich aus Regenwasser; der Großteil des Wasserverbrauchs wird aus Reservoiren entnommen. Über 97 % des globalen Wasserhaushaltes ist Salzwasser und nur 3 % Süßwasser. Die Verfügbarkeit von auch qualitativ ausreichendem Süßwasser ist durch Fehl- und Übernutzung sowie den Auswirkungen des Klimawandels (höhere Durchschnittstemperaturen, mehr Extremwetterlagen) für immer mehr Menschen weltweit zu einer Überlebensfrage geworden. Eine Trendumkehr hiervon zeichnet sich derzeit nicht ab.

Demgegenüber ist die Wassersituation in Deutschland auch zukünftig vergleichsweise entspannt. Große Mengen an Wasser werden jedoch in Deutschland – wie auch in vielen anderen OECD-Staaten – durch Importprodukte konsumiert, sogenanntes „virtuelles Wasser". Da die Luftfahrt eine internationale Angelegenheit ist, stellt Wasser bei der Wahl geeigneter erneuerbarer Kraftstoffe ein wichtiges Kriterium für die nachhaltige Entwicklung des Luftfahrtsektors dar.

Tabelle 21 Wasserbedarfe für die Bereitstellung von EE-Strom und verschiedenen Kraftstoffe (in m³/GJ)

	Grünes Wasser[a]	Blaues Wasser[b]	Summe	Quelle
Jatrophaöl	239	335	**574**	globaler Ø [JRC 2013]
Rapsöl	145	20	**165**	
Sojaöl	326	11	**337**	
Palmöl	150	0	**150**	
Sonnenblumenöl	428	21	**449**	
SOT-Strom	0	0,77	**0,77**	[LBST 2010]
Wind-/PV-Strom	0	0,0	**0,0**	[JRC 2013], [LBST 2010]
Wasserkraftstrom	0	0,3 – 850	**0,3 – 850**	[JRC 2013]
H_2 aus Elektrolyse	0	0,075	**0,075**	[LBST 2010]
PTL via Methanol-Route	0	0,034	**0,034**	Diese Studie, Kapitel 3.3.3.3
PTL via FT-Route	0	0,038	**0,038**	

[a] Wasser im Boden, das aus Niederschlägen gespeist wird und Pflanzen zur Verfügung steht.
[b] Wasser in Flüssen, Seen, Feuchtgebieten und aus Aquiferen, das entnommen werden kann für Bewässerung und menschlichen Verbrauch.

Tabelle 21 zeigt, dass die spezifischen Wasserbedarfe für strombasierte Kraftstoffe (H_2, PTL), insbesondere im Vergleich zu Agrarkraftstoffen, sehr gering sind. Der Netto-Wasserbedarf von Agrarrohstoffen ist stark sensitiv bezüglich Anbauprodukt, Anbauverfahren (Bewässerungstyp) sowie den (Mikro-)Klimabedingungen am Anbauort. Für die Prozesskühlung solarthermischer Kraftwerke kann je nach Standort aufbereitetes Süß-, Brack- oder Salzwasser sowie auch Trockenkühltürme verwendet werden. In kritischen Klimaregionen bedarf es in jedem Fall einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) damit regional angepasste und verträgliche Konzepte zum Einsatz kommen.

6.3 Fazit

Generell

- Aus der seit Jahren intensiv geführten Diskussion zur Nachhaltigkeit von erneuerbaren Energieträgern existieren zahlreiche Ansätze und Erfahrungen zur Bewertung der möglichen Nachhaltigkeitskonflikte und Handlungsmöglichkeiten für die Praxis. Diese lassen sich auf den Bereich der Bioflugkraftstoffe übertragen.
- Mit Blick auf die Klimaziele 2050, die prognostiziert steigende Luftverkehrsnachfrage und die Klimawirkungen in großen Höhen ist die drastische Reduktion der Emissionen als Forschungs- und Entwicklungsziel für 2050 zu forcieren. So wichtig wie das Ziel selbst sind die Klimagasemissionen auf dem Weg zur Zielerreichung. Mit erneuerbaren Drop-in-Kraftstoffen alleine ist prinzipiell kein treibhausgasneutraler Flugverkehr möglich.
- Kraftstoffe mit geringstmöglichen THG-Emissionen in der Vorkette „well-to-tank“ stellen dennoch einen zentralen Schritt dar. Dieser Schritt ist schnellstmöglich und offensiv zu verfolgen aufgrund der langen Zeitskalen und Entwicklungszeiten in der Luftfahrt und der auch für die Einführung neuer Niedrigstemissionskraftstoffe notwendigen Vorlaufzeiten.
- Allerdings erscheint es wenig sinnvoll, den Luftverkehr bei der Transition zu erneuerbaren Kraftstoffen isoliert zu betrachten. Der Luftfahrtsektor wird voraussichtlich länger als andere Verkehrssektoren technisch auf kohlenstoffhaltige Flüssigkraftstoffe angewiesen sein. Da jedoch auch der Straßenverkehr insbesondere im Schwerlastverkehr solche Kraftstoffe angewiesen sein wird, ist im Rahmen einer Gesamtstrategie für Produktionspfade und -mengen von erneuerbaren Kraftstoffen zu prüfen, welche sektorale Verteilung der erneuerbaren Kraftstoffe aus gesamtheitlicher Sicht am besten ist.
- Die Einführung von Niedrigstemissionskerosin ist wegen den Klimawirkungen in großen Höhen durch Forschung und Entwicklung von elektrischen Antriebssystemen in der Luftfahrt sowie operationellen Verfahren (Flugroutenoptimierung, Reiseflughöhe, Reisegeschwindigkeit) zu flankieren. Die hierfür notwendigen Vorlaufzeiten sind aus heutiger Sicht größer als bei der Einführung von Drop-in Kraftstoffen.

Biokerosin

- Die Sicherstellung einer nachhaltigen Landnutzung ist die Schlüsselbedingung für die Zukunft biobasierter Energieträger. Nachhaltige Potenziale an Fläche und damit Biomasse für die Produktion von Bioenergie sind global begrenzt. Zudem wird das global nachhaltig nutzbare Biomassepotenzial zum Teil in etablierten Stoffströmen genutzt. Soll Biokerosin künftig in signifikantem Umfang zur Treibhausgasreduktion in der Luftfahrt eingesetzt werden, so ist daher eine explizite Allokation von Biomassemengen und damit verbunden Flächenbedarfen für die Luftfahrt unerlässlich.
- Zukunftsfähige Biokraftstoffe/-kerosine sind somit nur vorstellbar, wenn sie
  - nicht zu neuen Landnutzungsänderungen führen bzw. den Druck auf Schutzgebiete und „No-Go-Areas“ nicht weiter erhöhen (z. B. Biomasse von bereits zur Bioenergieproduktion genutzten Flächen, Produktion aus Reststoffen oder Algen);
  - oder Nahrungsmittelkonkurrenz entgegenwirken (z. B. Ertragssteigerungen induzieren oder degradierte Flächen nutzen);
  - oder durch über Effizienzsteigerungen in etablierten Pfaden der Biomassenutzung freiwerdende Biomassepotenziale bereitgestellt werden.
- Für Biokraftstoffe existieren zahlreiche Ansätze zur Nachhaltigkeitsbewertung. Diese müssen weiterentwickelt werden. Ein zentraler Punkt dabei ist die gesellschaftliche Diskussion darüber,

was die Indikatoren innerhalb der Nachhaltigkeitsstandards konkret beinhalten sollen, um ein gemeinsames Verständnis über Nachhaltigkeitsziele und die Integration der durchaus diversen Sichtweisen zu ermöglichen.

EE-Kerosin

- Das Angebot an erneuerbarem Strom in Deutschland unterliegt technischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Grenzen. Soll PTL-Kerosin zukünftig in größerem Umfang eingesetzt werden, so müssen die dafür benötigten EE-Strommengen im Rahmen einer Gesamtstrategie allokiert werden.
- Werden Importe von PTL-Kerosin anvisiert, so sollten diese mindestens den gleichen Nachhaltigkeitskriterien genügen wie innerhalb Deutschlands bzw. der EU.
- Die Luftfahrt hat den für PTL-Kerosin benötigten EE-Zubau ihrerseits sicherzustellen; eine sektorale Verschiebung von Emissionen steht einer Gesamtemissionsminderung entgegen.
- Bei der Planung von PTL-Anlagen sollten insbesondere die Aspekte CO_2-Bereitstellung, Wasserverfügbarkeit, Umwandlungseffizienz sowie betriebliche Flexibilität berücksichtigt werden.
- Eine Pilotanlage für PTL-Kerosin sollte mit zertifiziertem Ökostrom betrieben werden, um ihre Rolle im Rahmen der Energiewende zu unterstreichen. Idealerweise erfolgt bereits der Pilotanlagenbetrieb in räumlicher Nähe bzw. mit Direktversorgung von einem EE-Anlagenpark.

7 Wertschöpfungsketten

7.1 Abgrenzung und methodischer Ansatz

Für Biokerosin und EE-Kerosin sind zum Beispiel nicht nur der Zeitpunkt der Verfügbarkeit und die Bereitstellungskosten relevant, sondern auch der Aufbau von unter Umständen neuen Wertschöpfungsketten. Für eine weitergehende Einschätzung bezüglich der Vorteilhaftigkeit verschiedener Verfahren und deren Wertschöpfungsketten sollten die Möglichkeiten für solche neuen Wertschöpfungskonzepte exemplarisch abgebildet werden. Die Ergebnisse können damit als Basis für die Vorbereitung wegbereitender Pilotvorhaben genutzt werden, um zum Beispiel vorzeitig eventuelle Markthemmnisse und -risiken zu identifizieren und gegebenenfalls frühzeitig mit Maßnahmen zu flankieren.

Bei der Auswahl und Vorbereitung eines Pilotvorhabens in Deutschland (Kapitel 3.1) zur Bereitstellung innovativer Kraftstoffe für die Luftfahrt mit dem Ziel beziehungsweise der Aussicht einer mittelfristigen Marktimplementierung sind neben technologischen, ökonomischen und ökologischen Aspekten (Kapitel 3 und Kapitel 6) weitere Entscheidungsmomente entlang der sehr unterschiedlich ausgeprägten Wertschöpfungsketten zu benennen bzw. sind diese zumindest frühzeitig mitzudenken und zu diskutieren. Entlang der gesamten Wertschöpfungskette der verschiedenen Optionen (Kraftstoffe für die Luftfahrt aus Strom bzw. verschiedenartiger Biomassen) sind unter anderem Aspekte wie Logistik, Infrastruktur(anpassungen), Akteurslandschaft (Markt, Forschung), Konkurrenzen, mögliche Wertschöpfungseffekte, Erfolgsfaktoren und Schwachstellen zu analysieren. Das zu erreichende Ziel einer Pilotanlage (z. B. Analyse und Verbesserung der Performance bestimmter Verfahren oder Prozessschritte als Grundlage für eine Großskalierung (Demonstrationsanlage)) sollte klar formuliert und z. B. in Form eines Leitsatzes oder Leitbildes dargelegt werden.

Für die umfassende Beschreibung, Analyse und Auswahl verschiedener Optionen der Bereitstellung von nicht-fossilem Kerosin für ein Pilotvorhaben steht die eigentliche Bereitstellungskette im Sinne von spezifischen „Rohstoff-Technologie-Endprodukt“-Kombinationen im Mittelpunkt. Hier können bereits technische, ökologische oder ökonomische Ausschlusskriterien festgelegt werden. Um die Bereitstellungskette eines möglichen Pilotvorhabens mit Blick auf eine spätere Marktimplementierung umfassender zu bewerten, sind weitere Aspekte mit Blick auf besondere Erfolgsfaktoren und Schwachstellen zu berücksichtigen. Im Folgenden wird von Wertschöpfungsketten im Sinne von Bereitstellungsketten, welche je nach Konzept und z. B. Zahl der Vorleistungen unterschiedliche Wertschöpfungseffekte haben, gesprochen.

Der **methodische Ansatz** folgt folgenden Schritten:

- Diskussion von zu berücksichtigenden Aspekten von neuen Wertschöpfungsketten (1. Workshop am 19.03.15) und Eingrenzung aufgrund der Relevanz (Akteurseinschätzung).[19]
- Auswahl von Verfahren (Beispielketten, auf Basis der Bewertung in Kapitel 3)[20] und Ergänzung der Verfahrensbeschreibungen bezüglich der relevanten Aspekte.

[19] Auf Basis von Literaturrecherchen und Diskussion mit und Gewichtung durch Teilnehmer des Workshops am 19.03.2015 wurde eine Auswahl an Aspekten getroffen, welche im Detail für die untersuchten (ausgewählten) Konzepte anhand von Beispielketten diskutiert wird.

[20] Der erste Schritt der Bewertung der Verfahren zur Kerosinproduktion erfolgt separat anhand ausgewählter technischer, ökonomischer und ökologischer Kriterien (Kapitel 3.4).

- Fazit und Empfehlungen auf Basis einer nicht quantitativen Bewertung relevanter Aspekte im Sinne einer Herausarbeitung relevanter Schwachstellen und möglicher Erfolgsfaktoren (2. Workshop am 16.10.2015) mit Blick auf eine Marktanschlussfähigkeit in Anlehnung an eine SWOT-Analyse.[21]

7.2 Relevante Aspekte von neuen Wertschöpfungsketten

Eine Vielzahl von Faktoren beeinflussen Entscheidungen sowohl für oder gegen zum Beispiel ein Pilotvorhaben oder die Investition in einen neuen Geschäftszweig und damit Etablierung eines neuen Verfahrens oder Produktes. In der Literatur[22] werden im Zusammenhang mit Bereitstellungsketten und (neuen) Wertschöpfungsketten sehr verschiedene Aspekte[23] betrachtet, welche als Bewertungskategorien, Indikatoren bzw. Entscheidungsmomente herangezogen werden können.

Im Rahmen eines Workshops wurden in den Workshop-Kleingruppen entlang der Wertschöpfungsketten verschiedener Wege bzw. Verfahren (Biokerosin, EE-Kerosin) insbesondere die Themengebiete Akteure, Marktaspekte, Infrastrukturen und die generellen Pilotziele diskutiert. Die Teilnehmenden haben die zusammengetragenen Hinweise und Positionen gewichtet (Tabelle 22), was ein Ausgangspunkt für die weitere Analyse einzelner Fokuspunkte darstellt. Die zukünftig notwendigen Transporte und die Distribution des Kerosins wurden bei Biokerosin als weniger wichtig erachtet, wohingegen die Akteure und der Markt insbesondere für den Bereich der Biomassebereitstellung und die eigentliche Kerosinproduktion als entscheidend eingestuft wurden. Die zukünftigen Nutzer bzw. Endkunden des Biokerosins scheinen eine wichtige Rolle einzunehmen. Für EE-Kerosin zeichnet sich eine besondere Relevanz für die Akteure im Bereich der EE-Wasserstoffherstellung und der eigentlichen Raffination zu Kerosin ab. Für den Bereich Markt sind die Aspekte der Herkunft (und ggf. Transport) des Stromes relevante Faktoren. Für beide neuen Wege der Kerosinproduktion sind für den Schritt der Pilotierung die genauen Ziele des Piloten entscheidend.

[21] Die Entscheidungsmomente werden qualitativ diskutiert. Eine semiquantitative Bewertung ist nicht auf alle Bereiche anwendbar, da die technologischen Unterschiede zwischen den einzelnen Wertschöpfungsketten sehr groß sind. Einige Aspekte liegen im Bereich nicht eindeutig erfassbarer Faktoren, die individuell sehr unterschiedlich wahrgenommen werden können oder es lassen sich kaum objektiv nachprüfbare Indikatoren finden. Um Entscheidungen treffen zu können, müssen auch die Chancen und Gefahren im Umfeld sowie die speziellen Stärken und Schwächen der Beispielketten analysiert werden. Diese werden in einer an eine SWOT-Analyse (Stärken, Chancen, Schwächen, Risiken) angelehnten Form zusammengefasst. Diese wurden auf einem zweiten Workshop am 16.10.2015 gemeinsam mit Vertretern aus Politik, Industrie, Luftfahrt und Forschung diskutiert.

[22] Siehe u. a. De Meyer et al. 2014, Mafakheri & Nasiri 2014, Karatzos et al. 2014, Tong et al. 2014, Yue et al. 2014, Sharma et al. 2013, Rosillo-Calle et al. 2012, Mangoyana & Smith 2011, Hirschl et al. 2010, Kaltschmitt et al. 2009.

[23] Wie z. B. Rohstoffherkunft, technische Mengenpotenziale, nachhaltig erschließbare Potenziale, Transport, Möglichkeit regionaler/nationaler Wertschöpfung, Nahrungsmittelkonkurrenz, Dezentralität, Lieferantenabhängigkeit, Anzahl Tätigkeiten in der WSK, Internationalisierung, Innovation, Forschung & Entwicklung, Kundenvernetzung, Vorleistungsintensität, Kostensenkungspotenziale, Infrastruktur, Synergien, Globale Trends, Unsicherheiten, Konkurrenzen, Akteursstrukturen, Schwachstellen und Erfolgsfaktoren.

Tabelle 22 Gewichtung zu berücksichtigender Aspekte (individuelle Wertung der Workshopteilnehmer zu den im Workshop am 19.03.2014 festgehaltenen Hinweisen und Positionen) von Biokerosin und EE-Kerosin

Biokerosin		**Bereitstellung Biomasse**	**Transport**	**Konversion, Kerosinproduktion**	**Distribution**	**Nutzung**
	Akteure	18		28		12
	Markt	17		6	1	
	Infrastruktur	6		6	2	
	Pilotziele			29		
EE-Kerosin		**EE-Strom**	**Transport**	**EE-Wasserstoff**	**Synthese: MeOH, Fischer-Tropsch**	**Raffinerie: Aufbereitung zu Kerosin-spezifikation**
	Akteure	3	1	15	3	7
	Markt	8	12		4	
	Infrastruktur	1	1	7		1
	Pilotziele			21		

Von etwa einem Drittel der Workshopteilnehmer (ohne Projektteam) wurde die Möglichkeit der Rückmeldung per Fragebogen genutzt. Die für die Auswahl und Konzeption eines Pilotvorhabens entscheidenden Aspekte sind in Tabelle 22 ausgewertet.

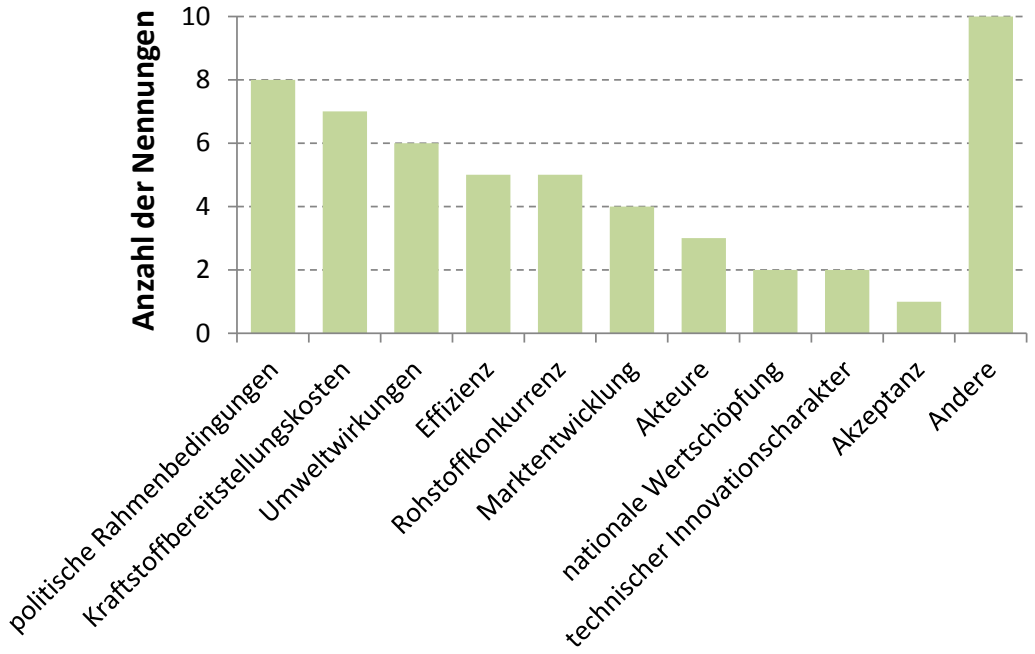


Abbildung 42 Faktoren für die Auswahl und Konzeption eines Pilotvorhabens „Biokerosin/EE-Kerosin“ (Fragebogenrücklauf (n=13) der Workshopteilnehmer vom 19.03.2014; Mehrfachnennungen möglich); [Kategorie „Andere“: bereits vorhandene Infrastrukturen, Ressourcenverfügbarkeit, Technologiereife, Anschubfinanzierung, Wirtschaftlichkeit]

Als für die weitere Diskussion in diesem Kapitel relevante Aspekte werden in Anlehnung an Workshopergebnisse und Fragebogenrücklauf insbesondere Akteure, Ressourcen (Verfügbarkeit, Konkurrenzen), Infrastruktur/Logistik (Zentralität, Dezentralität, ggfs. Anknüpfung an bestehende

Pilotanlagen, Synergien zu bestehenden Raffineriestandorten etc.), ggfs. Einordnung der (pol.) Rahmenbedingungen, Akzeptanz (z. B. Sicherheitsaspekte) und Markt(entwicklung) berücksichtigt.

7.3 Analyse beispielhafter Wertschöpfungsketten

Die aus technischer Sicht vielversprechenden, bereits in den vorangegangenen Kapiteln (vgl. Kapitel. 3.4.6) identifizierten, vorausgewählten Verfahren[24] für die Realisierung in einer Pilotanlage sind:

- BTL jeweils auf Basis diverser Rohstoffe,
- HTP jeweils auf Basis diverser Rohstoffe,
- PTL via Methanol-Route aus erneuerbarem Strom.

Diese sind im Folgenden in Form von Beispielketten, ergänzt um weiterführende Informationen in Anlehnung an die Steckbriefe, beschrieben und bezüglich der relevanten Aspekte in Form einer SWOT-Analyse aufbereitet.

Ausgangspunkt der nachfolgenden Ausführungen ist zum einen, dass der heutige Flugverkehr durch eine große punktuelle Nachfrage an den Flughäfen durch eine begrenzte Anzahl an Flugverkehrsgesellschaften gekennzeichnet ist und dass die derzeitige Kerosinbereitstellung überwiegend durch wenige Mineralölkonzerne erfolgt, die bisher die gesamte Prozess- und Produktionskette von der Exploration bis zum Endverbraucher abdecken. Zum anderen besteht eine gewisse Bandbreite an Erwartungen (Szenarien, Roadmaps) an fortschrittliche Biokraftstoffe, was sich in einerseits in hohen Mengenbeiträgen [OECD/IEA 2011, Smith et al. 2014] niederschlägt, zum anderen aufgrund begrenzter Kostensenkung bzw. geringer Wettbewerbsfähigkeit (vgl. u. a. [Thrän et al. 2015]) ohne weitergehende Lenkungs- und Anreizmechanismen zu einem nur geringen Ausbau von Kraftstoffen der nächsten Generation(en) führen könnte.

Allgemein ist festzuhalten, dass sich die betroffenen bzw. einzubindenden Sektoren und damit auch Akteure zwischen Biokerosin und EE-Kerosin deutlich unterscheiden. Bei den Biokerosin-Wertschöpfungsketten sind in der Regel etablierte Rohstoffbereitstellungsnetzwerke (Landwirtschaft, Forstwirtschaft, Abfallwirtschaft) betroffen.

Bei EE-Kerosin gibt es etablierte Akteure auf Seiten der EE-Stromerzeugung, Gastechnologie und Petrochemie, diese müssten sich jedoch auf neue Akteure und Vertriebswege einstellen. Offen ist die Frage, aus welchem Sektor sich zukünftige Betreiber von PTL-Anlagen aufstellen. Für eine Verlängerung bestehender Wertschöpfungsketten kommen aus heutiger Sicht sowohl Stromversorger, Gasfirmen als auch Mineralölkonzerne in Frage. Strategische Partnerschaften („Joint Ventures“) oder gar Firmenübernahmen („Merger & Acquisition“) kommen hierfür grundsätzlich in Frage.

Mit zumeist dezentralen Verfahrensschritten (kleine Konversionsanlagen zur Rohstoffaufbereitung, kleine Elektrolyseure) erhöht sich die Komplexität der Wertschöpfungskette gegenüber heute. Bei EE-Kerosin sind die EE-Stromerzeugung, Transport und Verteilung etabliert in der Strombranche. Für diese eröffnen sich mit PTL-Anlagen und deren Betrieb neue Absatzwege für erneuerbaren Strom oder gar eigene erweiterte Betätigungsfelder. Die Einführung von PTL-Kraftstoffen bedeutete für Ölgesellschaften die Chance einer Diversifizierung in zukunftsfähige Umwelttechnologien und nachhaltige Märkte. Neue Akteure stellen sich hierfür bereits auf, wie z. B. der Stromsektor, die Gaswirtschaft und der Industrieanlagenbau. In Deutschland gibt es u. a. mit Siemens, Sunfire, McPhy

[24] Der Pfad „HEFA-Kerosin auf Basis von Algenöl“ wird aufgrund der Ausführungen (bestehender Pilot/Projekt „AUFWIND“) nicht weiter im Detail als eigene Beispielkette betrachtet. Die Größe denkbarer (Mikro-)Algenproduktionsanlagen in Deutschland sowohl auf Basis von Bioreaktoren oder auch offenen Becken ist absehbar begrenzt.

eine breite Firmenbasis mit hoher Technologiekompetenz in allen Elektrolyseurbauarten; gleiches gilt für die Katalysatorenentwicklung und Syntheseverfahren.

Der zukünftige Bau und Betrieb neuer, dezentraler Konversionsanlagen unter Berücksichtigung der Vorketten (Vorleistungen vermehrt aus der Region) lässt erwarten, dass sich positive (kommunale) Wertschöpfungseffekte durch Zunahme von Unternehmensgewinnen, Steuerzahlungen und Nettoeinkommen von Beschäftigten einstellen. Diese werden entlang der Wertschöpfungskette vor allem durch die primären Einsatzstoffe (Biomasseproduktion/-bereitstellung bzw. Bereitstellung der Ausgangsstoffe), Logistik/Handel, Kapitalkosten und die technische Betriebsführung generiert [vgl. Hirschl et al. 2010].

Konkurrenzen bezüglich der Rohstoffe bzw. Ausgangsstoffe können bei Produktion in größerem Umfang bei beiden Wegen aufkommen. Entweder werden die Rohstoffe heute schon genutzt (z. B. forstliche oder landwirtschaftliche Reststoffe) oder deren Potenziale sind (in Deutschland) sehr begrenzt oder nur unter erhöhten Aufwendungen bzw. gesetzlichen Regelungen erschließbar. Gegebenenfalls wären Nutzungspriorisierungen für Biomasse oder auch (EE-)Strom erforderlich. Im Falle von PTL bewegt sich ein EE-Kerosinhersteller in einem etablierten Marktumfeld von Strom(groß)kunden.

Die unsichere Nachfrage nach nachhaltig produziertem Kerosin stellt ein wesentliches Hemmnis für die weitere Technologieentwicklung und deren Kommerzialisierung dar. Dieses Hemmnis kann derzeit nur durch entsprechend langlaufende und ausreichend vergütete Verträge zwischen Technologieanbietern und Kraftstoffabnehmern überwunden werden. Da für die Vertragserfüllung nur Herstellungsrouten mit maximalem Kraftstoffreifegrad (FRL) in Frage kommen, schaffen bilaterale Abnahmeverträge kaum Anreize für die Weiterentwicklung neuer erneuerbarer Kerosinherstellungsverfahren. Für die Etablierung entsprechend zukunftsfähiger, nachhaltiger Kerosinsubstitute sind die marktseitigen Voraussetzungen mit Blick auf eine mangelnde Investitionssicherheit derzeit nicht gegeben.

Anhand der Beispielketten wird im Folgenden auf weitere Spezifika verschiedener Verfahren eingegangen.

7.3.1 Beispielkette BTL-Kerosin

7.3.1.1 Beschreibung

Das Verfahren zur Herstellung von Kerosin aus kohlenstoffreichen Verbindungen ist in seinen Teilschritten (z. B. auf Basis von Kohle) kommerziell verfügbar, wurde jedoch bisher für Biomasse großtechnisch noch nicht realisiert. Aufgrund der für eine Wirtschaftlichkeit notwendigen Größe einer BTL-Anlage (eine BTL-Anlage in der Größenordnung von z. B. 500 MW_{FWL} benötigt über 1 Million t_{FM} Holz) wird folgende Wertschöpfungskette (Abbildung 43) als Beispiel angenommen.

Die Rohstoffbeschaffung erfordert aufgrund der Anlagengröße entsprechend erhöhte Logistikaufwendungen. Das regionale Holzaufkommen (ggf. Konkurrenz durch etablierte Nutzungsformen) wird ähnlich bei Heiz(kraft)werken per LKW zur zentralen Konversionsanlage transportiert. Es können zusätzlich bzw. ergänzend auch in dezentralen Konversionsanlagen bereitgestellte Zwischenprodukte (z. B. dezentrale Schnellpyrolyse, siehe Verfahrenskonzepte) der zentralen Konversionsanlage zugeführt werden. Je nach Standort ist eine überregionale Holzbereitstellung per z. B. Schiff ggfs. auch international notwendig. Über Weiterentwicklungsansätze können perspektivisch neben trockenen Biomassen (Stroh, Holz) auch nasse Biomassen (Klär-/Industrieschlamm) über hydrothermale Aufbereitungsschritte (dezentral) in die weiteren Konversionsschritte (Flugstromvergasung, Kraftstoffsynthese- und -aufbereitung) eingebunden werden. Das Kerosin wird anschließend über die etablierten Vertriebswege bis zum Treibstofflager bzw. frei Tankstutzen distributiert.

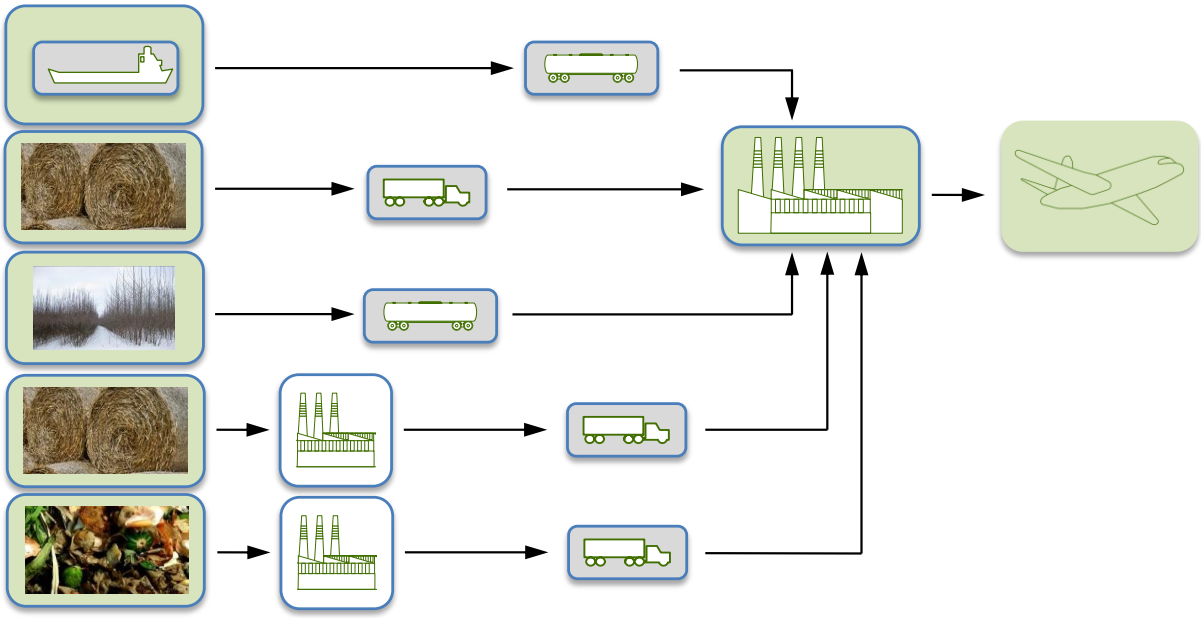


Abbildung 43 Beispielkette Kerosin auf Basis BTL auf Basis von Holz und Halmgut mit Dezentralisierungsoption bzw. Weiterentwicklungsansätzen zur Nutzung nasser Biomassen

7.3.1.2 Detailanalyse (SWOT)

Die Ergebnisse der SWOT-Analyse sind in Tabelle 23 zusammengefasst.

Tabelle 23 SWOT BTL-Kerosin

Beispielkette BTL-Kerosin	
S – Stärken	*O – Chancen*
▪ verfügbare Forschungs- und Entwicklungsinfrastruktur in DE nutzbar, um Piloten für innovative Teilprozesse zu integrieren ▪ Vorangeschrittene Technologieentwicklung, bestehende Grundlagen in Deutschland ▪ bzgl. Rohstoffverfügbarkeit/Logistik räumliche Entkopplung der Teilprozesse möglich; neben Transportlogistik keine Infrastrukturanpassungen notwendig ▪ industrielle Skalierbarkeit gegeben ▪ Akteure/KnowHow in Forschung (z. B. KIT, DBFZ) und Wirtschaft (z. B. Lurgi, CAC) in DE, aber auch international vorhanden ▪ Know-how-Vorsprung sollte bei Verbundprojekten genutzt werden	▪ über verschiedene Rohstoffe (höhere Flexibilität) insges. große Kerosinmengen erschließbar >> Anbindung an Mineralölwirtschaft einfacher ▪ Produktflexibilität der BTL-Konzepte mit mehreren Optionen auf Outputseite ▪ BTL-FT-Kerosin bereits ASTM-zertifiziert ▪ Kombination Bio + PTL ▪ Technologieoffenheit vs. Pilotierung > eine umfassende Forschungsstrategie ist notwendig ▪ Quote für alle

W – Schwächen	*T – Risiken*
▪ Vertrauen in BTL-Anlagen nach gescheiteren Pilot-/ Demo-Aktivitäten geschwächt ▪ Je nach Konzept i. d. R. vergleichsweise sehr hohe absolute Investitionsaufwendung ▪ Ressourcen in Konkurrenz zu anderen Nutzungspfaden ▪ Akteursvielfalt bei der Rohstoffbereitstellung ▪ Skalierbarkeit in Deutschland auf Grund begrenzter Rohstoffe schwierig ▪ dezentral vs. zentral ist Kostenfrage ▪ Stresstest ▪ BTL ist nicht CO_2-frei	▪ Herausforderung von erfolgreicher Demonstration komplexer Prozessketten unter wirtschaftlichen Randbedingungen ▪ Volatilitäten bei Rohstoffpreisen ▪ hohe Rohstoffpreise ▪ Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen Biokerosinoptionen (u. a. HEFA-Kerosin) ▪ Wirtschaftlichkeit gegenüber fossilem Kerosin nicht gegeben ▪ Akzeptanz in der Öffentlichkeit ▪ unstete Rahmenbedingungen ▪ keine übergreifende Forschungsstrategie vorhanden ▪ Zielkonflikt mit anderen Verkehrssektoren

7.3.2 Beispielkette HTP-Kerosin jeweils auf Basis diverser Reststoffe

7.3.2.1 Beschreibung

In hydrothermalen, mehrstufigen Verfahren können nasse und wasserreiche biogene Rest- und Abfallstoffe (z. B. biogene Reststoffe, Grünschnitt, Industrie- und Klärschlämme) – perspektivisch auch Algenbiomasse – genutzt werden, um Biokerosin zu erzeugen. Neben dem grundsätzlichen Verfahrensprinzip (Abbildung 24) werden für die Beispielkette folgende Annahmen getroffen.

Aufgrund des dezentralen Anfalles der Rohstoffe (Bioabfall, Klärschlämme, perspektivisch Algen) liegt die erste Aufbereitungsstufe am Ort des Rohstoffaufkommens bei in der Regel kleiner Anlagengröße. Die Feinraffination (insbes. Oligomerisierung und Isomerisierung) erfolgt zentral in einer weiteren, großen Anlage, welche die Zwischenprodukte (Produktgemische) der dezentralen Primärauf-bereitungsanlagen bündelt. Das Kerosin wird anschließend über die etablierten Vertriebswege bis zum Treibstofflager bzw. frei Tankstutzen distributiert.

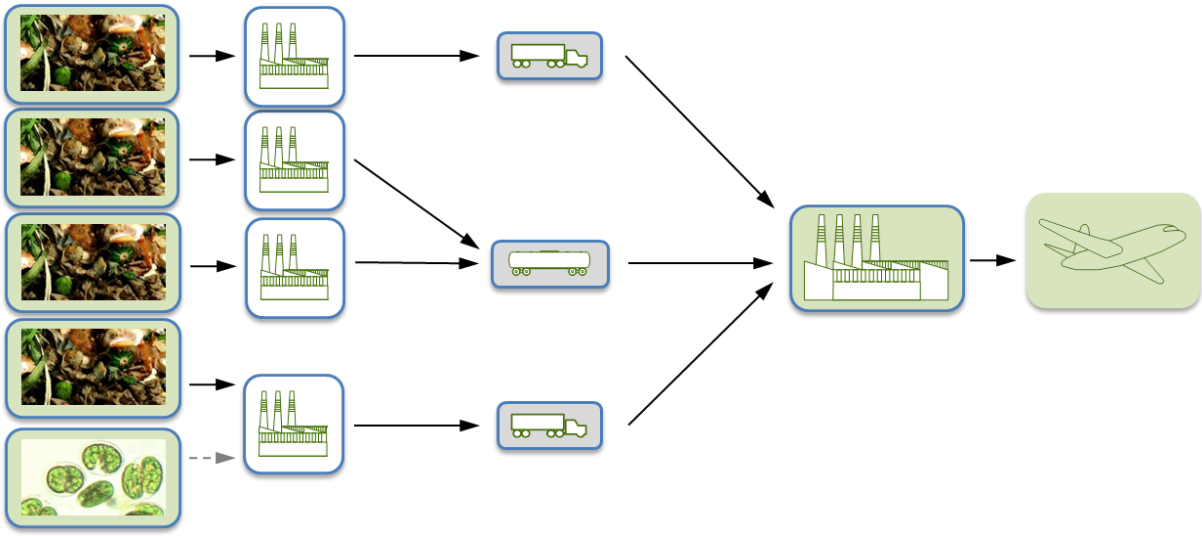


Abbildung 44 Beispielkette HTP auf Basis von Reststoffen (perspektivisch Algen)

7.3.2.2 Detailanalyse (SWOT)

Die Ergebnisse der SWOT-Analyse sind in Tabelle 24 zusammengefasst.

Tabelle 24 SWOT HTP-Kerosin

Beispielkette HTP-Kerosin (Reststoffe)	
S – Stärken	*O – Chancen*
▪ verfügbare Forschungs- und Entwicklungsinfrastruktur in DE (DBFZ/Verbund FEBio@H_2O, Aktivitäten aus dem HTP-Innovationsforum/BMBF) nutzbar, um Piloten zu initiieren ▪ große Rohstoffflexibilität ▪ keine weiteren Infrastrukturanpassungen notwendig ▪ dezentrale Energieverdichtung möglich ▪ mit Reststoffen zunächst vergleichsweise günstig	▪ hohe Akzeptanz (bislang ungenutzte Rest-/Abfallstoffe) ▪ Algen als Perspektive der Rohstoffbasiserweiterung ▪ erhebliches Kostensenkungspotenzial ▪ Fortentwicklung von Konversionseffizienzen und Produktqualitäten ▪ Prozessintegration und Maßstabsvergrößerung möglich ▪ internationale Kommerzialisierbarkeit ▪ Nutzbarkeit von Co-Produkten ▪ mehrstufige HTP-Verfahren mit geeigneter Qualität und geringerem Raffinationsaufwand
W – Schwächen	*T – Risiken*
▪ hydrothermale Verfahren befinden sich generell in einem frühen Entwicklungsstadium (TRL 3-5) ▪ bedingt skalierbar ▪ dezentrales Rohstoffaufkommen mit vergleichsweise geringen Mengen (insbes. bei Reststoffen) ▪ begrenztes nationales Rohstoffpotenzial ▪ Ressourcen teils in Konkurrenz zu anderen etablierten stofflichen oder energetischen Verwertungswegen ▪ fehlende Rohstoffstrategie ▪ Vielzahl an Akteuren auf Seite der Rohstoffbereitstellung (neues Geschäftsfeld, bislang nicht etablierte Wertschöpfungskette) ▪ bisher keine ASTM-Zertifizierung für HTP-Kraftstoffe ▪ erheblicher Raffinationsaufwand und schwierige Produktqualität für einstufige HTP-Verfahren, im Ausland gibt es bereits kosteneffizientere Ansätze	▪ Herausforderung von erfolgreicher Demonstration komplexer Prozessketten unter wirtschaftlichen Randbedingungen ▪ Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen Biokerosinoptionen ▪ der Kraftstoff ist nicht zertifiziert (FRL 3). ▪ unstete Rahmenbedingungen ▪ keine Forschungsstrategie vorhanden ▪ Teller-Tank-Fragestellung ▪ Förderstopp nach Pilotierung

7.3.3 Beispielkette PTL-MeOH-Kerosin

7.3.3.1 Beschreibung

Die Wertschöpfungskette für das PTL-MeOH-Kerosin beginnt mit der Bereitstellung von Strom (EE), der für die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse benötigt wird (Abbildung 45). Dabei kann die Elektrolyse zwar auf der einen Seite als eine flexible Last betrachtet werden, die einen Beitrag zur Integration der erneuerbaren Energien in das Stromsystem leisten kann, auf der anderen Seite stellt die elektrolytische Wasserstoffherstellung aber auch eine zusätzliche Nachfrage dar, die prinzipiell mit der klassischen Stromnachfrage in Konkurrenz um die Verfügbarkeit des erneuerbaren Stroms stehen kann. Aus diesem Grund sind bei zunehmender Bereitstellung von EE-Kerosin auch die entsprechenden zusätzlichen EE-Anlagen mitauszubauen. Aus der Akteurssicht befindet sich im Strommarkt zwar eine Reihe an bereits etablierten Teilnehmern, die den EE-Strom zur Verfügung stellen, aufgrund der möglichen Dezentralität sowohl der EE- als auch der Elektrolyseanlagen sind in diesem Zusammenhang aber neue Akteure auch aus dem PTL-Bereich (z. B. als Integratoren einer Gesamtanlage inkl. der eigenen EE-Stromproduktion entlang der gesamten PTL-Wertschöpfungskette) denkbar. Der erfolgreiche Ausbau der erneuerbaren Energien für die Wasserstoffherstellung hängt aber, wie in der klassischen Stromwirtschaft, grundsätzlich von den gesetzten politischen Rahmenbedingungen und der Akzeptanz der Bevölkerung im Hinblick auf die

Dekarbonisierung des Energiesystem sowie von der relativen Entwicklung der Preise für die fossilen Energieträger.

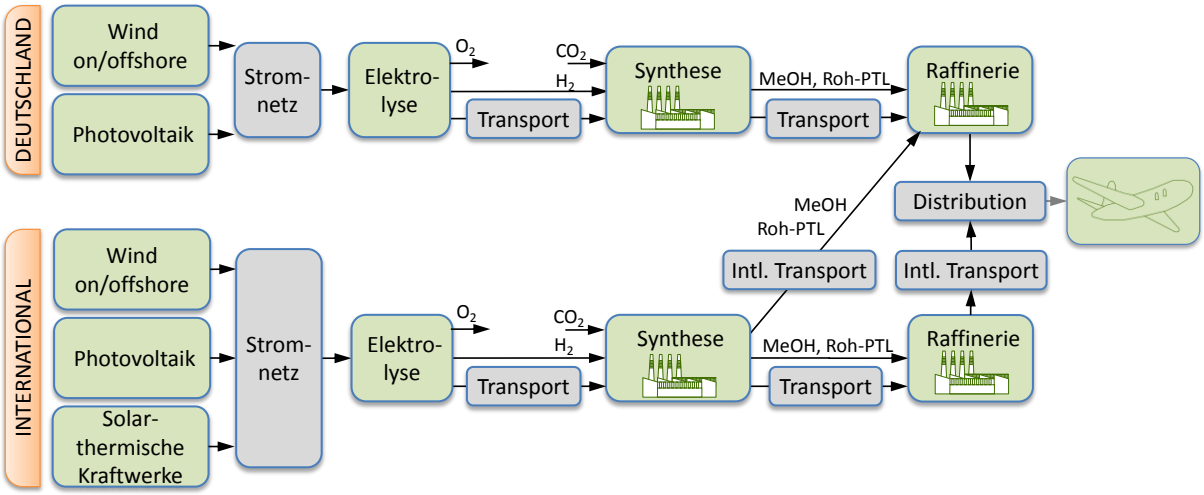


Abbildung 45 Beispielkette PTL-MeOH

Aufgrund der Skalierbarkeit der Elektrolyse kann die Wasserstoffherstellung prinzipiell sowohl direkt am Standort der EE-Anlage (ohne den dazugehörigen Bedarf an Stromtransport) als auch an jedem anderen beliebigen Standort mit Netzzugang erfolgen. Im Fall der Netznutzung sind bereits etablierte Akteure vorhanden, die für den Aufbau und Betrieb der Stromnetze zuständig sind. Die Herstellung des EE-Kerosins kann dabei mit anderen Stromkunden um die vorhandenen Netzkapazitäten konkurrieren und bei möglichem Ausbau der Stromnetze auf Akzeptanzprobleme seitens der Bevölkerung stoßen. Gleichzeitig bietet jedoch die Wasserstoffproduktion für EE-Kerosin auch die Chance, den Netzausbau zu vermieden, wenn Wasserstoff als universeller Energieträger synergetisch auch in anderen Sektoren wie z. B. als Kraftstoff im Straßenverkehr oder als Stromspeicher im Stromsektor eingesetzt wird. Wirtschaftlichkeitsanalysen zeigen, dass die Netzentgelte grundsätzlich einen starken negativen Einfluss auf die Profitabilität der H_2-Produktion haben. Aus diesem Grund kann es bei der Vorbereitung des Marktes für EE-Kerosin sinnvoll sein, die Elektrolyseanlagen von den Netznutzungsentgelten zu befreien sowie durch die Anpassung der politischen Rahmenbedingungen für ausreichende Preissignale im Strommarkt für netzdienliches Verhalten der Elektrolyse als flexible Last (z. B. durch variable Netznutzungsentgelte) zu sorgen.

Nach seiner Produktion mittels Elektrolyse wird der Wasserstoff (ggf. nach einem zusätzlichen Transportschritt) in weiteren Anlagen mit CO/CO_2 synthetisiert und anschließend zu spezifiziertem Kerosin aufbereitet (hier sind ggf. zusätzlich auch internationale Transporte denkbar). Dabei hängt der Bedarf für den Transport des Zwischenprodukts vom Layout der PTL-Produktionsanlage ab. Für manche Konstellation, wie zum Beispiel bei der Hochtemperatur-Elektrolyse, bei der die Wärme aus nachgelagerten Prozessen wiederverwendet wird, ist es technisch notwendig, den gesamten Produktionsprozess an einem Standort durchzuführen. Falls das für die Synthese benötigte CO_2 aus biogenen Quellen stammen soll, so ist die Wahl des Anlagenstandorts begrenzt auf Standorte mit Biogasaufbereitung. Da eine Anlage zur Herstellung des EE-Kerosins in ihrer Beschaffenheit grundsätzlich anderen Industrieanlagen ähnlich ist, sollte aus Akzeptanzsicht für alle Anlagenkomponenten vorzugsweise auf bereits bestehende Standorte zurückgegriffen werden.

Aus Marktsicht ist darüber hinaus zu beachten, dass gerade in frühen Marktphase gewisse Engpässe bei der Lieferung der Elektrolyseanlagen durch entsprechende Zulieferer (z. B. Siemens, McPhy oder

Wasserelektrolyse Hydrotechnik) auftreten können, wenn die entsprechenden Produktionskapazitäten nicht rechtzeitig aufgebaut werden. Daher ist eine Markvorbereitung durch geeignete politische Maßnahmen in diesem Bereich, wie zum Beispiel geeignete Pilotanlagen, sinnvoll.

Für den Aufbau und Betrieb einer Anlage zur Produktion des EE-Kerosins, ausgehend vom Wasserstofftransport über Elektrolyse bis hin zur Raffinerie, kommen grundsätzlich verschiedene Akteure in Frage. Auf der einen Seite kann die Gasindustrie (z. B. in Deutschland repräsentiert durch Linde, Air Liquide, Westfalen AG oder Air Products), die bereits über einschlägige Erfahrungen auf dem Gebiet der Wasserstoffherstellung (meistens jedoch mittels Dampfreformierung) und -verteilung verfügt, als Produzent von EE-Kerosin auftreten (Abbildung 46). Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Gasindustrie traditionell nur im Industriebereich und nicht im Endkundenbereich tätig ist. Auf der anderen Seite kann aber auch die Ölindustrie (z. B. repräsentiert durch Shell, BP, Total, OMV), die wiederum mit der Produktion und Distribution von Kraftstoffen vertraut ist, prinzipiell ihr eigenes Geschäftsfeld auch auf die Wasserstoffproduktion und Synthese zu EE-Kerosin erweitern. Schließlich sind bei diesen Wertschöpfungsstufen auch neue Akteure denkbar, die neue Technoligen zur Verfügung stellen und selbstständig betreiben.

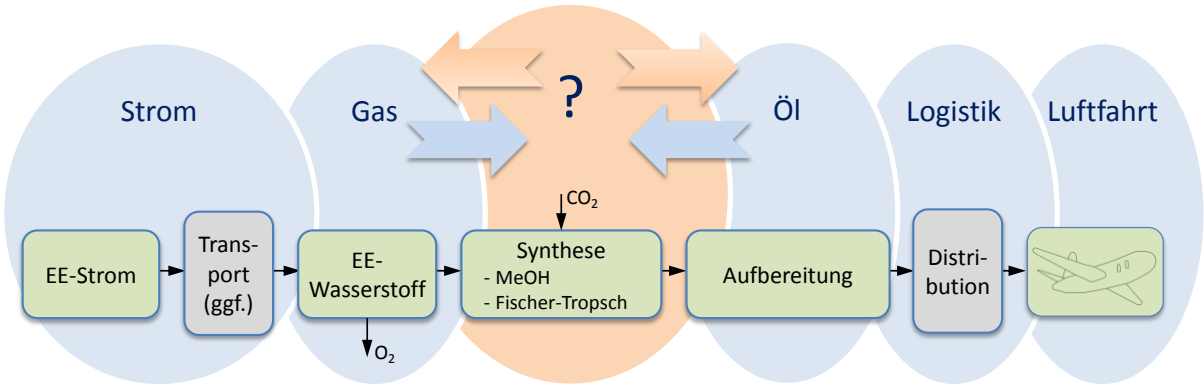


Abbildung 46 Leitsektoren entlang der generischen Wertschöpfungskette

Das Kerosin wird anschließend über die etablierten Vertriebswege bis zum Treibstofflager bzw. frei Flugzeugtankstutzen verteilt. Hier sind mit der Ölindustrie und anderen Logistikanbietern bereits etablierte Marktakteure und -strukturen vorhanden.

Abbildung 47 sowie Tabelle 25 stellen eine mögliche Verteilung der Vollkosten entlang der Wertschöpfungskette dar. Dabei wird ersichtlich, dass die meisten Kosten im Bereich der EE-Stromerzeugung (8,1 ct/kWh$_e$ bzw. 53 bis 65 % der Gesamtkosten für PTL-Kerosin) sowie beim etwaigen Stromtransport (2,6 ct/kWh$_e$ bzw. 13 bis 24 % der Gesamtkosten für PTL-Kerosin) anfallen. Gleichzeitig ist in diesen Bereichen auch die größte Bandbreite je nach Entwicklung der jeweiligen Sektoren zu beobachten. Dies bedeutet aber, dass insbesondere für die Bereitstellung des EE-Stroms Kostenreduktionspotenziale vorhanden sind, die auch bei der Produktion des EE-Kerosins ausgeschöpft werden können.

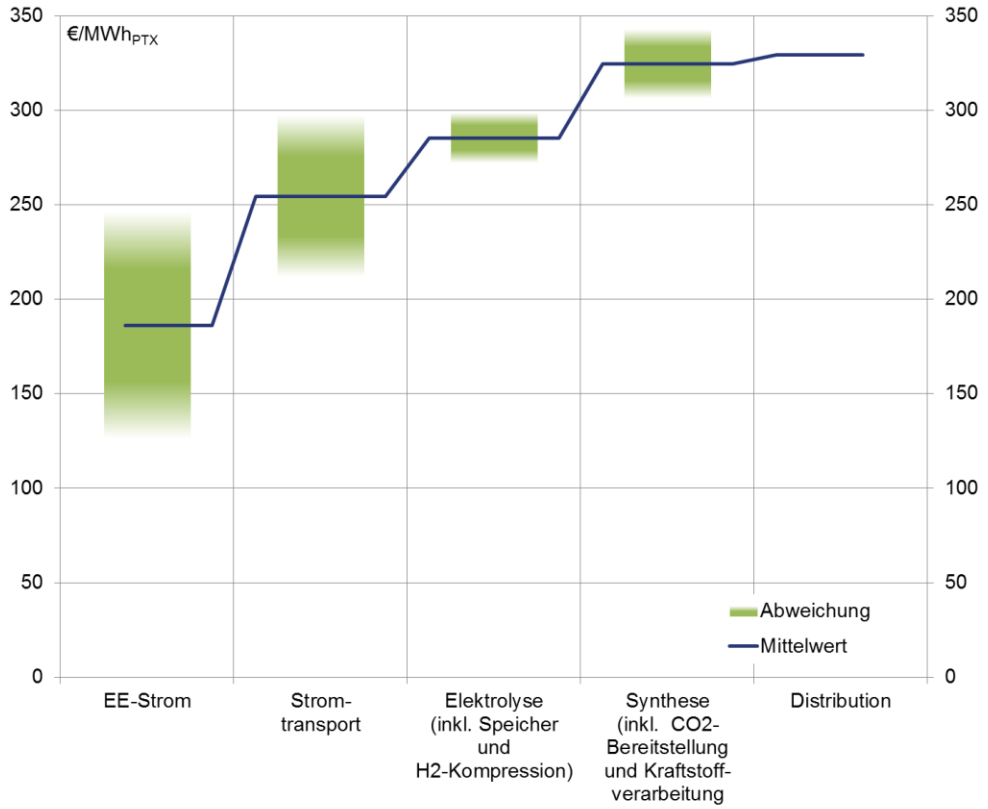


Abbildung 47 Absolute Verteilung der Kraftstoffkosten (Vollkosten) entlang der Wertschöpfungskette

Für die Elektrolyseanlage (inklusive Speicher und H_2-Kompressoren) sowie die Syntheseanlage (inklusive CO_2-Bereitstellung und Verarbeitung zu spezifiziertem Kerosin in Prozessen, wie sie heute in Rohölraffinerien eingesetzt werden) werden im Mittel vergleichbare Kosten von ca. 31 EUR/MWh$_{PTX}$ (0,3 EUR/l$_{Kerosin}$, entsprechend 9 bis 10 % der Gesamtkosten) bzw. 39 EUR/MWh$_{PTX}$ (0,38 EUR/l$_{Kerosin}$, entsprechend 11 bis 12 %) in einer ähnlichen Bandbreite veranschlagt. Für die Distribution zum Endkunden wird von nur einem geringen Kostenanteil von 5 EUR/MWh$_{PTX}$ (0,05 EUR/l$_{Kerosin}$, entsprechend 1 bis 2 % der Gesamtkosten) ohne Variationen ausgegangen weil es sich dabei um etablierte Logistik eines Kraftstoffs mit hoher Energiedichte handelt. Insgesamt werden im Mittel Bereitstellungskosten von über 300 EUR/MWh$_{PTX}$ (2,89 EUR/l$_{Kerosin}$) erwartet bei EE-Stromkosten in Höhe von 10,6 ct/kWh$_e$ (inkl. Stromtransport). Damit stellt die EE-Stromproduktion und der Stromtransport (sofern vorgesehen) die Stufen mit der höchsten Wertschöpfung entlang der Produktionskette von EE-Kerosin dar.

Tabelle 25 Relative Verteilung der Kraftstoffkosten entlang der Wertschöpfungskette

Technologie	EE-Strom	Strom-transport	Elektrolyse*	Synthese**	Distribution
Obere Kostenbandbreite (2020): 10 MW_{el} NT-Elektrolyse, FT-Route, CO_2 aus Luft, Wäsche mit NaOH, Elektrodialyse, EE-Strommix 2020	53 %	24 %	10 %	12 %	1 %
Untere Kostenbandbreite (2030): 50 MW_{el} HT-Elektrolyse (SOEC), FT-Route, CO_2 aus Biogasaufbereitung, EE-Strommix 2030	65 %	13 %	9 %	11 %	2 %

* Inkl. Speicher und H_2-Kompression.

** Inkl. CO_2-Bereitstellung und Kraftstoffverarbeitung.

7.3.3.2 Detailanalyse (SWOT)

Die Ergebnisse der SWOT-Analyse sind in Tabelle 26 zusammengefasst.

Tabelle 26 SWOT PTL-MeOH-Kerosin

Beispielkette PTL-MeOH Kerosin	
S – Stärken	*O – Chancen*
▪ großes technisches Verfügbarkeitspotenzial an EE-Strom weltweit (Mehrfaches des Weltenergiebedarfs); etablierte Akteure ▪ Kostenreduktion des EE-Stroms absehbar ▪ Herstellung skalierbar von dezentral (Flotte) bis großtechnisch (Raffinerie) ▪ vollständige Substituierbarkeit von konventionellem Kerosin bei ASTM-Zertifizierung gegeben (Qualität und Quantität) ▪ flexible Wertschöpfungskette (verschiedene Zwischenprodukte können transportiert werden) ▪ hohes THG-Minderungspotenzial auch bei großen Produktionsmengen ▪ hohe Flächeneffizienz ▪ Skalierbarkeit nach kleinen Anlagen ermöglicht Wirtschaftlichkeit ▪ das große EE-Potenzial bietet die Möglichkeit viele Sektoren abzudecken ▪ auch langfristig eine nachhaltige Perspektive ▪ nahezu CO_2-frei	▪ etablierte Akteure können ihre Wertschöpfung in die PTL-Produktion verlängern, z. B. Stromsektor, Gaswirtschaft, Anlagenbau, Raffineriebetreiber ▪ Kostensenkungspotenziale durch Wirkungsgradsteigerung (Wärmeintegration) und Stückzahleneffekte (Anlagenbau) ▪ Nutzung des Koppelproduktes Sauerstoff aus der Elektrolyse ▪ mögliches Reduktionspotenzial bei Klimawirkungen in großen Höhen ▪ Bereitstellung von Netzsystemdienstleistungen und Langzeitspeicher für gesicherte elektrische Leistung ▪ Nutzung etablierter Logistikwege und Akteure für Kraftstoffimporte ▪ Sektorsynergien mit der H_2-Synthese; Plattformchemikalie Methanol ▪ regionales CO_2 verfügbar ▪ großes EE-Strompotenzial ▪ große Kapazitäten mit geringeren spezifischen Kosten ▪ Verbundprojekte zur O_2-Nutzung für Vergasung aus Wasserelektrolyse ▪ Verbundprojekte zur Kostenreduktion
W – Schwächen	*T – Risiken*

▪ bisher keine ASTM-Zertifizierung ▪ Transport von Strom/Import notwendig ▪ sollte dort produziert werden, wo der EE-Strom auf Grund natürlicher Gegebenheiten am günstigsten ist ▪ PTL ist zurzeit die teuerste der alternativen Kerosinrouten. Kostenreduktionspotenziale bestehen nur bedingt bei der Reduktion des Preises für EE-Strom	▪ unsichere Randbedingungen bedeuten Erlösrisiko, weil der höhere Umweltwert derzeit nicht sicher finanziell honoriert wird (Bereitstellungskosten erneuerbares Kerosin > Marktpreis konventionelles Kerosin) ▪ schleppender Ausbau beim erneuerbaren Stromangebot

7.3.4 Herausforderungen und Chancen neuer Wertschöpfungsketten

Bei der Frage nach geeigneten Pilotvorhaben sind, neben den „technisch-ökonomisch-ökologischen“ Fakten, mit Blick auf sich anschließende Demonstrationsvorhaben und die spätere Marktimplementierung, den Chancen und Herausforderungen des Aufbaus neuer Wertschöpfungsketten Rechnung zu tragen. Folgende Aspekte sind bei der Entscheidungsfindung zu berücksichtigen beziehungsweise im Zuge der weiteren Pilotierungsschritte frühzeitig mit Maßnahmen zu flankieren.

Generell ist festzustellen, dass im nationalen Kontext ausgehend vom Status quo zunächst für die vielversprechenden Verfahrenskonzepte kaum Lücken oder Fehlstellen sowohl auf der Seite der Akteure (F&E, Produzenten bzw. -bereitsteller der Roh- bzw. Ausgangsstoffe, Handel, Logistik, Anlagenbau, Anlagenbetrieb, Investoren) als auch auf der Rohstoff- bzw. Ausgangsstoffseite entlang der Wertschöpfungsketten identifiziert werden können. Beim Übergang hin zur Marktimplementierung erneuerbarer Kerosinsubstitute ergeben sich jedoch durch zum Beispiel Nachfrageveränderungen, durch neue Geschäftsfelder und Akteursnetze entsprechende Herausforderungen insbesondere beim Markteintritt neuer Akteure und der Ausweitung der Aktivitäten etablierter Akteure.

Ein Erfolgsfaktor beim Aufbau neuer Wertschöpfungsketten sowohl für Biokerosin als auch EE-Kerosin sind die Akteure insbesondere auf der Roh-/Ausgangsstoffbereitstellungsseite und bezüglich der zukünftigen Betreiber von Anlagen. Mit zumeist dezentralen Verfahrensschritten (z. B. dezentrale Biomassekonversionsanlagen zur Rohstoffaufbereitung, kleine Elektrolyseure), welche jedoch in der Regel zentrale Raffinerien beliefern, erhöht sich die Komplexität (u. a. durch hohe Zahl der Geschäftspartner, erhöhte Anforderungen an Handel und Transportlogistik).

Für EE-Kerosin sind die EE-Stromerzeugung, der Transport und die Verteilung in der Strombranche etabliert. Es ergeben sich mit PTL-Anlagen und deren Betrieb neue Absatzwege für erneuerbaren Strom oder gar eigene erweiterte Betätigungsfelder. Die Einführung von PTL-Kraftstoffen bedeutete für Ölgesellschaften die Chance einer Diversifizierung in zukunftsfähige Umwelttechnologien und nachhaltige Märkte. Neue Akteure stellen sich hierfür bereits auf, wie z. B. der Stromsektor, die Gaswirtschaft und der Industrieanlagenbau. In Deutschland gibt es hierfür eine breite Firmenbasis mit hoher Technologiekompetenz.

Für Biokerosin sind für die meisten Rohstoffarten (Ausnahme bei Algen als Perspektive) etablierte Netzwerke der Rohstoffproduktion bzw. -bereitstellung insbesondere in Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Abfallwirtschaft vorhanden. Diese müssten sich ggfs. auf die neuen Abnehmerstrukturen bzw., wenn sie selbst Betreiber dezentraler Anlagen werden, auf neue Geschäftsfelder einstellen. Im nationalen Umfeld ist es unwahrscheinlich, dass sich die etablierten Ölgesellschaften aktiv in die Rohstoffbereitstellungskette einbringen. Für den Anlagenbau und -betrieb sind die Akteure und Expertise in der deutschen Wirtschaft vorhanden.

Es besteht die Notwendigkeit der frühzeitigen Information bzw. aktiven Einbindung der wesentlichen heute etablierten und neuen Akteure bei Pilotierung und bei Upscaling von Pilot- bzw. späteren Demonstrationsanlagen. Zur Steigerung der Akzeptanz sind ebenfalls Verbraucher (hier Fluggäste), welche ggfs. Sicherheitsbedenken (trotz z. B. Zertifizierung) haben, zu informieren.

Ein Flaschenhals für Biokerosin und EE-Kerosin ist die Verfügbarkeit der Roh-/Ausgangsstoffe. Trotz der verhältnismäßig hohen Zahlen für die technischen Potenziale in Deutschland werden die Roh-/ Ausgangsstoffe zum einen bereits heute durch etablierte Verwertungswege (z. B. Kraft- und Wärmebereitstellung aus Strom und Biomasse, stoffliche Biomassenutzungen) genutzt. Hierdurch besteht die Notwendigkeit des Umgangs mit möglicherweise aufkommenden Nutzungskonkurrenzen, ggfs. sind entsprechende Nutzungspriorisierungen erforderlich. Zum anderen wird die Erschließung der technischen EE-Strom- und Biomassepotenziale durch die wirtschaftlichen Randbedingungen begrenzt und in unterschiedlicher Ausprägung realisiert werden. So ist beispielsweise der Ausbau von EE-Stromanlagen mit der Einführung eines Ausbaukorridors im EEG 2014 für alle EE-Stromanwendungen begrenzt worden. Soll die Versorgung des Flugverkehrs als möglicher neuer EE-Stromverbraucher in Deutschland möglich sein, so sind die EE-Ausbauziele hierfür rechtzeitig anzupassen. Es ist zu erwarten, dass bei zunehmender Verwendung von EE-Kerosin, dieser aus Kostengründen aus Gunstgebieten nach Deutschland importiert wird, wie dies heute bei Rohöl für konventionelles Kerosin auch der Fall ist. Die weitergehende technische und ökonomische Erschließung von insbesondere landwirtschaftlichen, industriellen und kommunalen Rest- und Abfallstoffen ist aufgrund des zumeist kleinteiligen, dezentralen Aufkommens mit Unsicherheiten behaftet bzw. bedürfen der Anpassung bestehender rechtlicher Regelungen.

Für die Etablierung entsprechend zukunftsfähiger, nachhaltiger Kerosinsubstitute sind die marktseitigen Voraussetzungen mit Blick auf eine mangelnde Investitionssicherheit derzeit nicht gegeben. Die unsichere Entwicklung auf der Nachfrageseite für nachhaltig produziertes Kerosin stellt ein wesentliches Hemmnis für die weitere Technologieentwicklung und deren Kommerzialisierung dar. Dieses Hemmnis kann derzeit nur durch entsprechend langfristige und ausreichend vergütete Verträge zwischen Anbietern und Abnehmern überwunden werden. Da für die Vertragserfüllung nur Herstellungsrouten mit maximalem Kraftstoffreifegrad (hohe sog. Fuel Readiness Level, FRL) in Frage kommen, schaffen bilaterale Abnahmeverträge allerdings kaum Anreize für die Weiterentwicklung neuer, erneuerbarer Kerosinherstellungsverfahren. Diese sind jedoch aus drei Gründen unbedingt notwendig: Erstens, die spezifischen THG-Emissionsminderungen müssen in Richtung Nullemission in der Kraftstoffvorkette („well-to-tank“) gehen, um die Klimaziele über alle Sektoren trotz Klimawirkungen der Luftfahrt in großen Höhen zu erreichen. Zweitens, die mengenmäßige Verfügbarkeit der Kerosinsubstitute muss gegeben sein vis-à-vis den prognostizierten Kraftstoffnachfragen. Drittens, die Kerosinsubstitute müssen die qualitativen Voraussetzungen an Nachhaltigkeit vollumfänglich erfüllen.

Die aktuellen politischen, gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sind für einen zielgerichteten Ausbau erneuerbarer Kerosinsubstitute anzupassen. Verbindliche Ziele – auch seitens der EU ist für die Zeit nach 2020 ein Ausbaupfad für alternative Flugkraftstoffe aufzuzeigen – und eine fortwährende politische Unterstützung (Forschungsstrategie, Forschung und Entwicklung, zu diskutierende Anreizmechanismen und ggfs. Anpassung von beeinflussbaren Rahmenbedingungen in Deutschland) sind die Voraussetzung, damit sowohl etablierte als auch neue Akteure in einem risikominimierten Umfeld in neuen Geschäftsfeldern aktiv werden können. Die zum Teil volatilen Preisentwicklungen und Marktbedingungen sind parallel dazu kontinuierlich zu beobachten und bei weiteren Schritten hin zur Marktimplementierung angemessen zu berücksichtigen.

Die identifizierten Stärken und Schwächen bzw. Chancen und Risiken sind für die mit den vielversprechenden Verfahrensansätzen verbundenen Wertschöpfungsketten in vereinfachter Form in Anlehnung an eine SWOT-Analyse in

Tabelle 27 zusammengefasst.

Tabelle 27 Zusammenfassung der Aspekte (SWOT) für die Etablierung neuer Wertschöpfungsketten der vielversprechenden Verfahrensansätze (Biokerosin und EE-Kerosin)

S (Strengths) – Stärken	*O (Opportunities) – Chancen*
▪ Forschungs- und Entwicklungsinfrastrukturen in Deutschland vorhanden und nutzbar (sowohl Initiierung eines Piloten zur Integration innovativer Teilprozesse als auch zur Darstellung der Gesamtkette) ▪ Akteure/Expertise in Wirtschaft großteils vorhanden ▪ bzgl. Rohstoffverfügbarkeit/Logistik räumliche Entkopplung der Teilprozesse möglich; keine Infrastrukturanpassungen notwendig ▪ zumeist große Rohstoffflexibilität (Biokerosin) ▪ großes technisches Verfügbarkeitspotenzial an aus EE-Strom und Biomasse herstellbarem Kerosin mit etablierten Akteuren ▪ Prozessschritte (Herstellung) skalierbar von dezentral bis großtechnisch (Raffinerie) ▪ vollständige Substituierbarkeit von konventionellem Kerosin bei ASTM-Zertifizierung gegeben (Qualität und Quantität) ▪ flexible Wertschöpfungsketten (Transport verschiedener Zwischenprodukte)	▪ Flexibilität bei Roh-/Ausgangsstoffen (diverse Biomassen, EE-Strom) >> insgesamt große Kerosinmengen erschließbar >> Anbindung an Mineralölwirtschaft einfacher ▪ Produktflexibilität mit mehreren Optionen auf Outputseite (neben Kerosin weitere Kraftstofffraktionen) ▪ in der Regel ist von hoher Akzeptanz bzgl. Roh-/ Ausgangsstoffen (insb. Reststoffe, Überschussstrom) auszugehen ▪ erhebliche Kostensenkungspotenziale aller Verfahren (z. B. durch Wirkungsgradsteigerung (Wärmeintegration), Stückzahleneffekte (Anlagenbau), Koppelproduktnutzung) ▪ Entwicklungspotenzial von Konversionseffizienzen und Produktqualitäten ▪ Prozessintegration und Maßstabsvergrößerung möglich ▪ etablierte Akteure können ihre Wertschöpfung in die PTL-Produktion verlängern, z. B. Stromsektor, Gaswirtschaft, Anlagenbau, Raffineriebetreiber ▪ mögliches Reduktionspotenzial bei Klimawirkungen in großen Höhen ▪ Nutzung etablierter Logistikwege und Akteure für Kraftstoffimporte (Pipeline, Tankschiff, Tankwagon, Tankwagen)
W (Weaknesses) – Schwächen	*T (Threats) – Risiken*
▪ Klimawirkung in großen Höhen ▪ je nach Konzept i. d. R. vergleichsweise sehr hohe absolute Investitionsaufwendungen ▪ Roh-/Ausgangsstoffe in starker Konkurrenz zu anderen Nutzungspfaden (z. B. im Strom- und Wärmesektor) ▪ Akteursvielfalt bei der Bereitstellung der biogenen Rohstoffe	▪ Erlösrisiko, weil der höhere Umweltwert derzeit nicht sicher finanziell honoriert wird (Bereitstellungskosten erneuerbares Kerosin >> Marktpreis konventionelles Kerosin) ▪ schwache Nachhaltigkeitskriterien bei der Kommerzialisierung ▪ Herausforderung von erfolgreicher Demonstration komplexer Prozessketten unter wirtschaftlichen Randbedingungen (u. a. Volatilitäten bei Preisen für biogene Rohstoffe und elektrischem Strom) ▪ Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen Biokerosinoptionen ▪ Akzeptanz in der Öffentlichkeit ▪ Angebot an Roh-/Ausgangsstoff: schleppender Ausbau beim erneuerbaren Stromangebot und begrenzte, wirtschaftlich erschließbare Biomassepotenziale ▪ unstete Rahmenbedingungen, fehlende (Forschungs-)Strategie

7.4 Fazit

Alle hier betrachteten bzw. ausgewählten Verfahren besitzen ein hohes technisches Entwicklungspotenzial und haben aufgrund vorhandenen Wissens, Erfahrungen und Infrastrukturen gute Voraussetzungen und Umsetzungsmöglichkeiten in Deutschland. Ein Erfolgsfaktor der für die Pilotierung und spätere Markteinführung ist die frühzeitige Einbeziehung, Information und Vernetzung der sowohl neuen als auch etablierten Akteure. Als Flaschenhals stellt sich bei einer Marktimplementierung und damit Produktion größerer Kerosinmengen die Erschließung (Quantität, Qualität, Preis) der Roh- und Ausgangsstoffe heraus. Verbindliche nationale wie internationale (u. a. EU Ausbaupfad für alternative Flugkraftstoffe nach 2020) Rahmenbedingungen als eine Grundlage für die Entwicklung einer stabilen Nachfrage nach erneuerbarem Kerosin sind Voraussetzung für den Erfolg der Pilotierung neuer Verfahren in Deutschland, insbesondere für ein sich anschließendes Upscaling von Pilot- oder Demoanlagen hin zur Marktimplementierung (Geschäftsmodelle). Eine zu

erstellender Entwicklungsplan, welche die genannten Aspekte (Technologie-Rohstoffe-Markt-Akteursnetze-Ziele) beinhaltet, zeigt allen Akteuren den mittel- und längerfristigen Weg auf. Preis- und Marktentwicklungen sind dabei kontinuierlich zu beobachten und bei weiteren Schritten hin zur Marktimplementierung zu berücksichtigen.

8 Maßnahmen für Pilotvorhaben

Ziel der vorliegenden Untersuchung ist die Vorbereitung geeigneter wegweisender Pilotvorhaben zur Produktion von Kerosin aus erneuerbaren Energien. Mit Blick auf die Identifikation wegbereitender Maßnahmen gilt es, nicht nur technische, sondern vor allem auch strategische und rahmenpolitische Aspekte einzubeziehen.

8.1 Rahmenbedingungen für das Pilotvorhaben

Für die erfolgreiche Planung und Umsetzung eines innovativen Pilotvorhabens zur Produktion von Bio-/EE-Kerosin sind neben technischen auch standortspezifische und ökonomische Rahmenbedingungen zu berücksichtigen Diese sind im Folgenden kurz dargestellt.

8.1.1 Technischer Rahmen

Pilotvorhaben stellen die Brücke zwischen Grundlagenuntersuchungen im Labor bzw. Technikum und der Demonstration von Gesamtkonzepten in der Praxis dar. Sie dienen der Erprobung und iterativen Optimierung von Einzeltechnologien durch die Variation von u. a. Anlagenkomponenten, Rohstoffen, Prozessparametern und Betriebsweisen (Kapitel 3.1). Neben den rein technischen Untersuchungen erfolgt i. d. R. auch eine umfassende Begleitforschung.

Die im Rahmen der vorliegenden Studie erfolgte Eingrenzung beispielhafter Verfahrenskonzepte für technische Piloten muss durch weiterführende und eingehendere Untersuchungen unter Einbindung der für ein Vorhaben wichtigen Akteure (für technische Piloten insbes. in Bezug auf Roh-/Ausgangsstoffe, Verfahrenstechnik, Distribution) untersetzt und spezifiziert werden, u. a. hinsichtlich:

- Technische und erschließbare Potenziale geeigneter erneuerbarer Roh-/Ausgangsstoffe sowie räumliche Auflösung (Link Standortfrage, Verfügbarkeit der Edukte),
- Konkretisierung, detaillierte Bilanzierung des als Pilot umzusetzenden Verfahrenskonzeptes und Planung entsprechend der Leistungsphasen (Grundlagenermittlung, Vorplanung, Entwurfsplanung, Genehmigungsplanung, Ausführungsplanung usw.)
- Bewertung betriebs- und volkswirtschaftlicher Effekte, einschließlich entsprechender Sensitivitätsanalysen,
- Bewertung der Umwelteffekte über Ökobilanzierung einschließlich entsprechender Sensitivitätsanalysen.

Parallel dazu sollten im Rahmen einer Machbarkeitsstudie sollte schließlich die favorisierten Verfahrenskonzepte hinsichtlich ihrer Erfolgsaussichten bewertet werden:

- Welchen Beitrag kann es zu den gesetzten gesellschaftspolitischen Zielen leisten?
- Welche Risiken bestehen für einen Misserfolg?
- Welches wird als optimaler Lösungsweg ausgewählt?

8.1.2 Standortwahl

Pilotanlagen sind in ihrer Leistungsgröße einerseits üblicherweise 50- bis 500-mal kleiner als kommerzielle Anlagen und bringen andererseits einen intensiven Betreuungsaufwand durch hoch qualifiziertes Personal mit sich. Daher werden sie häufig in unmittelbarer räumlicher Nähe zu Standorten entsprechender Forschungseinrichtungen realisiert (Abbildung 6). Unabhängig davon, bedarf es nach erfolgreich abgeschlossener Machbarkeitsstudie einer entsprechenden Standortplanung. Dabei werden alle, z. B. infrastrukturellen, Anforderungen der Pilotanlage analysiert und anschließend potenziell geeignete Standorte identifiziert.

8.1.3 Beteiligung und Finanzierung

Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, das Pilotvorhaben aus öffentlichen Mitteln, aus Eigenmitteln privatwirtschaftlicher Unternehmen oder über eine kombinierte Form zu finanzieren. Diese unterscheiden sich in zahlreichen Punkten und sind durch entsprechende Vor- und Nachteile gekennzeichnet:

- *Privatwirtschaftliche Finanzierung.* Industriepartner benötigen ein entsprechend ausgeprägtes Eigeninteresse am Forschungsthema, um kostenintensive Projekte eigenständig zu finanzieren. Dies ist im Fall erneuerbarer Kerosinsubstitute eher nicht ausreichend gegeben, da die bisherigen Ziele zum Einsatz von Kerosinsubstituten überwiegend Selbstverpflichtungen der Luftverkehrsbranche darstellen. Die Verantwortung für Planung, Durchführung und Ergebnisverwertung liegen dann ausschließlich in der privatwirtschaftlichen Hand. Mit Blick auf eine potenzielle Markteinführung bei erfolgreicher Absolvierung der Pilot- und Demonstrationsphase ergeben sich im Bereich Bio-/EE-Kerosin neue Geschäftsfelder für etablierte Akteure aber auch für neue Akteursnetze/Kooperationen, u. a. der Mineralölwirtschaft, der Maschinen- und Anlagentechnik sowie Biokraftstoffproduzenten/ Bioraffineriebetreiber und Energieversorger.
- *Öffentliche Finanzierung*. Derartige Vorhaben benötigen häufig einen längeren Zeitkorridor für Planung und Umsetzung. Vorgänge und Abläufe unterliegen entsprechenden Regulierungen, Abstimmungsprozesse und Berichtspflichten sind eher umfangreicher und transparenter. Bei der Zieldefinition werden neben betriebswirtschaftlichen auch das Gemeinwohl betreffende Aspekte betrachtet. Je größer die Anzahl beteiligter Fachressorts, desto aufwendiger werden Abstimmungsprozesse einerseits aber desto breiter ist der politische Rückhalt des Projektes andererseits.
- *Kombinierte Finanzierung*. Die Lasten einer umfangreichen Finanzierung werden dabei auf beide Gruppen verteilt. Vorzugsweise werden dabei die Vorteile beider o. g. Finanzierungen kombiniert. Es ist zu erwarten, dass organisatorische Entscheidungsprozesse sehr komplex werden aufgrund der erforderlichen Kompromissfindung zwischen privatwirtschaftlichen und gemeinnützigen Interessen.

Eine Entscheidung hinsichtlich der Finanzierung und Beteiligung an Bau und Betrieb der Pilotanlage sollte so früh wie möglich getroffen werden.

Für eine ressortübergreifende Finanzierung bestehen zahlreiche Anknüpfungspunkte. Eine Auswahl geeigneter Förderinitiativen und -programme ist in Tabelle 28 zusammenfassend aufgeführt.

Tabelle 28 Potenziell geeignete Förderprogramme und Initiativen für Komplementärfinanzierung [BMBF 2014, 2015a, 2015b], [BMWi 2014], [EC 2015b], [EIB, EC 2015], [FNR 2015]

Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF)	
Förderinitiative "Kopernikus-Projekte für die Energiewende"	
Fördervolumen bis 2018: 120 Millionen EUR, plus bis 2025 weitere 280 Millionen EUR	
Themenfelder:	▪ Neue Netzstrukturen ▪ Flexiblere Nutzung erneuerbarer Ressourcen: Power-to-X ▪ Ausrichtung von Industrieprozessen auf fluktuierende Energieversorgung ▪ Systemintegration: Transformation und Vernetzung der Energieversorgung

Neue Hightech-Strategie Nationale Forschungsstrategie BioÖkonomie 2030	
Förderschwerpunkte der 2. Halbzeit:	▪ Begleitforschung zu technologischen Innovationen der Bioökonomie ▪ Aufbau eines gesamtgesellschaftlichen Monitorings zur Bioökonomie ▪ Sicherung des wissenschaftlichen Nachwuchses durch Nachwuchsgruppen ▪ Förderung interdisziplinärer Forschungsverbünde zu sozial- und wirtschaftswissenschaftlichen Fragestellungen.
Nachhaltiges Wirtschaften und Energie ist eine der prioritären Zukunftsaufgaben für Wertschöpfung und Lebensqualität der Neuen Hightech-Strategie.	
Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL)	
Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe	
Fördervolumen 2015: 59 Millionen EUR	
Förderziele (u. a.):	▪ die nachhaltige Erzeugung und Bereitstellung, ▪ die nachhaltige Produktion von Industrie- und Konsumgütern sowie von Energie und Energieträgern, ▪ das Recycling und die Kaskadennutzung, ▪ die Entwicklung neuer Technologien und integrierter Nutzungskonzepte entlang der gesamten Wertschöpfungskette, z. B. im Rahmen von Bioraffineriekonzepten.
Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi)	
Luftfahrtforschungsprogramm V (2), Programmlinien „Ökoeffizientes Fliegen“ und „Technologie“	
Schwerpunkte (u. a.):	▪ Verbreiterung der industriellen Basis der gesamten Luftfahrtbranche zur Sicherung und Erweiterung der Wertschöpfung am Standort Deutschland. ▪ Abdecken der gesamten Innovationskette von der grundlagenorientierten Forschung über den Schwerpunkt der industriellen, anwendungsorientierten Forschung bis hin zur technologischen Risikominimierung in anwendungsnahen Demonstrationsvorhaben. ▪ Steigerung der Akzeptanz des Luftfahrtsystems in der Bevölkerung durch umweltfreundliche, lärmreduzierende, innovative Technologien.
Europäische Union (EU)	
EU Horizon2020 u. a.	
Schwerpunkte und Themen:	▪ Bio-based Industries Joint Undertaking, Innovation actions “DEMO”, “FLAGSHIP” ▪ Fast Track to Innovation (FTI): themenoffene Förderung für die Bereiche der Grundlegenden und industriellen Technologien (LEIT) sowie der Gesellschaftlichen Herausforderungen ▪ InnovFin Energy Demo Projects

8.2 Auswahl vergleichbarer Pilotvorhaben

Aktuelle internationale Pilot- und Demonstrationsvorhaben zu Bio- und EE-Kerosin-Konzepten sind im Anhang in Tabelle 43 und Tabelle 44 zusammenfasend dargestellt hinsichtlich Standort, beteiligter Akteure, Projektziel, Umfang (Budget) und weiteren Informationen. Beispielhaft sind in Tabelle 29 drei nationale Pilotvorhaben etwas ausführlicher dargestellt, auch hinsichtlich der gebotenen Zeitschiene.

Es wird deutlich dass die Zeitspanne vom Labormaßstab über die Pilotanlage im Technikumsmaßstab bis zur erfolgreichen Demonstration 10 Jahre und mehr beträgt.

Tabelle 29 Vergleichbare Initiativen für Pilotvorhaben [Blades 2006], [dena 2006], [FNR 2006, 2015], [KIT 2013, 2015a, 2015b]

BTL (Biomass To Liquid)	
Carbo-V®-Verfahren der Choren Industries GmbH	
Kapazität:	18 Millionen Liter Sundiesel pro Jahr (65.000 t_{atro}/a Biomasse)
Investkosten:	ca. 130 Millionen EUR
Finanzierung:	VW, Land Sachsen, FNR, DBU
Chronik:	
2002	Flugstrom-Druckvergasung: erfolgreiche Vergasung von 8 Tonnen eines Pyrolyseöl/Koks-Slurries
2003	Inbetriebnahme der Alpha-Pilotanlage in Freiberg/Sachsen in Kooperation zwischen Choren, Shell und VW
01.10.2005 – 31.03.2007	Engineering-Studie, Leitung: TU Bergakademie Freiberg; Partner: Anlagenbaufirmen Uhde, Lurgi, und Chemieanlagenbau Chemnitz; Mitwirkung von RWE und Vattenfall; Begleitung: Volkswagen, Daimler und Total
2007-2008	Bau der Demonstrationsanlage (Beta-Anlage)
2008	Fertigstellung Demonstrationsanlage in Freiberg
2008 – 2011	Technische Probleme bei Inbetriebnahme der Gesamtanlage
2011	Insolvenz von Choren
2013	Verkauf und Demontage der Beta-Anlage
bioliq®-Verfahren des Karlsruher Institut für Technologie (KIT)	
Kapazität:	Input Schnellpyrolyse (Stufe 1): 500 kg/h Stroh, Output Synthese (Stufe IV): < 100 l/h Benzin
Investkosten:	> 10 Millionen EUR (Zuwendung 2009)
Finanzierung:	50 % Förderung durch Ministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) sowie Europäische Union (EU), 50 % Finanzierung durch KIT mit Unterstützung von Chemieanlagenbau Chemnitz (CAC)
Chronik:	
90er Jahre	Untersuchung von überkritischem Wasser als Reaktionsmedium
seit 2000	Untersuchung und Entwicklung eines neuen Verfahrens in überkritischem Wasser (Super Critical Water Gasification, SCWG): Experimente zur Vergasung von Biomasse im heißen Hochdruckwasser und in einem Wirbelschichtvergaser mit vorgeschalteter Pyrolyse, Installation Pilotanlage (kleiner Technikumsmaßstab, 50-100 kg)
2001	Konzepterstellung und Auslegung eines Schnellpyrolyseverfahrens im Technikumsmaßstab
2002	Beschaffung und Aufbau einer Process Development Unit (PDU) zur Schnellpyrolyse von 10 kg Stroh pro Stunde, thematische Einbindung des Vergasungsverfahrens in das BMBF-Netzwerk "Regenerative Kraftstoffe (ReFuelNet)".
2003	Konzepterstellung einer Demonstrationsanlage (ca. 15.000 t/a) mit Grobkostenschätzung und Aufnahme von Gesprächen mit potenziellen Partnern, wie Lurgi, Lentjes, SVZ, Future Energy, sowie mit dem BMBF, Nutzern wie Daimler-Chrysler und VW und Sasol (Südafrika) zur Bereitstellung der erforderlichen Fischer-Tropsch-Syntheseanlage
2005 – 2008	Baustufe I: Errichtung der Verfahrensstufe Schnellpyrolyse
2010 – 2013	Baustufe II: Errichtung der Verfahrensstufe Hochdruck Flugstromvergasung (geplanter Beginn ursprünglich 2008)
2010 – 2013	Baustufen III + IV: Errichtung der Verfahrensstufen Gasreinigung und Kraftstoffsynthese (geplanter Beginn ursprünglich 2009)
November 2014	Inbetriebnahme Pilotanlage Bioliq©

Ethanol aus Lignocellulose	
sunliquid® Verfahren der Clariant Produkte (Deutschland) GmbH	
Kapazität:	1.000 t/a Bioethanol aus Stroh
Kosten:	28 Millionen EUR einschließlich 12 Millionen EUR Begleitforschung, zzgl. weitere 23 Millionen EUR Begleitforschung
Finanzierung:	Clariant Produkte (Deutschland) GmbH (vormals Süd-Chemie) Bundesland Bayern und Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF): jeweils 5 Millionen EUR für wissenschaftliche Begleitarbeit Europäische Union: 23 Millionen EUR (FP7, 2014-2018)
Chronik:	
seit 2006	Verfahrensentwicklung im Labormaßstab
2009	Inbetriebnahme Pilotanlage in München (< 2 t/a Ethanol)
Juli 2012	Inbetriebnahme Demonstrationsanlage in Straubing (2.000 t/a Ethanol) (zuvor geplant: Ende 2011)
2014 – 2018	EU-Begleitforschung Demonstrationsanlage
Strom zu Roh-PTL (Teilschritt zur PTL-Kraftstoffherstellung via Fischer-Tropsch-Route)	
Sunfire FUEL1	
Kapazität:	ca. 160 Liter Roh-PTL pro Tag
Kosten:	einstellige Mio. € Investition (ohne F&E)
Finanzierung:	50% Kofinanzierung durch BMBF
Chronik:	
2012	Beginn Verbundprojekt
Juli 2014	Erster Spatenstich
November 2014	Einweihung, Beginn Testläufe
seit 2015	Anlagenbetrieb
Strom-zu-Methanol (Teilschritt zur PTL-Kraftstoffherstellung via Methanol-Route)	
MefCO_2 von Steag, Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe (MHPSE),Carbon Recycling International (CRI) et al.	
Kapazität:	~1 MW_e Elektrolyse
Kosten:	11 Mio. € (Fördervolumen)
Finanzierung:	EU Horizon2020, Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe
Chronik/Planung:	
2015	Projektbeginn (18 Monate für Planung, Lieferung und Installation der Anlage geplant)
2016	Grundsteinlegung
2017	Start Anlagenbetrieb
2018	Testläufe verschiedener Betriebsmodi über ca. 2000 Betriebsstunden

8.3 Vernetzungsmaßnahmen verschiedener Pilotvorhaben

Ergänzend dazu ist es erforderlich verschiedene bereits laufende oder derzeit initiierte Pilot- und Demonstrationsvorhaben zur Bereitstellung alternativer Energieträger respektive alternativer Infrastrukturen und Gesamtansätze, die durch die unterschiedlichen ministeriellen Ressorts gefördert werden besser zu vernetzen und somit auch für die MKS nutzbar zu machen, Synergien und Entwicklungsperspektiven zu erkennen und auszubauen, und um sicherzustellen, dass die Entwicklungen in eine kohärente nationale Strategie münden.

8.3.1 Konzeptionelle Vernetzungsmaßnahmen

Mehrstufige Produktionskonzepte, deren Teilprozesse auch räumlich entkoppelt werden können, sind prinzipiell geeignet, bereits im Pilot- oder Demonstrationsmaßstab die Bereitstellungskette durch die Kombination verschiedener Anlagen abzubilden. Diese können sich in ihrem Entwicklungsgrad (TRL) auch geringfügig unterscheiden. Anknüpfungspunkte sind, wie bereits ausgeführt:

- Für die Kraftstoffsynthese von dezentralen Zwischenprodukten: bioliq®-Anlage des KIT in Karlsruhe (Kapitel 5.1.1).
- Für die Feinraffination von Zwischenprodukten (Kapitel 5.1.2): etablierte und geplante kommerzielle Raffinerien zur Verarbeitung von Bioölen und -fetten (z. B. Rotterdam und Porvoo).
- Aufbereitung von Roh-PTL, z. B. aus Sunfire-Verbundvorhaben in Dresden mittels Ko-Verarbeitung in konventionellen Raffinerien.
- Umwandlung von Roh-Methanol, z. B. aus der Synthese-Anlage von Carbon Recycling International am Steag-Standort in Lünen oder deren Methanolsynthese-Anlage auf Island.

Eine Vernetzung von Prozessschritten mit außereuropäischen Partnern erscheint ebenfalls machbar, dürfte sich jedoch mit Blick auf den damit verbundenen administrativen und logistischen Aufwand auf sehr wenige ausgewählte Vorhaben (z. B. über EU Horizon2020 oder Internationale Klimaschutzinitiative) beschränken.

8.3.2 Vernetzung durch wissenschaftlichen Austausch

Dies kann beispielsweise über die Organisation und Durchführung regelmäßiger Statusworkshops mit dem Ziel der Vernetzung, des Austausches und der Diskussion von Ergebnissen aus verschiedenen Forschungs- und Entwicklungsvorhaben erfolgen, die Erarbeitung und Entwicklung vereinheitlichter Methoden zu Vergleichbarkeit der Ergebnisse (gemeinsam mit Vertretern aus den Vorhaben) umfassen und somit die Ableitung von möglichen Entwicklungsperspektiven, Synergien und erforderlichen Handlungsbedarfen im Rahmen MKS und darüber hinaus ermöglichen. Die Umsetzung kann durch die gezielte Vernetzung über internationale Projekte, Fachtagungen, explizite Begleitforschung und Kooperationen erfolgen.

8.4 Ableitung von Maßnahmen für Pilotvorhaben

Die Realisierung einer Pilotanlage mit guten Erfolgsaussichten für eine anschließende Demonstration und Markteinführung des alternativen Flugkraftstoffes bedarf zahlreicher Einzelschritte unter Berücksichtigung begleitender Regelungen und Restriktionen.

Die Eingrenzung und Ausgestaltung des Konversionsverfahrens der Pilotanlage erfolgt im Rahmen der bereits genannten Machbarkeits- und Standortanalyse. Parallel hierzu sollten alle Fragen zu Beteiligungen und Finanzierung geklärt werden. Daran anschließend erfolgt eine standortspezifische technische Planung der Anlage (Engineering), ggf. auch mehrstufig zunächst als Grundlagen- und anschließende Detailplanung. Nach entsprechender Fertigung und Montage der Anlage kann sie unter optimalen Randbedingungen im Jahr 2020 in Betrieb genommen werden. An jeden dieser Teilschritte sind rechtliche Vorgaben gebunden (Vergabe von Aufträgen, Genehmigung technischer Anlagen u. s. w.). Diese können sich erheblich auf den Zeitplan auswirken und die damit verbundenen Unsicherheiten sollten berücksichtigt werden. Nach einem erfolgreichen Forschungsbetrieb der Anlage, i. d. R. über mehrere Jahre, kann mit vergleichbarer Herangehensweise eine Demonstrations-anlage geplant und betrieben werden. Sie stellt den wesentlichen Zwischenschritt von einer Pilotanlage hinzu einer Kommerzialisierung der Technologie dar. Der zeitliche Rahmen für eine mögliche Kommerzialisierung der Technologie liegt nicht vor 2030.

Eine adäquate wissenschaftliche Begleitung einer Pilotproduktion von Biokerosin und EE-Kerosin berücksichtigt zumindest folgende Aspekte:

- Technische Bewertung. Simulation, Optimierung Prozessstabilität und -effizienz, Konzeptionierung für Demonstrations- und kommerzielle Anlagen.
- Ökologische Bewertung. Nachhaltigkeit, Ökobilanzen (LCA), Potenzialanalysen, Logistikaspekte.
- Ökonomische Bewertung. Gestehungskosten, THG-Vermeidungskosten, volkswirtschaftliche Effekte.
- Vernetzung (z. B. Kooperationen, Veranstaltungen, Workshops) und Wissenstransfer (u. a. Veröffentlichungen, Innovations- und Marketingmanagement).
- Monitoring zur Entwicklung erneuerbarer Kraftstoffe im Verkehrssektor im Kontext der jeweiligen Rand- und Rahmenbedingungen (z. B. Auswertung von Best-Practise-Beispielen, Evaluierung der gewünschten und tatsächlich erzielten Effekte bisheriger und geplanter Fördermaßnahmen zur Weiterentwicklung innovativer Biokraftstoffoptionen (z. B. der sog. zweiten und dritten Generation) im Kontext den marktwirtschaftlichen Entwicklungen).
- Analyse der Effekte in Bezug auf Ziele der Energiewende bzw. des Verkehrssektors (u. a. Effekte in der Emissionsvermeidung, Einsparung fossiler Energieträger, regionale Wertschöpfung).

Im Rahmen der Begleitforschung gilt es dabei auch die in Kapitel 7.3.4 identifizierten Risiken entlang neuer Bereitstellungsketten zu adressieren:

- Betriebswirtschaftliche Risiken für Investoren/Erlösrisiko, aufgrund fehlender CO_2-Einpreisung bzw. sonstiger verbindlicher Rahmenbedingungen zugunsten erneuerbarer Kerosinsubstitute.
- Herausforderung einer erfolgreichen Demonstration komplexer Prozessketten unter wirtschaftlichen Randbedingungen (u. a. Preisvolatilitäten bei Edukten und Produkten).
- Definition von Nachhaltigkeitskriterien für Biokerosin und EE-Kerosin (PTL).
- Wettbewerbsfähigkeit innovativer Technologien gegenüber vorhandenen Biokerosinoptionen.
- Akzeptanz in der Öffentlichkeit.

Ein wesentlicher regulatorischer und für die Markteinführung zwingend notwendiger Aspekt ist die erfolgreich abgeschlossene Zertifizierung des Kerosins sowie des Herstellungsprozesses entsprechend des internationalen Standards ASTM D1655 *Standard Specification für Aviation Turbine Fuels*. Der Prozess der ASTM-Zertifizierung ist verbunden mit:

- einer verfügbaren Kerosinmenge von insgesamt bis zu 2.000 m³,
- einem zeitlichen Rahmen von bis zu 5 Jahren, bestehend aus verschiedenen Testphasen in Labor, Technikum und Praxis (Test im Flugbetrieb) sowie einem umfassenden technischen Bericht,
- insgesamt anfallenden Kosten von 5 bis 15 Mio. USD, u. a. für die Bereitstellung von Testmengen des zuzulassenden Kerosins sowie für die Nutzung der Triebswerksprüfstände. [Stöckel 2015]

In Anbetracht dieser erheblichen Aufwendungen, sollte im Rahmen weiterer Untersuchungen auch geprüft werden, inwiefern sich ein Pilotvorhaben an den zugelassenen bzw. in Zulassung befindlichen Herstellprozessen orientieren kann. Diese betrifft insbesondere Biokerosin angesichts zahlreicher Herstellungsvarianten.

Mit Blick auf die Markteinführung alternativer Kerosine und deren Implementierung in die vorhandene Versorgungsinfrastruktur sowie Flugzeugsubsysteme, ist mit nur minimalen technischen Anpassungsbedarfen zu rechnen (Kapitel 4). Lediglich die Nutzlast-Reichweiten-Charakteristik von Flugzeugen wird beim Einsatz von Bio- und EE-Kerosin aufgrund der mitunter geringeren Energiedichte verändert.

Die Entwicklung von Nachhaltigkeitskriterien für Bio- und EE-Kerosin ist eine wichtige Voraussetzung für verbindliche politische Rahmenbedingungen. Wie in Kapitel 6 ausführlich dargelegt, ist dabei auch auf die Unterschiede und Herausforderungen beider Technologien einzugehen.

Neben den bisher diskutierten eher technischen Aspekten einer Technologieentwicklung, müssen mittel- bis langfristig auch und vor allem entsprechende rahmenpolitische Maßnahmen eine erfolgreiche Markteinführung alternativer Flugkraftstoffe unterstützen. Bereits unter Kapitel 7.3.4 wurden unstete Rahmenbedingungen und eine fehlende (Forschungs-)Strategie als hinderlich identifiziert. Daher sollte zeitnah begonnen werden, unabhängig vom Fortschreiten der Planung und Umsetzung des Pilotvorhabens, eine *Strategie für nachhaltigen Flugverkehr* zur entwickeln. Ähnlich der MKS-Studie *Erneuerbare Energien im Verkehr* [MKS 2015a] sollten dabei sowohl Bedarfs- als auch der Angebotsseite berücksichtigt werden, beispielsweise:

- Bedarfsentwicklung für Endenergie im Flugverkehr. Potenziale für Verkehrsvermeidung, -verminderung und -verlagerung sowie Effizienzsteigerung durch Systemoptimierung und neue Technologien, Entwicklungs- und Einphasungskorridore.
- Angebotspotenzial für Endenergie im Flugverkehr. Alternative Energieträger und deren Entwicklungs- und Einphasungskorridore. Trittstein: Technologie-Roadmap.

Diese Strategie sollte bis zum Jahr 2020 abgestimmt sein und einen Fahrplan vorgeben für die Definition verbindlicher politischer Ziele und entsprechender Umsetzungsmaßnahmen. Sowohl bei der mehrstufigen Strategieentwicklung als auch bei der Entwicklung von Nachhaltigkeitskriterien für Bio-/ EE-Kerosin kann eine Verzahnung mit der Begleitforschung des Pilotvorhabens Synergieeffekte nutzbar machen.

In Abbildung 48 ist ein möglicher Zeitplan von der Pilotierung einer innovativen Technologieoption bis hin zum vorkommerziellen Stadium aufgezeigt. Zahlreiche technische und administrative Unsicherheiten entlang dieser Kette können jedoch auch zu erheblichen Verschiebungen und einer entsprechende Verzögerung der definierten Meilensteine führen.

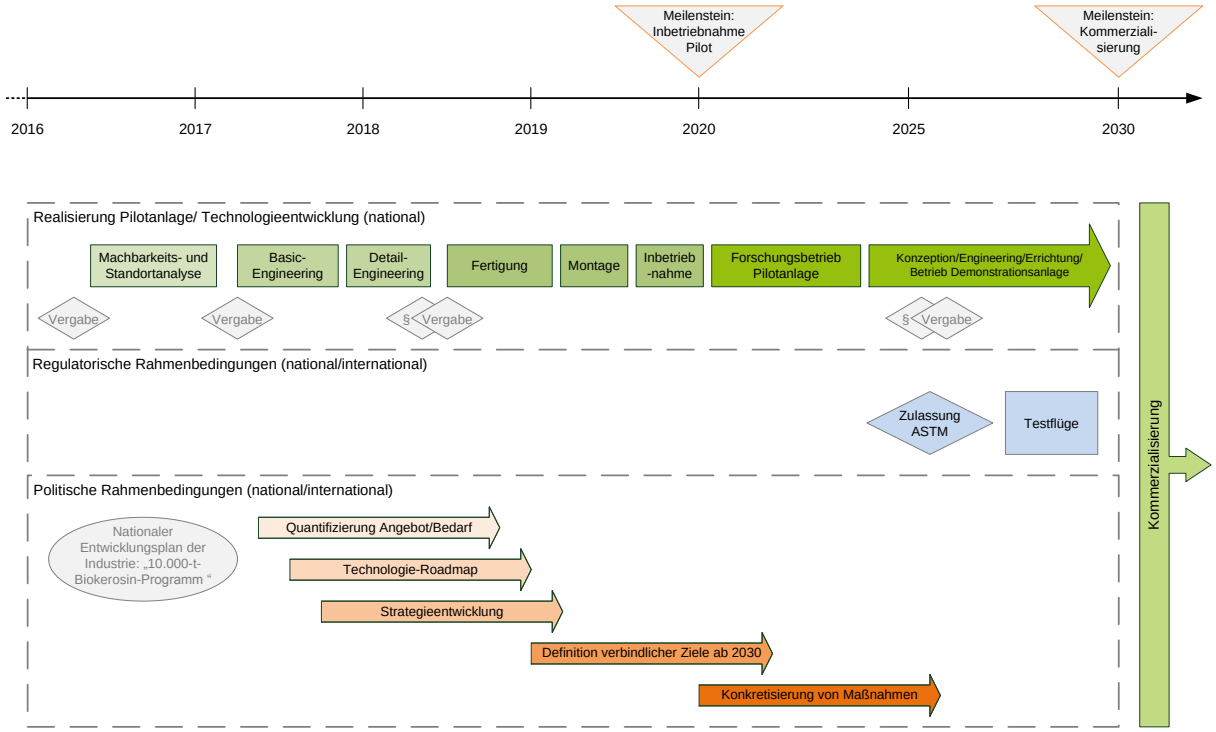


Abbildung 48 Beispiel Zeitplan Pilotanlage bis Kommerzialisierung einschließlich begleitender Maßnahmen

8.5 Fazit

Die Maßnahmen orientieren sich an drei Handlungsfeldern in zwei Zeithorizonten: (i) der „Pilot- und Demonstrationsphase“ bis 2030 als entscheidende Phase um absehbar zu signifikanten Mengen an erneuerbarem Kerosin zu kommen und (ii) der „Marktphase“ ab 2030:

Planung einer Pilotanlage und Technologieentwicklung (national)

Hierzu gehört beginnend ab 2016 für die auszuwählenden technischen Verfahrensansätze, die in einer Pilotanlage umgesetzt werden sollen, eine detaillierte Machbarkeits- und Standortanalyse gefolgt von Basic- und Detailengineering als Grundlage für eine entsprechende Fertigung und Montage in den Folgejahren, um – je nach Randbedingungen – rund um das Jahr 2019/2020 mit der Inbetriebnahme und Versuchskampagnen starten zu können. Deren Erfahrungen aus dem Anlagenbetrieb bieten eine wichtige Grundlage für die Konzeption, das Engineering und die Errichtung einer Demonstrationsanlage mit entsprechend größerer Anlagenkapazität.

Regulatorische Rahmenbedingungen (national und international)

Parallel zu den Planungen und Umsetzungen für eine Pilotanlage gilt es regulatorische Rahmenbedingungen zu beachten. Hierzu zählen insbesondere entsprechende Genehmigungen für den Bau einer Anlage, Anforderungen im Zusammenhang mit dem Kraftstoffhandling (u. a. REACH, ECHA) und im weiteren ASTM-Zertifizierung.

Politische Rahmenbedingungen (national und international)

Damit – aufbauend auf entsprechend erforderlichen Pilotvorhaben als ersten Schritt – mittelfristig eine erfolgreiche Kommerzialisierung von erneuerbarem Kerosin erfolgen kann, sind neben den bestehenden politischen Rahmenbedingungen parallel zu den technischen Weiterentwicklungen folgende Aspekte im Detail unter entsprechender Akteursbeteiligung vertieft zu untersuchen und entsprechend umzusetzen: (i) Definition verbindlicher Etappenziele einschließlich entsprechender förder- und ordnungsrechtlicher Maßnahmen als Teil einer Strategieentwicklung im Einklang mit dem Klimaschutzplan der Bundesregierung und unter Berücksichtigung von quantifizieren Bedarfen und Angeboten ausgehend vom Ziel 2050, (ii) Nationaler Entwicklungsplan nachhaltige alternative Flugkraftstoffe der Industrie („10.000 t-Programm“ für Bio-/EE-Kerosin) inklusive Entwicklung einer geeigneten Technologieroadmap.

Ergänzend dazu ist es erforderlich verschiedene bereits laufende oder derzeit initiierte Pilot- und Demonstrationsvorhaben zur Bereitstellung alternativer Energieträger respektive alternativer Infrastrukturen und Gesamtansätze, die durch die unterschiedlichen ministeriellen Ressorts gefördert werden besser zu vernetzen und somit auch für die MKS nutzbar zu machen, Synergien und Entwicklungsperspektiven zu erkennen und auszubauen, und um sicherzustellen, dass die Entwicklungen in eine kohärente nationale Strategie münden.

9 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Das übergeordnete Ziel des im Zeitraum von 11/2014 bis 10/2015 durchgeführten Vorhabens „Biokerosin und EE-Kerosin für die Luftfahrt der Zukunft – von der Theorie zu Pilotvorhaben“ war es, möglichst konkrete Hinweise und Handlungsempfehlungen für wegweisende Pilotvorhaben und die damit verbundenen Voraussetzungen für eine Pilotierung der Kerosinproduktion in Deutschland zu erarbeiten. Dazu wurden neben technischen Fragestellungen zur Kerosinproduktion und Infrastrukturen ebenso Nachhaltigkeits- und Wertschöpfungsaspekte untersucht. Mit dem Ziel, geeignete wegweisende Pilotvorhaben vorzubereiten, wurden Vorschläge für Maßnahmen erarbeitet. Begleitend zum Vorhaben fanden – mit organisiatorischer Unterstützung der Firma IFOK am 19.03.2015 und am 16.10.2015 – zwei Fachworkshops mit Vertretern aus Wirtschaft, Wissenschaft, Politik und Verbänden / NGOs in Berlin statt. Die Ergebnisse aus diesen Workshops sind ebenso in Untersuchungen und Schlussfolgerungen eingeflossen.

Folgende Schlussfolgerungen lassen sich aus der Sicht der Bearbeiter ableiten:

- Der Mehrheit der untersuchten Verfahren für die Produktion von Biokerosin und EE-Kerosin (PTL) ist gemein, dass als Produkt nicht nur Kerosin hergestellt wird (je nach Prozess Größenordnungen bis ca. 35 bis 55 Gew.-%), sondern gleichzeitig prozessführungsbedingt auch weitere Produkte wie Benzin / Diesel und andere kleinere Fraktionen anfallen, die grundsätzlich weitere Sektoren bedienen können.
- Eine Einführung von nachhaltigem, klimafreundlichem Kerosin auf Basis von Biomasse und erneuerbarer Energien bzw. erneuerbarem Strom für die Luftfahrt geht einher mit absehbar höheren Gestehungskosten als für fossiles Kerosin. Die Aussagen der Luftfahrtbranche aus den MKS-Workshops in Berlin, aus Branchentreffen sowie bilateralen Gesprächen, lassen darauf schließen, dass die Nutzung erneuerbarer Kraftstoffe maßgeblich unter einem Kostenvorbehalt aufgrund des harten internationalen Wettbewerbs im Flugverkehr steht. Dem regulatorischen Rahmen und den Instrumenten zur Flankierung einer Einführung von erneuerbarem Kerosin kommt daher bei der weiteren Entwicklung im Rahmen von Pilotvorhaben und im Rahmen von politischen Initiativen eine wichtige Rolle zu.
- Hinsichtlich der politischen Akteurslandschaft, mit Blick auf Produktion von alternativem Kerosin, sind derzeit das BMBF (z. B. *Sunfire*), das BMEL (z. B. bioliq®, AUFWIND) sowie die EU H2020 (Mitsubishi / Steag) themennah in Deutschland aktiv. Den konkreten Einsatz von Biokerosin im Luftverkehr adressierte v. a. das BMWi-geförderte Projekt BurnFAIR, in dessen Rahmen u. a. Erprobungsflüge durch die Deutsche Lufthansa AG durchgeführt wurden. Einen wichtigen, weiterführenden Beitrag zur Energiewende in der Luftfahrt könnte die in der MKS von 2013 verankerte Entwicklung und Umsetzung eines „Nationalen Entwicklungsplans nachhaltige alternative Flugkraftstoffe“ durch die Industrie leisten („10.000-t-Biokerosin-Programm“).
- Die Einführung von erneuerbarem Kerosin in der Luftfahrt ist kein Selbstläufer. Eine Förderung ist bei mangelnder Technologiereife sinnvoll, insbesondere die Förderung und Begleitung von F&E- / Pilot- / Demonstrationsvorhaben. Ergänzend bedarf es einer Marktbereitung, die regulatorisch flankiert ist und die den Akteuren der Wertschöpfungskette eine ausreichende Perspektive sowie Planungssicherheit bei gleichzeitig kalkulierbaren Risiken für ihre Investitionen gibt. Dies ist bisher nicht gegeben, nicht zuletzt aufgrund schwankender CO_2-Preise, fehlender Erlöse aus dem Emissionshandel sowie unverbindlicher Minderungsziele. Eine Diskussion über geeignete Instrumente hierfür geht über die Zielsetzung dieses Vorhabens weit hinaus.
- Der Luftfahrtsektor setzt sich bereits intensiv mit der seit Jahren geführten Debatte zur Nachhaltigkeit von erneuerbaren Energieträgern, und damit insbesondere auch Biokerosin, auseinander (z. B. in z. T. global aufgestellten Gremien und Plattformen). Für eine ernstzunehmende

Umsetzung bedarf es hierfür jedoch weiterführender Aktivitäten sowie der erfolgreichen Umsetzung entsprechender Vorhaben.

Daraus ergeben sich die nachfolgenden Handlungsempfehlungen für das weitere Agieren des BMVI im Rahmen der MKS:

Bezug Technik / vielversprechende Technologiekonzepte

- Im Sinne der international anerkannten Definition von technischen Piloten zur Kerosinproduktion in Deutschland sind zwei Wege sinnvoll: (i) Darstellung der Gesamtkette für erneuerbare Kerosinproduktion, d. h. von Primärenergie (Biomasse, EE-Strom) bis zum erneuerbaren Kerosin und (ii) Vernetzung und Integration mit bestehenden respektive in Entwicklung befindlichen Vorhaben zur Vervollständigung offener Teilschritte für erneuerbare Kerosinproduktion, wobei letztere Option zudem die Möglichkeit für verstärkte Kooperationen zwischen ministeriellen Ressorts bietet.
- Aktuelle nationale und EU-Vorhaben berücksichtigend, werden für Biokerosin zunächst zwei Verfahrenskonzepte für eine technische Pilotierung in Deutschland vorgeschlagen. Sie umfassen weniger in sich geschlossene Verfahrensketten vom Ausgangsstoff Biomasse zum Endprodukt Kerosin, sondern vielmehr innovative Teilschritte. Im Rahmen einer Pilotierung können sie entsprechend als integraler Bestandteil von in Teilschritten bereits bestehenden Pilotvorhaben respektive mit Ausnahme der finalen Kerosinraffination in nahezu geschlossen Verfahrensketten abgebildet werden. Gleichzeitig ist es grundsätzlich denkbar, Produkte aus der PTL-Produktion z. B. für die Kraftstoffsynthese oder -aufbereitung zu Kerosin zu verwenden. In diesem Zusammenhang kann das von *aireg* vorgeschlagene und derzeit in einer Machbarkeitsanalyse untersuchte PTG-HEFA-Hybridraffineriekonzept eine weiter zu untersuchende Basis darstellen, ggf. auch mit Blick auf die perspektivische Integration innovativer Teilschritte.
- Unter Ausnutzung bzw. Erweiterung bestehender F&E-Infrastruktur ergeben sich für einen technischen Piloten für Biokerosin zwei Optionen: (i) die Ergänzung bzw. Weiterentwicklung des maßgeblich durch BMEL geförderten bioliq®-Ansatzes an der Pilotanlage am KIT (Fokus hierbei: dezentrale Aufbereitung nasser Biomassen oder Weiterentwicklung der Kraftstoffsynthese) oder (ii) hydrothermale Verflüssigung mit dem Ziel zu Kraftstoffvorprodukten zu kommen, die dann über etablierte Verfahren der Feinraffination zum Zielprodukt Kerosin aufbereitet werden können.
- Insbesondere bei den synthesebasierten Verfahren (BTL, PTL) fallen typischerweise Produktmixe aus Kerosin sowie Benzin und Diesel sowie weitere kleinere Fraktionen an. Weiterer Untersuchungsbedarf besteht hinsichtlich der Erzielung höherer Kerosinausbeuten im Produktmix. Die Kernfrage für die weitere Entwicklung ist, mit welchem Anlagenaufwand und Energiebedarfen dies verbunden sein würde und wie sich dies auf die resultierenden Bereitstellungskosten des Kerosins auswirkt.
- Vorgeschlagen wird eine techno-ökonomische Analyse der Bereitstellungskosten von PTL in Gebieten mit guten Bedingungen für die Bereitstellung von erneuerbarem Strom, wie z. B. Südeuropa, Nordafrika, Mittlerer Osten oder Australien. Im Rahmen aktueller Untersuchungen [LBST 2016] wurde ermittelt, dass die PTL-Gestehungskosten am Beispiel Nordafrika um bis zu 20 % geringer ausfallen können aufgrund der höheren solaren Einstrahlung und günstigeren Windstrompotenzialen. Diese technologieseitigen Kostenminderungen werden kurzfristig nicht vollumfänglich gehoben werden können, z. B. wegen regionalen Risikoaufschlägen.
- Für eine Zertifizierung von Bio- / EE-Kerosin (PTL) über die Methanolroute sind entsprechende Voruntersuchungen parallel zur Vorbereitung der Umsetzung von Pilot- und weiterführend Demonstrationsvorhaben durchzuführen. Insbesondere mit Blick auf PTL-Kerosin fördert eine zweite zugelassene Route den Technologiewettbewerb und ermöglicht auf die lokalen Gegebenheiten optimierte Produktionskonzepte.

Bezug Nachhaltigkeit

- Für alle Pilotvorhaben zur erneuerbaren Kerosinproduktion muss insbesondere mit Blick auf eine spätere Kommerzialisierung gesichert sein, dass die in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) und verknüpft zur Kraftstoffqualitätsrichtlinie (FQD) festgelegten Mindestanforderungen in Bezug auf Nachhaltigkeit verbindlich einzuhalten sind.
- Ein Pilotvorhaben im Bereich Biokerosin ist angesichts der potenziellen Nachhaltigkeitskonflikte nur dann zu empfehlen, wenn es auf explizite Vermeidung dieser Konflikte hin konzipiert ist. Damit beschränkt sich der Aktionsbereich auf sog. fortschrittliche Kraftstoffe gemäß RED (d. h. erneuerbare und Biokraftstoffe aus Rohstoffen des RED Anhang IX Teil A basierend auf Abfall- und Reststoffen, Algen und Bakterien, PTX, keine Altspeisefette und tierische Fette).
- Eine explizite Allokation von Biomassemengen ist für die Luftfahrt unerlässlich (z. B. vorbereitet über eine nationale Biokraftstoffstrategie) und kann helfen, die genannten potenziellen Konfliktbereiche und Nutzungskonkurrenzen zu entschärfen.
- Für eine nachhaltige PTL-Produktion ist ein bedarfsgerechter Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten von zentraler Bedeutung. Die vom aktuellen EEG 2014 vorgezeichneten Ausbaukorridore berücksichtigen noch keine potenziell umfangreichen EE-Stromverbräuche im Verkehr. Die im Entwurf für das EEG 2016 vorgesehenen EE-Ausbauziele leiten sich aus einem Prozentsatz am Stromverbrauch ab, so dass damit ein bedarfsgerechter Ausbau prinzipiell gewährleistet ist. Auch bei PTL-Importen ist, im Falle einer EE-Kerosinproduktion im großen Stil, unbedingt darauf zu achten, dass ausreichend EE-Anlagen hierfür zugebaut werden und die Luftfahrt sich an diesem zusätzlichen EE-Ausbau beteiligt.
- Für den Betrieb eines Piloten ist vorerst der Bezug eines zertifizierten Ökostromprodukts mit nachgewiesenem Beitrag zur Energiewende als ausreichend zu empfehlen (z. B. ok-power-Label, Grüner-Strom-Label). Idealerweise erfolgt bereits der Pilotanlagenbetrieb in räumlicher Nähe bzw. mit Direktversorgung von einem EE-Anlagenpark.

Bezug Wertschöpfungsaspekte

- Verbindliche nationale wie internationale politische, gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen sind notwendig für eine stabile Nachfrage nach erneuerbarem Kerosin und die Pilotierung neuer Verfahren in Deutschland. Mit Blick auf eine Weiterentwicklung von Pilot- oder Demonstrationsanlagen hin zur Marktimplementierung (Geschäftsmodelle) ist zudem eine zeitlich kalkulierbare politische Unterstützung (z. B. Forschungsstrategie, Forschung und Entwicklung, kontinuierliches Monitoring der Entwicklung des Marktes im Kontext möglicher Anreizmechanismen oder ordnungsrechtlicher Maßnahmen und ggfs. Anpassung dieser) eine Voraussetzung, damit sowohl etablierte als auch neue Akteure in einem risikominimierten Umfeld in neuen Geschäftsfeldern aktiv werden können.
- Ein zu erstellender Entwicklungsplan zeigt allen Akteuren den mittel- und längerfristigen Weg auf (siehe auch Maßnahmen für einen Piloten). Preis- und Marktentwicklungen sind dabei kontinuierlich als Bestandteil eines Monitorings zu beobachten und bei weiteren Schritten hin zur Marktimplementierung zu berücksichtigen.
- Sektorallianzen können die Wertschöpfungskette erweitern: Bei der Primärenergie- / Rohstoff-Bereitstellung etwa mit Hybridkonzeptpiloten bestehend aus biogenen Komponenten und erneuerbarem Strom, bei den Kraftstoffprodukten beispielsweise durch die Methanol-Route, da Methanol auch eine zentraler Rohstoff in der Basischemie ist.
- Ein zu erstellender Entwicklungsplanzeigt allen Akteuren den mittel- und längerfristigen Weg auf (siehe auch Maßnahmen für einen Piloten). Preis- und Marktentwicklungen sind dabei

kontinuierlich als Bestandteil eines Monitorings zu beobachten und bei weiteren Schritten hin zur Marktimplementierung zu berücksichtigen.

- Sektorallianzen können die Wertschöpfungskette erweitern: Bei der Primärenergie-/Rohstoff-Bereitstellung etwa mit Hybridkonzeptpiloten bestehend aus biogenen Komponenten und erneuerbarem Strom; bei den Kraftstoffprodukten beispielsweise durch die Methanol-Route, da Methanol auch eine zentraler Rohstoff in der Basischemie ist.

Bezug Maßnahmen für einen Piloten

- Zur Planung einer Pilotanlage und Technologieentwicklung ab dem Jahr 2016 gehört, dass für die auszuwählenden technischen Verfahrensansätze, die in einer Pilotanlage umgesetzt werden sollen, eine detaillierte Machbarkeits- und Standortanalyse realisiert wird. Darauf aufbauend sind Basis- und Detailengineering als Grundlage für eine entsprechende Fertigung und Montage in den Folgejahren durchzuführen, um – je nach Randbedingungen – rund um das Jahr 2019 / 2020 mit der Inbetriebnahme und Versuchskampagnen starten zu können.
- Parallel dazu gilt es, nationale und internationale regulatorische Rahmenbedingungen zu beachten (z. B. Genehmigungen für den Bau einer Anlage, Sicherheitsaspekte bei der Kraftstoffhandhabung und ASTM-Zertifizierung).
- Neben den bestehenden politischen Rahmenbedingungen sind parallel zum technischen Piloten folgende Aspekte im Detail unter entsprechender Akteursbeteiligung vertieft zu untersuchen und entsprechend umzusetzen (Abbildung 48): (i) Definition verbindlicher Etappenziele einschließlich entsprechender förder- und ordnungsrechtlicher Maßnahmen als Teil der Strategieentwicklung im Einklang mit dem Klimaschutzplan der Bundesregierung und unter Berücksichtigung von quantifizierten Bedarfen und Angeboten für nachhaltige Kerosinmengen im Jahr 2050 und (ii) Umsetzung des „Nationalen Entwicklungsplans nachhaltige alternative Flugkraftstoffe der Industrie“ („10.000 t-Programm“ für Bio- / EE-Kerosin) inklusive Technologieroadmap. Hier sollte das BMVI mit seiner Federführung bei der MKS Anschub leisten, es muss diese aber nicht zwingend mit einer eigenen BMVI-Pilotanlage zur Kerosinproduktion umsetzen. Vielmehr ist hier die verstärkte Kooperation mit anderen ministeriellen Ressorts notwendig. Zudem gilt es, die Industrie bzgl. der Entwicklung dieses „Nationalen Entwicklungsplans“ entsprechend in die Pflicht zu nehmen.
- Soll PTL als erneuerbare Komponente im Verkehr Einsatz finden, gilt es, PTL in einschlägigen Kraftstoff- / Emissions-Regularien, inklusive geeigneter Nachhaltigkeitskriterien, zu berücksichtigen. Auf EU-Ebene sind das insbesondere die Erneuerbare Energien-Richtlinie (RED) sowie die Kraftstoffqualitätsrichtlinie (FQD). Auf nationaler Ebene sind das insbesondere das Bundesimmissionsschutz-Gesetz (BImSchG) sowie nachrangige Verordnungen desselben. Über eine derzeit im BImSchG vorliegende Verordnungsermächtigung könnten bereits kurzfristig die regulatorischen Voraussetzungen für die Anrechenbarkeit von Kerosin sowie PTL-Kraftstoffen aus erneuerbarem Strom geschaffen werden.
- Ergänzend dazu ist es erforderlich, verschiedene bereits laufende oder derzeit initiierte Pilot- und Demonstrationsvorhaben zur Bereitstellung alternativer Energieträger respektive alternativer Infrastrukturen und Gesamtansätze zu verfolgen. Die von unterschiedlichen ministeriellen Ressorts geförderten Entwicklungsvorhaben sind besser miteinander zu vernetzen und somit deren Ergebnisse für die MKS nutzbar zu machen. Synergien und Entwicklungsperspektiven können so leichter erkannt und ausgebaut werden. Somit kann sichergestellt werden, dass die Entwicklungen in eine kohärente nationale Strategie münden.

- Das Interesse an Zukunftsperspektiven für Kerosin ist derzeit groß. Daher wird eine Veröffentlichung der 2014 abgeschlossenen Studie „Drop-In-Kraftstoffe für die Luftfahrt“ [MKS 2014] sowie der hier vorliegenden Untersuchungen empfohlen. Die Informationen aus diesen Studien ermöglichen den an der Wertschöpfungskette Kraft- / Treibstoffe für die Luftfahrt beteiligten Akteuren eine informierte Diskussion, Meinungs- und mögliche Allianzbildungen. Sind die Akteure inhaltlich gut aufgestellt, so erleichtert dies Kooperations- und Finanzierungsgespräche, wenn die Entscheidung für ein BMVI-gefördertes Pilotvorhaben fallen sollte.

Abkürzungen

ASTM	American Society for Testing and Materials
bbl	Barrel
BTL	Biomass-to-Liquid
CH_4	Methan
CO	Kohlenmonoxid
CO_2	Kohlendioxid
CTL	Coal-to-Liquid (Kohlevergasung mit anschließender Synthese zu Flüssigkraftstoffen)
DME	Dimethylether
EE	Erneuerbare Energien
EECS	European Energy Certificate System
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EL	Elektrolyse, Elektrolyseur
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ETS	Emission trading system (dt.: Emissionshandelssystem)
FAME	Fatty acid methyl ester
FQD	Fuel Quality Directive (dt.: Kraftstoffqualitäts-Richtlinie)
FM	Frischmasse
FoM	Fondsmodell
FT	Fischer-Tropsch
Gew.	Gewicht
GGE	gallon gasoline equivalent
GJ	Gigajoule (1 GJ = 1000 MJ = 278 kWh)
GTL	Gas-to-Liquid
GWP	Global Warming Potential (dt.: Treibhausgaspotenzial)
h	Stunden
H_2	Wasserstoff
HEFA	Hydroprocessed Esters and Fatty Acids
HKN	Herkunftsnachweis für erneuerbaren Strom nach RED
HM	Händlermodell
HT	Hochtemperatur
HT-EL	Hochtemperatur-Elektrolyse
HT-Co-EL	Hochtemperatur-Co-Elektrolyse
HTFT	High Temperature Fischer-Tropsch

IFM	Innovationsfördermodell
IM	Initiierungsmodell
LTFT	Low Temperature Fischer-Tropsch
MeOH	Methanol (CH_3OH)
MJ	Megajoule
MW	Megawatt
NO_x	Stickstoffoxide
NGO	Non governmental organisation (Nichtregierungsorganisation)
NT	Niedertemperatur
PAK	Polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe
PEM	Proton / Polymer Exchange Membrane
PTL	Power-to-Liquid (Strom zu Wasserstoff und via Synthese zu synth. Flüssigkraftstoffen)
RECS	Renewable Energy Certificate System
RED	Renewable Energy Directive (dt.: Erneuerbare Energien Richtlinie)
SAGD	Steam Assisted Gravity Drainage
SMDS	Shell-Middle-Distillate-Synthesis
SOEC	Solide Oxide Electrolysis Cell
SO_x	Schwefeloxid
THG	Treibhausgase
tkm	Tonnenkilometer
TTW	Tank-to-Wake (vom Tank bis zum Turbinenstrahl)
TWh	Terawattstunden (1 TWh = 1000 GWh = 1 Mrd. kWh)
UCO	used cooking oil (Altspeiseöl)
USD	US Dollar
wf	wasserfrei
WTT	Well-to-Tank (von der Quelle bis zum Tank)
WTW	Well-to-Wake (von der Quelle bis zum Turbinenstrahl)

Literatur- und Referenzverzeichnis

[ACARE 2012] Advisory Council for Aviation Research and Innovation in Europe (ACARE): SRIA – The Strategic Research and Innovation Agenda; 2012 http://www.acare4europe.org/sria

[AFC 2012] American Fuels Coalition (hosted by National Mining Association, Washington D.C.): Zimbabwe Coal-to-Liquids Project Attracts Investment; 17 September 2012; http://www.americanfuelscoalition.com/2012/09/17/zimbabwe-coal-to-liquids-project-attracts-investment-fin24/

[AFHYPAC 2014] Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible, Groupe de travail: Garantie Origine hydrogène renouvelable, Livrable 1; 13.10.2014

[Agusdinata 2011] Agusdinata, D; Zhao, F.; Ileleji, K.; DeLaurentis, D.: Life Cycle Assessment of Potential Biojet Fuel Production in the United States; Environ. Sci. Technol., Bd. 45, S. 9133–9143; 2011

[Aireg 2015] Aviation Initiative for Renewable Energy in Germany e.V. (aireg): Schlussbericht zum Forschungsvorhaben Nr. 50.0354/2012: Abschätzung eines möglichen Beitrags Deutschlands zur Senkung der CO_2-Emissionen im Luftverkehr durch den Einsatz von Biokraftstoffen; 2015

[AIREG o.J.] Aviation Initiative for Renewable Energy in Germany e.V. (aireg): Bewertungsrahmen Nachhaltigkeitskriterien; http://aireg.de/images/downloads/aireg/150625_aireg_Benchmark_Kriterien.pdf

[An 2011] An, H., Wilhelm, W. & Searcy, S.: Biofuel and petroleum-based fuel supply chain research: A literature review, Biomass and Bioenergy 35, S. 3763 – 3774, 2011.

[ASTM D1655] ASTM International: Standard Specification for Aviation Turbine Fuels. ASTM D1655 – 15, aufgerufen am 15. Mai 2015.

[ASTM D7566] ASTM International: Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons. ASTM D7566 - 14c, aufgerufen am 15. Mai 2015.

[Atsonios 2015] Atsonios, K.; Kougioumtzis, M.-A.; Panopoulos, K.D.; Kakaras, E.: Alternative thermochemical routes for aviation biofuels via alcohols synthesis: Process modeling, techno-economic assessment and comparison; In: Applied Energy, Ausg. 138, S. 346 – 366, 2015

[BDBe 2015] Bundesverband der deutschen Bioethanolwirtschaft (BDBe): Produktion von zertifiziertem Bioethanol in Deutschland 2014 weiter gestiegen, 10.02.2015. http://www.bdbe.de/elements/Presse/pdf.php?presse=315

[Becker et al 2012] Becker, E., L.; Braun, R., J.; Colorado School of Mines, Golden, Colorado, USA; Penev, M.; Melaina, M.; National Renewable Energie Laboratory (NREL), Golden, Colorado, USA: Production of Fischer-Tropsch liquid fuels from high temperature solide oxide co-electrolysis units; Elsevier, Energy 47 (2012) 99-115

[BfN 2015] Bundesamt für Naturschutz: Naturverträgliche Bewirtschaftung; http://www.bfn.de/22529.html

[BIT 2013] Bilfinger Industrial Technologies: Power-to-Liquids – Kraftstoffe aus Sonnenenergie, CO2 und Wasser; Januar 2013; http://www.sunfire.de/produkte/fuel/power-to-liquids

[Blades 2006] Blades, Tom: CHOREN - Der Weg zur industriellen Produktion, 2. BTL Kongress, Berlin 12.10.2006. http://www.fnr-server.de/cms35/fileadmin/allgemein/pdf/veranstaltungen/BTL_Berlin_2006/7_Blades.pdf

[Blakey 2011] Blakey, S.; Wilson, C.; Farmery M.; Midgley, R.: Fuel effects on range versus payload for modern jet aircraft. The Aeronautical Journal, 115, 1172, 627-634, 2011.

[BLE 2014] BLE Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung: Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2013; Bonn 2014 http://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/02_Kontrolle/05_NachhaltigeBiomasseerzeugung/Evaluationsbericht_2013.pdf?__blob=publicationFile

[Blümel et al 2015] Blümel, R.; Clemens,A.; Döhling, F.; Kietzmann, F.; Klemm, M.; Meisel K.; Zeymer, M.: „Integrierte Verwertungsanlage und Strategie für kommunale Biomasse – HTC Hallesche Wasser und Stadtwirtschaft," Bd. FKZ 03KB049A/B, Nr. Schlussbericht nach Nr. 8.2 NKBF 98, 2015

[BMBF 2014] Bundesministerium für Bildung und Forschung: Wegweiser Bioökonomie-Forschung für biobasiertes und nachhaltiges Wirtschaftswachstum. Berlin, Mai 2014. https://www.bmbf.de/pub/Wegweiser-Biooekonomie.pdf

[BMBF 2015a] Bundesministerium für Bildung und Forschung: Richtlinie zur Förderinitiative "Kopernikus-Projekte für die Energiewende". Bundesanzeiger vom 17.09.2015. http://www.bmbf.de/foerderungen/29524.php, abgerufen am 10.11.2015.

[BMBF 2015b] Nationale Kontaktstelle zum EU-Programm Horizont 2020: Führende Rolle bei grundlegenden und industriellen Technologien. http://www.horizont2020.de/einstieg-leit.htm

[BMEL 2012] Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL; vormals BMELV) 2012: Roadmap Bioraffinerien

[BMEL 2013] Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (Hrsg.): Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten 2013, Landwirtschaftsverlag Münster, 2013.

[BMEL 2014] Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft: Der Wald in Deutschland - Ausgewählte Ergebnisse der dritten Bundeswaldinventur, Berlin, Oktober 2014. https://bundeswaldinventur.de/fileadmin/SITE_MASTER/content/Dokumente/Downloads/BMEL_Wald_Broschuere.pdf

[BMU 2013] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Entsorgung und Verwertung von Klärschlamm, Quelle. Statistisches Bundesamt, 2013. http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Bilder_Infografiken/klaerschlamm_entsorgung_verwertung_2012.pdf

[BMUB 2016] Maßnahmenkatalog - Ergebnis des Dialogprozesses zum Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung; Ergebnisbericht zusammengestellt von IFOK, Wuppertal. Institut, ifeu, Öko-Institut, Fraunhofer ISI, IREES; März 2016

[BMVBS DBFZ 2010] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) (Hg.): Globale und regionale räumliche Verteilung von Biomassepotenzialen. Status-quo und Möglichkeiten der Präzisierung. BMVBS-Online-Publikation 27/2010. Bonn, November 2010.

[BMWi 2014] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Bekanntmachung zur Förderung von Forschungs- und Technologievorhaben im Rahmen des nationalen zivilen Luftfahrtforschungsprogramms V Zweiter Programmaufruf vom 17. September 2014. http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/J-L/lufo-v-2,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, abgerufen am 10.11.2015

[Bremberger et al. 2014] Bremberger, F., Gasser, S. M., & Thomas, R.: The Impact of EU ETS Price Variations on Germany ' s Electricity Production Mix. Die Unternehmung, 68(3); 2014

[BT 2011] Deutscher Bundestag: Drucksache 17/6072, 17. Wahlperiode. 06.06.2011

[CAAFI 2010] Commercial Aviation Alternative Fuels Initiative (CAAFI): Fuel Readiness Level (FRL) – V16; last accessed: 23.04.2015; http://caafi.org/information/pdf/FRL_CAAFI_Jan_2010_V16.pdf

[CAAFI 2013] Commercial Aviation Alternative Fuels Initiative (CAAFI): CAAFI Fuel Readiness Level Pass/Fail Criteria List – DRAFT; 26.06.2013; last accessed: 23.04.2015; http://www.caafi.org/information/pdf/PassFailCriteria_Alternative%20Fuel%20FRL%202013_06_26.pdf

[CAO 2010] Review of IFC's Policy and Performance Standards on Social and Environmental Sustainability and Policy on Disclosure of Information, Advisory Note, Office of the Compliance Advisor Ombudsman (CAO), May 2010.

[CAO 2013] CAO Audit of IFC Investment in Corporacion Dinant S.A. de C.V. , Honduras, CAO Audit Report, Office of the Compliance Advisor Ombudsman (CAO), December 2013.

[CE 2015] Carbon Engineering Ltd., Calgary, Alberta, Canada: Industrial-scale capture of CO2 from ambient air: our technology; accessed 9 July 2015; http://carbonengineering.com/our-technology/

[CertifHy undatiert] Projekt CertifHy, www.certifhy.eu

[Cramer Commission 2007] Testing framework for sustainable biomass, Final report from the project group "Sustainable production of biomass"; 2007

[Dahmen 2015] Dahmen, N.: Steckbrief bioliq® Jet fuel Optionen, KIT Karlsruhe 10/2015 (unveröffentlicht)

[Davis 2014] Davis, R.; Kinchin, C.; Markham, J.; Tan, E.C.D:; Laurens, L.M.L; Sexton, D.; Knorr, D.; Schoen, P.; Lukas, J.: Process Design and Economics for

the Conversion of Algal Biomass to Biofuels: Algal Biomass Fractionation to Lipid-and Carbohydrate-Derived Fuel Products; National Renewable Energy Laboratory (NREL); 2014

[DBFZ/TLL/INL/ Öko-Institut 2012] Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung, DBFZ-Report Nr. 13. Leipzig, November 2012

[de Klerk 2011] de Klerk, A., University of Alberta, Chemicals and Material Engineering, Alberta, Canada: Fischer-Tropsch, Refining; Wiley-VCH Verlag Co. KGaA, Weinheim, Germany; 2011; ISBN-978-3-527-32605-1

[DEF STAN 91-91] Ministry of Defence: Defence Standard 91-91. Turbine Fuel, Kerosine Type, Jet A-1Issue 7 Publication Date 18 February 2011

[Dehue et al. 2008] Sustainability reporting within the RTFO Framework report; im Auftrag des UK Department for Transport 2008

[dena 2006] Deutsche Energie-Agentur GmbH: Biomass to Liquid – BtL Realisierungsstudie, 2006. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Verkehr/Dokumente/BtL_Realisierungsstudie.pdf

[DLR 2005] Trieb, F. et al. (DLR): Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region (MED-CSP); Stuttgart, 16. April 2005

[DLR 2006] Trieb, F. et al. (DLR): Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power (TRANS-CSP); Stuttgart, 23. June 2006

[DLR et al. 2010] DLR, OME et al.: Combined solar power and desalination plants: Techno-economic potential in Mediterranean Partner Countries – Final Report – Publishable Summary; 2010; letzter Zugriff: 28.07.2015; http://cordis.europa.eu/documents/documentlibrary/116371631EN6.pdf

[DPHFC 2012] The Danish Partnership for Hydrogen and Fuel Cells: Roadmap SOEC Steam electrolysis - version 0.5; September 2012; http://www.hydrogennet.dk/fileadmin/user_upload/PDF-filer/Partnerskabet/Strategier/SOEC-roadmap_steam_electrolysis_Final1.pdf

[EC 2011] European Commission (EC): Key Performance Indicators for the EIBI; 2011; letzter Zugriff: 02.06.2015; https://setis.ec.europa.eu/system/files/Key_Performance_Indicators_EIBI.pdf

[EC 2013] Bericht der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament über die Umsetzung der Richtlinie 91/676/EWG des Rates zum Schutz der Gewässer vor Verunreinigung durch Nitrat aus landwirtschaftlichen Quellen auf der Grundlage der Berichte der Mitgliedstaaten für den Zeitraum 2008–2011; COM(2013) 683 final

[EC 2015a] Directive (EU) 2015/1513 of the European Parliament and of the Council of 9 September 2015 amending Directive 98/70/EC relating to the quality of petrol and diesel fuels and amending Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources, Official Journal of the European Union, 15.09.2015. 2015

[EC 2015b] European Commission: Call: Bio based industries joint undertaking. https://ec.europa.eu/research/participants/portal/desktop/en/opportunities/h2020/calls/h2020-bbi-ppp-2015-02.html

[EC-RTD 2014] European Commission (EC): HORIZON 2020 – WORK PROGRAMME 2014-2015 – General Annexes; Extract from Part 19 – Commission Decision C(2014)4995; letzter Zugriff: 15.05.2015; http://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2014_2015/annexes/h2020-wp1415-annex-g-trl_en.pdf

[Edwards 2010] Edwards, R., Mulligan, D., Marelli, L.: Indirect land use change from increased biofuels demand, European Commission (EC) – Joint Research Center (JRC), 2010, https://www.energy.eu/publications/Indirect-Land-Use-Change-from-increased-Biofuels-Demand.pdf

[EEX 2015] EEX: EU Emission Allowances | Secondary Market https://www.eex.com/en/market-data/emission-allowances/spot-market/european-emission-allowances#!/2015/11/04 abgerufen am 12.11.2015

[EIB, EC 2015] European Investment Bank, European Commission: InnovFin Energy Demo Projects, http://www.eib.org/attachments/documents/innovfin_energy_demo_projects_flysheet_en.pdf

[Eisaman et al 2010] Eisaman, M., D., Palo Alto Research Center (PARC) California, USA; Alvarado, L.; Larner, D.; Wang, P.; Garg, B.; Littau, K., A.: CO2 separation using bipolar membrane electrodialysis; Energy Environ. Sci., 29 October 2010

[Endres 2012] Endres, C.; Falter, C.; Roth, A.; Sizmann, A.: RENEWABLE AVIATION FUELS – ASSESSMENT OF THREE SELECTED FUEL PRODUCTION PATHWAYS; Deutscher Luft- und Raumfahrtkongress 2012

[EnergieVision 2015] EnergieVision e.V.: Kriterien für das Gütesiegel “ok-power” für Ökostromprodukte (Version 9.0, gültig ab 1.1.2016) - Langfassung. 08. Juli 2015 http://www.ok-power.de/fileadmin/download/Kriterienkataloge/Ok-power_Kriterien_V8.0_vom_08-Juli_2015.pdf

[Erhard et al. 2014] Erhard, J., Reh,W., Treber, M., Oeliger, D., Rieger, D., Müller-Görnert, M.: Klimafreundlicher Verkehr in Deutschland Weichenstellungen bis 2050; Hg: WWF, BUND, NABU, Germanwatch, VCD; 2014

[EU 2008] Europäische Union: Richtlinie 2008/101/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. November 2008 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Einbeziehung des Luftverkehrs in das System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft, ABl 2008 L 8, 3, 2008.

[EU 2009] Europäische Union: Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG“, ABl 2009 L 140, 16, 2009

[Eurostat 2015a] EUROSTAT: EUR/Ecu-Wechselkurse – Jährliche Daten; Tabelle [ert_bil_eur_a]; 2015

[Eurostat 2015b] EUROSTAT: HVPI (2005 = 100) – Jährliche Daten; Tabelle [prc_hicp_aind] – industrielle Güter; 2015

[Eurostat 2015c] EUROSTAT: Preise Gas für Industrieabnehmer, ab 2007 – halbjährliche Daten; Tabelle [nrg_pc_203]; 2015

[Eurostat 2015d] EUROSTAT: Preise Eektrizität für Industrieabnehmer, ab 2007 – halbjährliche Daten; Tabelle [nrg_pc_205] – industrielle Güter; 2015

[Fagiani/Hakvoort 2014] Fagiani, R., & Hakvoort, R.: The role of regulatory uncertainty in certificate markets: A case study of the Swedish/Norwegian market. Energy Policy, 65, 608–618; 2014

[FAO 2014] Pilot Testing of GBEP Sustainability Indicators for Bionenergy in Indonesia, Environment and Natural Resources Management Working Paper 60, Food and Agricultural Organization of the United Nations, Rom 2014. http://www.fao.org/3/a-i4059e.html

[FAO 2015] The State of Food Insecurity in the World 2015 – Key messages; http://www.fao.org/hunger/key-messages/en/

[Fehrenbach et al. 2008] Criteria for a Sustainable Use of Bioenergy on a Global Scale; im Auftrag des UBA, FKZ; 206 41 112; in Kooperation mit FSC Deutschland und GermanWatch; erschienen als UBA Texte 30/08, http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/criteria-for-a-sustainable-use-of-bioenergy-on-a

[Fehrenbach 2014] Agrotreibstoff im Flugverkehr; im Auftrag von Brot für die Welt; 2014, http://www.ifeu.org/nachhaltigkeit/pdf/IFEU%20Bericht%20Agrotreibstoff%20im%20Flugverkehr%20BfdW.pdf

[FNR 2006] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.: BMELV/FNR fördert an den Standorten Freiberg und Karlsruhe zwei Anlagen mit verschiedenen Herstellungskonzepten, 2006. http://www.fnr.de/fileadmin/fnr/images/aktuelles/medien/BTL/BtL_Freiberg_und_Karlsruhe.pdf

[FNR 2015] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.: Projektförderung Suche. http://www.fnr.de/projektfoerderung/projekte-und-ergebnisse/suche/

[F.O.Lichts 2015] F.O. Lichts: World Ethanol & Biofuels Report, Bd. 15, Ausg. 15, 14. April 2015; Hrsg.: Agra Informa Ltd., 2015

[Frank 2013] Frank, E.D.; Elgowainy, A.; Han, J.; Wang, Z.: Life cycle comparison of hydrothermal liquefaction and lipid extraction pathways to renewable diesel from algae; In: Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change Bd. 18, Ausg. 1, S. 137 – 158, 2013

[Franke et al. 2013]: Global Assessments and Guidelines for Sustainable Liquid Biofuels. A GEF Targeted Research Project, by ifeu, University Utrecht, Öko-Institut, supported by UNEP, FAO, UNIDO; Heidelberg, Paris, Utrecht, Darmstadt, 2013. http://www.unep.org/bioenergy/Portals/48107/publications/Global%20Assessment%20and%20Guidelines%20for%20Biofuels.pdf

[FNR 2015] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.: Ziele im Förderprogramm "Nachwachsende Rohstoffe", http://www.fnr.de/projekte-foerderung/nachwachsende-rohstoffe/foerderziele/, abgerufen am 10.11.2015.

[Fritsche 2010] The “iLUC Factor” as a Means to Hedge Risks of GHG Emissions from Indirect Land Use Change - Working Paper; erarbeitet im Rahmen des UBA Vorhabens BioGlobal (37 07 93 100), 2010

[FZJ 2014] Projekt OptimAL - Optimierte Algen für nachhaltige Luftfahrt, Projektinformation Forschungszentrum Jülich, http://www.fz-juelich.de/ibg/ibg-2/DE/Projekte/_bund/optimAL/_node.html

[GBEP 2011] The Global Bioenergy Partnership Sustainability Indicators for Bioenergy; First Edition, Rom, December 2011.

[Gracia et al. 2014] Gracia Amillo, A. (JRC), Huld, T. (JRC), Müller, R. (DWD): A New Database of Global and Direct Solar Radiation Using the Eastern Meteosat Satellite, Models and Validation; Remote Sensing, Nr. 6, 28. August 2014, S. 8165-8189; doi:10.3390/rs6098165

[Graham 2013] Graham J.; Rahmes, T.; Kay, M.; Belières, J.-P.; Kinder, J.; Millet, S.; Ray, J.; Vannice, W.; Trela, J.: Impact of SPK Fuels and Fuel Blends on Non-Metallic Materials Used in Commercial Aricraft Fuel Systems. Final Report for Alternative Fuels Task, 2013.

[Gröngröft u.a. 2014] Gröngröft, A.; Meisel, K.; Hauschild, S.; Grasemann, E.; Peetz, D.; Meyer, K.; Roth, A.; Riegel, F.; Endres, C.: Teil II: Wissenschaftliche Untersuchung von Wegen der Biokerosinproduktion aus verschiedenen Biomassetypen; In: Abschlussbericht zu dem Vorhaben Projekt BurnFAIR, Hrsg.: Zschocke, A., Deutsche Lufthansa, 2014

[GSL 2015] Grüner Strom Label e.V.: Grüner Strom-Kriterienkatalog 2015 http://www.gruenerstromlabel.de/gruener-strom/kriterienkatalog/ abgerufen am 12.11.2015

[Halfmann u.a. 2014] Halfmann, C.; Gu, L.; Gibbons, W.; Zhou, R.: Genetically engineering cyanobacteria to convert CO_2, water, and light into the long-chain hydrocarbon farnesene; In: Applied Microbiology and Biotechnology, Bd. 98, Ausg. 23, S. 9869 – 9877, 2014

[Hamburg Institut 2013] Hamburg Institut: Weiterentwicklung des freiwilligen Ökostrommarktes. Im Auftrag des EnergieVision e.V,, November 2013.

[Hawighorst 2015] Hawighorst, P.: Erfahrungen und Auswirkungen der Nachhaltigkeitszertifizierung , Vortrag gehalten auf der 21. Internationalen Sommerakademie der Deutschen Bundesstiftung Umwelt, St. Marienthal, 30.06.2015

[Hirsch et al. 2010] Hirschl, B.; Aretz, A., Prahl, A., Böther, T., Heinbach, K., Pick, D., Funcke, S.: Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien. Schriftenreihe des IÖW 196/10 (ISBN 978-3-932092-99-2), 2010

[IATA 2009] International Air Transport Association (IATA): Report on Alternative Fuels; 2009

[IATA 2012] International Air Transport Association (IATA): IATA 2012 Report on Alternative Fuels, 7th Edition, 2012

[IE Leipzig 2014] IE Leipzig, Ecofys Germany, & GET AG.: Marktanalyse Ökostrom. Dessau-Roßlau: UBA Texte 2014/04.

[IEA 2012] Rosillo-Calle, F.; Thrän, D.; Seiffert, M.; Teelucksingh, S.: The Potential Role of Biofuels in Commercial Air Transport – Biojetfuel; International Energy Agency (IEA), 2012

[IEA 2015] International Energy Agency (IEA): World Energy Outlook Special Report on Energy Climate and Change; Paris, 2015

[IFC 2012] IFC Sustainability Framework. Policy and Performance Standards on environmental and social sustainability, International Finance Corporation, Januar 2012

[IFEU] Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu): Biograce. Harmonized calculations of biofuel greenhouse gas emissions in Europe. www.biograce.net

[INFRAS et al. 2015] INFRAS, Quantis, Friedl, F.: Postfossile Energieversorgungsoptionen für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050: Eine verkehrsträger-übergreifende Bewertung; UBA Texte 30/2015

[Isfort 2012] Isfort, J.; Nittinger, N.; Gollnick, V.: Auswirkungen von HVO-Kraftstoffeigenschaften auf das Nutzlast-Reichweiten-Verhalten. Deutscher Luft- und Raumfahrtkongress, 2012.

[ISCC 2015] ISCC 202 Sustainability Requirements for the Production of Biomass Sustainability Requirements for the Production of Biomass; http://www.iscc-system.org (Version 2.5)

[Jones 2014] Jones, S.; Zhu, Y.; Anderson, D.; Hallen, R.; Elliot, D.; Schmidt, A.; Albrecht, K.; Hart, T.; Butcher, M.; Drennan, C.; Snowden-Swan, L.; Davis, R.; Kinchin, C.: Process Design and Economics for the Conversion of Algal Biomass to Hydrocarbons: Whole Algae Hydrothermal Liquefaction and Upgrading; Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), 2014

[de Jong 2015] de Jong, S.; Hoefnagels, R.; Faaij, A.; Slade, R.; Mawhood, R.; Junginger, M.: The feasibility of short-term production strategies for renewable jet fuels – a comprehensive techno-economic comparison. Biofuels, Bioproducts & Biorefining, 2015

[JRC 2013] JRC, University of Twente, IEA Bioenergy: Bioenergy and Water; JRC Technical Reports, EUR 26160 EN, ISBN 978-92-79-33188-6, 2013

[JRC/PVGIS 2012] Joint Research Centre (JRC) of the European Commission: Solar radiation and photovoltaic electricity potential country and regional maps for Europe; 2012; Zugriff: 15.06.2015; http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmaps/eur.htm

[Kaltschmitt 2001] Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.: Energie aus Biomasse, Grundlagen, Techniken und Verfahren; 2001;Springer, ISBN 3-540-64853-4

[KIT 2013] Karlsruher Institut für Technologien: Erstmals Benzin am KIT hergestellt - Presseinformation 119, 2013. https://www.kit.edu/kit/pi_2013_13992.php

[KIT 2015a] Karlsruher Institut für Technologie: Baustufen-Dokumentation der bioliq® Pilotanlage, 2015. http://www.bioliq.de/89.php

[KIT 2015b] Karlsruher Institut für Technologie: Jahresberichte. https://www.ihm.kit.edu/540.php

[Klein-Marcuschamer 2013a] Klein-Marcuschamer, D.; Turner, C.; Allen, M.; Gray, P.; Dietzgen, R.; Gresshoff, Hankamer, B.; Heimann, K.; Speight, R.; Nielsen, L.; Scott, P.; Stephens, E.: Technoeconomic analysis of renewable aviation fuel from microalgae, Pongamia pinnata, and sugarcane; In: Biofuels, Bioproducts & Biorefining, Bd. 7, Ausg. 4, S.: 416 – 428, 2013

[Klein-Marcuschamer 2013b] Klein-Marcuschamer, D.; Blanch, H.W.: Survival of the Fittest: An Economic Perspective on the Production of Novel Biofuels; AIChE Journal Bd. 59, Ausg. 12, S. 4454 – 4460, 2013

[Knorr et al 2013] Knorr, D.; Lukas, J.; Schoen, P.: Production of Advanced Biofuels via Liquefaction. Hydrothermal Liquefaction Reactor Design. National Renewable Energy Laboratory (NREL) 2013

[Köppen et al. 2013] Köppen, S., Markwardt, S., Fehrenbach, H.: Biofuels Screening Toolkit – Guidelines for Decision Makers, Im Auftrag der UNIDO gefördert von GEF, Heidelberg, 2013.

[Köppen et al. 2014] Köppen, S., Fehrenbach, H., Eppler, U., Fritsche, U., Markwardt, S., Henneck,9e, A.: *Implementing the GBEP Indicators for Sustainable Bioenergy in Germany;* Bericht im Auftrag des BMWi, Heidelberg, Darmstadt 2014 https://www.ifeu.de/nachhaltigkeit/pdf/IFEU_IINAS%20%282014%29%20GBEP%20Application%20of%20indicators%20in%20Germany_FINAL%20REPORT_2014-31-10.pdf

[Kralemann 2014] Kralemann, M.; Loewen, A.; Dressler, D.; Mielke, M.C.; Krohn, M.; Kaltschmitt, M.; Gebauer, J.P.: Nachhaltige Biokerosin-Produktion auf Basis von Biogas aus unterschiedlichen Quellen in der südlichen Metropolregion Hamburg/ in Niedersachsen (Biogas-to-Kerosene); Hrsg.: Süderelbe AG, 2014

[Laborde 2011] Assessing the Land Use Change Consequences of European Biofuel Policies, Final Report. ATLASS Consortium, Contract No SI2. 580403. http://www.ifpri.org/sites/default/files/publications/biofuelsreportec2011.pdf

[LBST 2010] Matthias Altmann, Patrick Schmidt, Werner Weindorf, Zsolt Matrá (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH – LBST): Sustainability of Transport Fuels; Session “Systems Analysis and Well-to-Wheel Studies”, WHEC18, Essen, 16-21 May 2010

[LBST 2013] Patrick Schmidt, Werner Weindorf et al. (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH – LBST): Kraftstoffstudie – Zukünftige Kraftstoffe für Verbrennungsmotoren und Gasturbinen – Abschlussbericht; Hrsg.: Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V. (FVV), Heft 1031, Frankfurt a.M., Oktober 2013

[LBST 2016] Patrick Schmidt, Werner Weindorf, Werner Zittel (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH – LBST): RENEWABLES IN TRANSPORT 2050 –

Empowering a Sustainable Mobility Future with Zero Emission Fuels from Renewable Electricity – Europe and Germany; Hrsg.: Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V. (FVV), Heft 1086, Frankfurt a.M., 2016

[LBST/Hinicio 2016] Patrick Schmidt, Werner Weindorf (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH – LBST); Wouter Vanhoudt, Frédéric Barth (Hinicio); et al.: Power-to-gas – Short term and long term opportunities to leverage synergies between the electricity and transport sectors through power-to-hydrogen; Brüssel/München, Februar 2016

[Lee 2009] Lee, D.; Fahey, D.; Forster, P.; Newton, P.; Wit, R.; Lim, L.; Owen, B.: Sausen, R.: Aviation and global climate change in the 21st century. Atmospheric Environment, 43, 3520-3537, doi:10.1016/j.atmosenv.2009.04.024, 2009

[Liebner et al 2004] Liebner, W.; Koempel, H.; Wagner, M.; Lurgi AG, Frankfurt am Main: Gas-To-Chemicals-Technologien von Lurgi: von Ergas/Synthesegas zu hochwertigen Produkten; 55. Berg- und Hüttenmännischer Tag, Freiberg 16./17. Juni 2004

[Liu 2013] Liu, X.; Saydah, B.; Eranki, P.; Colosi, L. M.; Mitchell, B. G.; Rhodes, J.; Clarens, A. F.: Pilot-scale data provide enhanced estimates of the life cycle energy and emissions profile of algae biofuels produced via hydrothermal liquefaction. In: Bioresource Technology, Bd. 148, S. 163 – 171, 2013

[Lobo] Lobo, P. (Manchester Metropolitan University): PM Emissions Reductions with Alternative Fuels; Sustainable Aviation Fuels Forum – FORUM-AE Workshop, Madrid, 21.10.2014

[Luguel 2011] Luguel C. et. al.: Star-COLIBRI: European Biorefinery Joint Strategic Research Roadmap; 2011. http://beaconwales.org/uploads/resources/Vision_2020_-_European_Biorefinery_Joint_Strategic_Research_Roadmap.pdf

[Mantau 2012] Mantau, U. (2012): Holzrohstoffbilanz Deutschland, Entwicklungen und Szenarien des Holzaufkommens und der Holzverwendung 1987 bis 2015, Hamburg, 2012, 65 S. http://www.dhwr.de/fileadmin/user_upload/downloads/00_Holzrohstoffbilanz-2012.pdf

[Marker 2012] Marker, T.; Linck, M.; Felix, L.; Ortiz-Toral, P.; Wangerow, J.; Kraus, L.; McLoed, C.; DelPaggio, A.; Tan, E.; Gephart, J.; Gromov, D.; Purtle, I.; Starr, J.; Hahn, J.; Dorrington, P.; Stevens, J.; Shonnard, D.; Maleche, E.: Biomass to Gasoline and Diesel Using Integrated Hydropyrolysis and Hydroconversion; Hrsg.: Gas Technology Institute (GTI); 2012

[MKS 2013] Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS) – Energie auf neuen Wegen; Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (Hrsg.), Berlin, Juni 2013

[MKS 2014] DBFZ, LBST, DLR, ifeu: Drop-In-Kraftstoffe für die Luftfahrt; Studie der Wissenschaftlichen Begleitung zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS) im Auftrag des BMVI, Berlin, 16. Oktober 2014

[MKS 2015a] DLR, ifeu, LBST, DBFZ: Erneuerbare Energien im Verkehr – Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger; Studie der Wissenschaftlichen Begleitung zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS) im Auftrag des BMVI, Berlin, 10. März 2015

[MKS 2015b] DLR, ifeu, LBST, DBFZ: Identifizierung von Hemmnissen der Nutzung von LNG und CNG im schweren Lkw-Verkehr sowie Möglichkeiten zu deren Überwindung; Studie der Wissenschaftlichen Begleitung zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS) im Auftrag des BMVI, 2015

[Moreira 2014] Moreira, M.; Gurgel, A.C.; Seabra, J.E.A.: Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Sugar Cane Renewable Jet Fuel; In: Environmental Science & Technology, Bd. 48, Ausg. 24, S. 14756 – 14763, 2014

[Naumann 2014] Naumann, K.; Oehmichen, K.; Zeymer, M.; Meisel, K.: DBFZ Report Nr. 11 – Monitoring Biokraftstoffsektor (2. Auflage); Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ); 2014

[Neuling 2015] Neuling, U.; Pechstein, J.: Persönliches Gespräch, Technische Universität Hamburg-Harburg, Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft, Hamburg, Juni 2015.

[Niklaß 2014] Niklaß, M.; Grewe, V.; Ghosh, R.; Lührs, B.; Linke, F.; Schmitt, A.; Luckova, T.; Gollnick, V.: A Methodology to Assess the Cost-Benefit Potential of Climate Optimal Trajectories. Deutscher Luft- und Raumfahrtkongress, 2014

[OECD/IEA 2011] Technology Roadmap - Biofuels for Transport. International Energy Agency. Paris, 2011

[Olshausen 2015] Olshausen, Chr., Sunfire, Dresden, Germany: Power-to-Liquids: Synthetic Hydrocarbons from CO_2, H_2O and Electricity; 2015

[Oil World 2014] ISTA Mielke GmbH: Oil World monthly, No. 29, Vol. 57, 18.07.2014

[Öko-Institut 2013] Kasten, P. et al. (Öko-Institut e.V.): Strombasierte Kraftstoffe im Vergleich – Stand heute und die Langfristperspektive; Working Paper 1, 2013

[Pearlson 2012] Pearlson, M.; Wollersheim, C.; Hileman, J.: A techno-economic review of hydroprocessed renewable esters and fatty acids for jet fuel production; In: Biofuels, Bioproducts & Biorefining Bd. 7, Ausg. 1, S.: 89–96, 2013

[Penanhoat et al. 2014] Penanhoat, O. (Snecma), et al.: Emission measurements and combution modelling in CAER project; Sustainable Aviation Fuels Forum – FORUM-AE Workshop, Madrid, 21.10.2014

[Perimenis 2010] Perimenis, A.; Majer, S.; Zech, K.; Holland, M.; Müller-Langer, F.: Technology Opportunities and Strategies towards Climate friendly trAnsport (TOSCA); 2010

[Pfeifer 2015] Pfeifer, P.: Steckbrief zu Technologien für dezentrale Erzeugung Fischer-Tropsch basierter Jet Fuels, KIT Karlsruhe 10/2015 (unveröffentlicht)

[Plevin et al 2010] Plevin, P., O´Hare, M., Jones, A., Torn, M., Gibbs, H.: Greenhouse Gas Emissions from Biofuels' Indirect Land Use Change Are Uncertain but

May Be Much Greater than Previously Estimated, Environ. Sci. Technol. 2010, 44, 8015–8021

[Ramböll 2013] Ramböll: Sustainable aviation biofuels – Summary of the main report "Bærekraftig biodrivstoff for luftfart"(Available in Norwegian only), 2013

[Renaud 2015] Renaud, Y.: Untersuchung und Modellierung von Betriebsflexibilitäten von Power-to-Liquid Anlagen mit Schwerpunkt auf Kerosin – Projektarbeit an der TUHH; Hamburg, 05.08.2015

[RSB 2011] Roundtable on Sustainable Biomaterials; RSB Principles & Criteria; http://rsb.org/sustainability/rsb-sustainability-standards/ (Version 2.0)

[RSB 2012] Roundtable on Sustainable Biomaterials: RSB Food Security Assessment Guidelines; http://rsb.org/pdfs/guidelines/12-30-04-RSB-GUI-01-006-01-RSB-Food-SecurityGuidelines.pdf

[Searchinger 2013] Understanding the Biofuel Trade-offs between Indirect land use change (ILUC), Hunger and Poverty; paper on behalf of Friends of the Earth Europe asbl; July 2013 http://www.foeeurope.org/sites/default/files/press_releases/searchinger_paper_foee_briefing_understanding_biofuel_trade-offs_july2013.pdf

[Searchinger et al. 2008] Searchinger, T., Heimlich, R., Houghton, R A., Dong, F. Elobeid, A., Fabiosa, J., Tokgoz, S., Hayes, D., Yu, T-H.: Use of U.S. Croplands for Biofuels Increases Greenhouse Gases Through Emissions from Land-Use Change, Science 319 (2008): 1238–1240, doi:10.1126/science.1151861

[Sills 2013] Sills, D.L.; Paramita, V.; Franke, M.J.; Jahnson, M.C.; Akabas, T.M.; Greene, C.H.; Tester, J.W.: Quantitative Uncertainty Analysis of Life Cycle Assessment for Algal Biofuel Production; In: Environmental Science & Technology, Bd. 47, Ausg. 2, S. 687 – 694, 2013

[Skarka 2015] Skarka, J.: Potenziale zur Erzeugung von Biomasse aus Mikroalgen in Europa unter besonderer Berücksichtigung der Flächen und CO_2-Verfügbarkeit, Dissertation, München, 2015. http://digbib.ubka.uni-karlsruhe.de/volltexte/documents/3494163

[Smith et al. 2014] Smith, P.; Bustamante, M.; Ahammad, H.; Clark, H.; Dong, H.; Elsiddig, E.A.; Haberl, H.; Harper, R.; House, J.; Jafari, M.; Masera, O.; Mbow, C.; Ravindranath, N.H.; Rice, C.W.; Robledo Abad, C.; Romanovskaya, A.; Sperling, F.; Tubiello, F.N.: Agriculture, Forestry and Other Land Use (AFOLU). In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge. United Kingdom and New York, NY, USA.

[Specht et al 1996] Specht, M.; Staiss, F.; Bandi, A.; Weimer, T.; Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), Stuttgart: Comparison of the Renewable Transportation Fuels Liquid Hydrogen and Methanol with Gasoline - Energetic and Economic Aspects; Proceedings of the 11th World Hydrogen Energy Conference, Stuttgart, Germany; June 1996

[Specht et al 1998] Specht, M.; Bandi, A.; Elser, M.; Staiss, F.; Center for Solar Energie and Hydrogen Research (ZSW), Stuttgart, Germany: Comparison of CO_2

sources for the synthesis of renewable methanol; Advances in Chemical Conversions for Mitigating Carbon Dioxide, Studies in Surface Science and Catalysis, Vol. 114, Elsevier Science B.V., 1998

[Specht 1999] Specht, M., Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), Stuttgart; personal communication (mail) to Weindorf, W. (LBST). 28 April 1999

[Staples 2014] Staples, M.D.; Malina, R.; Olcay, H.; Pearlson, M.N.; Hileman, J.I.; Boies, A.; Barrett, S.R.H.: Lifecycle greenhouse gas footprint and minimum selling price of renewable diesel and jet fuel from fermentation and advanced fermentation production technologies; In: Energy & Environmental Science, Ausg. 7, S. 1545 – 1554, 2014

[Sterner 2009] Sterner, M.: Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems Limiting global warming by transforming energy systems; Kassel university press, ISBN: 978-3-89958-798-2, Diss. 2009; http://www.upress.uni-kassel.de/publi/abstract.php?978-3-89958-798-2

[Sterner 2014] Sterner, M., (Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg, Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher –FENES): Power-to-Gas – zwischen Mythos und Wahrheit; DENA Jahreskonferenz Power-to-Gas 2014, 2. Juli 2014

[Stöckel 2015] Stöckel, R.: Erfahrungen bei der Zertifizierung eines neuen Flugkraftstoffs und seiner Markteinführung, Kraftstoffe der Zukunft 2015, Berlin, Deutschland, 19. und 20. Januar 2015

[Stratton 2010] Stratton, R.; Wong, H.M.; Hileman, J.I.: Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Alternative Jet Fuels; Hrsg: Partnership for Air Transport Noise and Emissions Reduction; 2010

[Thrän et al. 2015] Thrän, D.; Arendt, O.; Ponitka, J.; Braun, J.; Millinger, M.; Wolf, V.; Banse, M.; Schaldach, R.; Schüngel, J.; Gärtner, S.; Rettenmaier, N.; Hünecke, K.; Hennenberg, K.; Wern, B.; Baur, F.; Fritsche, U.; Gress, H.-W.: Meilensteine 2030 - Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie. In: Thrän, D.; Pfeiffer, D. (Hrsg.): Schriftenreihe des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“, Vol. 18. ISBN 2199-2762, 2015

[Toop 2014] Toop, G., Cuijpers, M., Borkent, B.; Spöttle, M.: Accounting methods for biojet fuel. Final report. ECOFYS Projektnummer: BIEDE14313, 2014.

[TÜV SÜD 2011] TÜV SÜD Standard: Generation of Green Hydrogen. Version 12/2011

[TÜV Nord 2014] TÜV Nord AG: Kriterienkatalog „Geprüfter Ökostrom“ nach dem TÜV NORD CERT Standard A75-S026-1. September 2014. http://www.tuev-nord.de/cps/rde/xbcr/tng_de/kriterienkatalog-oekostrom.pdf

[TÜV Süd 2015a] TÜV SÜD Zertifizierstelle „klima und energie“: TÜV SÜD CMS Standard 80 (Version 01/2015) - Zertifizierung von Stromprodukten aus Erneuerbaren Energien mit Neuanlagenkomponente (Produkt EE01). http://www.tuev-sued.de/uploads/images/1337578665958523510243/ee01.pdf

[TÜV Süd 2015b] TÜV SÜD Zertifizierungsstelle “Klima und Energie”: TÜV SÜD Standard CMS 81, Version 1.0: “Wegbereiter der Energiewende” http://www.tuev-sued.de/uploads/images/1414050591307131031791/standard-wegbereiter-der-energiewende.pdf

[UBA 2012a] Umweltbundesamt (UBA): HINTERGRUND – Klimawirksamkeit des Flugverkehrs – Aktueller wissenschaftlicher Kenntnisstand über die Effekte des Flugverkehrs; Dessau-Roßlau, April 2012

[UBA 2012b] Globale Landflächen und Biomasse nachhaltig und ressourcenschonend nutzen – Positionspapier des Umweltbundesamts; Nr. 39/12. http://www.umweltbundesamt.de/presse/presseinformationen/biomasse-nachhaltig-bewirtschaften-oekologische

[UBA 2014] Carus, M., Raschka, A., Fehrenbach, H., Rettenmaier, N. et al.: Ökologische Innovationspolitik - Mehr Ressourceneffizienz und Klimaschutz durch nachhaltige stoffliche Nutzungen von Biomasse; Forschungsvorhaben von NOVA, ifeu, ÖKO-Institut, FiFo Im Auftrag des Umweltbundesamt, UBA Texte 01/2014, Dessau-Roßlau, Januar 2014

[UFOP 2014] Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V.: Rapsernte 2014: Moderne Rapssorten stellen ihre Leistungsfähigkeit unter Beweis; Berlin, 29. August 2014. http://www.ufop.de/presse/aktuelle-pressemitteilungen/rapsernte-2014-moderne-rapssorten-stellen-ihre-leistungsfaehigkeit-unter-beweis/

[Valentin & von Bredow 2011] Valentin, F., von Bredow, H.: Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61. Jg. (2011) Heft 12

[Vera-Morales 2009] Vera-Morales, M.; Schäger, A.: Fuel-Cycle Assessment of Alternative Aviation Fuels; University of Cambridge; 2009

[Winther & Ericson 2013] Winther, T., & Ericson, T.: Matching policy and people? Household responses to the promotion of renewable electricity. Energy Efficiency, 6, 369–385. 2013.

[WWF 2013] Der Nachhaltigkeit auf der Spur. Vergleichende Analyse von Zertifizierungssystemen für Biomasse zur Herstellung von Biokraftstoffen. WWF Deutschland, November 2013. http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF_Studie_Zertifizierung_Biokraftstoffe_Der_Nachhaltigkeit_auf_der_Spur_2013.pdf

[WWF et al 2014] WWF Deutschland, Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND), Germanwatch e.V., Naturschutzbund Deutschland e.V. (NABU), Verkehrsclub Deutschland e.V. (VCD): Klimafreundlicher Verkehr in Deutschland – Weichenstellungen bis 2050. 06/2014

[Xing 2010] Xing, R.; Subrahmanyam, A.V.; Olcay, H.; Qi, W.; van Walsum, G.P.; Pendse, H.; Huber, G.W.: Production of jet and diesel fuel range alkanes from waste hemicellulose-derived aqueous solutions; In: Green Chemistry, Bd. 12, Ausg. 11, S. 1873 – 2068, 2010

[Zarzalis 2014] Zarzalis, N. (KIT, Engler-Bunte-Institut): Comparison of the Emissions of Jet A-1 and Synthetic Jet Fuels; Sustainable Aviation Fuels Forum – FORUM-AE Workshop, Madrid, 22.10.2014

[Zeller 2011] Zeller, V., Weiser, C., Hennenberg, K., Reinicke, F., Schaubach, K., Thrän, D., Vetter, A., Wagner, B.: Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe zur Bioenergienutzung; Hrsg.: Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ); 2011

[Zhu et al 2011] Zhu, Y.; Tjokro Rahardjo, S.A.; Valkenburg, C.; Snowden-Swan, L.J.; Jones, S.B.; Machinal, M.A.: Techno-economic Analysis for the Thermochemical Conversion of Biomass to Liquid Fuels. Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) 2011

[Zschocke 2014] Zschocke, A.: Abschlussbericht zu dem Vorhaben Projekt BurnFAIR. Arbeitspakete 1.1 bis 1.4; Deutsche Lufthansa, 20Y0904H, 2014.

[Zschocke 2015] Zschocke, A. (Lufthansa): HBBA Study: Conclusions; HBBA Study and BioJetMap Workshop, Brussels, 11.02.2015

Anhang

Tabelle 30 Fuel Readiness Level (FRL) nach [CAAFI 2010], [CAAFI 2013]

Phase	FRL	Beschreibung	Prüfbasis	Produzierte Kraftstoffmenge
Technologie befindet sind in F & E	1	Grundlegende Prinzipien dokumentiert	Rohstoff / Prozessprinzipien identifiziert	-
	2	Technologiekonzept definiert	Rohstoff / gesamter Prozess identifiziert	-
	3	Konzept in Testphase	Kraftstoff im Labormaßstab produziert. Energiebilanz aufgestellt, um erste ökologische Bewertung durchzuführen. Wesentliche Kraftstoffeigenschaften sind erhoben.	0,13 Gallonen (US) bzw. 0,5 Liter
	4	Vorläufige technische Evaluation	Studien zu Systemeigenschaften erstellt	10 Gallonen (US) bzw. 37,8 Liter
	5	Prozessvalidierung	Schrittweise Erweiterung von Labor- zu Pilotmaßstab	80 Gallonen (U.S.) bzw. 302,8 Liter bis 225.000 Gallonen (U.S.) bzw. 851.718 Liter
		5.1	Entwicklung der Produktion im Labor	
		5.2	Produktion im Kleinmaßstab demonstriert	
		5.3	Skalierbarkeit der Produktion demonstriert	
		5.4	Fähigkeit für Pilotanlage vorhanden	
Zulassung des Kraftstoffs	6	Technische Evaluation im Großmaßstab	Kraftstoffeigenschaften in Motorentest geprüft	
		6.1	Merkmale zur Gebrauchsfähigkeit evaluiert	80 Gallonen (US) (~300 Liter)
		6.2	Kompatibilität der Materialien evaluiert	50 - 300 Gallonen (US)
		6.3	Test: Turbine Hot Section	2.000 - 5.000 Gallonen (US)
		6.4	Test: Komponenten, Anstellwinkel, Emissionen	50 - > 5.000 Gallonen (US)
		6.5	Testflüge (einschl. APU-Test)	50 - 500.000 Gallonen (US)
	7	Kraftstoffanerkennung	Kraftstoffklasse/-typ in internationalen Kraftstoffstandards aufgelistet.	
Großtechnischer Einsatz	8	Kommerzialisierung validiert	Geschäftsmodell validiert für die Produktion. Abnahmeverträge abgeschlossen. Anlagenspezifische THG-Bilanzierung durchgeführt.	
	9	Produktionskapazitäten etabliert	Anlage produziert im Großmaßstab	

Anmerkung: Eine Gallone (U.S.) entspricht ca. 3,79 Litern

Steckbriefe Biokerosin

Tabelle 31 Steckbrief: HEFA-Kerosin

HEFA-Kerosin (Pflanzenöle oder Algenöl)	
A: Konversionstechnologie	
Verfahren / Konzepte	HEFA-Kerosin (Hydroprocessed Esters and Fatty Acids) wird mittels einer katalytischen Umwandlung von Ölen und Fetten biogenen Ursprungs unter Zuhilfenahme von Wasserstoff („Hydroprocessed“) produziert. Für diesen Prozess kann neben konventionellen Pflanzenölen auch Algenöl eingesetzt werden. Konventionelle Pflanzenöle werden meist durch mechanische Verfahren (Pressen) unter Zuhilfenahme von Wärme und chemischen Extraktionsmitteln aus ölhaltigen Pflanzen (z. B. Ölsaaten) gewonnen. Für die Gewinnung von Algenöl hingegen, müssen zunächst Algen in geschlossenen Photobioreaktoren oder offenen Becken gezüchtet werden. Anschließend wird das Algenöl aus der Biomasse gewonnen. Dafür wird erst mittels mechanischer Verfahren entwässert (Zentrifugation) und ggf. die Zellen aufgeschlossen (Mahlen). Je nach Verfahren muss die Algenmasse in einem Zwischenschritt noch getrocknet werden. Das Algenöl wird anschließend unter Zuhilfenahme chemischer Lösungsmittel extrahiert. Vor der Weiterbearbeitung wird das gewonnene Öl von Störstoffen befreit, entwässert und ggf. verestert. Dann werden die vorhandenen Doppelbindungen durch den Einsatz von Wasserstoff abgesättigt und vorhandene Sauerstoffatome in einer Desoxigenierung entfernt. Anschließend folgen das Cracking und die Isomerisierung der Kohlenwasserstoffe. Mittels thermischer Fraktionierung werden zuletzt die einzelnen Produkte voneinander getrennt. In einer abgewandelten Prozessvariante, dem CH-Prozess (Catalytic Hydrothermolysis), wird mit Hilfe von Katalysatoren und Wasser der Wasserstoffverbrauch erheblich gesenkt.
Produkte	Während des HEFA-Prozesses entstehen verschiedene Kraftstofffraktionen (Kerosin, Diesel, Naphtha) mit verzweigten und unverzweigten Kohlenwasserstoffen. Die Anteile der einzelnen Produktfraktionen können durch die eingestellten Prozessbedingungen in gewissen Grenzen variiert werden. Beim CH-Prozess entsteht ein Kraftstoffgemisch mit Aromaten.
Stand der Technik / Etablierung	Die Reifegrade unterscheiden sich nach Rohstoff und Prozessschritt. Für den Einsatz von konventionellen Pflanzenölen ist die gesamte Prozesskette bereits ausgereift und wird kommerziell betrieben (TRL 9). Im Falle der Nutzung von Algenöl ist nur das Ende der Prozesskette ausgereift. Die Algenkultivierung in der benötigten Größenordnung sowie die Algenölextraktion befinden sich in einem vergleichsweise frühen Entwicklungsstadium (TRL 4 - 5). Der CH-Prozess wird als Pilotanlage betrieben (TRL 4-5).
Typische Anlagengröße	Die Firma Neste Oil betreibt derzeit mehrere HEFA-Anlagen mit einer Kapazität von bis zu 800.000 Tonnen HEFA-Diesel pro Jahr mit Pflanzenöl als Einsatzstoff. Eine typische Kapazität für algenbasierte Anlagen ist hingegen noch unklar.
F&E	Es besteht weiterhin ein erheblicher Forschungsbedarf bei der Algenkultivierung in der benötigen Größenordnung sowie der Algenölextraktion. Die Optimierung der Produktivität des Algenwachstums sowie der Lipidgehalte ist ebenso nötig wie die Demonstration der Verfahren im Großmaßstab. Ernte, Entwässerung, Nährstoffzugabe und –recycling sowie Abwasserbehandlung bergen erhebliche Verbesserungspotenziale. Derzeit werden in Deutschland verschiedene Forschungsvorhaben mit dem Fokus der energetischen Algennutzung betrieben. Zum Beispiel: ▪ Das Vorhaben „OptimAL“ (Optimierte Algen für nachhaltige Luftfahrt) strebt eine verbesserte Produktivität und Lichtnutzung in der Algenkultivierung an. Ein Ziel ist Erhöhung der Lipidproduktion der Algen. ▪ Das Vorhaben „AUFWIND“ (Algenproduktion und Umwandlung in Flugzeugtreibstoffe: Wirtschaftlichkeit, Nachhaltigkeit, Demonstration) untersucht u. a. eine komplette Verfahrenskette zur Herstellung von Kerosin auf Algenbasis mittels eines HEFA-Prozesses. Von Algenkultivierung, über Algenölextraktion bis zur Konversion wird die gesamte Prozesskette in Versuchsanlagen betrieben und nach technischen, ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten untersucht. Ziel ist die Identifikation geeigneter Verfahren für die Realisierung eines integrierten Prozesses im Demonstrationsmaßstab.
Technologieanbieter / -entwickler	Es besteht eine Vielzahl von Forschungseinrichtungen und meist kleineren Unternehmen mit Bezug zu Kraftstoffen auf Algenbasis. Anstrengungen werden u. a. im Bereich von Algenstämmen (z. B. Algenöl), Kultivierungssystemen (z. B. Novagreen, Phytolutions), Algenernte und -extraktion (z. B. Cyano Biotech, Verfahrenstechnik Schwedt VTS) sowie Raffinationsprozessen (z B. VTS) unternommen. Weitere kommerzielle Anbieter von HEFA-Technologie sind UOP (USA) und Neste Oil (FIN). Der CH-Prozess wird von ARA (USA) entwickelt.

HEFA-Kerosin (Pflanzenöle oder Algenöl)	
Fazit	HEFA auf Basis von Pflanzenölen ist zertifiziert und seine Produktion ist ausgereift und benötigt keine Erprobung in einer Pilotanlage (FRL 9). Die Bereitstellung von Algenöl eignet sich hingegen für eine Realisierung in einer Pilotanlage. Die Prozessschritte am Ende des Verfahrens sind teilweise ausgereift und können in einem Pilotvorhaben ggf. unberücksichtigt bleiben (FRL 4-5).
B: Ausgangs- / Rohstoffe – Verfügbarkeit und Potenziale	
Rohstoffbasis	Als Rohstoff können grundsätzlich alle biogenen Fette und Öle eingesetzt werden. Dies sind derzeit v. a. konventionelles Pflanzenöl, Altspeiseöle und tierische Fette aus Schlachtabfällen sowie perspektivisch auch Algenöl. Bei den konventionellen Pflanzenölen dominiert Palmöl aus Südost-Asien aufgrund der niedrigen Preise. Es eignen sich aber auch Rapsöl (v. a. Europa, Kanada), Sojaöl (v. a. USA und Südamerika) oder spezielle Pflanzenöle (z. B. Leindotter, Jatropha). Bei der Ölerzeugung entsteht zudem ein Extraktionsschrot, das als eiweißreiches Futtermittel in der Viehwirtschaft eingesetzt wird. Algenöl wird durch Extraktion der Lipidfraktion von Algenbiomasse gewonnen. Die Algenbiomasse wird in offenen oder geschlossenen Systemen kultiviert und benötigt eine CO_2-Quelle sowie weitere Düngemittel um ideale Wachstumsbedingungen zu gewährleisten. Licht und Temperatur spielen hierbei ebenfalls eine bedeutende Rolle. Die bei der Algenextraktion anfallende Restbiomasse kann ebenfalls energetisch genutzt werden (z. B. durch Fermentation).
Verfügbarkeit / Potenziale	Für Pflanzenöle besteht ein integrierter Weltmarkt, der es erlaubt, große Mengen gleichbleibender Qualität zu beschaffen. Derzeit werden weltweit jährlich etwa 168 Mio. Tonnen Pflanzenöl produziert (davon 35 % Palmöl, 28 % Sojaöl, 16 % Rapsöl) [Oil World 2014], die Rapsernte in Deutschland betrug 2014 etwa 6,2 Mio. Tonnen [UFOP 2014], was etwa 2,7 Mio. Tonnen Rapsöl entspricht. Weltweit werden derzeit etwa 12 % des Pflanzenöls für die Produktion von Biokraftstoffen verwendet (2014: ca. 20 Mio. t Biodiesel und HVO / HEFA [F.O.Lichts 2015]). Es existiert eine Vielzahl geeigneter Algenstämme (z B. Chlorella vulgaris, Nannochloropsis, Scenedesmus, Botryococcus braunii) die prinzipiell überall kultiviert werden können. Es wird kein fruchtbares Ackerland benötigt und die Biomasseerträge sind um ein vielfaches höher als bei Landpflanzen. Das Rohstoffpotenzial ist daher prinzipiell sehr hoch, ohne eine Lebensmittelkonkurrenz zu erzeugen. Dabei besteht allerdings ein Zielkonflikt zwischen Massenwachstum und Ölgehalt. Eine HEFA-Anlage weist eine gewisse Rohstoffflexibilität auf, sodass ggf. auch Mischungen verschiedener Öle zum Einsatz kommen können.

C: Kosten – Potenzial für Kostenreduktion	
Investitionen	▪ Algenkultivierung ▪ HEFA-Anlage: ca. 650 Mio. EUR bei 800.000 t/a Kraftstoff [Gröngröft 2014]
Gestehungskosten (2014)[25]	Pflanzenölbasiert: ▪ 17,5 EUR/GJ [Agusdinata 2011] ▪ 24,5 – 28,3 EUR/GJ [IATA 2012] ▪ 23,8 – 29,5 EUR/GJ [Pearlson 2012] ▪ 27,8 – 30,1 EUR/GJ [IEA 2012] ▪ 47,5 EUR/GJ [Klein-Marcuschamer 2013a] ▪ 33,7 – 51,0 EUR/GJ [Gröngröft 2014] ▪ 28,1 - 31,3 EUR/GJ [Naumann 2014] ▪ 28,3 – 45,6 EUR/GJ [Aireg 2015] ▪ 29,2 EUR/GJ [de Jong 2015] (Altspeiseöle) Algenölbasiert: ▪ 11,7 – 15,2 EUR/GJ [IATA 2009] ▪ 22,5 – 29,7 EUR/GJ [Vera-Morales 2009] ▪ 99,1 EUR/GJ [Agusdinata 2011] ▪ 15,7 – 3775,1 EUR/GJ [IATA 2012] ▪ 17,9 – 59,5 EUR/GJ [Endres 2012] ▪ 170,6 EUR/GJ [Klein-Marcuschamer 2013a] ▪ 26,6 – 30,9 EUR/GJ [Davis 2014] 80 bis 90 % der Gestehungskosten können auf die Bereitstellung der Öle zurückgeführt werden. Die Investitionen in die HEFA-Anlage spielen prozentual an den Gestehungskosten eine untergeordnete Rolle. Insbesondere die Produktion von Algenöl ist derzeit noch vergleichsweise sehr teuer.
Potenziale für Kostenreduktion	Die Gewinnung konventioneller Pflanzenöle auf degradierten Böden, z. B. durch Anbau von Jatropha, kann die Rohstoffkosten senken. Im Bereich der Algenkultivierung können Kostenreduktion z. B. durch eine Optimierung von Algenstämmen, der Beleuchtungs- und Beheizungskonzepte oder den Bezug von CO_2 aus fossilen Kraftwerken erreicht werden. Bei der Algenölextraktion können Kostenreduktion durch eine Weiterentwicklung der eingesetzten Verfahren z. B. Nassextraktion aus der Kultivierlösung erreicht werden. Durch Co-Verarbeitung mit fossilem Öl in vorhandenen Raffinerien können die Kosten im Bereich der Raffination reduziert werden. Dies erfordert allerdings entweder eine weitere Vorbehandlung der vergleichsweise sauren Pflanzenöle oder eine entsprechende Ertüchtigung der Mineralölraffinerien.
D: Umweltwirkungen – Beitrag Klimaschutz	
Treibhausgasemissionen[26]	▪ 65 kg CO_2-Äq./GJ (Rapsöl) [Vera-Morales 2009] ▪ 39,8 – 75,9 kg CO_2-Äq./GJ (Rapsöl, ISO, Energieallokation) [Stratton 2010] ▪ 41 – 43 kg CO_2-Äq./GJ (Rapsöl/Palmöl) [Naumann 2014] ▪ 59 – 71 kg CO_2-Äq./GJ (Jatropha) [Gröngröft 2014] ▪ 20 – 86 kg CO_2-Äq./GJ (Algenöl) [Vera-Morales 2009] ▪ 14,2 –193,2 kg CO_2-Äq./GJ (Algenöl, ISO, Energieallokation) [Stratton 2010]
Nicht erneuerbarer Primärenergieeinsatz	▪ 0,10 – 0,44 GJ/GJ [Vera-Morales 2009] ▪ 1,46 – 1,75 GJ/GJ (einschl. des Kraftstoffs) [Gröngröft 2014]

[25] Gestehungskosten für alle Verfahren jeweils normalisiert auf EUR im Basisjahr 2014 mit Wechselkursen und Inflation aus [Eurostat 2015a], [Eurostat 2015b].

[26] THG-Emissionen über gesamte Bereitstellungskette des Biokraftstoffs (WTT), keine Landnutzungsänderung, Berechnungsmethodik entsprechend den Vorgaben der RED, Verbrennung im Motor / Turbine wird aufgrund CO_2-Bindung während Pflanzenwachstum als CO_2-neutral betrachtet.

Tabelle 32 Steckbrief: BTL-Kerosin

BTL-Kerosin (diverse Biomassen)	
A: Konversionstechnologie	
Verfahren / Konzepte	Bei der Herstellung von BTL-Kerosin können diverse Rohstoffe eingesetzt werden, wobei bislang meist lignozellulosehaltige Biomasse (z. B. Holz, Stroh) als Rohstoff verwendet werden. Die Umsetzung erfolgt in einem Prozess, der auch als Biomass-to-Liquid-Prozess (BTL) bezeichnet wird. Dabei wird die Lignozellulose zunächst einer Vorbehandlung unterzogen, in der sie in einen trockenen, pulverartigen Staub oder ein Slurry genanntes Fest-Flüssig-Gemisch überführt wird. In einem Vergaser wird dieser Staub oder Slurry dann in ein Synthesegas umgewandelt. Nach einer Reinigung und Konditionierung des Gases wird dieses dann einer Kraftstoffsynthese (z. B. FT oder über Methanol / DME) zugeführt, in der schrittweise langkettige Kohlenwasserstoffe entstehen. Mittels thermischer Fraktionierung werden abschließend die einzelnen Produkte voneinander getrennt.
Produkte	Beim BTL-Prozess entstehen neben Kerosin mit Diesel und Naphtha auch weitere Produktfraktionen, deren Anteile durch Einstellen der Prozessbedingungen in gewissem Maße variiert werden können.
Stand der Technik / Etablierung	Die Erzeugung von Kraftstoffen mittels FT-Prozess ist auf Basis von Kohle und Erdgas im kommerziellen Einsatz. Für Biomasse bestehen Pilotanlagen, wobei sowohl die Biomassevorbehandlung als auch die Vergasung technische Herausforderungen darstellen (TRL 4-5). Die Bereitstellung von lignozellulosehaltigen Rohstoffen (bes. für Holz) ist kommerziell verfügbar.
Typische Anlagengröße	Es werden Kapazitäten bis zu 200.000 Tonnen Kraftstoff pro Jahr angestrebt.
F&E	Am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) wird mit dem bioliq®-Konzept ein BTL-Verfahren mit dem Fokus auf Kraftstoffe für den Straßenverkehr entwickelt; auch eine Optimierung des Syntheseverfahrens (DME) auf Kerosin ist denkbar. ThyssenKrupp Industrial Solutions plant im Rahmen des BioTfueL-Projekts den Bau einer Demonstrationsanlage in Frankreich.
Technologieanbieter / -entwickler	▪ KIT: bioliq®-Konzept ▪ Chemieanlagenbau Chemnitz, Air Liquide Global E&C Solutions, MUT Advanced Heating GmbH, ThyssenKrupp Industrial Solutions AG ▪ Darüber hinaus plant Red Rock Biofuels eine kommerzielle Anlage mit einer Kraftstoffproduktion ca. 61 Mio. Litern im Jahr basierend auf holzartiger Biomasse in Oregon (USA). Fulcrum Bioenergy plant eine kommerzielle Anlage mit einer Kraftstoffproduktion ca. 38 Mio. Litern im Jahr basierend auf Siedlungsabfällen in Nevada (USA). Im Rahmen der EU-RED würden allerdings nur Biokraftstoffe anerkannt, die aus dem biogenen Anteil in Siedlungsabfällen erzeugt wurden.
Fazit	Sowohl die Vorbehandlung der Rohstoffe als auch die Kraftstoffproduktion über Vergasung und Synthese waren in der Vergangenheit und sind derzeit Gegenstand umfangreicher F&E-Anstrengungen. Mehrere Demonstrationsanlagen sind in Bau bzw. in Inbetriebnahme. Die Realisierung dieser Technologie in einer Pilotanlage erscheint daher nicht notwendig. Allenfalls die Weiterentwicklung von Teilschritten (z. B. zur Aufbereitung der Biomasse als energiereiches Zwischenprodukt für die Vergasung) oder weitere Kraftstoffsynthesen optimiert auf Kerosin ist vorstellbar. Über die FT-Route ist der Kraftstoff zertifiziert (FRL 7-8).
B: Ausgangs-/Rohstoffe – Verfügbarkeit und Potenziale	
Rohstoffbasis	Es eignen sich vornehmlich lignozellulosehaltige Biomassen wie Holz oder Halmgut für den BTL-Prozess. Dies schließt Reststoffe aus Forst- und Landwirtschaft sowie der Industrie (z. B. Industrierestholz, Altholz, Schwarzlauge) ein. Bei Aufbereitung, z. B. durch hydrothermale Prozesse, können zudem flüssige / schlammige Biomassen verwendet werden (z. B. Industrieschlämme, Klärschlamm, Grünschnitt, biogene Abfälle).
Verfügbarkeit / Potenziale	In Deutschland werden jährlich etwa 76 Mio. m³ Rohholz (Erntefestmeter ohne Rinde, durchschnittlich 2002 bis 2012) eingeschlagen und genutzt [BMEL 2014]. Im Jahr 2010 standen der Verwendung von 135 Mio. Festmetern (fm), die neben Derbholz auch holzartige Abfall- und Reststoffe enthalten, ein potenzielles Aufkommen von 138 bis 177 Mio. fm gegenüber (Szenarien abhängig). Das inländische Potenzial ist demnach nahezu vollständig genutzt, wobei die stoffliche und energetische Verwertung jeweils hälftig verteilt sind. [Mantau 2012] Im Kraftstoffsektor spielt Holz bislang keine Rolle. Gerade im Bereich landwirtschaftlicher Reststoffe (insb. Stroh) gibt es große Mengenpotenziale, die energetisch bislang weitgehend ungenutzt sind. So wird beispielsweise das Potenzial für eine nachhaltige, energetische Nutzung von Stroh in Deutschland auf ca. 13 Mio. Tonnen pro Jahr geschätzt. [Zeller 2011] Die Energiedichte lignozellulosehaltiger Biomasse ist z. B. im Vergleich zu Pflanzenölen erheblich geringer, was die Transportwürdigkeit einschränkt. Dies erhöht die Bedeutung einer Vorbehandlung zur Erhöhung der Energiedichte. Eine direkte Konkurrenz zu Lebensmitteln besteht nicht, indirekte Landnutzungsänderungen sind allerdings durch die Etablierung von

BTL-Kerosin (diverse Biomassen)	
	Kurzumtriebsplantagen (KUP) zum Anbau von Energieholz möglich. Klärschlamm beispielsweise wird in Deutschland derzeit überwiegend thermisch entsorgt (55 %) oder in Landwirtschaft und Landschaftsbau verwertet. In 2012 fielen 1,9 Mio. Tonnen an. [BMU 2013]
C: Kosten – Potenzial für Kostenreduktion	
Investitionen	Da bislang noch keine BTL-Anlagen im industriellen Maßstab errichtet wurden, gibt es zu deren Kostenstrukturen keine exakten Zahlen. Für eine typische BTL-Anlage mit FT-Route wird allerdings bei einer Kraftstoffproduktion von 190.000 Tonnen pro Jahr ein Investitionsvolumen von 690 Mio. EUR geschätzt. [Müller-Langer 2014] Eine weitere Schätzung geht von Investitionen i. H. v. 287 – 407 Mio. EUR bei einer Kapazität von 121 – 140 Mio. Litern Kraftstoffprodukte pro Jahr. [Zhu et al 2011]
Gestehungskosten (2014)	▪ 33,5 EUR/GJ [Perimenis 2010] ▪ 25,7 – 29,0 EUR/GJ [Zhu et al 2011] ▪ 20,9 – 26,9 EUR/GJ [Agusdinata 2011] ▪ 14,2 – 97,4 EUR/GJ [IATA 2012] ▪ 34,9 – 41,8 EUR/GJ [IEA 2012] ▪ 42,4 EUR/GJ [Ramböll 2013] ▪ 32,7 – 56,1 EUR/GJ [Gröngröft 2014] ▪ 38,2 – 55,3 EUR/GJ [de Jong 2015] Die Gestehungskosten entfallen etwa zu 40 % auf die Kapital- und zu etwa 30 % auf die Rohstoffkosten.
Potenziale für Kostenreduktion	Kostensenkungspotenziale bestehen entlang der gesamten Bereitstellungskette von BTL-Kerosin. Die Versorgung einer Konversionsanlage mit Stroh oder einem lignozellulosebasiertem Intermediat ist in Deutschland derzeit noch nicht im kommerziellen Betrieb. Hierbei birgt insbesondere die (dezentrale) Vorbehandlung der Biomassen Kostensenkungspotenziale. Auch die Vergasung und Kraftstoffsynthese sind noch nicht ausgereift. Hierbei können Kostensenkungspotenziale etwa durch eine höhere Produktausbeute und eine verbesserte Abstimmung der einzelnen Prozessschritte erreicht werden. Weiterhin könnte die Bandbreite geeigneter Rohstoffe erhöht und damit Rohstoffkosten gesenkt werden.
D: Umweltwirkungen – Beitrag Klimaschutz	
Treibhausgasemissionen	▪ 7 – 39 kg CO_2-Äq./GJ [Perimenis 2010] ▪ 12,4 – 99,8 CO_2-Äq./GJ [Stratton 2010] ▪ 21 – 49 kg CO_2-Äq./GJ [Gröngröft 2014] ▪ 16 CO_2-Äq./GJ [Ramböll 2013]
Nicht erneuerbarer Primärenergieeinsatz	▪ 1,21 – 1,66 GJ/GJ (inkl. Energiegehalt des Kraftstoffs selbst) [Gröngröft et al. 2014]

Tabelle 33 Steckbrief: Bio-Gas-to-Liquid (Bio-GtL)

Bio-GtL (Biomethan)	
A: Konversionstechnologie	
Verfahren / Konzepte	Bio-GTL ist ein Synthesekraftstoff der auf Basis von Biomethan, analog zur GTL-Produktion auf Erdgasbasis, hergestellt werden kann. Zunächst wird dafür fermentativ erzeugtes Biogas gereinigt und die darin enthaltene Methanfraktion abgetrennt. Das so erzeugte Biomethan wird dann mittels partieller Oxidation oder Dampfreformierung zunächst in Synthesegas und anschließend mittels Fischer-Tropsch-Synthese in ein Kraftstoffgemisch überführt. Dieses wird dann in Rahmen der Produktkonditionierung aufbereitet, durch thermische Fraktionierung in seine Bestandteile zerlegt und ggf. Additive hinzugefügt. Dabei werden neben Kerosin auch Diesel und Naphtha bereitgestellt.
Produkte	Im Bio-GTL-Prozess entstehen Kerosin (~50 %), Diesel (~30 %) und Naphtha (~20 %). Die Anteile der einzelnen Produktfraktionen können durch die eingestellten Prozessbedingungen in gewissen Grenzen variiert werden.
Stand der Technik / Etablierung	Sämtliche Prozessschritte werden kommerziell betrieben und sind weitgehend ausgereift (TRL 9). Eine direkte Nutzung von biogenem Methan ist allerdings nicht im industriellen Maßstab implementiert.
Typische Anlagengröße	Die durchschnittliche Leistung von Biomethananlagen betrug 2014 in Deutschland ca. 6,3 MW. Kommerzielle erdgasbasierte GTL-Anlagen haben dagegen einen Leistungsbereich im GW-Bereich, wobei eine Verkleinerung auf 100 – 500 MW möglich sein dürfte. Die Vernetzung einer Vielzahl von Biomethanlagen mit einer zentralen Bio-GTL-Anlage über das Erdgasnetz erscheint daher mittelfristig unumgänglich.
F&E	Verkleinerung vorhandener GTL-Technologie für den ausschließlichen Einsatz von Biomethan; bei 100 MW Biomethan ca. um den Faktor 10 – 100.
Technologieanbieter / -entwickler	GTL-Prozesse werden z. B. durch Velocrys (USA), SASOL (RSA), Shell (NL) und UOP (USA) vorangetrieben
Fazit	Der Kraftstoff ist nicht zertifiziert und die Prozesskette trotz der Marktreife der Einzelkomponenten nicht implementiert (FRL 2). Der Prozess eignet sich daher prinzipiell zur Realisierung in einer Pilotanlage. Ziel könnte hierbei die Erprobung einer kompakten Anlage mittlerer Leistung sein.
B: Ausgangs- / Rohstoffe – Verfügbarkeit und Potenziale	
Rohstoffbasis	Eine Vielzahl von Rohstoffen ist für die Erzeugung von Biogas geeignet. Neben Anbaubiomasse (z. B. Maissilage, Zuckerrüben) sind auch Rest- und Abfallstoffe (z. B. tierische Exkremente, Bioabfall, Stroh, Schlempe aus der Bioethanolerzeugung) geeignet.
Verfügbarkeit / Potenziale	Das technische Biomethanpotenzial in Deutschland auf Basis von Energiepflanzen, tierischen Exkrementen sowie industriellen und kommunalen Reststoffen beträgt 99 – 133 TWh_{HS}/a zuzüglich etwa 22 TWh_{HS}/a aus Stroh. Ein Großteil dieses technischen Potenzials wird bereits als Biogassubstrat genutzt. Derzeit ca. 75 TWh Biogas zur stationären Strom- und Wärmeproduktion, sowie 6,5 TWh Biomethan, welches sowohl stationär als auch mobil als Energieträger genutzt wird. Etwa 0,5 TWh werden als Bio-CNG im Verkehrssektor eingesetzt. [MKS 2015b]
C: Kosten – Potenzial für Kostenreduktion	
Investitionen	Ca. 75 Mio. EUR für eine Anlage mit einer Jahresproduktion von 11.000 Tonnen Kerosin bzw. ca. 220 Mio. EUR für eine Anlage mit 95.000 t/a. [Kralemann 2014]
Gestehungskosten (2014)	55 – 75 EUR/GJ [Gebauer 2013] Mit ca. 70 bis 85 % der Gestehungskosten stellt die Bereitstellung des Biomethans mit Abstand den wichtigsten Kostenfaktor dar.
Potenziale für Kostenreduktion	Durch die Erhöhung der Kerosinausbeute sowie eine Demonstration der gesamten Wertschöpfungskette können Kostenreduktionen erreicht werden.
D: Umweltwirkungen – Beitrag Klimaschutz	
Treibhausgasemissionen	Ca. 47,6 kg CO_2-Äq./GJ (ISO, Energieallokation). [Kralemann 2014]

Tabelle 34 Steckbrief: Hydrotreated Depolymerised Cellulosic Jet

HDCJ – Hydrotreated Depolymerised Cellulosic Jet (Lignozellulose)	
A: Konversionstechnologie	
Verfahren / Konzepte	Beim HDCJ-Prozess (Hydrotreated Depolymerised Cellulosic Jet) wird mit ligno-zellolosehaltigen Rohstoffen mittels Pyrolyse und / oder hydrothermaler Verflüssigung ein Bioöl erzeugt. Dieses wird anschließend mit Hilfe von Wasserstoff behandelt um Doppelbindungen abzusättigen und vorhandene Sauerstoffatome zu entfernen. Das entstandene Kraftstoffgemisch wird dann thermisch fraktioniert.
Produkte	Während des HDCJ-Prozesses entstehen mit Kerosin, Diesel und Naphtha verschiedene Kraftstofffraktionen. Die Anteile der einzelnen Produktfraktionen können durch die eingestellten Prozessbedingungen in gewissen Grenzen variiert werden.
Stand der Technik / Etablierung	Die Bereitstellung lignozellulosehaltiger Rochstoffe ist weitgehend ausgereift (TRL 9). Sowohl Pyrolyse als auch hydrothermale Verflüssigung befinden sich im Stadium von Pilot- und Demonstrationsanlagen (TRL 4- 6). Die Aufbereitung und Fraktionierung sind kommerziell verfügbar (TRL 9).
Typische Anlagengröße	KiOR plant eine kommerzielle Anlage mit einer Kapazität von ca. 125 Mio. l/a. Allerdings konnte die Demonstrationsanlage mit einer Kapazität ca. 57 Mio. l/a bislang nicht dauerhaft unter Volllast betrieben werden. [Marker 2012] gehen von 230 Mio. l/a aus.
F&E	Es werden Forschungsanstrengungen an allen Prozessstufen betrieben.
Technologieanbieter / -entwickler	Das KIT arbeitet sowohl an der Pyrolyse als auch an der hydrothermalen Verflüssigung biogener Rohstoffe. Das Deutsche Biomasseforschungszentrum arbeitet ebenfalls an hydrothermalen Prozessen. Weitere Akteure sind GTI, KiOR und UOP (alle USA), sowie Licella (AUS).
Fazit	HDCJ ist derzeit nicht zertifiziert und der Prozess wird in unterschiedlicher Form von mehreren Akteuren in Pilot- und Demonstrationsanlagen untersucht (FRL 5-6). Insbesondere die hydrothermalen Prozesse eignen sich jedoch für die Realisierung in einer Pilotanlage mit dem Ziel der Kerosinproduktion.
B: Ausgangs- / Rohstoffe – Verfügbarkeit und Potenziale	
Rohstoffbasis	Lignozellulosehaltige Biomassen, wie z. B. Holz und Halmgut, eignen sich besonders für den HDCJ-Prozess.
Verfügbarkeit / Potenziale	Es bestehen erhebliche Potenziale an geeigneten Rohstoffen (vgl. lignozellulosehaltige Rohstoffe für das BTL-Verfahren Tabelle 32).
C: Kosten – Potenzial für Kostenreduktion	
Investitionen	196 Mio. EUR für eine Anlage mit einer Jahresproduktion von ca. 230 Mio. Litern. [Marker 2012]
Gestehungskosten (2014)	▪ 9,8 EUR/GJ [Marker 2012] ▪ 104,6 – 140,8 EUR/GJ [de Jong 2015] Dabei werden ca. 57 % der Gestehungskosten von den Rohstoffkosten und ca. 34 % von den Kapitalkosten verursacht.
Potenziale für Kostenreduktion	Potenziale zur Kostenreduktion bestehen insbesondere im Bereich der Pyrolyse und hydrothermalen Verflüssigung sowie der Prozessintegration.
D: Umweltwirkungen – Beitrag Klimaschutz	
Treibhausgasemissionen	2,1 – 6,1 kg CO_2-Äq./GJ (ISO, Energieallokation) [Marker 2012]

Tabelle 35 Steckbrief: HTP-Kerosin

HTP-Kerosin (diverse Biomassen)	
A: Konversionstechnologie	
Verfahren / Konzepte	Mit Hilfe hydrothermaler Prozesse kann Kerosin aus Algen oder anderen, auch feuchten, Biomassen (z. B. Klärschlamm) gewonnen werden. Dabei wird die gesamte Biomasse in einem Reaktor zu einem Feststoff (hydrothermale Carbonisierung, HTC, ca. 180 bis 250 °C, 10 bis 40 bar), zu einer Flüssigkeit (hydrothermale Verflüssigung, HTL ca. 250 bis 350 °C, 50 bis 200 bar) oder zu einem Gas (hydrothermale Vergasung, HTG, ca. 600 bis 700 °C, 250 bis 300 bar) umgewandelt. Diese Zwischenprodukte können dann zu Kerosin weiterverarbeitet werden: ▪ Der im HTC-Prozess erzeugte Feststoff wird zunächst vergast. Das entstehende Gas wird aufbereitet und über einen Syntheseschritt (z. B. Fischer-Tropsch oder Methanol) in ein Kraftstoffgemisch überführt. Dieses wird anschließend thermisch fraktioniert. ▪ Das im HTL-Prozess erzeugte flüssige Kohlenwasserstoffgemisch wird zunächst mit Wasserstoff abgesättigt um Doppelbindungen, Sauerstoff, Stickstoff und Schwefel zu entfernen. Das entstehende Kraftstoffgemisch wird ggf. gecrackt und anschließend thermisch fraktioniert. Alternativ kann in mehrstufigen Verfahren eine Kraftstoffveredelung und anschließende Feinraffination stattfinden. ▪ Das im HTG-Prozess erzeugte Gas wird zunächst aufbereitet und über einen Syntheseschritt (z. B. Fischer-Tropsch oder Methanol) in ein Kraftstoffgemisch überführt. Dieses wird anschließend thermisch fraktioniert.
Produkte	Neben Kerosin entstehen – je nach Synthese bzw. Art der Kraftstoffaufbereitung – mit Diesel, Benzin und Naphtha weitere Kraftstofffraktionen. Ihre Anteile können durch Einstellen der Prozessbedingungen entsprechend variiert werden.
Stand der Technik / Etablierung	Die Kerosinproduktion mittels hydrothermaler Verfahren weist im Wesentlichen einen niedrigen technologischen Reifegrad auf. Die Algenkultivierung in der benötigten Größenordnung sowie die Ernte der Algenbiomasse sind noch nicht ausgereift (TRL 4-5). Die Versorgung mit anderen feuchten Biomassen ist ausgereift (TRL. 9). Die hydrothermalen Verfahren befinden sich generell in einem relativ frühen Entwicklungsstadium (TRL 4-5). Lediglich die späteren Prozessschritte zur Veredelung der Zwischenprodukte mittels Hydrierung und thermischer Fraktionierung sind bereits marktreif und werden in Mineralölraffinerien kommerziell betrieben.
Typische Anlagengröße	[Jones 2014] geht von einer Kerosinproduktion von 163.500 Tonnen pro Jahr aus.
F&E	Neben der Weiterentwicklung der Algenkultivierung sowie von Verfahren zur Abscheidung der Algenbiomasse gibt es insbesondere Forschungsbedarf im Bereich der hydrothermalen Prozesse. Die Konversionseffizienzen und Produktqualitäten bedürfen einer Fortentwicklung. Eine Prozessintegration und eine Maßstabsvergrößerung müssen erreicht werden. Das Pacific Northwestern National Laboratory (USA) arbeitet an der Realisierung einer Pilotanlage zur Umwandlung nasser Biomasse einschließlich Algenbiomasse.
Technologieanbieter / -entwickler	Die Akteure im Bereich der Bereitstellung von Algenbiomasse entsprechen im Wesentlichen denen aus Tabelle 31 ff). Die vergleichende Bewertung erfolgt in Kapitel 3.4 ff. (HEFA-Kerosin). Die hydrothermalen Prozesse werden z. B. vom KIT dem Deutschen Biomasseforschungszentrum sowie dem PSI (CH) vorangetrieben. Kommerzielle Akteure sind Sapphire Energy, UOP (beide USA).
Fazit	Sämtliche Prozessschritte, von der Algenkultivierung bis zur Erzeugung von veredelbaren Zwischenprodukten auf Basis von Algenbiomasse, befinden sich in einem frühen Entwicklungsstadium und eignen sich daher für ein Pilotvorhaben. Die Aufbereitung der Zwischenprodukte ist hingegen weitgehend ausgereift und kann in einem Pilotvorhaben ggf. unberücksichtigt bleiben. Der Kraftstoff ist nicht zertifiziert (FRL 3).
B: Ausgangs- / Rohstoffe – Verfügbarkeit und Potenziale	
Rohstoffbasis	Als Rohstoff wird Algenbiomasse eingesetzt die in offenen oder geschlossenen Systemen kultiviert wird und eine CO_2-Quelle sowie weitere Düngemittel benötigt um ideale Wachstumsbedingungen zu gewährleisten. Vorteilhaft ist die Eignung der hydrothermalen Prozesse zur Nutzung einer Vielzahl weiterer trockener und feuchter Rohmaterialien einschließlich Rest- und Abfallstoffen.
Verfügbarkeit/Potenziale	Es existiert eine Vielzahl geeigneter Algenstämme (z. B. Chlorella vulgaris, Nannochloropsis, Scenedesmus, Botryococcus braunii) die prinzipiell überall kultiviert werden können. Es wird kein fruchtbares Ackerland benötigt und die Biomasseerträge sind um ein vielfaches höher als bei Landpflanzen.

HTP-Kerosin (diverse Biomassen)	
C: Kosten – Potenzial für Kostenreduktion	
Investitionen	▪ 352 Mio. EUR für eine Anlage mit 163.500 t/a Kerosinproduktion auf Basis von Algenbiomasse [Jones 2014]* ▪ 307 – 345 Mio. EUR für eine Anlage mit 288 – 295 Mio. Litern Kraftstoffprodukten pro Jahr [Zhu et al 2011]
Gestehungskosten (2014)	▪ 13,6 – 14,4 EUR/GJ auf Basis von Holz [Zhu et al 2011] ▪ 29,2 EUR/GJ für auf Basis von Algenbiomasse im Jahr 2022 [Jones 2014] ▪ 21,1– 29,2 EUR/GJ [de Jong 2015] Die Bereitstellung der Algenbiomasse macht hierbei ca. 74 % der Gestehungs-kosten aus und stellt damit den maßgeblichen Kostenfaktor dar. Der Anteil der Kapitalkosten beträgt weniger als 10 %. [Jones 2014]
Potenziale für Kostenreduktion	Im Bereich der Algenkultivierung können Kostenreduktion z. B. durch eine Optimierung von Algenstämmen, der Beleuchtungs- und Beheizungskonzepte oder den Bezug von CO_2 aus fossilen Kraftwerken erreicht werden. Auch die Entwässerung der Algenbiomasse ist noch nicht ausgereift. Weiterhin befindet sich das gesamte Spektrum der hydrothermalen Verfahren noch nicht in kommerzieller Anwendung und weist noch erhebliches Potenzial zur Kostensenkung auf.
D: Umweltwirkungen – Beitrag Klimaschutz	
Treibhausgasemissionen	▪ 29,4 kg CO_2-Äq./GJ [Frank 2013]* ▪ 33 kg CO_2-Äq./GJ [Liu 2013]* ▪ 30 – 110 kg CO_2-Äq./GJ [Sills 2013]*
Nicht erneuerbarer Primärenergieeinsatz	▪ 0,14 – 0,22 GJ/GJ für 2022 [Jones 2014]*

* nur HTL

Tabelle 36 Steckbrief: Alcohol to Jet (ATJ)

ATJ – Alcohol to Jet (Bioalkohole)	
A: Konversionstechnologie	
Verfahren / Konzepte	Beim Alcohol-To-Jet Prozess (ATJ) werden kurzkettige Alkohole (z. B. Ethanol, Propanol, Butanol) in langkettige Kohlenwasserstoffe überführt und verschiedene Kraftstofffraktion abgetrennt. Dafür werden zunächst kurzkettige Alkohole fermentativ hergestellt und entwässert. Bei hohen Temperaturen und unter hohem Druck werden dann erst die typischen OH-Gruppen der Alkoholmoleküle entfernt (Dehydratisierung) und anschließend längere Kohlenwasserstoffe zusammengefügt (Oligomerisierung). Die so erzeugte Mischung unterschiedlich langer Kohlenwasserstoffe wird thermisch fraktioniert und abschließend mittels Wasserstoff letzte Doppelbindungen abgesättigt und Sauerstoffatome entfernt (Hydrierung).
Produkte	Während des ATJ-Prozesses können Kerosinfraktionen mit und ohne Aromaten erzeugt werden. In Abhängigkeit der eingestellten Prozessbedingungen entstehen auch Anteile Diesel und Naphtha.
Stand der Technik / Etablierung	Die Verfahren der Rohstoffbereitstellung und Primärraffination (Alkoholbereitstellung) sind marktreif und werden kommerziell betrieben (TRL 9). Dies gilt allerdings nur für biogene Alkohole. Die fermentative Erzeugung von Alkohol aus Industrieabgasen befindet sich hingegen in der Demonstrationsphase (TRL 5-6). Die eigentliche Konversion der Alkohole zu Kerosin (Sekundärraffination) ist weniger fortgeschritten, wird aber von verschiedenen Akteuren im Pilotmaßstab betrieben und ist dabei den Demonstrationsmaßstab zu erreichen (TRL 4-5).
Typische Anlagengröße	Derzeit unklar – [Marcuschamer 2013b] geht beispielhaft von einer Jahresproduktion von ca. 60.000 Tonnen Kraftstoff aus.
F&E	Forschungsanstrengungen werden insbesondere im Bereich der Kraftstoffsynthese und der Integration der Gesamtkette vom Rohstoff zum Kraftstoff unternommen. Auch die fermentative Erzeugung von Alkoholen auf Basis von Industrieabgasen wird vorangetrieben (Lanzatech).
Technologieanbieter / -entwickler	Swedish Biofuels (SWE), BYOGY, Cobalt, GEVO, Lanzatech (alle USA)
Fazit	Die Gesamtkette ist noch nicht vollständig validiert und der Kraftstoff nicht zertifiziert (FRL 4-6). Die Kraftstoffsynthese eignet sich nur bedingt zur Realisierung in einer Pilotanlage, da bereits mehrere Anlagen unterschiedlicher Größe bestehen.
B: Ausgangs- / Rohstoffe – Verfügbarkeit und Potenziale	
Rohstoffbasis	Die für ATJ-Prozesse benötigten Alkohole können mittels verschiedener Rohstoffe hergestellt werden. Zum einen eignen sich zucker-, stärke- sowie lignozellulosehaltige Rohstoffe zur fermentativen Alkoholproduktion. Zum anderen eignen sich letztere nach einer Vergasung ebenso zur Gasfermentation wie beispielsweise Industrieabgase.
Verfügbarkeit / Potenziale	Die Produktionskapazität deutscher Bioethanolanlagen beträgt derzeit 709.000 Tonnen pro Jahr. Dabei wird lignozellulosehaltige Biomasse bislang nur in sehr geringem Umfang zur Bioethanolproduktion eingesetzt. Die für eine nachhaltige, energetische Nutzung verfügbare Strohmenge in Deutschland liegt bei ca. 13 Mio. Tonnen pro Jahr. [Zeller 2011]
C: Kosten – Potenzial für Kostenreduktion	
Gestehungskosten (2014)	▪ 15,0 EUR/GJ [Marcuschamer 2013b] ▪ 104,0 EUR/GJ [Ramböll 2013] (Bioethanol basierend auf Lignozellulose) ▪ 24,4 – 28,4 EUR/GJ [Atsonios 2015] ▪ 52,3 – 78,4 EUR/GJ [de Jong 2015] Dabei machen die Kapitalkosten weniger als 10 % der Gestehungskosten aus. Der Rest wird im Wesentlichen durch die Beschaffung der Rohstoffe bestimmt. [Marcuschamer 2013b] Für den Fall, dass lingozellulosehaltige Rohstoffe eingesetzt werden, dürfte sich allerdings der Anteil der Kapitalkosten deutlich erhöhen.
Potenziale für Kostenreduktion	Neben der Optimierung der Kraftstoffsynthese birgt die Ethanolproduktion aus lignozellulosehaltigen Rohstoffen und Industrieabgasen Optimierungs- und damit Kostenreduktionspotenziale.
D: Umweltwirkungen – Beitrag Klimaschutz	
Treibhausgasemissionen	29 kg CO_2-Äq./GJ [Ramböll 2013]

Tabelle 37 Steckbrief: Hydrodeoxygenated Synthetic Kerosene (HDO)

HDO-SK / HDO-SAK - Hydrodeoxygenated Synthetic Kerosene (diverse Biomassen)	
A: Konversionstechnologie	
Verfahren / Konzepte	Der APR-Prozesses (Aqueous Phase Reforming) wandelt in Wasser gelöste Zucker unter Zuhilfenahme von Katalysatoren in verschiedenste Intermediate (z. B. Alkohole, Ketone, Säuren, Furane, Paraffine und weiter Kohlenwasserstoffe) um, die dann zu Kraftstoffen und Chemikalien weiterverarbeitet werden können. Dafür werden zunächst zucker-, stärke- oder lignozellulosehaltige Rohstoffe so vorbehandelt, dass sich die enthaltenen Zucker in eine wässrige Lösung begeben. Bei bestimmten Temperaturen und Drücken laufen in Gegenwart verschiedener Katalysatoren mehrere Reaktionen ab. Der für einige dieser Reaktionen benötigte Wasserstoff wird dabei ebenfalls erzeugt. Die erzeugten Intermediate werden nun entweder in einem „BioForming“ genannten, katalytischen Prozess zu Kraftstoffen mit Aromaten weiterverarbeitet, oder sie werden oligomerisiert und die Doppelbindungen mit Wasserstoff abgesättigt (hydriert). Mittels thermischer Fraktionierung erhält man dann aromatenfreie Kraftstofffraktionen (Kerosin, Diesel, Naphtha).
Produkte	Kerosin mit (HDO-SK) oder ohne Aromaten (HDO-SAK). Dazu entstehen Diesel und Naphtha, deren Anteile in gewissen Grenzen variiert werden können.
Stand der Technik / Etablierung	Die Bereitstellung von Rohstoffen ist marktreif (TRL 9). Die Vorbehandlung der Rohstoffe sowie die Weiterverarbeitung der Zucker zu Kraftstoffgemischen werden in Pilot- und Demonstrationsanlagen erprobt und weiterentwickelt (TRL 5-6). Es besteht eine Demonstrationsanlage mit einer Kapazität von ca. 40.000 l/a.
Typische Anlagengröße	60.000 – 150.000 Tonnen Kraftstoffe und Chemikalien pro Jahr.
F&E	Forschungsanstrengungen erfolgen mit dem Ziel, die Rohstoffbandbreite zu vergrößern und die Konversionseffizienz durch Optimierung der Verfahrensparameter zu steigern.
Technologieanbieter / -entwickler	Virent (USA)
Fazit	Es besteht noch keine Zertifizierung der erzeugten Kraftstoffe (FRL 5-6). Da bereits eine Demonstrationsanlage besteht, eignet sich das Verfahren nur bedingt für eine Realisierung in einer Pilotanlage.
B: Ausgangs- / Rohstoffe – Verfügbarkeit und Potenziale	
Rohstoffbasis	Es können zucker- und stärkehaltige sowie lignozellulosehaltige Rohstoffe eingesetzt werden.
Verfügbarkeit / Potenziale	Für zucker- und stärkehaltige Rohstoffe besteht ein integrierter Weltmarkt, der es erlaubt, große Mengen und gleichbleibende Qualität zu beziehen. In Deutschland wurden in den Jahren 2007 bis 2012 beispielsweise jährlich 40 bis 50 Mio. Tonnen Getreide sowie 23 bis 30 Mio. Tonnen Zuckerrüben erzeugt. [BMEL 2013] Die für eine nachhaltige, energetische Nutzung verfügbare Strohmenge in Deutschland liegt bei ca. 13 Mio. Tonnen pro Jahr. [Zeller 2011]
C: Kosten – Potenzial für Kostenreduktion	
Investitionen	Ca. 37 Mio. EUR für eine Anlage mit eine Jahresproduktion von ca. 190.000 Litern Kohlenwasserstoffen. [Xing 2010]
Gestehungskosten (2014)	16,4 – 20,5 EUR/GJ (lignozellulosehaltige Reststoffe) [Xing 2010] Der Anteil der Rohstoffkosten an den Gestehungskosten beträgt dabei etwa 55 bis 65 %.
Potenziale für Kostenreduktion	Kostensenkungspotenzial bestehen entlang der gesamten Konversionskette und im Bereich der besseren Nutzbarmachung lignozellulosehaltiger Rohstoffe.
D: Umweltwirkungen – Beitrag Klimaschutz	
Treibhausgasemissionen	Keine Veröffentlichungen bekannt.

Tabelle 38 Steckbrief: Synthesized Iso-Paraffins (SIP)

SIP - Synthesized Iso-Paraffins (diverse Biomassen)	
A: Konversionstechnologie	
Verfahren / Konzepte	Die Herstellung von SIP (Synthesized Iso-Praffins) führt über einen Prozess, der FTJ (Fermentation-to-Jet) oder DSHC (Direct Sugar to Hydrocarbons) genannt wird. Dabei werden analog zur Bioethanolherstellung genetisch veränderte Hefen eingesetzt, die in der Lage sind, aus Zucker langkettige Kohlenwasserstoffe zu erzeugen. Diese werden abgetrennt und mit Hilfe von Wasserstoff hydriert (Absättigen von Doppelbindungen), bevor sie konventionellem Kerosin zugemischt werden können.
Produkte	Farnesene (SIP)
Stand der Technik / Etablierung	Die Bereitstellung von Rohstoffen ist für zucker-, stärke- und lignozellulosehaltige Rohstoffe kommerziell verfügbar (TRL 9). Produktion von SIP hat die Pilotphase erfolgreich absolviert und wird derzeit in Brasilien auf Basis von Zuckerrohr in einer Demonstrationsanlage realisiert (TRL 6-7).
Typische Anlagengröße	Die Demonstrationsanlage in Brasilien hat eine Kapazität von 50 Mio. Litern Farnesene pro Jahr und könnte auch für den kommerziellen Betrieb eine typische Anlagengröße darstellen.
F&E	Forschungsanstrengungen im Bereich der verwendeten Mikroorganismen werden mit dem Ziel einer Erhöhung der Produktausbeuten und einer Verbreiterung der Rohstoffbasis betrieben.
Technologieanbieter / -entwickler	Amyris (USA), Total
Fazit	SIP ist zu einer zehnprozentigen Beimischung in Kerosin zugelassen und die Produktionstechnologie nähert sich der Kommerzialisierung (FRL 7-8). Sie ist daher nur bedingt für die Realisierung in einer Pilotanlage geeignet.
B: Ausgangs- / Rohstoffe – Verfügbarkeit und Potenziale	
Rohstoffbasis	Es eignen sich zucker- und stärkehaltige Rohstoffe. Grundsätzlich sind aber auch lignozellulosehaltige Rohstoffe oder Glycerin aus der Biodieselproduktion geeignet.
Verfügbarkeit / Potenziale	Für zucker- und stärkehaltige Rohstoffe besteht ein integrierter Weltmarkt, der es erlaubt, große Mengen und gleichbleibende Qualität zu beziehen. Zum Vergleich: In Deutschland wurden in 2014 ca. 727.000 Tonnen Bioethanol aus Getreide (ca. 65 %) und Zuckerrübe (ca. 33 %) hergestellt. [BDBe 2015]
C: Kosten – Potenzial für Kostenreduktion	
Investitionen	Ca. 45 Mio. EUR für eine Anlage mit 50 Mio. l/a. [Klein-Marcuschamer 2013a]
Gestehungskosten (2014)	▪ 38,3 EUR/GJ [Klein-Marcuschamer 2013a] ▪ 17,1 – 52,7 EUR/GJ [Halfmann u. a. 2014] ▪ 8,5 – 87,6 EUR/GJ [Staples 2014] Der Anteil der Kapitalkosten schwankt zwischen 20 % beim Einsatz von zuckerhaltigen Rohstoffen bis 50 % ein Einsatz von lignozellulosebasierten Rohstoffen. [Staples 2014]
Potenziale für Kostenreduktion	Kostenreduktionspotenziale bestehen insbesondere durch die Verbreiterung der geeigneten Rohstoffbasis, z. B. die Nutzbarmachung lignozellulosehaltiger Rohstoffe. Des Weiteren können die Verzuckerungs- und metabolischen Umsetzungsraten im Fermentationsprozess verbessert werden.
D: Umweltwirkungen – Beitrag Klimaschutz	
Treibhausgasemissionen	▪ 8,5 kg CO_2-Äq./GJ [Moreira 2014] ▪ -4,9 – 65,6 kg CO_2-Äq./GJ (ISO, Energieallokation.) [Staples 2014]

Steckbriefe EE-Kerosin (PTL)

Tabelle 39 Steckbrief: Kerosin aus Wasserstoff über Niedertemperaturelektrolyse aus erneuerbarem Strom und Synthese mit CO_2 über die Fischer-Tropsch-Route

EE-Kerosin über Fischer-Tropsch-Route (Niedertemperaturelektrolyse)		
A: Konversionstechnologie		
Verfahren / Konzepte	Regional: Elektrolyse, CO_2 Abtrennung, Fischer-Tropsch-Synthese, Transport zur Raffinerie, Hydrocracking, Transport zur Tankstelle	Zentral / International: Elektrolyse, CO_2 Abtrennung, Fischer-Tropsch-Synthese, Hydrocracking, Transport zur Tankstelle
Anlagenkapazitäten	1 – 20 MW_{el} (Input), alle CO_2-Quellen	> 500 MW_{el} (Input), mit CO_2 aus Luft
Produkte	Benzin, Kerosin, Diesel, LPG Anlagenkonzept und Fahrweise werden auf das Wunschprodukt hin optimiert. Nicht benötigte Produktfraktionen können je nach Anlagenkonzept und Fahrweise in der Anlage stofflich bzw. energetisch eingesetzt werden.	
Stand der Technik / Etablierung	Elektrolyse ist kommerziell verfügbar (Kostenreduktion durch höhere Stückzahlen ist allerdings noch möglich). Die Fischer-Tropsch-Synthese und die Anlagen zur Weiterverarbeitung sind Stand der Technik. Integrierte Anlagen mit einem Kraftstoffoutput von 250 kW bis mehrere MW (600 l bis einige 1.000 l/d) werden von Bilfinger Industrial Technologies angeboten. Anlagenwirkungsgrad ohne CO_2-Bereitstellung ca. 50 % (mit alkalischer und PEM-Elektrolyse). [BIT 2013] Anlagen zur Weiterverarbeitung von Produkten aus der Fischer-Tropsch-Synthese (u. a. Hydrocracking) sind Stand der Technik, allerdings nur für sehr große Anlagen.	
Gesamtnutzungsgrad (Strom-zu-Kraftstoffe)a	CO_2 aus Luft: 36 – 40 % (PTL-Anlage) CO_2 aus Rauchgas: 46 - 48 % (PTL-Anlage) CO_2 aus Biogasaufbereitung: 48 - 49 % (PTL-Anlage)	
Nutzungsgrad (nur Kerosinfraktion, ohne Nebenprodukte)b	CO_2 aus Luft: 18 - 20 % (PTL-Anlage) CO_2 aus Rauchgas: 23 - 24 % (PTL-Anlage) CO_2 aus Biogasaufbereitung: 24 % (PTL-Anlage)	
F&E	Es besteht Forschungsbedarf bei der Realisierung der gesamten Prozesskette sowie dem Betrieb der Fischer-Tropsch-Synthese in Kombination mit fluktuierendem Stromangebot von Solar- und Windenergieanlagen. Die Aufbereitung (u. a. Hydrocracking) der Zwischenprodukte aus der Fischer-Tropsch-Synthese (langkettige Kohlenwasserstoffe) kann auch zentral an einem anderen Standort erfolgen, da die flüssigen Produkte aus der Synthese einfach zu speichern und zu transportieren sind.	
Technologieanbieter / -entwickler	BP, Lurgi, Sasol, Shell, hte (Deutschland, F&E FT-Katalysatoren), KIT (DE, F&E Mikro-Synthesereaktor)	
Fazit	FT-Kerosin aus fossilen Quellen ist für 50 % Beimischung zertifiziert (FRL 9). Für ein Pilotkonzept auf Basis der Fischer-Tropsch-Route besteht nach aktueller Einschätzung kein vordringlicher Bedarf; diesen sehen wir derzeit eher bei der Methanol-Route gegeben. Aus F&E-Sicht erscheint uns bei der FT-Route nichtsdestotrotz die Hochtemperatur-Co-Elektrolyse von Wasser mit CO_2 als untersuchungswürdig. Mit Blick auf den Industriestandort Deutschland könnte es insbesondere für Raffinerien und Fluglinien im Rahmen eines Pilotvorhabens interessant sein, das Roh-PTL von Sunfire in raffinerienahen Prozessen zu spezifizierten Kraftstoffen aufzubereiten und auf Vorzeigestrecken zu nutzen.	
B: Ausgangs- / Rohstoffe – Verfügbarkeit und Potenziale		
Rohstoffbasis	Strom aus PV, Wind, Wasserkraft, Geothermiestrom Kohlendioxid aus Luft, Rauchgas, Biogasaufbereitung	
Verfügbarkeit / Potenziale	Technische Potenziale erneuerbarer Strom in Deutschland [MKS 2015a]: 1.000 TWh_{el}/a (konservativ Abschätzung, mit Nutzungskonkurrenz) ca. 500 TWh_{el}/a (konservativ Abschätzung, abzgl. heutiger Stromnutzung)	

C: Kosten – Potenzial für Kostenreduktion		
Investitionen	2020: Elektrolyse 10 MW_{el}: 4.200 EUR pro kW PTL (CO_2 aus Biogasaufbereitung) 5.400 – 6500 EUR pro kW PTL (CO_2 aus Luft)	2030: Elektrolyse 50 MW_{el} 2.400 EUR pro kW PTL (CO_2 aus Biogasaufbereitung) 3.600 – 4.100 EUR pro kW PTL (CO_2 aus Luft)
Gestehungskosten	40 – 63 EUR/GJ (CO_2 aus Luft) [INFRAS et al 2015] 135 EUR/GJ bei Stromkosten von 0,133 EUR/kWh (0,087 + Verluste Stromnetz und Netzentgelte bis auf MS-Ebene, 10 MW_{el}-Elektrolyse, CO_2 aus Luft, 2020) 100 EUR/GJ bei Stromkosten von 0,133 EUR/kWh (0,087 + Verluste Stromnetz und Netzentgelte bis auf MS-Ebene, 10 MW_{el}-Elektrolyse, CO_2 aus Biogasaufbereitung, 2020) 90 - 95 EUR/GJ bei Stromkosten von 0,098 EUR/kWh (0,080 + Verluste und Netzentgelte bis auf HS-Ebene, 50 MW_{el}-Elektrolyse, CO_2 aus Biogasaufbereitung, 2030) 70 EUR/GJ bei Stromkosten von 0,098 EUR/kWh (0,080 + Verluste und Netzentgelte bis auf HS-Ebene, 50 MW_{el}-Elektrolyse, CO_2 aus Biogasaufbereitung, 2030)	
Potenziale für Kostenreduktion	EE-Strom: weitere signifikante Kostenreduktionen (Weltmarkt) Netzkosten / Abgaben: Entfallen bei H_2-Produktion am EE-Anlagenpark (Onsite) Elektrolyse: ca. Halbierung der spez. Investition bei 500 MW_e installiert	
D: Umweltwirkungen – Beitrag Klimaschutz		
Treibhausgasemissionen	ca. 1 kg CO_2-Äq./GJ bei EE-Strom	

[a] Bezogen auf die Summe von Benzin, Kerosin und Diesel (energetisch).
[b] Bei 50 % Kerosinanteil (energetisch).

Tabelle 40 Steckbrief: Kerosin aus Wasserstoff über Hochtemperaturelektrolyse aus erneuerbarem Strom und Synthese mit CO_2 über die Fischer-Tropsch-Route

EE-Kerosin über Fischer-Tropsch-Route (Hochtemperaturelektrolyse)		
A: Konversionstechnologie		
Verfahren / Konzepte	Regional: Elektrolyse, CO_2 Abtrennung, Fischer-Tropsch-Synthese, Transport zur Raffinerie, Hydrocracking, Transport zur Tankstelle	Zentral / International: Elektrolyse, CO_2 Abtrennung, Fischer-Tropsch-Synthese, Hydrocracking, Transport zur Tankstelle
Anlagenkapazitäten	1 – 20 MW_{el} (Input), alle CO_2-Quellen	> 500 MW_{el} (Input), mit CO_2 aus Luft
Produkte	Benzin, Kerosin, Diesel, LPG Anlagenkonzept und Fahrweise werden auf das Wunschprodukt hin optimiert. Nicht benötigte Produktfraktionen können je nach Anlagenkonzept und Fahrweise in der Anlage stofflich bzw. energetisch eingesetzt werden.	
Stand der Technik / Etablierung	Hochtemperaturelektrolyseure basieren auf die SOEC. SOEC befinden sich noch im relative frühem Forschungs- und Entwicklungsstadium Die Fischer-Tropsch-Synthese und die Anlagen zur Weiterverarbeitung sind Stand der Technik. Anlagenwirkungsgrad ohne CO_2-Bereitstellung ca. 70 % [BIT 2013]. Anlagen zur Weiterverarbeitung von Produkten aus der Fischer-Tropsch-Synthese (u. a. Hydrocracking) sind Stand der Technik, allerdings nur für sehr große Anlagen.	
Gesamtnutzungsgrad (Strom-zu-Kraftstoffe)a	CO_2 aus Luft: 47 – 48 % (PTL-Anlage) CO_2 aus Rauchgas: 62 % (PTL-Anlage) CO_2 aus Biogasaufbereitung: 64 % (PTL-Anlage)	
Nutzungsgrad (nur Kerosinfraktion, ohne Nebenprodukte)b	CO_2 aus Luft: 23 - 24 % (PTL-Anlage) CO_2 aus Rauchgas: 31 % (PTL-Anlage) CO_2 aus Biogasaufbereitung: 32 % (PTL-Anlage)	
F&E	Es besteht Forschungsbedarf bei der Hochtemperaturelektrolyse, der Realisierung der gesamten Prozesskette sowie dem Betrieb der Fischer-Tropsch-Synthese in Kombination mit fluktuierendem Stromangebot von Solar- und Windenergieanlagen. Die Aufbereitung (u. a. Hydrocracking) der Zwischenprodukte aus der Fischer-Tropsch-Synthese (langkettige Kohlenwasserstoffe) kann auch zentral an einem anderen Standort erfolgen, da die flüssigen Produkte aus der Synthese einfach zu speichern und zu transportieren sind.	
Technologieanbieter / -entwickler	Sunfire	
Fazit	FT-Kerosin aus fossilen Quellen ist für 50 % Beimischung zertifiziert (FRL 9). FT-Kerosin aus erneuerbaren Quellen, Hochtemperaturelektrolyse und CO_2 aus der Luft wird durch Sunfire seit November 2014 demonstriert (FRL 5). Für ein Pilotkonzept auf Basis der Fischer-Tropsch-Route besteht nach aktueller Einschätzung kein vordringlicher Bedarf; diesen sehen wir derzeit eher bei der Methanol-Route gegeben. Aus F&E-Sicht erscheint uns bei der FT-Route nichtsdestotrotz die Hochtemperatur-Co-Elektrolyse von Wasser mit CO_2 als untersuchungswürdig. Mit Blick auf den Industriestandort Deutschland könnte es insbesondere für Raffinerien und Fluglinien im Rahmen eines Pilotvorhabens interessant sein, das Roh-PTL von Sunfire in raffinerienahen Prozessen zu spezifizierten Kraftstoffen aufzubereiten und auf Vorzeigestrecken zu nutzen.	
B: Ausgangs- / Rohstoffe – Verfügbarkeit und Potenziale		
Rohstoffbasis	Strom aus PV, Wind, Wasserkraft, Geothermiestrom Kohlendioxid aus Luft, Rauchgas, Biogasaufbereitung	
Verfügbarkeit / Potenziale	Technische Potenziale erneuerbarer Strom in Deutschland [MKS 2015a]: 1.000 TWh_{el}/a (konservativ Abschätzung, mit Nutzungskonkurrenz) ca. 500 TWh_{el}/a (konservativ Abschätzung, abzgl. heutiger Stromnutzung)	
C: Kosten – Potenzial für Kostenreduktion		
Investitionen (Elektrolyse: ca. 50 MW_{el})	1.500 EUR pro kW PTL (CO_2 aus Biogasaufbereitung) 2.600 – 3.000 EUR pro kW PTL (CO_2 aus Luft)	

EE-Kerosin über Fischer-Tropsch-Route (Hochtemperaturelektrolyse)	
	3300 USD pro kW PTL = 2.400 EUR pro kW PTL (CO_2 aus Rauchgas) [Becker et al 2012]
Gestehungskosten	25 EUR/GJ [Olshausen 2015][c] 7,35 USD/GGE = 60 USD/GJ = 43 EUR/GJ bei Stromkosten von 0,02 USD/kWh (CO_2 aus Rauchgas) [Becker et al 2012] 11,2 USD/GGE = 92 USD/GJ = 66 EUR/GJ bei Stromkosten von 0,08 USD/kWh (CO_2 aus Rauchgas) [Becker et al 2012] 75 EUR/GJ bei Stromkosten von 0,098 EUR/kWh (0,080 + Verluste und Netzentgelte bis auf HS-Ebene, CO_2 aus Biogasaufbereitung, 2030) 55 EUR/GJ bei Stromkosten von 0,098 EUR/kWh (0,080 + Verluste und Netzentgelte bis auf HS-Ebene, CO_2 aus Biogasaufbereitung, 2030)
Potenziale für Kostenreduktion	EE-Strom: weitere signifikante Kostenreduktionen (Weltmarkt) Netzkosten / Abgaben: Entfallen bei H_2-Produktion am EE-Anlagenpark (Onsite) Elektrolyse: ca. Halbierung der spez. Investition bei 500 MW_e installiert
D: Umweltwirkungen – Beitrag Klimaschutz	
Treibhausgasemissionen	ca. 1 kg CO_2-Äq./GJ bei EE-Strom

[a] Bezogen auf die Summe von Benzin, Kerosin und Diesel (energetisch).
[b] Bei 50 % Kerosinanteil (energetisch).
[c] Ohne Weiterverarbeitung der Produkte aus der FT-Synthese zu Benzin, Kerosin und Diesel.

GGE: gallon gasoline equivalent

Tabelle 41 Steckbrief: Kerosin aus Wasserstoff über Niedertemperaturelektrolyse aus erneuerbarem Strom und Synthese mit CO_2 über die Methanol-Route

EE-Kerosin über die Methanol-Route (Niedertemperaturelektrolyse)		
A: Konversionstechnologie		
Verfahren / Konzepte	Regional: Elektrolyse, CO_2 Abtrennung, Methanol-Synthese, Transport zur Weiterverarbeitung, DME-Synthese, Olefin-Synthese, Oligomerisierung, Hydrotreating, Transport zur Tankstelle	Zentral / International: Elektrolyse, CO_2 Abtrennung, Methanol-Synthese, DME-Synthese, Olefin-Synthese, Oligomerisierung, Hydrotreating, Transport zur Tankstelle
Anlagenkapazitäten	1 – 20 MW_{el} (Input), alle CO_2-Quellen	> 500 MW_{el} (Input), mit CO_2 aus Luft
Produkte	Benzin, Kerosin, Diesel, LPG Anlagenkonzept und Fahrweise werden auf das Wunschprodukt hin optimiert. Nicht benötigte Produktfraktionen können je nach Anlagenkonzept und Fahrweise in der Anlage stofflich bzw. energetisch eingesetzt werden.	
Stand der Technik / Etablierung	Elektrolyse ist kommerziell verfügbar (Kostenreduktion durch höhere Stückzahlen sind allerdings noch möglich). Anlagen zur Methanolsynthese aus über Elektrolyse mit EE-Strom erzeugtem Wasserstoff und CO_2 wurden als kommerzielle Pilotanlage auf Island und Pilotanlage von Silicon Fire in Altenrhein in der Schweiz realisiert. Die Weiterverarbeitung des Zwischenprodukts Methanol über DME-Synthese, Olefinsynthese, Oligomerisierung, Hydrotreating und Destillation zu den gewünschten Produkten sind Stand der Technik (z. B. MtSynfuels von Lurgi), allerdings nur für sehr große Anlagen.	
Gesamtnutzungsgrad (Strom-zu-Kraftstoffe)a	CO_2 aus Luft: 37 - 41 % (PTL-Anlage) CO_2 aus Rauchgas: 48 - 49 % (PTL-Anlage) CO_2 aus Biogasaufbereitung: 49-50 % (PTL-Anlage)	
Nutzungsgrad (nur Kerosinfraktion, ohne Nebenprodukte)b	CO_2 aus Luft: 19 - 21 % (PTL-Anlage) CO_2 aus Rauchgas: 22-24 % (PTL-Anlage) CO_2 aus Biogasaufbereitung: 24 - 25 % (PTL-Anlage)	
F&E	Es besteht Forschungsbedarf bei der Darstellung eines integrierten Gesamtprozesses sowie dem Betrieb der Methanol-Synthese in Kombination mit fluktuierendem Stromangebot von Solar- und Windenergieanlagen. Die Weiterverarbeitung des Zwischenproduktes Methanol zu den gewünschten Produkten kann auch zentral an einem anderen Standort erfolgen, da das bei Raumtemperatur flüssige Produkt Methanol einfach zu speichern und zu transportieren ist. Pilotierungsbedarf besteht bei der Methanol-Route zudem hinsichtlich der dezentralen Aufbereitung von Methanol zu Flüssigkraftstoffprodukten.	
Technologieanbieter / -entwickler	Carbon Recycling International (CRI), Island (Methanolsynthese mit H_2 aus Elektrolyse mit erneuerbarem Strom und CO_2); Lurgi, Deutschland (MtSynfuels-Prozess); Silicon Fire, Schweiz (Methanolsynthese mit H_2 aus Elektrolyse mit erneuerbarem Strom und CO_2)	
Fazit	Für ein Pilotkonzept auf Basis der Methanol-Route besteht nach aktueller Einschätzung nach ein Bedarf, insbesondere für die dezentrale Weiterverarbeitung des Zwischenprodukts Methanol zu Benzin, Kerosin und Diesel sowie der Zertifizierung des Kerosins als Flugturbinenkraftstoff.	
B: Ausgangs- / Rohstoffe – Verfügbarkeit und Potenziale		
Rohstoffbasis	Strom aus PV, Wind, Wasserkraft, Geothermiestrom Kohlendioxid aus Luft, Rauchgas, Biogasaufbereitung	
Verfügbarkeit / Potenziale	Technische Potenziale erneuerbarer Strom in Deutschland [MKS 2015a]: 1.000 TWh_e/a (konservativ Abschätzung, mit Nutzungskonkurrenz) ca. 500 TWh_e/a (konservativ Abschätzung, abzgl. heutiger Stromnutzung)	
C: Kosten – Potenzial für Kostenreduktion		
Investitionen	2020: Elektrolyse 10 MW_{el}: 3.600 EUR pro kW PTL (CO_2 aus Biogasaufbereitung) 4.700 – 5.800 EUR pro kW PTL (CO_2 aus Luft)	2030: Elektrolyse 50 MW_{el} 1.800 EUR pro kW PTL (CO_2 aus Biogasaufbereitung) 2.900 – 3.400 EUR pro kW PTL (CO_2 aus Luft)
Gestehungskosten	130 EUR/GJ bei Stromkosten von 0,133 EUR/kWh (0,087 + Verluste Stromnetz und Netzentgelte bis auf MS-Ebene, 10 MW_{el}-Elektrolyse, CO_2 aus Luft, 2020)	

EE-Kerosin über die Methanol-Route (Niedertemperaturelektrolyse)	
	100 EUR/GJ bei Stromkosten von 0,133 EUR/kWh (0,087 + Verluste Stromnetz und Netzentgelte bis auf MS-Ebene, 10 MW_{el}-Elektrolyse, CO_2 aus Biogasaufbereitung, 2020) 85 - 90 EUR/GJ bei Stromkosten von 0,098 EUR/kWh (0,080 + Verluste und Netzentgelte bis auf HS-Ebene, CO_2 aus Biogas, 2030) 70 EUR/GJ bei Stromkosten von 0,098 EUR/kWh (0,080 + Verluste und Netzentgelte bis auf HS-Ebene, CO_2 aus Biogasaufbereitung, 2030) 35 EUR/GJ bei Stromkosten von 0,037 EUR/kWh (0,020 + Verluste und Netzentgelte bis auf HS-Ebene, CO_2 aus Biogasaufbereitung, 2030)
Potenziale für Kostenreduktion	EE-Strom: weitere signifikante Kostenreduktionen (Weltmarkt) Netzkosten / Abgaben: Entfallen bei H_2-Produktion am EE-Anlagenpark (Onsite) Elektrolyse: ca. Halbierung der spez. Investition bei 500 MW_e installiert
D: Umweltwirkungen – Beitrag Klimaschutz	
Treibhausgasemissionen	ca. 1 kg CO_2-Äq./GJ bei EE-Strom

[a] Bezogen auf die Summe von Benzin, Kerosin und Diesel (energetisch).
[b] Bei 50 % Kerosinanteil (energetisch).

Tabelle 42 Steckbrief: Kerosin aus Wasserstoff über Hochtemperaturelektrolyse aus erneuerbarem Strom und Synthese mit CO_2 über die Methanol-Route

EE-Kerosin über die Methanol-Route (Hochtemperaturelektrolyse)		
A: Konversionstechnologie		
Verfahren / Konzepte	Regional: Elektrolyse, CO_2 Abtrennung, Methanol-Synthese, Transport zur Weiterverarbeitung, DME-Synthese, Olefin-Synthese, Oligomerisierung, Hydrotreating, Transport zur Tankstelle	Zentral / International: Elektrolyse, CO_2 Abtrennung, Methanol-Synthese, DME-Synthese, Olefin-Synthese, Oligomerisierung, Hydrotreating, Transport zur Tankstelle
Anlagenkapazitäten	1 – 20 MW_{el} (Input), alle CO_2-Quellen	> 500 MW_{el} (Input), mit CO_2 aus Luft
Produkte	Benzin, Kerosin, Diesel, LPG Anlagenkonzept und Fahrweise werden auf das Wunschprodukt hin optimiert. Nicht benötigte Produktfraktionen können je nach Anlagenkonzept und Fahrweise in der Anlage stofflich bzw. energetisch eingesetzt werden.	
Stand der Technik / Etablierung	Hochtemperaturelektrolyseure basieren auf die SOEC. SOEC befinden sich noch im relative frühem Forschungs- und Entwicklungsstadium. Anlagen zur Methanolsynthese aus über Elektrolyse mit EE-Strom erzeugtem Wasserstoff und CO_2 wurden als kommerzielle Pilotanlage auf Island und Pilotanlage von Silicon Fire in Altenrhein in der Schweiz realisiert. Die Weiterverarbeitung des Zwischenprodukts Methanol über DME-Synthese, Olefinsynthese, Oligomerisierung, Hydrotreating und Destillation zu den gewünschten Produkten sind Stand der Technik (z. B. MtSynfuels von Lurgi), allerdings nur für sehr große Anlagen.	
Gesamtnutzungsgrad (Strom-zu-Kraftstoffe)a	CO_2 aus Luft: 45-47 % (PTL-Anlage) CO_2 aus Rauchgas: 61 % (PTL-Anlage) CO_2 aus Biogasaufbereitung: 63 % (PTL-Anlage)	
Nutzungsgrad (nur Kerosinfraktion, ohne Nebenprodukte)b	CO_2 aus Luft: 23 % (PTL-Anlage) CO_2 aus Rauchgas: 30 % (PTL-Anlage) CO_2 aus Biogasaufbereitung: 31 % (PTL-Anlage)	
F&E	Es besteht Forschungsbedarf bei der Hochtemperaturelektrolyse, bei der Darstellung eines integrierten Gesamtprozesses sowie dem Betrieb der Methanol-Synthese in Kombination mit fluktuierendem Stromangebot von Solar- und Windenergieanlagen. Die Weiterverarbeitung des Zwischenproduktes Methanol zu den gewünschten Produkten kann auch zentral an einem anderen Standort erfolgen, da das bei Raumtemperatur flüssige Produkt Methanol einfach zu speichern und zu transportieren ist. Pilotierungsbedarf besteht bei der Methanol-Route zudem hinsichtlich der dezentralen Aufbereitung von Methanol zu Flüssigkraftstoffprodukten.	
Technologieanbieter / -entwickler	Carbon Recycling International (CRI), Island (Methanolsynthese mit H_2 aus Elektrolyse mit erneuerbarem Strom und CO_2); Lurgi, Deutschland (MtSynfuels-Prozess); Silicon Fire, Schweiz (Methanolsynthese mit H_2 aus Elektrolyse mit erneuerbarem Strom und CO_2)	
Fazit	Für ein Pilotkonzept auf Basis der Methanol-Route besteht nach aktueller Einschätzung nach ein Bedarf, insbesondere für die dezentrale Weiterverarbeitung des Zwischenprodukts Methanol zu Benzin, Kerosin und Diesel sowie der Zertifizierung des Kerosins als Flugturbinenkraftstoff.	
B: Ausgangs- / Rohstoffe – Verfügbarkeit und Potenziale		
Rohstoffbasis	Strom aus PV, Wind, Wasserkraft, Geothermiestrom Kohlendioxid aus Luft, Rauchgas, Biogasaufbereitung	
Verfügbarkeit / Potenziale	Technische Potenziale erneuerbarer Strom in Deutschland [MKS 2015a]: 1.000 TWh_e/a (konservativ Abschätzung, mit Nutzungskonkurrenz) ca. 500 TWh_e/a (konservativ Abschätzung, abzgl. heutiger Stromnutzung)	
C: Kosten – Potenzial für Kostenreduktion		
Investitionen (Elektrolyse: ca. 50 MW_{el})	1.500 EUR pro kW PTL (CO_2 aus Biogasaufbereitung) 2700 – 3100 EUR pro kW PTL (CO_2 aus Luft)	
Gestehungskosten	80 EUR/GJ bei Stromkosten von 0,098 EUR/kWh (0,080 + Verluste und Netzentgelte bis auf HS-Ebene, CO_2 aus Biogas, 2030)	

EE-Kerosin über die Methanol-Route (Hochtemperaturelektrolyse)	
	55 EUR/GJ bei Stromkosten von 0,098 EUR/kWh (0,080 + Verluste und Netzentgelte bis auf HS-Ebene, CO2 aus Biogasaufbereitung, 2030)
Potenziale für Kostenreduktion	EE-Strom: weitere signifikante Kostenreduktionen (Weltmarkt) Netzkosten / Abgaben: Entfallen bei H_2-Produktion am EE-Anlagenpark (Onsite) Elektrolyse: ca. Halbierung der spez. Investition bei 500 MW_e installiert
D: Umweltwirkungen – Beitrag Klimaschutz	
Treibhausgasemissionen	ca. 1 kg CO_2-Äq./GJ bei EE-Strom
[a] Bezogen auf die Summe von Benzin, Kerosin und Diesel (energetisch). [b] Bei 50 % Kerosinanteil (energetisch).	

Wenn jeweils nicht anders angegeben, wurden die angegebenen Nutzungsgrade, der Investitionsbedarf und die daraus resultierenden Kraftstoffgestehungskosten auf Basis von [LBST 2016] ermittelt. Der Investitionsbedarf wurde an im Vergleich zu [LBST 2016] veränderte Anlagengrößen angepasst.

Pilot- und Demonstrationsvorhaben im Überblick

Tabelle 43 Aktuelle Pilot- und Demonstrationsvorhaben für Biokerosin

Land | Kurzbezeichnung	Akteure	Status/Ziele/ Gegenstand des Vorhabens	Förderung/ Budget	Weitere Informationen
DE | AUFWIND (Algenproduktion und Umwandlung in Flugzeugtreibstoffe: Wirtschaftlichkeit, Nachhaltigkeit und Demonstration)	Forschungszentrum Jülich EADS Deutschland, DBFZ, Novagreen Projektmanagement GmbH, Phytolutions GmbH, HS Lausitz (FH), OMV Deutschland, RWTH Aachen, TU München, Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e. V., VERBIO Vereinigte BioEnergie AG, Verfahrenstechnik Schwedt	Status: Algen-Science-Center (Jülich) 05/2014 eröffnet Demonstrationsanlage zur Algenproduktion und Umwandlung in Flugzeugtreibstoffe	5,75 Millionen EUR von BMEL (FNR)	untersucht u. a. eine komplette Verfahrenskette zur Herstellung von Kerosin auf Algenbasis mittels eines HEFA-Prozesses
DE | bioliq®	KIT Chemieanlagenbau Chemnitz Air Liquide Global E&C Solutions MUT Advanced Heating GmbH ThyssenKrupp Industrial Solutions AG	Status: in Betrieb Pilotanlage zur Produktion synthetischer BTL-Kraftstoffe und chemischer Grundprodukte aus trockener Biomasse	BMEL (FNR) (25 Mio. EUR) Europäische Union (EU) Europäischer Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) Land Baden-Württemberg (Ministerium für Umwelt, Klima und Energie-wirtschaft Baden-Württemberg)	auf Kraftstoffe für den Straßenverkehr entwickelt, eine Optimierung des Syntheseverfahrens auf Kerosin ist denkbar Strom und Wärme dienen als Nebenprodukte zur Deckung des Prozessenergiebedarfs
FR | BioTfueL	ThyssenKrupp Industrial Solutions Axens IFP Energies Nouvelles French Alternative Energies and Atomic Energy Commission (CEA) Avril (ex-Sofiprotéol) Total Uhde GmbH	Status: Im Bau (Testphase für 2017 geplant) Bau und Betrieb von zwei Pilotanlagen in Frankreich zur Herstellung von Biodiesel und Biokerosin auf Grundlage von Biomassevergasung	112,7 Millionen EUR	Entwicklung der kompletten BTL-Prozesskette (Trocknung und Zerkleinerung der Biomasse, Torrefizierung, Vergasung, Reinigung des Synthesegases und abschließende Umwandlung in Biokraftstoff der 2. Generation mit der Fischer-Tropsch-Synthese)
USA | FULCRUM	Sierra Biofuels	Status: in Planung Produktionsanlage für Biokerosin	200 Millionen US-$ United States Department Of Agriculture (105 Mio. $ loan guarantee) U.S.	Langzeitvertrag über 375 Millionen Gallonen Biokerosin über 10 Jahre mit Cathay Pacific Airways Vergasung von Siedlungsabfällen (30 t/a), Fischer-Tropsch-Synthese zu Biokraftstoffen der 2. Generation, Hydrotreatment, -cracking, -

Land | Kurzbezeichnung	Akteure	Status/Ziele/ Gegenstand des Vorhabens	Förderung/ Budget	Weitere Informationen
			Department of Defense (70 Mio. $ grant)	isomerization
UK | GreenSky	British Airways Solena	Status: in Planung (Produktionsbeginn 2017) Produktionsanlage für Biokerosin und Biodiesel		575.000 t/a Biomasseabfälle 50.000 t/a Biokerosin, 50.000 t/a Biodiesel und 40 MW Strom SOLENA Plasma Vergasungstechnologie (SPG), kommerzielle VELOCY Fischer-Tropsch-Synthese
SWE | BioDME	Chemrec Haldor Topsøe Volvo Preem Total Delphi ETC	Status: derzeit nicht in Betrieb Pilotanlage zur Produktion von BIO-DME aus Schwarzlauge	14 Millionen EUR Finanziert durch Konsortium und Förderung von Swedish Energy Agency und EU's Seventh Framework Programme	Produktionskapazität von 4 Tonnen Bio-DME pro Tag
FIN | NSE Biofuels Oy	Neste Oil / Neste Jacobs Stora Enso	Status: in Betrieb Pilotanlage für BTL-Produktion		Produktionskapazität 656 t/a 12 MW Vergaser Pläne für 100.000 t/a Anlage im August 2012 verworfen
USA | IH$^{2®}$	Gas Technology Institute (GTI) CRI Catalyst	Status: In Betrieb HDO-Demonstrations-anlage zur Produktion von Biokraftstoffen aus Holz, landwirtschaft-lichen Abfällen, Algen und Aquakulturen		Input: 50 kg/d Prozessschritte: Hydropyrolyse und katalytische Hydrokonversion

Tabelle 44 Aktuelle Pilot- und Demonstrationsvorhaben für PTL

Land | Kurzbezeichnung	Akteure	Status/Ziele/ Gegenstand des Vorhabens	Förderung/ Budget	Weitere Informationen
DE | Sunfire	Firma Sunfire	Status: in Betrieb Demonstrationsanlage für PTL-Produktion von Benzin, Kerosin, Diesel	Einstellige Mio. EUR Investition (ohne F&E) 50% Kofinanzierung durch BMBF	Kraftstoffproduktion von ca. 160 Litern/Tag Kommerzialisierung für 2016 avisiert Kooperationsabkommens mit Boeing zu reversiblen Hochtemperatur-Elektrolyseuren/-Brennstoffzellen
DE | Steag	Steag Kraftwerk Lünen Carbon Recycling International (CRI) Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe (MHPSE) Weitere Zulieferer, Universitäten sowie Forschungseinrichtungen	Status: in Planung PTL-Produktion zur Nutzung als Kraftstoff	Förderung: 11 Mio. EUR (EU Horizon 2020)	CO_2 aus dem Rauchgas des Steinkohle-Kraftwerks in Lünen Mögliche Vorstufe für die Produktion von Benzin, Kerosin, Diesel mit Raffinerie ähnlichen Prozessen
CH | Silicon Fire	Silicon Fire AG, Altenrhein (Kanton St. Gallen)	In Betrieb: Mobile Strom-zu-Methanol Anlage (Kapazität ca. 1000 Liter MeOH pro Tag) In Entwicklung / Vorvertrag: kommerzielle Kompaktanlage (Kapazität ca. 48,8 kg MeOH pro Stunde)		Mögliche Vorstufe für die Produktion von Benzin, Kerosin, Diesel mit Raffinerie ähnlichen Prozessen
IS | Carbon Recycling International	Carbon Recycling International (CRI) HS Orka (isländischer Energieversorger)	Status: in Betrieb Methanolsynthese mit Strom und CO_2 aus Geothermie Ziele: Beimischung erneuerbares MeOH zu Benzin und Export von erneuerbarem MeOH		Jahresumsatz von 4.500 t CO_2 mit Wasserstoff zu Methanol Mögliche Vorstufe für die Produktion von Benzin, Kerosin, Diesel mit Raffinerie ähnlichen Prozessen
USA | Primus Green Energy	Primus Green Energy, Hillsborough, NJ/USA	In Betrieb: Benzinproduktion mit PRIMUS Methanol-to-Gasoline (MTG) Verfahren Geplant: Kommerzieller		Kapazität: 100.000 US-Gallonen/Jahr (ca. 43 l/h) Weiterentwicklung / Anpassung des Verfahrens für Kerosinproduktion

		Demo, 25 Mio. US-Gallonen/a (ca. 10.800 l/h)		mittelfristig geplant
CAN | Blue Fuel Energy	Blue Fuel Energy, British Columbia, Kanada Siemens (Memorandum of Understanding vom Mai 2014 über die Lieferung von 20 MW_{el} an PEM-Elektrolyseuren)	Status: geplant/in Entwicklung PTL-Anlage auf Basis Elektrolyse, Partielle Oxidation (POX) von Erdgas, MeOH-Synthese und ExxonMobil Methanol-to-Gasoline (MTG) Prozess Ziel: Benzinproduktion (Kapazität ca. 106 m^3 Benzin pro Stunde)		Überwiegender Einsatz von Strom aus Wind- und Wasserkraft CO_2 aus erdgasbetriebenen Kraftwerk (Verbrennung mit O_2 aus Elektrolyse) MTG-Prozess kann auch für synthetisches Kerosin eingesetzt werden

Nachhaltigkeitskriterien

Tabelle 45 Übersicht über Länder, die die Nachhaltigkeitsindikatoren der GBEP (GSI) umgesetzt haben, umsetzen oder umzusetzen beabsichtigen.

Land	**Anwendung der GBEP-Indikatoren**			
	Abgeschlossen	In Umsetzung	Angekündigt	Durchgeführt durch / Finanziert durch
Argentina		X		Argentina - IDB / IDB
Brazil			X	Univ. Sao Paulo - Brazil
Cambodia				
China		X		Chin. Acad. of Agric. Eng.
Colombia	X			FAO / ICI Germany
Egypt		X		DRC-EEAA / Egyptian gov.
Ethiopia			X	UNEP
Germany	X			German government
Ghana	X			Ghana – Dutch government
Indonesia	X			FAO / ICI Gemany
Italy			X	INEA
Jamaica		X		Jamaica – OAS / OAS
Japan	X			PRI / MAFF
Kenya			X	UNEP / ICI Gemany
Mauritania				
Netherlands	X			NL / NL Agency
Paraguay			X	FAO / ICI Gemany
USA		X		USA US DOE
Sudan			X	
Switzerland				
Vietnam			X	FAO / ICI Gemany

Nachhaltigkeitszertifizierung

Tabelle 46 Zertifizierungssysteme, anerkannt von der EU Kommission gemäß RED (Stand Juni 2015)

Zertifizierungssystem[27]	Anwendungsgebiet	Wirkungs-bereich	Weitergehende Prüfkriterien	Multi-Stakeholder Prozess
ISCC	**Bioenergieträger** aller Art; entstanden aus einem aus Bundesmitteln finanzierten Projekt	global	✓	✓
BonSucro EU	**Zuckerrohr(ethanol)**; entstanden aus Initiative der Zuckerrohr-Prozesskette, hier RED-kompatible Variante des allgemeinen Bonsucro-Systems (vormals BSI, Better Sugarcane Initiative)	global	✓	✓
RTRS EU RED (Roundtable for Responsible Soy)	**Soja**; entstanden aus Initiative der Soja-Produktionskette, hier RED-kompatible Spezialvariante des allgemeinen RTRS-Systems	global	✓	✓
RSB EU RED	**Bioenergieträger aller Art**; entstanden aus internationalem Multi-Stakeholder-Prozess	global	✓	✓
2BSvs (Biomass Biofuels Sustainability voluntary scheme)	**Biokraftstoffe**; entstanden aus Initiative französischer Unternehmen, als Prüfinstanz ausschließlich Bureau Veritas einbezogen	global	×	×
RBSA (Abengoa RED Bioenergy Sustainability Assurance)	**Ethanol**; entstanden aus Initiative des Unternehmens Abengoa; rein industrieintern (konzernintern); keine Dritt-Partei einbezogen	global	×	×
Greenenergy (Brazilian Bioethanol verification programme)	**Zuckerrohr(ethanol)**; gegründet vom UK Energiehändler Greenergy fokussiert auf brasilianisches Zuckerrohrethanol	national	✓	✓
ENSUS voluntary scheme under RED	**Ethanol**; gegründet vom britischen Ethanolverband ENSUS; rein industrieintern; keine Dritt-Partei einbezogen	global	×	×
RED Tractor (Red Tractor Farm Assurance Combinable Crops & Sugar Beet Scheme)	**Getreide und Zuckerrübe**; britisches regionale System für Zertifizierungen in der Landwirtschaft	national	×	×
SQC (Scottish Quality Farm Assured Combinable Crop)	**Getreide und Zuckerrübe**; schottisches regionale System für Zertifizierungen in der Landwirtschaft	national	×	×
REDCert	**Biokraftstoffe**; gegründet von Branchenvertretern in Deutschland	EU Länder; Ukraine, Belarus	×	×
NTA 8080	**Bioenergieträger aller Art**; nationale niederländische Norm	global	✓	✓
RSPO RED (Roundtable on Sustainable Palm Oil RED)	**Palmöl**, entstanden aus Initiative der Palmöl-Produktkette, hier RED-kompatible Spezialvariante des allgemeinen RSPO-Systems	global	✓	✓
Biograce	**Bioenergieträger aller Art**, XLS-basiertes Rechentool für RED-kompatible Treibhausgasberechnungen	global	×	×
HVO Renewable Diesel (Scheme for Verification of Compliance with the	**Hydrierfähige & hydrierte Biomasse**; entwickelt von Neste Oil, RED kompatibel, Empfehlung Anpassung der GHG-	global	✓	✓

[27] Die aktuellen Dokumente der von der EU Kommission anerkannten Zertifizierungssysteme für den Nachweis der Nachhaltigkeitsanforderungen sind unter https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/biofuels/voluntary-schemes verfügbar.

Zertifizierungssystem[27]	Anwendungsgebiet	Wirkungs-bereich	Weitergehende Prüfkriterien	Multi-Stakeholder Prozess
RED sustainability criteria for biofuels)	Emissionskoeffizienten mit BioGrace Standardwerten; Bezug auf ISCC-Kriterien			
GTAS (Gafta Trade Assurance Scheme)	**Bioenergieträger**, entwickelt von Vereinigung von Getreide und Futtermittelhändlern (GAFTA) für Zertifizierungen in der Landwirtschaft. Berücksichtigung RED, außer Artikel 17(2).	global	×	×
GTAS (Gafta Trade Assurance Scheme)	**Bioenergieträger**, entwickelt von Vereinigung von Getreide und Futtermittelhändlern (GAFTA) für Zertifizierungen in der Landwirtschaft. Berücksichtigung RED, außer Artikel 17(2).	global	×	×
KZR INiG System	**Bioenergieträger**, entwickelt vom Öl- und Gas Institut Polen (INiG), Berücksichtigung RED und polnische Gesetzgebung;	EU	×	×
TASCC (Trade Assurance Scheme for Combinable Crops)	Für **Getreide, Ölsamen, Zuckerrübe**, entwickelt von britischer Agricultural Industries Confederation (AIC); fokussiert auf Großbritannien; Berücksichtigung der RED, außer Artikel 17(2)	UK	×	×
UFAS (Universal Feed Assurance Scheme)	**Bioenergieträger aller Art**, entwickelt von britischer AIC; Berücksichtigung der RED, außer Artikel 17(2)	UK	×	×

Tabelle 47 Nachhaltigkeitskriterien Umwelt in Zertifizierungssystemen RSB, ISCC, REDCert und in der RED

	Prüfkriterien UMWELT	RSB	ISCC	REDCert	RED
Klima	1. Minderung von Treibhausgasemissionen	Principle 3	ISCC 201 ISCC 205		Artikel 17 (2) Artikel 19 Anhang V
	2. Schutz kohlenstoffreicher Flächen	Criterion 7.a RED als Minimum	Prinzip 1 gemäß RED		Artikel 17(3)
Biodiversität	3. Schutz wertvoller Lebensräume, Tier- und Pflanzenarten	Principle 7 RED als Minimum, 7.a Criterion 7.b	Prinzip 1 gemäß RED		Artikel 17(3)
	4. Einrichtung von Schutzzonen mit natürlicher Vegetation und ökologischen Korridoren	Criterion 7.d	n.a.	n.a.	n.a.
	5. Pufferzonen um ökologisch wertvolle Flächen	Criterion 7.c	n.a.	n.a.	n.a.
	6. Standortangepasste Artenauswahl mit Schwerpunkt auf einheimischen Arten und einer möglichst diversen Struktur	Criterion 7.e	n.a.	n.a.	n.a.
	7. Genveränderte Organismen	Criterion 11.c	n.a.	n.a.	Artikel 17 (7)
Boden	8. Standortangepasste Bodenbearbeitung	Principle 8	Prinzip 2		Artikel 17 (6) Artikel 18 (3)
	9. Erhalt der Bodenstruktur durch umsichtigen Einsatz von Maschinen	Criterion 8.a Criterion 8.a 2	Prinzip 2		Artikel 17 (6) Artikel 18 (3)
	10. Einsatz erosionsmindernder Anbaumethoden	Criterion 8.b 1	Prinzip 2		Artikel 17 (6) Artikel 18 (3)
	11. An Nährstoffbedarf angepasster Düngereinsatz	n.a.	Prinzip 2		Artikel 17 (6) Artikel 18 (3)
	12. Vorsichtiger und sachgerechter Einsatz von Agro-Chemikalien	Criterion 11.d	Prinzip 2		Artikel 17 (6) Artikel 18 (3)
	13. Umsichtiger Umgang mit Abfallstoffen	Criterion 8.a 2	n.a.	n.a.	n.a.
	14. Anpassung der Ernteraten (inkl. Reststoffen) an Standortgegebenheiten	Criterion 10.b	Prinzip 2	n.a.	n.a.
	15. Verbot der Verbrennung als Bewirtschaftungsmethode	Criterion 10.n	Prinzip 2	n.a.	n.a.
Wasser (Qualität)	16. Angemessener Einsatz von Düngemitteln und Pestiziden	Principle 9 Criterion 9.d 1	Prinzip 2		Artikel 17 (6) Artikel 18 (3)
	17. Bevorzugung von biologischem Pflanzenschutz und organischem Dünger	n.a.	Prinzip 2	n.a.	n.a.

	Prüfkriterien UMWELT	RSB	ISCC	REDCert	RED
	18. Errichtung von Pufferzonen um Wasserflächen	Criterion 9.d 1	n.a.	n.a.	n.a.
	19. Sachgerechter Umgang, Lagerung, Entsorgung von Agro-Chemikalien	Criterion 9.d 1	Prinzip 2		n.a.
	20. Kein Einsatz von ungeklärtem Abwasser zur Bewässerung	Criterion 9.d 2	Prinzip 2		n.a.
Wasser (Ressourcen)	21. Nachhaltige Bewirtschaftung von Wasserressourcen (Wassermanagementplan)	Criterion 9.b	n.a.		Artikel 18 (3)
	22. Keine negativen Einflüsse auf Wasserressourcen	Criterion 9.c	n.a.	.	Artikel 18 (3)
	23. Berücksichtigung lokaler/indigener Wassernutzungsrechte	Criterion 9.a	Prinzip 2	n.a.	n.a.
Luft	24. Identifizierung von Luftschadstoffen während des Produktionsprozesses und deren Verminderung	Principle 10 Criterion 9.a	n.a.	n.a.	Artikel 18 (3)
	25. Verbot der Verbrennung von Abfällen	Criterion 10.b	Prinzip 2	n.a.	n.a.
	26. Verbot von Brandrodung zur Landkonversion	Criterion 10.b	n.a.	n.a.	n.a.
Ressour-cen	27. Vermeidung und Recycling von Abfällen	n.a	Prinzip 2	n.a.	n.a.

Kriterium adressiert; verbindliche Anforderung der RED	n.a. Kriterium nicht adressiert	**RED:** Berichtspflicht durch EU-Kommission	**RED:** Berichtspflicht der Wirtschaftsteilnehmer verpflichtet durch die Mitgliedsstaaten

Tabelle 48 Nachhaltigkeitskriterien Sozioökonomie in Zertifizierungssystemen RSB, ISCC, REDCert und in der RED

Prüfkriterien SOZIOÖKONOMIE		RSB	ISCC	REDCert	RED
Menschen-rechte	28. Wahrung der Menschenrechte	Principle 4	Prinzip 4	n.a.	n.a.
Arbeitsrechte	29. Wahrung der Arbeitsrechte	Principle 4	Prinzip 4		Artikel 17 (7)
Landnutz-ungsrechte	30. Wahrung der Landnutzungsrechte; inkl. traditioneller Landnutzungsrechte	Principle 12	Prinzip 4 Prinzip 5	n.a.	Artikel 17 (7)
Lebens-bedingungen	31. Förderung der sozialen und ökonomischen Entwicklungen der Arbeiter und lokalen Bevölkerung	Principle 5	n.a.	n.a.	n.a.
	32. Keine negative Beeinträchtigung der Nahrungsmittelsicherheit	Principle 6	Prinzip 4	n.a.	Artikel 17 (7)
Umgang mit Bevölkerung	33. Beteiligung lokaler Stakeholder	Criterion 2.b	Prinzip 4	n.a.	n.a.
	34. Einrichtung von Beschwerde- und Ent-schädigungsmechanismen	Criterion 2.b	Prinzip 4	n.a.	n.a.

Kriterium adressiert; verbindliche Anforderung der RED	n.a. Kriterium nicht adressiert	**RED:** Berichtspflicht durch EU-Kommission	**RED:** Berichtspflicht der Wirtschaftsteilnehmer verpflichtet durch die Mitgliedsstaaten

Tabelle 49 Zusätzliche Aspekte Nachhaltigkeitskriterien in Zertifizierungssystemen RSB, ISCC, REDCert und in der RED

Prüfkriterien WEITERE ASPEKTE		RSB	ISCC	REDCert	RED
Grundsätzliche Rechtmäßigkeit	35. Wahrung der Menschenrechte	Principle 1	Prinzip 5	n.a.	n.a.
Management-Praxis	36. Kontinuierliche Verbesserung	Principle 2 Criterion 2c	Prinzip 6	n.a.	n.a.
	37. Sichere Arbeitsbedingungen	Criterion 4.f	Prinzip 3	n.a.	n.a.

Kriterium adressiert; verbindliche Anforderung der RED	n.a. Kriterium nicht adressiert	**RED:** Berichtspflicht durch EU-Kommission	**RED:** Berichtspflicht der Wirtschaftsteilnehmer verpflichtet durch die Mitgliedsstaaten